



HAL
open science

Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques

Didier Boëda

► **To cite this version:**

Didier Boëda. Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. NNT: . tel-00377540

HAL Id: tel-00377540

<https://theses.hal.science/tel-00377540>

Submitted on 22 Apr 2009

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.

Remerciements

Les travaux effectués pendant cette thèse se sont déroulés au sein de l'équipe SYREL (Systèmes et Réseaux Électriques) du G2Elab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble) pour le compte du Groupement d'Intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir), consortium regroupant Electricité de France (EDF), Schneider Electric SA et le laboratoire.

Je tiens donc tout d'abord à remercier les directions successives (MM. Yves Brunet et Jean Paul Ferrieux, puis MM. James Roudet, Yves Marechal et Olivier Lesaint) du G2Elab pour m'avoir accueilli dans ce laboratoire et pour m'avoir permis d'y effectuer mon Master de Recherche et mon Doctorat.

Je remercie aussi le GIE IDEA, et son directeur Nouredine Hadjsaid, Professeur des Universités, pour m'avoir accepté au sein de sa structure, pour m'avoir confié ce sujet de recherche et pour avoir financé mes travaux.

Je veux remercier également Monsieur Seddik Bacha responsable, avec Monsieur Daniel Roye, de l'équipe SYREL, pour m'avoir reçu au sein cette équipe de recherche. Je le remercie aussi pour sa gentillesse et sa bonne humeur.

Je tiens ensuite à remercier chaleureusement les personnes qui ont accepté d'être membres de mon jury de thèse :

Monsieur Farid Meibody-Tabar, Professeur à l'École Nationale Supérieure d'Électricité et de Mécanique de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur Mohamed Fouad Benkhoris, Professeur à l'École Polytechniques de Nantes à Saint-Nazaire, pour avoir accepté de rapporter sur cette thèse.

Monsieur Guillaume Verneau, Ingénieur chez Schneider Electric Telecontrol, pour les échanges scientifiques et techniques que nous avons eu au cours de la thèse, pour avoir participé à la soutenance et pour y avoir fait des remarques expertes et pertinentes.

Monsieur Christophe Kieny, Ingénieur chez Electricité de France, pour avoir suivi mes travaux pendant trois ans.

Monsieur Daniel Roye, Professeur des Universités à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui après m'avoir encadré lors de mon Master de Recherche, a accepté de poursuivre avec moi en étant mon directeur de thèse. Les fréquentes discussions que nous avons eues pendant cette période ont fortement contribué à ma formation dans le domaine de la recherche. Sa disponibilité, la confiance qu'il m'a accordée, sa gentillesse, sa bonne

humeur et son soutien lors des moments difficiles m'ont permis de mener au bout les travaux entrepris par cette thèse.

Je veux continuer en remerciant spécialement Nicolas Laverdure, docteur en Génie Électrique, qui m'a d'abord encadré pendant mon Master de Recherche et qui est ensuite devenu mon ami. Grâce à son expérience, il m'a conseillé, soutenu et encouragé face aux différents défis scientifiques auxquels j'ai été confronté. Nos soirées à suivre des matches de football ou nos journées sur les pistes de ski m'ont permis d'oublier de temps en temps les difficultés rencontrées et de passer d'agréables moments. Enfin son aide appréciable lors de la rédaction du présent mémoire a contribué à sa bonne clarté.

Je remercie aussi Lina-Maria Ruiz, stagiaire dont j'ai suivi les travaux, et Martin Geske, stagiaire que j'ai encadré, qui ont pris part à l'accomplissement des travaux présentés dans ce mémoire.

Je remercie aussi particulièrement Raphaël Caire et Bertrand Raison, Maîtres de Conférences à l'INP Grenoble, pour leur qualité humaine, leur partage de connaissances, leurs nombreux conseils et leur disponibilité. Les échanges qu'ils m'ont accordés m'ont permis de rebondir sur de nouvelles idées et de bâtir une réflexion plus pertinente et plus sûre.

Je remercie également tous les autres permanents et techniciens du laboratoire pour leur contribution à l'ambiance agréable et chaleureuse qui y règne. Je pense aussi au personnel du service informatique qui d'une certaine manière a prit part dans la réalisation de ces travaux. Je pense également au personnel administratif du laboratoire, à Danielle et à Rozita, et au personnel du GIE, à Florence, Julie et Cécile, qui m'ont toujours reçu avec chaleur et gentillesse dans leurs bureaux.

Je tiens aussi à remercier mes amis du laboratoire qui ont fait que ces années de travail furent plus agréables. Parmi eux : Alex, Benjamin, Benoît, Bogdan, Carolina, Damien, Delcho, Diem, Guillaume, Jérémie, Maria A., Maria V., Monica, Marie-Cécile, Octavian, Sylvie, Szymon, Yann.

Je veux également remercier d'autres amis, rencontrés à Grenoble et avec qui j'ai partagé quelques bons moments : Damien, Gautier, Irina, Jamel, Jérémy, Pierre, Roger, Thibault et Zoubir.

Je voudrais enfin remercier mes parents, Béatrice et Alain, pour leur aide tout au long de ces trois ans et demi, pour leur patience, et pour la prise en charge du pot de thèse. Un merci tout particulier à mes sœurs, Stéphanie, Claire, Perrine et Laure, ainsi qu'à Boris et Cyril pour leur soutien.

Enfin je voudrais terminer en remerciant Anne Lise, rencontrée il y a peu et qui donne une nouvelle dimension à ma vie.

Sommaire

NOMENCLATURE	15
INTRODUCTION GENERALE	18
CHAPITRE 1: LE PILOTAGE DE CHARGES – PRESENTATION GENERALE ET SITUATION ACTUELLE	22
1 Introduction	22
2 Pourquoi piloter les charges ?	22
2.1 Services Système.....	23
2.2 Aspect système.....	23
2.3 Aspect marché de l'énergie, programmes DSB et DSM.....	24
2.4 Implication du client en tant qu'acteur du système et du marché.....	25
3 Quelles charges piloter ?	26
3.1 Classement des charges par pilotabilité.....	26
3.1.1 Gestion du confort thermique des bâtiments.....	26
3.1.2 Equipements industriels chauffants et frigorifiques.....	27
3.1.3 Génération d'eau chaude et stockage de chaleur.....	27
3.1.4 Charges combinées.....	27
3.1.5 Applications lumineuses.....	27
3.1.6 Equipements électroménagers.....	27
3.1.7 Equipements informatiques, audio et vidéo.....	28
3.1.8 Equipements tournants.....	28
3.1.9 Stockage d'énergie.....	28
3.1.10 Charges non pilotables.....	28
3.2 Classification par secteur.....	28
3.2.1 Secteur industriel.....	28
3.2.2 Secteur commercial et tertiaire.....	28
3.2.3 Secteur résidentiel.....	29
3.2.4 Secteur agricole.....	30
3.2.5 Secteur des transports.....	30
3.3 Mise en avant des charges les plus prometteuses.....	31
4 Comment piloter les charges ? Les différents besoins	32
4.1 Introduction.....	32
4.2 Les besoins en mesures.....	33
4.2.1 Facturation et règlement.....	33
4.2.2 Modélisation des charges.....	33
4.2.3 Surveillance des charges.....	33
4.2.4 Contrôle des usages finaux d'électricité.....	34
4.2.5 Qualité de puissance.....	34
4.2.6 Protections.....	34
4.2.7 Équipements de mesure avec autodiagnostic.....	34
4.2.8 Autorités de régulation et centres de recherche.....	35

4.3	Conditions requises pour la mesure et la communication des données.....	35
4.4	Système de mesure commun ou séparé ?	36
4.5	Le comptage	37
4.5.1	Les compteurs pour le secteur résidentiel.....	37
4.5.2	Les compteurs pour le secteur industriel.....	37
4.5.3	Les compteurs pour le comptage aux postes	39
4.5.4	Les scénarios de relève des données de comptage.....	39
4.6	Les communications pour les comptages.....	41
4.7	Contrôle de la consommation et des charges.....	43
4.7.1	Appareils de contrôle de charges	44
4.7.1.1	Les interrupteurs de contrôle de charge	44
4.7.1.2	Les thermostats contrôlables	44
4.7.1.3	Le contrôle des éclairages	44
4.7.1.4	Les variateurs de vitesse	44
4.7.2	Les systèmes de gestion d'énergie (EMS)	44
4.8	Bilan.....	45
5	Comment piloter les charges ? Aspect conceptuel	45
5.1	Modèles de charges	45
5.2	Modèles physiques, modèles empiriques	46
5.3	La modélisation des charges.....	46
5.3.1	Les modèles statiques	47
5.3.1.1	Le modèle polynomial (ZIP).....	47
5.3.1.2	Le modèle exponentiel.....	47
5.3.1.3	Le modèle fréquentiel de charge	47
5.3.2	Les modèles dynamiques	48
5.3.2.1	Le modèle dynamique de charge à induction.....	48
5.3.2.2	Les modèles dynamiques basés sur des fonctions de transfert	48
5.3.2.3	Les modèles dynamiques à recouvrement exponentiel.....	48
5.3.2.4	Les modèles dynamiques exponentiels	49
5.4	Obtention des données	49
5.5	Les mesures.....	50
5.6	Caractérisation des charges.....	51
5.6.1	Les moteurs à induction	51
5.6.2	L'éclairage	51
5.6.3	Les charges thermiques.....	52
5.6.4	Les régleurs en charges.....	52
6	Conclusion	53

CHAPITRE 2 : ACTEURS INTERVENANTS DANS LE PILOTAGE DE CHARGES	56
1 Introduction : un nouveau contexte	56
2 Les acteurs.....	56
2.1 Revue des acteurs ou fonctions existants ou à apparaître.....	57
2.1.1 Les consommateurs finaux d'électricité.....	57
2.1.2 Les producteurs décentralisés	58
2.1.3 Les producteurs centralisés	58
2.1.4 Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD).....	58
2.1.5 Le fournisseur	59
2.1.6 L'agrégateur.....	59
2.1.7 L'opérateur du réseau de transport	60
2.1.8 Le régulateur.....	60
2.1.9 La société	60
2.2 Les nouveaux enjeux pour les acteurs principaux	60
3 Les objectifs du pilotage de charge, ou de la gestion de la demande.....	62
3.1 Le pilotage de charges lié au marché de l'énergie.....	62
3.2 Le pilotage de charges lié au système électrique	63
4 Les équipements et technologies pour le pilotage et la gestion des charges	64
4.1 Une structure intelligente.....	64
4.2 Les fonctions nécessaires	65
4.2.1 La notification.....	65
4.2.2 Les mesures des consommations.....	65
4.2.3 Les mesures de réponses des charges aux sollicitations	66
4.2.4 Prévisions des consommations.....	66
4.2.5 Le règlement des clients	66
4.2.6 Contrôle automatisé	66
4.3 Les équipements.....	67
4.3.1 Sur le réseau	67
4.3.2 Chez les clients, pour le gestionnaire.....	67
4.3.3 Chez les clients, pour les clients	68
4.4 Des technologies possibles	68
5 Conclusion	69

**CHAPITRE 3 : DESCRIPTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION ACTUELS –
INTRODUCTION AU CAS D'ETUDE.....72**

1	Introduction.....	72
2	Description du réseau de distribution actuel.....	72
2.1	Les postes sources	72
2.1.1	Alimentation HTB.....	73
2.1.2	Secondaire HTA.....	73
2.1.3	Conditions d'exploitation	73
2.2	Le réseau HTA	74
2.2.1	Architecture.....	74
2.2.2	Conditions d'exploitation	76
2.2.3	Protections, instrumentation, appareillages.....	76
2.3	Les postes HTA/BT	77
2.4	Le réseau BT.....	78
2.5	La téléconduite.....	78
2.5.1	Organisation générale du système de téléconduite.....	78
2.5.2	La communication et les échanges d'information.....	81
2.5.3	Les supports de transmission existants.....	82
2.6	Le réseau actuel.....	83
3	Evolutions possibles et hypothèses retenues pour l'étude	83
3.1	Le surdimensionnement	83
3.2	La reconfiguration.....	84
3.3	Pertes au niveau du réseau de distribution.....	84
3.4	Appareillages, instrumentations.....	84
4	Introduction au cas d'étude : situation actuelle	85
5	Cas d'étude dans le contexte considéré	86
6	Conclusion	88

CHAPITRE 4 : ÉTUDES DE CAS	92
1 Introduction.....	92
2 Hypothèses de l'étude.....	92
2.1 Définition du contexte d'étude	92
2.2 Description du départ	93
2.2.1 Les types de maisons	93
2.2.2 Les réglementations thermiques	94
3 Description du modèle de maison : caractéristiques des maisons	95
3.1 Présentation	95
3.1.1 Les objectifs.....	95
3.1.2 La modélisation.....	95
3.2 Les dimensions	96
3.3 Les coefficients de transmission surfaciques et de déperdition thermique.....	96
3.4 Les capacités thermiques.....	97
3.5 Les puissances de chauffe	98
4 Description des maisons et de l'agrégation du départ étudié.....	99
4.1 Analogie système thermique/système électrique.....	99
4.2 Modèle thermique d'une maison individuelle	101
4.3 Avantages et inconvénients de l'usage de charges thermiques.....	103
4.4 La commande du chauffage	103
4.5 Modélisation des groupes de maisons.....	104
4.6 Agrégation des modèles de maison.....	106
4.7 Justification des bruits et de leurs paramètres.....	107
4.7.1 Bruits au niveau du modèle de maison	107
4.7.2 Bruits sur l'erreur de mesure sur la commande du thermostat	108
4.7.3 Bruits sur les instants de changement de consigne des thermostats.....	108
4.7.4 Bruits à la sortie de chacun des « blocs maisons »	109
4.7.5 Bruits au niveau de l'agrégation totale	109
4.8 Courbes de charge initiales	109
5 Introduction aux algorithmes de contrôle de charge.....	112
5.1 Pas de temps	113
5.2 Matériel	113
5.3 Connaissances du distributeur	114
6 Contrôle de charge en mode préventif.....	114
6.1 Le problème d'optimisation.....	115
6.2 Les variables	116
6.2.1 Vecteur fonction f.....	116
6.2.2 Vecteur de variables x.....	116
6.2.3 Bornes du vecteur x : lb et ub.....	117
6.2.4 Matrice et vecteur de contraintes A et b	117
6.2.4.1 Sous-contrainte 1	118
6.2.4.2 Sous-contrainte 2	118
6.2.4.3 Sous-contrainte 3	118

6.3 Résultats de l'algorithme	119
7 Résultats du pilotage de charge en mode préventif.....	120
7.1 Parc de charges divisé en 3 groupes de maisons.....	121
7.1.1 Cas du 24 Janvier 2002	121
7.1.2 Cas du 25 Janvier 2002	124
7.1.3 Cas du 26 Janvier 2002	127
7.1.4 Consommations d'énergie	129
7.2 Parc de charges divisé en 14 groupes de maisons.....	129
7.2.1 Cas du 24 Janvier 2002	130
7.2.2 Cas du 25 Janvier 2002	133
7.2.3 Cas du 26 Janvier 2002	136
7.2.4 Consommations d'énergie	138
8 Contrôle de charges en temps réel	138
8.1 Concept du pilotage de charges en temps réel.....	138
8.2 Réalisation de l'algorithme	139
8.3 Les données d'entrée.....	140
8.3.1 Consommation totale	140
8.3.2 Puissance limite admissible	140
8.3.3 Le nombre de groupes de charges.....	140
8.3.4 Durées de coupure et de réalimentation	141
8.3.5 Pas de délestage	141
8.3.6 Prise en compte du confort des clients.....	141
8.4 Modèle d'agrégation.....	141
9 Résultats du pilotage de charge aléatoire en temps réel.....	143
9.1 Comparaison des résultats : effacement de puissance.....	143
9.1.1 Présentation.....	143
9.1.2 Énergie écrêtée.....	143
9.1.3 Analyse.....	144
9.2 Comparaison des résultats : aspect confort.....	148
9.2.1 Présentation.....	148
9.2.2 Écarts de température.....	148
9.2.3 Analyse.....	149
9.2.4 Conclusion	150
10 Conclusion sur les études de cas.....	150
10.1 La stratégie préventive	150
10.2 La stratégie en temps réel	151

CHAPITRE 5 : ÉTUDE FREQUENTIELLE – CONTRIBUTION DES CHARGES AU REGLAGE DE FREQUENCE	155
1 Introduction.....	155
2 Réseau d'étude	155
3 Impact du pilotage sur le distributeur	157
4 Stratégie de pilotage de charges.....	158
4.1 La fréquence	158
4.2 Stratégie de pilotage de charges	158
4.3 Choix des échelons	159
4.4 Appel des charges.....	160
4.5 Simulations.....	161
4.5.1 Simulation 1	161
4.5.2 Simulation 2	162
5 Stratégie de lestage/délestage de charges	165
5.1 Présentation de la stratégie	165
5.2 Simulations.....	165
5.2.1 Simulation 1	165
5.2.2 Simulation 2	167
6 Conclusion	169

CONCLUSION GENERALE.....	173
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	177
1 Sources diverses	177
2 Sites Internet.....	181
ANNEXES.....	184
1 Annexe du Chapitre 1	184
1.1 Tableaux des usages énergétiques par secteur d'activité.....	184
1.1.1 Usages énergétiques pour le secteur industriel :.....	184
1.1.2 Usages énergétiques pour le secteur tertiaire et commercial :	185
1.2 Coefficients usuels pour différentes charges et différents modèles.....	185
1.2.1 Modèle exponentiel.....	185
1.2.2 Modèle dynamique exponentiel.....	185
1.2.3 Coefficients pour les caractéristiques statiques et dynamiques de différentes charges.....	186
2 Annexe du Chapitre 4 : Calcul de l'équation du modèle de la maison.....	187
2.1 Définition du contexte de résolution.....	187
2.2 Résolution du système	189
2.2.1 Détermination des pôles des différents systèmes	190
2.2.2 Détermination du zéro des différents systèmes.....	190
2.3 Détermination des équations et justification de l'approximation du premier ordre : 191	
2.3.1 Maison mal isolée	191
2.3.2 Maison moyennement isolée	192
2.3.3 Maison bien isolée	192
3 Annexe du Chapitre 5: Schéma bloc de l'algorithme de délestage.....	194

Nomenclature

ASN	: Animateur du Synoptique National
ATS	: Animateur de Tableau Synoptique
BT	: Basse Tension. Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension est comprise entre 50 et 1000 Volts en courant alternatif, ou 120 et 1500 Volts en courant continu.
CDWR	: "California Department of Energy Resources"
CEI	: « Commission Électrotechnique International ». Organisation internationale de normalisation chargée des domaines de l'électricité, de l'électronique et des techniques connexes.
CETE Méditerranée	: « Centre d'Études Techniques de l'Équipement Méditerranée »
CNES	: Centre National d'Exploitation du Système
COSEM	: « Companion Specification for Energy Metering ». Spécification d'accompagnement de la norme DLMS appliquée au comptage électrique
CPL	: Courants Porteurs en Ligne
CSTB	: Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
DLMS	: « Device Language Message Specification »
DSB	: "Demand Side Bidding"
DSM	: "Demand Side Management"
EMS	: "Energy Management System"
ERDF	: Électricité Réseau Distribution France. Gestionnaire de réseau de distribution d'électricité
GED	: Générateur d'Énergie Dispersée
GPRS	: "General Packet Radio Service"
GRD	: Gestionnaire du Réseau de Distribution
GSM	: "Global System for Mobile communications"
HDLC	: "High-Level Data Link Control "
HTA	: Haute Tension A. Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension est comprise entre 1000 et 50000 Volts en courant alternatif, ou 1500 et 75000 Volts en courant continu.
HTB	: Haute Tension B. Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 50000 Volts en courant alternatif ou 75000 Volts en courant continu.
IMAP	: Intensité Maximal Admissible en Régime Permanent
INSEE	: Institut Nationale de la Statistique et des Études Économiques
ISO	: International Standardisation Organisation
ITU	: « International Telecommunication Union » ou « Union International des Télécommunications »
OCR	: Organe de Coupure en Réseau
PA	: Poste Asservi
PC	: Poste de Commande
PCD	: Poste de Commande Déporté
PCG	: Pupitre des Commandes Groupées
PCM	: Poste de Commande Mobile
PNNL	: "Pacific Northwest National Laboratory"
p.u	: "per unit" ou unité réduite
RT	: Réglementation Thermique
RTC	: Réseau Téléphonique Commuté
SAS	: Système d'Alerte et de Sauvegarde
SIRC	: Système Informatique Régional de Conduite

Nomenclature

SIT	: Système Informatisé de Télécommande
STS	: Système Téléphonique de Sécurité
SNC	: Système National de Conduite
TCP/IP	: « Transmission Control Protocol/ Internet Protocol »
TSP	: Terminal de Saisie Portable
UCTE	: « Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity », ou “Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité”. Association des gestionnaires de réseaux électriques de transport interconnectés de l'Europe continentale.
URSE	: Unités Régionales du Système Électrique

Introduction Générale

Introduction Générale

À l'heure actuelle, l'apparition de nouvelles charges sur les réseaux électriques, assez exigeantes en qualité de fourniture d'énergie, conjuguée aux nouveaux enjeux énergétiques font que la consommation électrique est sans cesse en augmentation.

D'autre part ces mêmes enjeux énergétiques font que les réseaux accueillent de plus en plus de GED. Les tailles marginales de ces productions font qu'elles se raccordent le plus souvent aux réseaux de distribution. Or ces derniers n'ont pas été dimensionnés à leur conception pour recevoir massivement des sources de production.

Ainsi, ces deux facteurs font que dans un avenir proche, les réseaux de distribution, auxquels sont connectées la majorité des charges électriques, risquent d'être de plus en plus contraints. Ces contraintes pourront engendrer des surcharges sur des lignes d'alimentation, puis des défaillances de matériels qui auront finalement pour conséquences des impossibilités d'alimentation électrique.

Actuellement, la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques, qui permettent notamment une continuité d'alimentation, sont assurées à la fois par les Services Système, et par les réserves d'énergie. Ces différents services, fournis par les groupes de production centralisés, consistent en des injections de puissances active et/ou réactive, en fonctionnement normal ou lors d'imprévus. Ils permettent un bon acheminement de la puissance électrique des groupes de production vers les consommateurs. Ces injections de puissance se font sans tenir compte des productions décentralisées, marginales jusqu'alors, ni des consommateurs, a priori passifs sur le réseau.

Cependant, le développement de nouvelles technologies dans l'information et la communication va donner la possibilité aux GED et aux **charges** de ne plus être «passives» au sein du réseau, mais de prendre une part concrète à son bon fonctionnement. En particulier des charges pourront être **contrôlées** ou **pilotées** pour fournir, directement ou indirectement, des **services aux réseaux électriques**, et ainsi participer aux Services Système.

Le Groupement d'Intérêt Économique IDEA (Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir), regroupant Électricité de France, Schneider Electric et le Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble, effectue ses activités de recherche dans ce contexte de réseaux de distribution du future, équipés de ces nouvelles technologies, leurs permettant une meilleure flexibilité, fiabilité et donc continuité de fourniture.

Concernant la gestion de la demande électrique à l'échelle des réseaux de distribution, aucun travail, ni au GIE IDEA ni même au laboratoire n'avait alors été mené. En conséquence, les travaux exposés dans ce mémoire vont d'abord s'attacher à définir et présenter le pilotage de charges vu du réseau, puis à montrer des applications possibles quant à sa contribution à la stabilité des réseaux électriques.

De la sorte, le **Chapitre 1** va d'abord faire une présentation générale du pilotage de charges et en donner une vision actuelle. Une revue des différentes charges présentes sur les réseaux sera faite, ce qui permettra d'évaluer leur aptitude à être contrôlées. En conséquence, comme le contrôle des charges n'est pas encore une pratique usuelle, il pourra être déduit les besoins nécessaires, tant sur les plans matériels que conceptuels, à

sa généralisation. Ce chapitre mettra en évidence deux types de charges, présentant des potentiels de contrôle intéressants et qui feront l'objet des études suivantes :

- les charges thermiques, dont le contrôle demande une certaine gestion,
- les charges déplaçables, de type électroménager, qui sont autonomes et ne requièrent pas de gestion particulière.

Il a été dit que le pilotage de charge s'inscrivait dans un contexte des réseaux électriques en pleine mutation. Le **Chapitre 2** présentera donc ce contexte et les nouveaux acteurs qui y interviennent. Il émergera alors ceux pour qui le pilotage de charge aura une influence notable. Du fait de ce contexte en pleine évolution et du pilotage qui n'est pas encore une pratique établie, les différents objectifs du pilotage et les installations nécessaires à sa mise en place devront aussi être présentés.

Pour mettre en relief les changements que subissent les réseaux, le **Chapitre 3** fera une présentation des réseaux de distribution actuels. Ce chapitre servira également d'introduction au cas d'étude qui sera exposé dans le **Chapitre 4**.

Le **Chapitre 4** tournera autour d'un cas d'étude. Ce dernier aura pour objectif d'évaluer les potentialités offertes par le pilotage des charges thermiques résidentielles pour la gestion d'incidents sur le réseau de distribution. Deux types d'algorithme vont être présentés ; le premier pour faire face à une surcharge à venir ; le second pour faire face à cette même surcharge, mais en temps réel.

Le **Chapitre 5** reviendra sur les charges déplaçables. Elles seront utilisées dans le cadre d'une contribution au réglage primaire de fréquence, lequel est actuellement effectué uniquement par les groupes de production centralisés.

Enfin, bien qu'une conclusion vienne ponctuer chacune de ces parties, une conclusion générale faisant le bilan des travaux et évoquant certaines perspectives viendra clore ce mémoire.

Chapitre 1 :
Le Pilotage de Charges –
Présentation Générale et Situation Actuelle

Chapitre 1 : Le Pilotage de Charges – Présentation Générale et Situation Actuelle

1 Introduction

Comme son nom l'indique, le pilotage de charge consiste à contrôler la consommation des charges électriques. Ainsi, bien que ces dernières doivent théoriquement être alimentée en énergie par le réseau, les enjeux énergétiques actuels et l'augmentation continue de la consommation font que l'hypothèse du pilotage de la consommation devient une alternative de plus en plus envisageable à l'augmentation de la production énergétique.

Ainsi, en plus de présenter de manière générale le pilotage de charges, le propos de ce premier chapitre est aussi d'en donner une vision de la situation actuelle. En conséquence, les objectifs et bénéfices de cette pratique, actuels ou à venir, seront présentés.

Seulement toutes les charges du réseau ne peuvent pas être contrôlées de la même manière et certaines ont plus de facilités ou d'intérêts à être pilotées que d'autres. Une revue générale des différentes charges du réseau mettra en évidence les avantages et inconvénients des différentes charges du point de vu de leur contrôle.

Enfin, piloter les charges requiert un certain nombre de besoins, tant sur les plans matériel que conceptuel ; les deux dernières parties de ce chapitre en feront l'exposition.

2 Pourquoi piloter les charges ?

Les perspectives d'évolution liées à la dérégulation, à l'insertion croissante des GED et à l'augmentation de la charge sur le réseau font que celui-ci va être amené à subir des contraintes de plus en plus sévères. L'augmentation de ces contraintes, tant en nombre d'occurrences qu'en ampleur, risque de mettre en péril la sécurité, la fiabilité et le bon fonctionnement du système électrique.

Ce bon fonctionnement est assuré par les Services Système, dont l'usage est intrinsèquement lié au marché de l'énergie. Par exemple, les pics de consommation se reflètent par un prix élevé de l'énergie, et une meilleure gestion des charges permettrait de diminuer ces pics, ce qui réduirait les prix, et par la même les contraintes sur les réseaux électriques.

Les avantages du pilotage de charges sont multiples :

- Tout d'abord, pour le système électrique : comme dit précédemment, un pilotage de charges intelligent pourrait faciliter des périodes de fortes contraintes sur le réseau.
- Ensuite, sur le plan économique : des agrégations de consommateurs, gérées par un agrégateur de charges, pourraient devenir acteurs sur le marché de l'énergie. De manière volontaire, ou par l'intermédiaire de cet agrégateur, les clients pourraient réduire et/ou décaler leur consommation à des moments critiques, augmentant ainsi l'élasticité de la demande. Ces consommateurs deviendraient une nouvelle source de flexibilité sur le réseau.
- Enfin, les charges étant déjà largement présentes et disséminées, elles pourraient permettre de résoudre certaines contraintes ou congestions locales sans engendrer de coûts de mise en œuvre trop importants.

2.1 Services Système

Comme énoncé plus tôt, pour assurer sa fiabilité et sa sécurité, le réseau électrique requiert entre autres, des Services Système. Les Services Système contribuent à la qualité de l'énergie et ils peuvent être définis comme une participation au contrôle de la fréquence, au contrôle de la tension, et à une participation à la restauration du réseau suite à un black out **[BEL 05]**.

Habituellement, les pourvoyeurs de ces services et réserves sont les générateurs de production centralisés directement connectés au réseau de transport, car leur puissance leur permet de les couvrir efficacement. L'opérateur du réseau les rémunère pour ces services. Ces contributions consistent principalement en une production (ou consommation) de puissance active et/ou réactive, dans des périodes spécifiques, et avec certaines marges de temps.

Cette puissance gardée en réserve, fournie actuellement par des générateurs, peut l'être aussi par les charges, si elles diminuent leur consommation en cas de besoin. Ainsi, vu du réseau, les générateurs sont assimilés à des fournisseurs de puissance positive ; les charges sont alors assimilées à des fournisseuses de puissance négative.

2.2 Aspect système

Actuellement en France, le délestage de charges reste une mesure de dernier recours, une parade ultime en cas de surcharges en cascade, d'écroulement du plan de fréquence ou du plan de tension **[RTE 04]**. Des départs entiers peuvent alors être délestés.

Cependant, pour une participation active des charges aux Services Systèmes, un pilotage plus précis, ponctuel, et local serait mieux adapté. Le développement des nouvelles technologies d'informations et de communications devrait permettre de mettre en place ces stratégies intelligentes de pilotage de charges, augmentant ainsi la flexibilité du réseau dans des périodes critiques, et dans celles de pics de consommation.

La mise en place de ces stratégies requiert certains points :

- l'évolution des plans de délestages classiques vers des plans plus fins, où les charges sont traitées individuellement, et de manière temporaire.
- la mise en place de stratégies de surveillance des charges pouvant être pilotées, incluant des critères probabilistes, et économiques quant à leur réponse.
- la possibilité d'implanter des algorithmes capables de s'adapter aux divers aléas.
- la possibilité de détecter les perturbations nécessitant le délestage.
- l'acceptation de ces derniers points par les clients.

L'optique du délestage actuel vise au bon fonctionnement du réseau : maintien de l'équilibre production/consommation, maintien du plan de tension... Il contribue donc par définition au Services Système. En supposant que tous les systèmes de contrôle, mesure et communication soient implantés, il serait plus facile, en cas de déséquilibre production/consommation, de diminuer la demande plutôt que d'augmenter la production. La diminution de la puissance consommée par les charges peut se faire quasi-instantanément, alors que l'augmentation d'une production n'est pas toujours possible dans des délais aussi rapides, ou nécessite au moins une augmentation progressive (contraintes liées aux démarrages ou à l'augmentation de production des groupes). Enfin, la possibilité d'agir

localement et l'importante répartition des charges sur le réseau constituent des avantages indéniables à leur pilotage.

2.3 Aspect marché de l'énergie, programmes DSB et DSM

Pour analyser cet aspect, on peut prendre exemple sur des projets européens, lesquels sont référencés dans les renvois bibliographiques de ce paragraphe.

Le pilotage de charges, grâce à la réactivité de celles-ci, peut permettre de faire face à des situations d'urgence, s'inscrivant ainsi en tant que contribution aux Services Système lesquelles rentrent dans un mécanisme tarifaire. Les clients peuvent donc prendre part aux marchés de l'énergie (J-1, temps réel), et devenir de nouveaux acteurs côté demande en proposant de piloter ou de laisser piloter leurs charges par un opérateur **[SUR 04]**.

Des clients ou groupes de clients peuvent souscrire à des programmes orientés marché de l'énergie, dans lesquelles ils répondent à des appels tarifaires, en diminuant leur consommation. Ces programmes leur offrent la possibilité de participer activement aux échanges commerciaux d'électricité en proposant de modifier leurs habitudes de consommation en retour de compensations financières. Ces dernières peuvent être un paiement direct de l'électricité non consommée, ou un paiement en fonction d'une garantie de disponibilité pour participer à un effacement de consommation à un moment opportun, faisant l'objet d'un accord **[EU5 04]**.

Les clients concernés par ces programmes peuvent être des consommateurs individuels (gros clients industriels), ou des agrégations de petits consommateurs regroupés de manière à constituer une charge non négligeable au niveau du réseau (groupement de clients résidentiels).

Par ailleurs, parmi ces programmes orientés marché, deux catégories sont à distinguer qui ont chacune leurs spécificités, mais qui ont néanmoins quelques similitudes (**figure 1-1**).

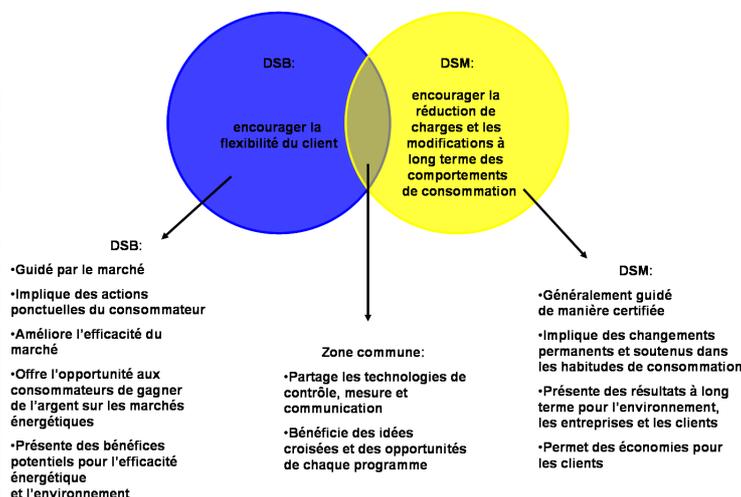


Figure 1-1: Illustration des programmes DSM et DSB **[EU5 04]**

Les programmes de DSB visent essentiellement une diminution de la charge, et impliquent les clients sur des actions ponctuelles et à court terme. D'autre part, en fonction de l'échelle de temps à laquelle les demandes de réduction sont programmées, on peut en différencier 5 catégories. Par ordre de notification croissante, on distingue **[IEA 01]** :

- les programmes visant à maintenir la qualité de l'alimentation,
- les programmes concernant les contraintes réseau,

- les programmes pour l'équilibre électrique,
- les programmes pour accéder aux prix du marché,
- les programmes pour le réglage des prix.

Les programmes de DSM impliquent les clients sur des changements permanents et plus soutenus sur leur profil de consommation. Ils ont pour but de réduire et/ou décaler temporairement la consommation d'électricité, sans nécessairement réduire la consommation totale. Ces modifications de consommation se font en réponse aux pics de prix et/ou de consommation. Ces programmes présentent ainsi plusieurs avantages : réduction des pics de consommation, des contraintes du réseau, report des investissements à opérer sur celui-ci, meilleure gestion des déficits de production (notamment avec les productions intermittentes), réduction des émissions de gaz à effet de serre... De plus, comme il a été dit, ils permettent l'ouverture des marchés de l'énergie et des Services Système aux consommateurs, avec une participation qui peut s'avérer efficace et utile, notamment au contrôle de la fréquence, et à la participation aux réserves.

Ainsi, en fonction de leurs objectifs, on distingue trois types de programmes de DSM :

- ceux visant à décaler les consommations pour équilibrer coûts et/ou énergie.
- ceux visant à obtenir des bénéfices économiques.
- ceux visant à vendre des services sur le marché de l'énergie.

Ainsi, pour le distributeur, ces programmes de DSM peuvent être une alternative au renforcement immédiat du réseau de distribution dans des zones où la croissance de la consommation est importante. En réduisant les pics de consommation, le réseau subit moins de contraintes, et les générateurs ont un meilleur rendement. Une autre conséquence est la diminution des coûts pour le distributeur, le fournisseur, et les consommateurs [KRE 05].

2.4 Implication du client en tant qu'acteur du système et du marché

Le pilotage de charges pourra trouver un intérêt tant au niveau des services pour les réseaux électriques, qu'au niveau des marchés de l'énergie. Mais quelque soit son but, il requiert d'équiper les clients en équipements de communication, de mesure et de contrôle adéquats. Ces équipements permettront aux clients de recevoir des appels sécuritaires ou économiques, et d'y répondre en diminuant, voire annulant, ou en reportant leur consommation.

Ces équipements permettront aussi le rassemblement de petits clients de manière à présenter un poids non négligeable sur le réseau. Ce regroupement de charges pourrait être géré par un agrégateur. Il connaîtrait la consommation des charges, et pourrait transmettre l'état général de son parc au fournisseur et/ou au distributeur dans le but d'une meilleure gestion de l'énergie, et d'une fiabilité accrue du réseau.

Pour le consommateur, ces équipements devraient faciliter sa prise de décision par rapport à des appels externes, tant liés à la sécurité du réseau qu'à des aspects plus économiques. Cette nouvelle possibilité de gestion des charges devra aussi tenir compte du confort des clients. Il ne faudrait pas lui imposer et/ou lui proposer de délester ses équipements trop longtemps, au risque de lui imposer des contraintes trop importantes.

Enfin, les programmes de pilotage de charges, qu'ils soient de DSB ou de DSM permettent à leurs participants une contribution active aux marchés d'énergie, d'ajustement, et aux échanges commerciaux d'électricité. Une conséquence pour les clients serait une

diminution de leur facture d'électricité. En effet, ils recevraient des compensations financières pour des effacements ou décalages de consommation pendant des moments opportuns.

3 Quelles charges piloter ?

Les charges présentes sur le réseau sont de nature multiple. Elles diffèrent en termes de puissance, de taux d'utilisation ou de criticité d'utilisation. La mise en place de programmes de pilotage de charges passera donc par une classification multicritères qui devra prendre en compte :

- le secteur visé (résidentiel, commercial, agricole, industriel),
- le type de charge (convecteur, moteur...),
- la puissance des charges,
- l'aptitude des charges à être pilotées,
- la façon de piloter les charges (en tout ou rien, ou de manière progressive),
- la dynamique de pilotage,
- la marge de temps autorisée pour le pilotage,
- le facteur d'échelle de la zone ou structure pilotée (simple bâtiment, lotissement, site industriel, ville, région entière...).

Ce classement permettra de déduire les besoins en modélisation nécessaires suivant les charges, et les applications de pilotage visées (système et/ou marché).

3.1 Classement des charges par pilotabilité

La pilotabilité d'une charge est son aptitude à être sous alimentée, non alimentée ou coupée pendant un certain temps, en réponse à un appel extérieur. Ce signal peut être lié à un aspect économique ou sécuritaire. Il faut cependant tenir compte du fait que piloter une charge ne doit pas affecter de manière critique l'application liée à la charge pilotée, ou le client propriétaire de la charge ou tributaire de l'application.

Les charges ont chacune des caractéristiques de fonctionnement spécifiques. Certaines par exemple sont soumises à des facteurs extérieurs (météo, saison) et temporels ; certains de ces facteurs peuvent être prédictibles, d'autres non. Ainsi, différentes classes de charge en rapport avec leurs possibilités de pilotages peuvent être présentées **[C12 04]**.

3.1.1 Gestion du confort thermique des bâtiments

Les charges de type confort thermique (ventilateurs, convecteurs, climatisations...) représentent entre 30% et 50% de la consommation d'énergie des bâtiments résidentiels et de service, et la proportion d'énergie électrique y représente une part non négligeable. Ce type de charge offre des possibilités de pilotage intéressantes. En effet, l'utilisation de l'inertie thermique des bâtiments peut permettre de délester ces charges pendant un certain temps sans altérer le confort des clients. Les bâtiments peuvent également être préchauffés (ou pré-refroidis) en prévision de contraintes sur le réseau, ou pendant les périodes où le prix de l'énergie est bas. La gestion de ce type de charges dans un contexte de marché

dérégulé et d'insertion de GED, présente un challenge important. En effet, ces charges sont assez flexibles, et présentent un fort potentiel pour un pilotage de charges intelligent.

3.1.2 Equipements industriels chauffants et frigorifiques

On trouve parmi ces charges les équipements frigorifiques des industries alimentaires, et les fours des industries dont les procédés nécessitent de hautes températures de chauffe. On peut là aussi utiliser l'inertie thermique de ces appareils. Actuellement, ils fonctionnent grâce à un système on/off, avec fourniture immédiate de puissance quand la température sort d'une certaine fenêtre. Les nouveaux appareils devraient posséder un système de contrôle continu. Des signaux tarifaires pourraient alors commander la quantité de puissance à fournir pendant une certaine période. Associés à des appareils de stockage (de chaud ou de froid), ils pourraient réduire la charge du système. Une contrainte sera de veiller à l'aspect sanitaire, et de ne pas sortir des plages de température admises trop longtemps.

3.1.3 Génération d'eau chaude et stockage de chaleur

Les chauffe-eau électriques sont des charges facilement pilotables. En France, il existe un système de facturation adapté au mode de fonctionnement de ces charges (système heures pleines/heures creuses) **[EDF]**. Elles y sont aussi l'objet d'étude depuis les années 80 **[CAS 95]**, **[ORP 99]**, **[ANG 04]**. L'intégration des nouvelles technologies de communication, mesure, et contrôle devrait permettre d'ajuster les réglages en fonction de signaux tarifaires, ou sécuritaires.

3.1.4 Charges combinées

Ce type de charge peut être l'association d'une pompe à chaleur électrique, d'un appareil de climatisation et d'un élément de stockage. Les périodes de fonctionnement peuvent être coupées ou reportées temporairement, sans modifier le confort thermique associé. La pompe à chaleur peut aussi être utilisée pour le refroidissement.

3.1.5 Applications lumineuses

Ces charges ne sont généralement pas interruptibles, de par leur fonctionnement, et parce qu'elles influent fortement sur le confort visuel. Des études menées dans le secteur tertiaire ont montré que des économies d'énergie pouvaient être faites par une meilleure gestion de l'éclairage. Cette meilleure utilisation de la lumière passe par une diminution des intensités, l'utilisation de capteurs de présence et de minuteries..., et tout cela sans gêner le confort visuel des employés **[LIG 03]**. D'autres équipements font l'objet d'études (éclairage de voies publiques, de supermarché...).

3.1.6 Equipements électroménagers

Les lave-linge, sèche-linge, sont une opportunité pour le pilotage de charge, dans le sens où ces procédés peuvent être décalés dans le temps. Des programmes de DSM utilisent ces charges pour effacer des pics de consommation. De plus, les constructeurs d'équipements ménagers sont en train d'améliorer ces appareils en y embarquant des systèmes intelligents (adaptation des températures, cycles de lavage...), qui pourraient être utilisés pour du pilotage de charge. Des tests ont d'ailleurs été effectués aux États-Unis **[CAL 03]**, **[PAC 07]**.

3.1.7 Equipements informatiques, audio et vidéo

Globalement ces équipements ne sont pas interruptibles, hormis le cas d'applications informatiques équipées d'onduleurs de secours, où un délestage est envisageable.

3.1.8 Equipements tournants

À l'échelle résidentielle, cette catégorie de charges comporte notamment les ventilateurs, et les pompes électro-hydrauliques. A plus grosse échelle, on trouve des pompes électro-hydrauliques. Aux États-Unis, le CDWR utilise ce type d'équipement afin de fournir une certaine quantité de réserve tournante. Pour ce faire, un réseau de stations de pompage ouvre et ferme des vannes afin de stocker l'énergie [KIR 03].

3.1.9 Stockage d'énergie

La mise en place de moyens de stockage d'énergie serait un moyen d'agir directement sur les signaux du marché de l'électricité. Le stockage d'énergie s'avérerait intéressant en cas de sur ou sous production, ou de panne. Des efforts de recherche sur le stockage d'énergie, sous différentes formes, allant de la milliseconde (super capacité), à plusieurs heures (pompes hydrauliques) ont été réalisés [ISE 02].

3.1.10 Charges non pilotables

Parmi ces charges, on trouve les applications de trop faibles puissances (embase de téléphone sans fil par exemple) qui présentent peu d'intérêt à être pilotée, ainsi que des applications critiques (équipements de sécurité, milieu hospitalier) qui, elles, ne devront pas être pilotées.

3.2 Classification par secteur

Les usages énergétiques électriques varient en fonction des secteurs dans lesquels ils sont utilisés. On distingue ainsi cinq grands secteurs présentant chacun leurs particularités quant à l'utilisation qui est faite de l'électricité [EU2 04] :

3.2.1 Secteur industriel

Neuf secteurs industriels différents ont été retenus. Chacun d'eux possède ses applications propres, qui utilisent ou non l'énergie électrique, mais bien évidemment certaines charges ou autres procédés sont communs à plusieurs branches. Le **tableau 1-1** en fait la description ; une version plus détaillée de ce dernier est donnée en partie **1.1.1**, de l'**Annexe**.

En ce qui concerne la consommation en énergie électrique de ce secteur, elle s'élevait en 2007 à 135.1TWh, avec en particulier 11.6TWh pour le secteur de la sidérurgie. L'évolution de la consommation dans l'industrie sidérurgique fluctue suivant les années (-5.8% en 2005, +8.8% en 2006, -3% en 2007), alors que la consommation dans les autres secteurs est en constante régression (-1.1% en 2005, -1.8% en 2006, -0.4% en 2007) [GOU].

3.2.2 Secteur commercial et tertiaire

Le **tableau 1-2** présente des usages énergétiques ainsi que leurs technologies associées en fonction des secteurs d'activité. Des usages énergétiques et des technologies sont là encore communs à tous les domaines. Une version plus détaillée du tableau est présente dans l'**Annexe** en partie **1.1.2**.

La consommation électrique, corrigée du climat, de ce secteur en France en 2007 était de 139TWh. La répartition des usages était destinée pour 15% au chauffage, pour 11% à l'eau chaude sanitaire et la cuisson, et pour 74% aux usages spécifiques [GOU], [DIR 08].

3.2.3 Secteur résidentiel

Dans le **tableau 1-3**, la distinction est faite entre cinq types de logements en fonction de la technologie principale utilisée pour le chauffage, sachant que l'utilisation d'une seconde technologie est possible. On distingue dans ces logements les usages énergétiques à vocation thermique, des équipements électriques autres.

La consommation électrique, corrigée du climat, de ce secteur en France en 2007 était de 145TWh. La répartition des usages était destinée pour 32% au chauffage, pour 22% à l'eau chaude sanitaire et la cuisson, et pour 46% aux usages spécifiques [GOU], [DIR 08].

Type d'industrie	Usages énergétiques	
Tous les types d'industrie	Eclairage Compresseurs d'air Commande et alimentation des moteurs	Chaleur à faible enthalpie Chaleur à haute enthalpie et vapeur
Métallurgie (Fer et Acier)	Hauts fourneaux Arcs électriques Procédés électriques Fonderies	Fours de processus Roues de trempe Fabrications d'agglomérés
Production de métaux non ferreux	Fourneaux électriques	Fours de processus
Production chimique	Procédés électriques Procédés thermiques	Utilisation de l'électricité en lien avec les matières premières
Production de matériaux de construction	Fours électriques Fours à ciment Procédés de recuit électrique du verre	Procédés de recuit thermique du verre Fours à matériaux Séchage et séparation Fours tunnels
Production de papiers et dérivés	Systèmes électriques pour les dérivés Systèmes électriques pour le raffinage	Vapeur pour les dérivés Vapeur pour le raffinage Séchage et séparation
Production de nourriture, boisson et tabac	Refroidissement et réfrigération Electricité pour le séchage et la séparation Chaleur spécifique	Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct
Ingénierie	Electricité pour le séchage et la séparation Machinerie Induction électrique Fonderies électriques	Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Fonderies thermiques Chauffage direct
Production textile	Refroidissement et réfrigération Electricité pour le séchage et la séparation	Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct
Autres secteurs industriels	Electricité pour le séchage et la séparation	Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct

Tableau 1-1 : Usages énergétiques dans le secteur industriel [EU2 04]

Type d'activité	Usages énergétiques	Technologies
Tous les types d'activité	Eclairage Chauffage Air Conditionné Eau chaude	Eclairage Chauffage/refroidissement électrique Chauffage/refroidissement au gaz Chauffage/refroidissement par chaudière Chauffage urbain
Bureaux	Besoins électriques divers	Equipements électriques divers
Commerces	Besoins en vapeur Besoins électriques divers	Equipements électriques divers
Services publics	Besoins en vapeur Besoins électriques divers	Equipements électriques divers

Tableau 1-2 : Usages énergétiques et technologies associés dans les secteurs résidentiel et commercial
[EU2 04]

Types de logement	Usages énergétiques et équipements électriques
Equipé d'un chauffage central qui peut aussi utiliser le gaz connecté à la chaudière centrale (appartements) Equipé d'un chauffage électrique (pas de chauffage partiel) Equipé d'un chauffage direct au gaz (appartements ou maisons individuelles) Partiellement chauffés et constructions agricoles	Chauffage Cuisson Eau chaude Air conditionné
Tout type de logement	Lave-linge Sèche-linge Lave-vaisselle Eclairage Equipements frigorifiques Matériels vidéo, audio, informatiques

Tableau 1-3: Usages énergétiques dans le secteur résidentiel [EU2 04]

3.2.4 Secteur agricole

Les usages énergétiques et les différentes technologies utilisées sont exposés dans le **tableau 1-4**. La consommation électrique, corrigée du climat, de ce secteur en France en 2007 était de 3.2TWh. L'évolution de la consommation de ce secteur varie suivant les années (+2.3% en 2005, +2.6% en 2006, - 8.1% en 2007) [GOU].

3.2.5 Secteur des transports

Dans le **tableau 1-5**, la distinction est faite entre transports de passagers et transports de marchandises. Les moyens de transports et les technologies utilisés sont aussi différenciés. Certaines technologies peuvent se retrouver dans plusieurs types et moyens de transport.

La consommation d'électricité dans les transports urbains et ferroviaires en France en 2007 s'élevait à 12.3TWh. Celle-ci reste en augmentation (+0.6% par rapport à 2006), après une hausse en 2006 (+1.4% par rapport à 2005) qui avait suivi un recul en 2005 (-1.8% par rapport à 2004) [GOU].

Usages énergétiques	Technologies
Eclairage Chauffage Besoins électriques divers Pompage Energie pour les moteurs	Eclairage Chauffage/refroidissement Serres Pompage Commande et alimentation des moteurs

Tableau 1-4: Usages énergétiques et technologies associées pour le secteur agricole [EU2 04]

Transports	Moyens de transport	Technologies énergétiques
Transports de passagers	Bus Tramways Moto Voitures personnelles Trains Avions et hélicoptères Bateaux	Moteurs à combustion interne Moteurs électriques et hybrides Piles à combustible Turbines à gaz
Transports de marchandise	Camions Trains Bateaux	

Tableau 1-5 : Technologies énergétiques dans le secteur des transports [EU2 04]

Le **tableau 1-6** dresse un récapitulatif des consommations électriques dans les cinq grands secteurs d'activités énumérés dans ce paragraphe.

Secteur d'activité	Industriel	Commerciale et Tertiaire	Résidentiel	Agricole	Transport
Consommation électrique en 2007	135.1TWh	139TWh	145TWh	3.2TWh	12.3TWh
Répartition des consommations	11.6TWh pour la sidérurgie 123.5TWh pour les autres secteurs	20.85TWh (15%) pour le chauffage 15.29TWh (11%) pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson 102.86TWh (74%) pour les usages spécifiques	46.4TWh (32%) pour le chauffage 31.9TWh (22%) pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson 66.7TWh (46%) pour les usages spécifiques		

Tableau 1-6 : Consommations en énergie électrique par secteur d'activité [GOU], [DIR 08]

3.3 Mise en avant des charges les plus prometteuses

Les applications les plus prometteuses pour le pilotage de charges semblent être de manière évidente celles liées à une gestion thermique. L'exploitation de l'inertie thermique des équipements visés (bâtiment, eau chaude, chambre froide ...) devrait permettre d'interrompre ou de diminuer l'alimentation de ces charges de manière temporaire. Ces charges sont déjà exploitées dans des programmes de DSM, et compte-tenu de la part que représentent ces équipements dans les secteurs résidentiel et tertiaire, ils ont une forte potentialité de pilotage, pouvant ainsi contribuer à des services aux réseaux. Il faudra cependant tenir compte de certains paramètres comme l'inertie thermique et les échanges de chaleur au sein des bâtiments, le confort et la courbe d'utilisation des clients, les normes en vigueur (pour les chambres froides).

D'autres applications peuvent tourner à régime réduit (ventilateurs, systèmes de pompes...), sans entraver le bon fonctionnement d'autres processus en interaction.

Le pilotage des luminaires des secteurs commerciaux et tertiaires peut aussi être intéressant. En effet, le niveau d'intensité lumineuse est souvent trop intense, et certaines utilisations semblent être inutiles (cas des salles ou couloirs laissés allumés en l'absence de tout individu). Ainsi une meilleure gestion n'impacterait pas le confort des utilisateurs et permettrait de réaliser certaines économies.

Pour les appareils de type électroménagers (lave-linge, sèche-linge,...), des actions visant la maîtrise de l'énergie pourraient promouvoir auprès des consommateurs les charges

de classes meilleures. Il faudrait aussi inciter les consommateurs à décaler leurs utilisations dans le temps, de manière à lisser des pics de consommation.

Il semble aussi exister un potentiel certain dans le secteur industriel (ralentissement ou décalage de procédés industriels). Mais les applications possibles se feront au cas par cas, en fonction des procédés et des équipements utilisés.

Pour le domaine des transports, les potentialités de pilotage restent assez floues car ce domaine est en pleine évolution. On peut s'attendre ces prochaines années à une utilisation accrue de source d'énergie alternatives, et notamment celle de l'énergie électrique. Si les véhicules électriques se développent, ils constitueront un nouveau parc de charges intéressant pour le pilotage. En effet ces véhicules seront vraisemblablement rechargés la nuit (quand a priori la consommation est plus faible), et ils peuvent présenter des charges délestables ou reportables quand ils sont connectés au réseau. Ils peuvent aussi être des éléments de stockage d'énergie bidirectionnels. Le cas des applications ferroviaires est aussi intéressant, puisqu'en cas de contrainte ces charges pourraient être pilotées en imposant de limiter leur vitesse. Ces applications de pilotages restent cependant assez spécifiques dans la mesure où ces charges sont mobiles.

Au-delà de ces classifications, pour connaître les potentialités précises de chaque type de charge, une consultation des consommateurs sera nécessaire, afin de déterminer leur facteur d'acceptabilité, mais aussi leurs préférences, leurs exigences, et le prix auquel ils seront prêts à décaler leur consommation, ou à l'annuler. Cette consultation permettra aussi de les sensibiliser sur la consommation d'énergie.

Les possibilités les plus sûres restent donc dans les domaines résidentiel et tertiaire avec l'utilisation des charges thermiques, électrodomestiques, et des éclairages. Ces trois pôles sont en effet ceux qui semblent le plus facile à piloter, sans trop entraver le confort des consommateurs, les secteurs industriel et agricole peuvent présenter des spécificités suivant le cas étudié, et le secteur des transports reste trop incertain pour l'instant.

4 Comment piloter les charges ? Les différents besoins

4.1 Introduction

L'information sur les flux d'énergie et les états des systèmes sont nécessaires pour la gestion, l'exploitation et la distribution des ressources d'énergie. Les principales sources d'information sont les mesures. Des modèles d'estimation d'états peuvent éventuellement être utilisés, mais ces derniers s'appuient généralement sur des mesures.

Les besoins en mesures sont nombreux et dépendent de l'acteur concerné. Parmi ces besoins, il y a la facturation de l'énergie consommée, la modélisation et la surveillance des charges, le contrôle des usages finaux d'électricité, les protections, les diagnostics de défauts. Les autorités de régulation et la recherche en général pourront également avoir certains besoins.

Un autre besoin intimement lié au pilotage de charges et aux stratégies associées, concerne celui des comptages et des transmissions de ses relevés. Les données collectées devront être précises, et leurs communications standardisées et sécurisées.

4.2 Les besoins en mesures

La bonne gestion du réseau et le contrôle des charges nécessitent des informations sur l'état du système. Les mesures constituant la source de ces informations, il y a un fort besoin en mesures et en équipements associés de la part des acteurs participant aux échanges énergétiques et financiers. La **figure 1-2** décrit les flux d'information des données mesurées depuis les grandeurs mesurées jusqu'aux utilisateurs de ces mesures. D'autre part, ces différents besoins requièrent différentes conditions de mesure, ce qui est évoqué par la suite [EU7 04].

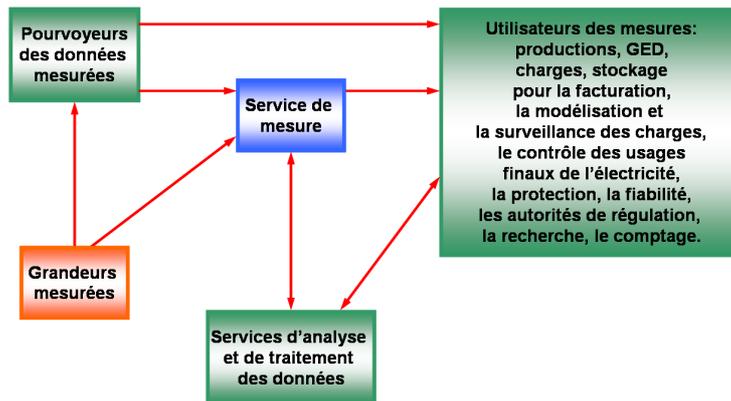


Figure 1-2 : flux d'informations relatifs aux données mesurées [EU7 04]

4.2.1 Facturation et règlement

Les besoins concernant la facturation et le paiement dépendent de la tarification appliquée. Il n'est pas utile que le système connaisse la tarification appliquée : il suffit qu'il mesure simultanément la consommation et la production (en cas de production locale) de puissance active voire réactive, avec la résolution temporelle adéquate (quart d'heure, demi-heure, heure). Les mesures des consommations et productions doivent être séparées car les tarifications appliquées sont généralement différentes. Les détections de pannes de mesures, ou de mesures erronées sont utiles, de même que celles d'interruptions de service et de mauvaise qualité de fourniture (coupures brèves, longues, taux d'harmoniques, effet « flicker »,...). Des compensations pourraient ainsi être prises en considération. Ainsi les données mesurées doivent être précises et fiables. En ce qui concerne la fréquence de transmission de ces mesures, elle peut être bien plus longue que celle de collecte (jours, semaines). Il faut donc que les données puissent être stockées.

4.2.2 Modélisation des charges

Elle doit permettre de comprendre leur comportement, afin de pouvoir le simuler. Les puissances active et réactive doivent être enregistrées simultanément, avec une résolution temporelle assez fine. La vérification de la réponse des charges à leur sollicitation et à leur contrôle nécessite aussi une résolution temporelle précise. Dans le cas contraire, les réponses ne peuvent pas être distinguées des variations normales des charges.

4.2.3 Surveillance des charges

Cette surveillance doit être non intrusive : la mesure d'un groupe de charges doit permettre de remonter à chacune des charges de ce groupe. D'autre part, la résolution temporelle requise pour ces mesures dépend des charges à surveiller. Enfin, les conditions

de transfert des données ressortent essentiellement de la manière dont sont effectuées les mesures sur site.

4.2.4 Contrôle des usages finaux d'électricité

Les équipements de contrôle et de gestion d'énergie des bâtiments contiennent des dispositifs permettant le contrôle et la surveillance des usages. Une résolution temporelle de l'ordre de la minute est généralement requise. De longs délais dans le transfert des mesures ne sont pas acceptables, surtout si celles-ci servent dans des boucles de contrôle faisant l'objet d'une gestion en temps réel. Souvent, ces systèmes sont contrôlés à distance.

4.2.5 Qualité de puissance

Ces mesures sont essentiellement requises au niveau de la production. D'autre part de nombreuses GED sont sensibles aux perturbations sur la qualité de fourniture, bien qu'elles puissent elles aussi entraîner des perturbations. De ce fait, les clients qui sont en bout de chaîne, peuvent avoir besoin de détecter ces mauvaises qualités de fourniture. Ces besoins sont d'ailleurs plus nécessaires pour eux que pour le réseau en lui-même.

Les mesures sont essentiellement relatives au niveau de tension, aux détections de creux de tension ou d'interruptions de fourniture. Elles doivent être fines et précises car elles peuvent entraîner des limitations de fonctionnement de GED, ou pourraient initier des mécanismes de pilotage de la consommation.

Les besoins quant à la mesure de qualité de puissance peuvent être divisées en deux catégories : ceux nécessitant des mesures permanentes, et ceux dont les mesures peuvent n'être que temporaires. Certains systèmes de facturation incluent une surveillance permanente ; les données sont stockées et les mesures de qualité de puissance et de tarification sont exploitées séparément. Mais pour la surveillance à plus vaste échelle, cette surveillance passera certainement par le stockage de données, et leur contrôle seulement en cas d'avertissement par une alarme prévenant une mauvaise qualité de fourniture. En effet, une surveillance permanente, avec la gestion des données que cela entraînerait, serait une tâche assez lourde à gérer.

4.2.6 Protections

Des mesures relatives à la qualité de fourniture sont utilisées pour le déclenchement des protections (fréquence fondamentale, niveau de tension, variation brusque de tension). Les mesures utilisées pour les protections critiques réclament souvent des temps de réponse rapides. Les systèmes recommandés doivent être hautement fiables et indépendants des autres systèmes de mesure. De ce fait, les communications longues distances ne sont pas recommandées. Enfin pour éviter la mise en place de mesures redondantes, il n'est pas rare que les équipements de protections fournissent leurs mesures aux autres systèmes.

4.2.7 Équipements de mesure avec autodiagnostic

Les équipements de mesures modernes ont souvent des moyens de détecter les problèmes sur les lignes, et d'établir les diagnostics de ces défauts. Ces informations ne sont utiles que si elles parviennent à quelqu'un sachant répondre à ces indications. Ainsi la transmission de ces indications par des alarmes de diagnostic à des centres de contrôles est nécessaire. Des déplacements sur des sites isolés peuvent être évités s'il est possible d'envoyer à distance les informations utiles via le réseau de communication. Ces

informations peuvent aussi aider l'opérateur à prendre les décisions adéquates rapidement, afin de limiter la zone touchée par l'incident **[C14 04]**.

4.2.8 Autorités de régulation et centres de recherche

Ces entités pourront avoir besoin d'autres mesures spécifiques, difficiles à évaluer actuellement. La mise en commun de mesures enregistrées par plusieurs systèmes différents pourrait être requise. Des mesures avec différentes échelles de temps seront aussi nécessaires pour plus de précision. Il est aussi probable que ces entités souhaitent contrôler la qualité de fourniture aux points de livraisons des clients afin de surveiller les performances de la distribution.

4.3 Conditions requises pour la mesure et la communication des données

Un appareil générique muni de plusieurs fonctions, qui serait implanté dans un système de tarification électrique, et disposant d'une unité de communication de données devrait pouvoir :

- enregistrer de manière périodique des mesures de facturation,
- mesurer des caractéristiques de la tension,
- fournir des données suite à une requête spécifique,
- envoyer des alarmes pouvant identifier leur cause,
- enregistrer simultanément des données sur plusieurs intervalles de temps,
- lire des données envoyées par d'autres équipements,
- pouvoir lire d'autres mesures par l'intermédiaire d'entrées supplémentaires,
- posséder une sortie de mesure temps réel continue.

D'autres options pourraient être incluses dans un module complémentaire implanté sur quelques applications en cas de besoin :

- avoir des sorties pour des signaux de contrôle (de type tarifaire ou signaux météo),
- avoir la possibilité de compresser et d'encrypter des données,
- contrôler l'accès à l'équipement de mesure (par le réseau ou le port de données),
- filtrer les alarmes pour éviter de polluer le système de communication pour des alertes peu significatives.

Il n'est pas encore possible de dire si toutes ces fonctions pourront être mises en place dans un même équipement. L'inconvénient majeur de la mise en place de plusieurs unités reste le prix. La tendance est donc à essayer de rassembler plusieurs besoins dans un seul appareil. Les avantages de cette possibilité sont d'améliorer la disponibilité des données et de réduire les coûts globaux liés aux communications, mesures et contrôles. Un autre avantage est de pouvoir faciliter l'intégration de ces équipements. Enfin les normes concernant les formats des mesures jouent un rôle clé dans leur accessibilité et dans la pérennité des investissements faits dans ces matériels.

Le système de lecture de mesures devra aussi pouvoir stocker les données de facturation à part des autres données, fournir des mesures aux différents utilisateurs, contrôler l'accès aux données, et filtrer efficacement les alertes pour supprimer les redondances. Le transfert des données pourrait être assuré par les technologies de téléphones mobiles classiques (GSM, GPRS), ou via Internet (mail, sites ...). Le transfert d'alerte devra être rapide, ce qui sera facilité par des moyens permettant une communication continue **[EU7 04]**.

4.4 Système de mesure commun ou séparé ?

La mesure en elle-même est une action assez générique puisque quelque soit la grandeur mesurée, l'action est la même. Néanmoins, les premiers systèmes ont traditionnellement été dédiés à un seul objectif et ce pour les raisons évoquées ci-après.

Suivant la grandeur mesurée et l'objectif de la mesure, les conditions requises sont différentes. De plus, la gestion des informations est plus simple et moins critique avec une mesure par appareil. D'autre part, en l'absence de normes, les différents constructeurs d'équipements appliquent leurs propres standards. De ce fait des systèmes séparés, avec des objectifs différents, et sans coordination entre eux sont souvent achetés. À présent, ces barrières ne sont plus aussi importantes et un équipement unique répondant aux exigences de plusieurs applications est souvent envisageable. Le **tableau 1-7** présente les avantages et inconvénients des deux options [EU7 04].

	Systèmes de mesure séparés	Système de mesure unique
Propriétés du composant	Bon marché et simple	Complexe
Conditions requises pour le système	Modestes	Complexes
Gestion de données	Relativement simple	Complexe
Disponibilité des données	Faible	Bonne
Nombre d'interfaces du système	Faible	Elevé
Câbles et communications	Nombreux en parallèle	Un système unique
Installation	Plusieurs installations en parallèle	Un seul système
Gestion d'accès, codage	Parallèle	Partagé mais plus complexe
Organisation, maintenance	Parallèle	Partagées
Possibilités d'améliorer et de développer le système	Limitées	Moins contraintes
Développement d'applications	Besoin d'apprendre plusieurs systèmes simples	Toutes les mesures en un unique système
Dépendance aux normes	Faible	Importante

Tableau 1-7 : Comparaison entre système de mesure commun ou séparé

Par mesure d'économie, chaque équipement de mesure est initialement dédié à un seul objectif. En conséquence, plusieurs équipements de mesure sont installés en parallèle, et un grand nombre de câbles et d'installations sont mis en place. Cette solution s'avère finalement peu fiable et assez onéreuse. De plus, le manque de flexibilité de ces matériels leur rend l'ajout de nouvelles fonctionnalités difficile. Enfin, comme les équipements de lecture et de mesure ont généralement leurs propres spécificités, quant au stockage et à la communication des données, le transfert et l'utilisation de données existantes ne sont pas possibles.

Les compteurs électriques, outre les mesures de consommation, peuvent relever les courants, tensions, interruptions de fourniture, la qualité de puissance... Cette quantité d'informations toujours plus importante à transmettre requiert un bus de données comme moyen de transmission. Mais pour permettre ces échanges d'information entre les différents systèmes, des structures communes concernant les flots d'information et des interfaces de communication standard sont nécessaires. Des interfaces normées au niveau des équipements sont également importantes du fait des durées de vie différentes des différents composants.

La normalisation est aussi requise entre l'équipement de mesure et celui de lecture des données, entre celui de lecture des données et les applications les utilisant. Les données

mesurées devront être disponibles facilement, les moyens de communication être flexibles, et les données mesurées avoir un format standard.

Face à la dérégulation des marchés et de l'industrie électrique, les investissements concernant le développement des systèmes électriques peuvent sembler risqués. Ainsi, pour favoriser et encourager ces investissements, des normes sur les mesures, leur transmission et sur des interfaces de communication communes ont été établies. De ce fait, une concurrence dans le domaine de l'appareillage a pu se développer.

4.5 Le comptage

Le comptage est associé au besoin de facturation et règlement énoncé brièvement au paragraphe 4.2.1. Il est lié aux clients et n'est pas le même suivant leur catégorie et leur secteur d'activité. Ainsi, les équipements associés, à savoir les compteurs, auront chacun leurs spécificités en fonction du secteur visé. Ce qui suit fait un descriptif rapide de 4 types de compteurs destinés à différents secteurs.

4.5.1 Les compteurs pour le secteur résidentiel

Pour ce secteur, la société **STEPPER** propose l'**U3C3**. En plus de la mesure de l'énergie consommée, ce compteur possède d'autres fonctions avec parmi elles :

- la gestion de différentes options tarifaires,
- la mesure et l'affichage de l'intensité instantanée et maximale atteinte par phase,
- la mesure et l'affichage de la puissance active instantanée et maximale.

Le compteur dispose également d'un système de transmission par bus bifilaire selon le protocole de communication **EURIDIS** (cf. §4.6) qui permet de relever automatiquement les index du compteur depuis une borne située en limite de propriété, et d'une sortie télé-information client afin que ce dernier puisse mieux gérer sa consommation [**FER 05**].

4.5.2 Les compteurs pour le secteur industriel

Les compteurs destinés au secteur industriel ont beaucoup évolué ces dernières années.

Pour les clients concernés par le Tarif Vert, le distributeur ERDF a fait développer les compteurs « **Emeraude** » dans le but de couvrir une plus large clientèle, mais aussi pour donner à ces appareils la faculté de mesurer la qualité de tension (coupures, harmoniques,...), et pour créer un système de gestion et de maintenance organisé autour de compteurs communicants par l'intermédiaire du réseau téléphonique. D'autre part, pour s'affranchir des constructeurs, le distributeur leur a fourni les logiciels de gestion du comptage « **PRISME** », et de télécommunication « **LOGITELECOM** », pour qu'ils soient implantés dans le compteur lui-même. **ACTARIS**, avec un compteur Emeraude appelé **QE16** est un des constructeurs ayant répondu à la demande d'EDF. Son architecture interne est présentée sur la **figure 1-3**.

Ce compteur présente aussi quelques spécificités avec parmi elles :

- une exigence sur la sûreté de fonctionnement (fiabilité et maintenance),
- la possibilité de mémoriser jusqu'à 70 jours de courbes de charges,
- une communication locale par liaison optique infrarouge à 9600 bauds,
- la possibilité de traiter en temps réel les options tarifaires,
- un service à la clientèle par le biais de neuf contacts de sortie programmables dont un selon la demande du client.

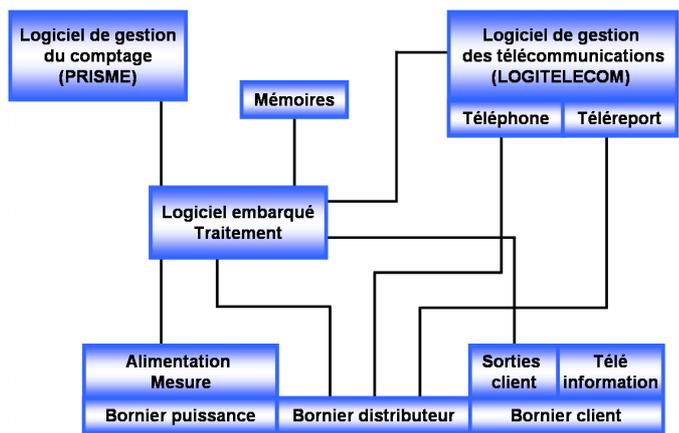


Figure 1-3 : Architecture du compteur Emeraude [FER 05]

Pour la clientèle du Tarif Jaune (petits industriels et commerciaux alimentés en basse tension), **ACTARIS** a développé le compteur **A70TJ** dont le fonctionnement est décrit sur la figure 1-4.

Ce compteur peut accomplir un grand nombre de fonctions de comptage :

- mesure des énergies actives et réactives,
- répartition tarifaire complexe,
- calcul de l'énergie et de la puissance apparente, indication des maximums et des courbes de charges, traitement des dépassements,
- mémorisation et affichage d'un grand nombre de données,
- fourniture locale au client d'informations de consommation et de gestion sous forme informatique,
- possibilité de programmer et de lire le compteur localement grâce à un terminal informatique portable,
- possibilité de relever le compteur à distance grâce à la ligne téléphonique du client.

[FER 05]

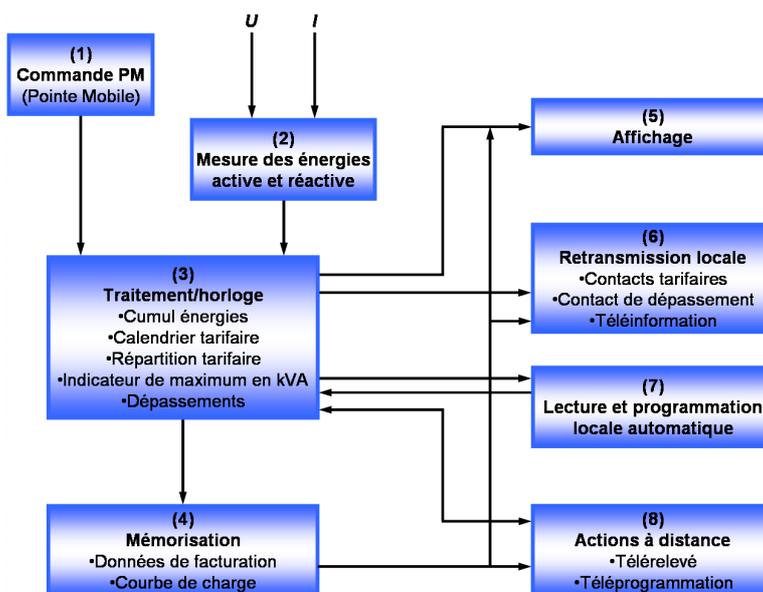


Figure 1-4 : Schéma de fonctionnement du compteur ACTARIS A70TJ [FER 05]

4.5.3 Les compteurs pour le comptage aux postes

Au niveau des postes sources, les clients sont alimentés en haute voire en très haute tension, et le plus souvent par plusieurs lignes. Les énergies consommées et les factures associées sont donc assez élevées, ce qui explique l'intérêt pour les fournisseurs d'avoir des systèmes de mesure performants. Au milieu des années 80, les dispositifs de comptages étaient à systèmes séparés, avec un nombre requis de compteurs équipés chacun d'un émetteur d'impulsions, d'un ou plusieurs totalisateurs, d'une imprimante de courbes de charge, d'une horloge tarifaire programmable et éventuellement d'un enregistreur magnétique à cassette. À la fin des années 80, les équipements étaient remplacés par un appareil unique, le « Contrôleur Local », également pourvu d'une interface série de type **RS232**. Un avantage de cet appareil est de pouvoir être télérelevé à distance par le réseau téléphonique commuté (débit 1200 bauds). Depuis 1998, les compteurs peuvent enregistrer leurs propres courbes de charge lesquelles peuvent être télérelevées. Ceci permet à un calculateur localisé chez le fournisseur de sommer les énergies et puissances consommées par chaque client. Le compteur **Q1000** (ITRON/ACTARIS) est un exemple de compteur destiné à ce secteur, qui grâce aux progrès informatiques, intègre de nombreuses fonctions :

- calcul de la puissance apparente,
- enregistrement de 32 valeurs sélectionnées à des instants préprogrammés,
- calcul des pertes du système,
- communication sur 4 ports différents : port optique à 9600 bauds, port RS 232 fonctionnant jusqu'à 115200 bauds, modem téléphonique fonctionnant jusqu'à 14400 bauds, bus Lonwork fonctionnant à 1 Mbauds,
- stockage de courbes de charges (500 Ko de mémoire),
- mesure de la qualité de tension (creux de tension, coupures, ...) et des harmoniques,
- affichage des données sur un écran à cristaux liquides, avec rafraîchissement des valeurs instantanées 4 fois par seconde.

Ce type de matériel existe en différentes versions suivant les normes des pays dans lequel il est utilisé [**FER 05**].

4.5.4 Les scénarios de relève des données de comptage

Les données utiles à transférer ainsi que leur volume dépendent du type de client. Ainsi le mode de relève variera donc en fonction des clients, des quantités à relever, et de la fréquence à laquelle cette relève est faite.

Pour les clients du secteur résidentiel, le volume à relever est faible, et la fréquence moyenne de relève est biannuelle. Les moyens privilégiés sont le relevé d'index manuel et individuel, le relevé d'index individuel ou collectif avec un **Terminal de Saisie Portable (TSP)**, ou le relevé collectif à distance (ou télérelevé). De plus, par souci d'économie des infrastructures de communication, les compteurs à relever peuvent partager un même bus de données ou un concentrateur de données. Ce type de compteur dispose souvent d'un port de communication à connexion sur bus tel EURIDIS ou MBUS.

Pour les clients du secteur commercial ou pour les petits industriels, le volume de données à relever est plus important, et la fréquence de relève est donc au moins mensuelle. Elle peut être individuelle par terminal de saisie ou à distance par modem en point à point. Les communications utilisent en générale une liaison physique dédiée, telle un port **RS232**, et sont donc essentiellement point à point.

Les consommateurs du secteur industriel qui ont des consommations importantes ont leur facturation basée sur des courbes de charges qui enregistrent les consommations par pas de quinze minutes. La relève est journalière et à distance par liaison Ethernet ou par fibre optique. Les communications sont point à point. Les compteurs disposent donc souvent de plusieurs liaisons physiques dédiées telles que des ports séries **RS232**, ou **RS485**.

Comme on peut le constater, en fonction des clients, le volume de données à relever varie. Ainsi la fréquence et le mode des relèves doivent tenir compte de ce volume mais aussi de certains aspects économiques.

La relève sur site se fait généralement à l'aide d'un **TSP**, associé au **téléreport filaire** (**figure 1-5**). Ce moyen est essentiellement utilisé par les nouveaux clients Basse Tension du tarif bleu, installés dans de nouveaux logements ou immeubles.

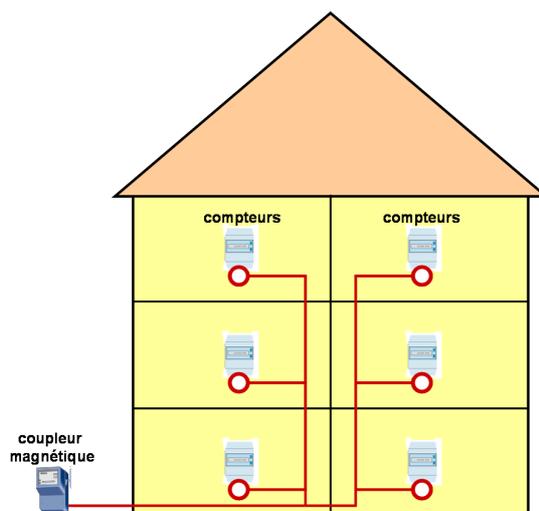


Figure 1-5 : Relevé sur site d'un bus EURIDIS de compteurs [ROC 07]

Certains compteurs électroniques sont équipés d'une liaison numérique appelée **sortie téléinformation client**. Des opérateurs utilisent cette liaison pour fournir à leurs clients domestiques leurs éléments de consommation via Internet. Elle fournit aux clients industriels des informations (indications de dépassements de puissance, du poste tarifaire en cours, énergies instantanées consommées, préavis ou alarme pointe...) leur permettant un suivi de processus industriel et de gestion d'énergie.

Pour la relève à distance des compteurs électroniques commerciaux et industriels, le premier support reste le **RTC**. La ligne téléphonique utilisée pour la relève peut être celle du client, mais le système doit gérer la contrainte liée à la fenêtre d'écoute. Dans le cas des télérelèves de courbes de charges, une ligne dédiée peut être mise en place ; elle se justifie par le fait que les appels sont plus longs et plus fréquents. La relève à distance peut aussi utiliser le **GSM** (surtout en site isolé), mais le retour d'expérience d'EDF démontre que cette solution présente une moins bonne fiabilité que le **RTC**, surtout quand les relèves sont fréquentes.

Enfin le choix entre relève à distance ou sur site est guidé par des critères économiques. La relève sur site se justifie pour des relèves biannuelles, dans les autres cas des supports telles que le RTC ou le GSM seront préférés. Ainsi, suivant le type de relève, les supports seront différents [ROC 07].

Le **tableau 1-8** décrit brièvement quelques supports existants.

Type de relève	Support	Caractéristiques
Sur site	Tête optique	communication par diodes infra rouges, débit maximal de 9600 bauds, liaison limitée à quelques mètres, les caractéristiques physiques et électriques du support sont définies par la norme IEC 62056-21
	Bus filaire	débit maximal de 1200 bauds, liaison d'environ 500 mètres, support pour le protocole de communication EURIDIS
À distance	RTC	utilisé par les compteurs des tarifs jaunes et verts, débit maximal de 19200 bauds. Si l'installation d'une ligne téléphonique dédiée par point de comptage est impossible, il est alors possible d'utiliser la ligne domestique avec une relève sur certaines plages horaires, l'aiguilleur d'appel, ou le bus RS 485 (figures 1-6 et 1-7, [ROC 07]).
	GSM	pour les comptages industriels quand l'utilisation d'une ligne téléphonique classique est impossible. Mais support jugé moins fiable en raison des délais dans les connexions, et des problèmes de zones de couverture du réseau. Débit limité à 9600 bauds
	CPL	Superposition à l'onde électrique de 50 Hz d'une onde à plus haute fréquence. Débit de 4800 bauds, distance de communication de 500 mètres. Des normes strictes ont été définies par le CENELEC pour ce type de communication : la norme IEC 13344-4 (DLMS/PLAN) répond à ces conditions.

Tableau 1-8 : Supports existant pour la relève de compteur

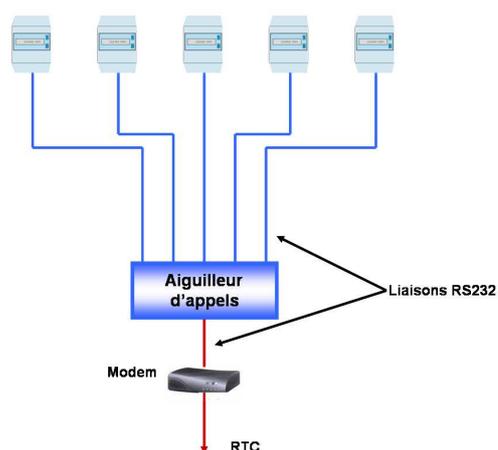


Figure 1-6 : Partage d'une ligne téléphonique par plusieurs compteurs avec un aiguilleur d'appels

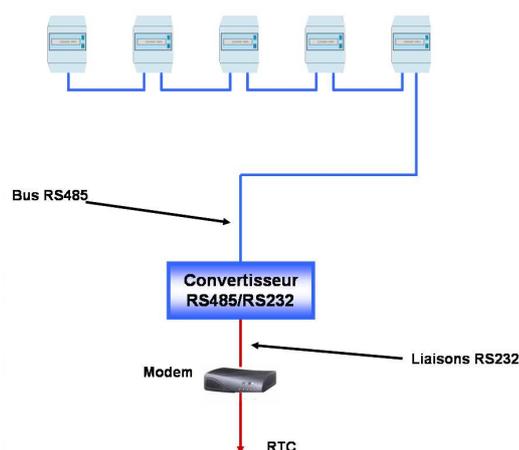


Figure 1-7 : Partage d'une ligne téléphonique par bus RS485

4.6 Les communications pour les comptages

Un protocole de communication repose sur un ensemble de règles qui définissent la transmission d'un message constitué de données et d'informations de contrôle à travers un réseau. Un protocole de communication est donc nécessaire pour que deux équipements puissent échanger des données. Il existe des protocoles de communication standard comme le protocole **HDLC** ou le protocole **TCP/IP**. Le premier est défini par la norme **ISO 13239** et peut être utilisé pour des connexions multipoints telles que sur bus **RS 485**, le second est principalement utilisé par le réseau **Internet**, et par **Ethernet et GPRS** qui utilisent aussi cette règle pour l'acheminement des messages sur le réseau. D'autres protocoles de communication sont spécialement adaptés au comptage électrique **[ROC 07]**.

Quelque soit le type de relève et le support employé, les équipements, pour communiquer entre eux, doivent le faire dans un même langage. Ainsi des protocoles de communication standardisés internationaux ont été définis. Ils permettent par la même d'obtenir les

meilleures solutions technologiques au niveau des équipements, ainsi qu'un volume de fabrication important de manière à en réduire les coûts **[ROC 07]**.

Le **tableau 1-9** décrit ces protocoles de communication standardisés.

Protocole	Caractéristiques
IEC 62056-21 FLAG (ex IEC 61107)	initialement conçu pour la lecture directe par TSP, et pour les communications par tête optique, étendu au relevé à distance RTC ou GSM. Supplanté par le standard DLMS/COSEM
IEC 62056- DLMS/COSEM	pour la relève à distance des compteurs industriels et commerciaux, répond à un besoin de normaliser les règles d'accès et les structures de données contenues dans un compteur indépendamment de sa complexité ou de son implantation afin d'améliorer l'interopérabilité entre les équipements de différents constructeurs.
IEC 62056-31 EURIDIS (ex IEC 1142)	destiné essentiellement au comptage résidentiel. Relève faite sur site par TSP, le bus EURIDIS permet la collecte d'une centaine de compteurs, sur 500m avec un débit de 1200 bit/s (figure 1-8, [ROC 07]). Le bus peut être complété par une interface EURIDIS-CPL pour une relève à distance par l'intermédiaire de concentrateurs de données aux postes HTA/BT (figure 1-9, [ROC 07]).
IEC 870-5/102	seul protocole autorisé en Espagne pour la télérelève. Remis en question au profit du protocole TCP/IP, plus fiable grâce aux supports Ethernet et fibre optique.
IEC 61334-4-41 DLMS	permet un accès à distance à des équipements grâce à un modèle abstrait, indépendant du fabricant et du matériel. Bien adapté pour les échanges de faibles tailles.
TRIMARAN (protocole EDF)	utilisé pour du relevé d'index sur support RTC ou GSM, les performances sont de 75 et 1200 bauds.
TRIMARAN+ (protocole EDF)	extension du protocole TRIMARAN, basé sur la norme DLMS. Il est utilisé dans le secteur industriel, sur support RTC ou GSM.
EURIDIS+ (protocole EDF)	défini pour compléter la norme d'origine EURIDIS avec des services DLMS. Compatible avec EURIDIS bus, ce qui permet de panacher les deux types d'équipement sur un même bus.
DLMS/PLAN (protocole EDF)	protocole sur courants porteurs, basé sur la norme DLMS, utilisé dans la gestion de compteurs résidentiels.

Tableau 1-9 : Protocoles de communication pour le comptage

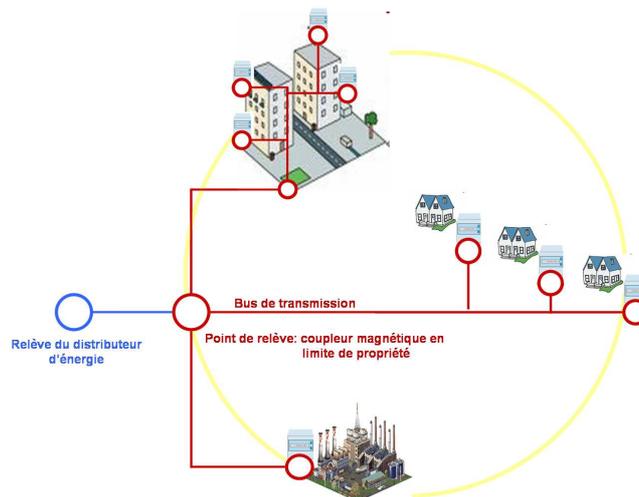


Figure 1-8 : Relève sur site du bus EURIDIS

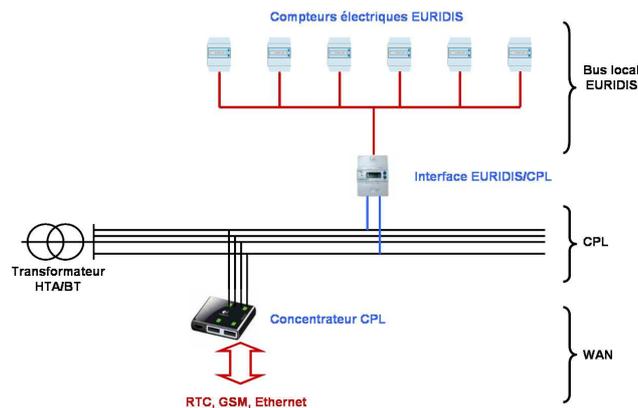


Figure 1-9 : topologie d'un réseau communiquant par CPL

4.7 Contrôle de la consommation et des charges

Les charges sont en interaction avec le réseau électrique puisqu'elles sont alimentées par celui-ci. Suivant la puissance dont elles ont besoin, elles sont connectées à des niveaux de tension différents : les gros clients industriels peuvent être alimentés jusqu'en très haute tension, alors que les clients résidentiels le sont en basse tension. Cette dispersion sur plusieurs niveaux de tension, mais aussi la dispersion géographique peuvent être utilisées dans un but de bon fonctionnement, et le réseau peut tirer des bénéfices de la présence de ces ressources très décentralisées. L'utilisation des charges pour le bon fonctionnement du réseau ne doit toutefois pas affecter la fiabilité et la qualité de la fourniture d'énergie. Un bon contrôle des charges doit permettre ce compromis.

Deux catégories d'équipements, fonctionnant de concert, permettent de réaliser un contrôle de la consommation :

- les dispositifs qui sont à ajouter aux charges et qui permettent leur pilotage spécifique,
- les dispositifs plus évolués qui permettent la gestion centralisée de l'énergie et de l'ensemble des charges d'un site.

La figure 1-10 présente un tel système [EU9 04].

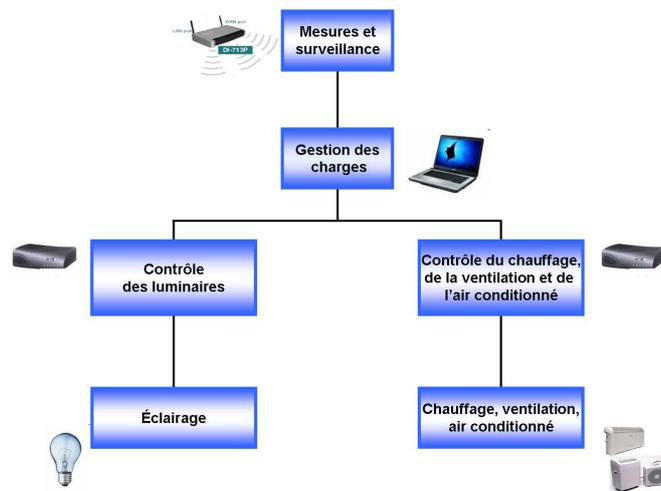


Figure 1-10 : Système de contrôle de charges [EU9 04]

4.7.1 Appareils de contrôle de charges

Dans la première catégorie, il existe quatre grandes familles d'équipements.

4.7.1.1 Les interrupteurs de contrôle de charge

Ces appareils électroniques de contrôle sont généralement composés d'un relais et d'un module de communication. Ils sont câblés sur le circuit de contrôle d'un système de confort thermique (climatisation, chauffe-eau...). Le module de communication reçoit des informations de l'opérateur responsable du pilotage de charges ce qui entraîne le déclenchement de l'application concernée. Le temps pendant lequel la charge reste déconnectée dépend d'une minuterie, préprogrammée, présente dans le produit. Des modèles spécifiques, qui présentent chacun leurs fonctionnalités, sont proposés par de nombreux fabricants : ABB, Grinteck, Cannon Technologies, Echelon, Itron...

4.7.1.2 Les thermostats contrôlables

Ces thermostats conventionnels sont munis d'un module de communication. Ils remplacent les thermostats des systèmes d'air conditionné ou de chauffage. Par l'intermédiaire du module de communication, le fournisseur d'énergie peut augmenter ou diminuer la température de consigne du thermostat en fonction des contraintes, ce qui impactera sur le fonctionnement de l'équipement et sur la charge totale du réseau. Les principaux constructeurs sont Domosys, Delta Control Inc, Cannon Technologies-Honeywell, Johnson Controls ...

4.7.1.3 Le contrôle des éclairages

Le but est gérer plus efficacement l'énergie consommée par les luminaires. Plusieurs stratégies sont envisageables et peuvent coexister, comme adapter les intensités en fonction de la luminosité naturelle, des besoins, des activités ou du confort, équiper les éclairages de capteurs ou programmeurs pour que les pièces inoccupées s'éteignent automatiquement. Les principaux fabricants et distributeurs en Europe et aux USA sont Barrington Systems, Watt Stopper, Lutron...

4.7.1.4 Les variateurs de vitesse

Ces systèmes électroniques permettent aux moteurs à induction de fonctionner sur une plage continue de vitesse. Comme la charge des applications motorisées varie au cours du temps, ces appareils électroniques permettent aux moteurs de satisfaire les conditions requises de fonctionnement, tout en économisant de l'énergie, lorsque l'application n'est pas à sa charge maximale. Les variateurs de vitesse en eux même ne permettent pas de réaliser des économies ; c'est leur adaptation aux contraintes de fonctionnement du moment. Les principales applications utilisant les variateurs de vitesse sont les pompes, les compresseurs, les ventilateurs. Les constructeurs sont Emerson Controls Techniques, GE Industrial System...

4.7.2 Les systèmes de gestion d'énergie (EMS)

La seconde catégorie d'équipement est constituée par les EMS. Ces systèmes assez évolués permettent de contrôler et de gérer la consommation énergétique totale d'un lieu. Ils peuvent être programmés pour commander le fonctionnement des éclairages, des équipements de confort thermique, d'équipements frigorifiques, des pompes, des ventilateurs, des moteurs. Cette programmation doit permettre une meilleure répartition de

la consommation en décalant des interruptions/arrêts, en programmant des cycles de fonctionnements, en limitant la demande pendant certaines périodes.

Un système installé et exploité de manière optimale rend le contrôle plus efficace que s'il est réalisé manuellement par des individus. La complexité des systèmes existants va du contrôle d'un seul équipement à celui de tout un ensemble de charge d'une maison ou d'un bâtiment, supervisé par un ordinateur central.

Cette gestion ne doit pas affecter le confort de l'utilisateur, mais elle peut entraîner des modifications d'habitude. Plusieurs compagnies offrent des équipements EMS : ABB, Schneider Electric, Itron, Echelon,...

Concernant les coûts effectifs et économies engendrées par les systèmes EMS, leur évaluation est difficile. En effet, il ne faut pas que les économies d'énergies réalisées soient perdues par des coûts de logistique ou de maintenance. Ces dispositifs offrent souvent un large choix de fonctionnalités et de stratégie de contrôle. Généralement, un système simple, peu cher et bien exploité s'avère plus efficace et rentable qu'un système complexe, mal implanté dont l'usage n'est pas approprié au site. Des systèmes bien installés et bien exploités par du personnel qualifié permettent de réduire les coûts de maintenance des bâtiments de manière significative (de l'ordre de 5 à 20% suivant les sites des constructeurs). Enfin, de manière générale, la maintenance liée aux systèmes EMS est faible, mais les capteurs et actionneurs nécessitent quand même un contrôle périodique.

4.8 Bilan

Compte-tenu de tout ce qui a été dit, il sera important de réduire encore les coûts et d'augmenter la qualité et la disponibilité des données mesurées. Les systèmes de mesures doivent et devront être à buts multiples ; c'est-à-dire pouvant bien sûr réaliser les mesures mais aussi les communiquer à un opérateur extérieur, et réaliser un contrôle de charge efficace.

Les normes concernant les conditions de mesures, les protocoles de communication et les interfaçages doivent être clairement définis afin d'augmenter l'efficacité des systèmes. Il ne faut pas que leur implantation générale nuise au système électrique.

Ces normes communes concernant les différentes mesures, avec des protocoles orientés objet, doivent aller vers des plateformes de communication communes.

De plus cette standardisation et uniformisation des équipements auront un effet positif sur les problèmes liés à la maintenance, ce qui favorisera encore plus le développement du pilotage de charge.

5 Comment piloter les charges ? Aspect conceptuel

Le pilotage de charges peut nécessiter la connaissance de leur comportement statique ou dynamique. Cette connaissance s'appuie sur des modèles qui peuvent prendre des formes très diverses.

5.1 Modèles de charges

La modélisation des charges constitue un domaine à part entière dans la recherche sur les systèmes électriques. De nombreux travaux effectués ont montré l'effet critique des

charges, et de leur représentation dans des études de stabilité [HAJ 90], [IEE 90], [TAY 94], [SAG 05], [ELL 06]. Il paraît donc important de trouver des modèles les plus appropriés et les mieux adaptés [ROM 02].

Un phénomène comme l'écroulement du plan de tension prend généralement plusieurs minutes. Or un gros travail de modélisation a été effectué sur le moteur à induction, ceci se justifiant par le fait qu'ils représentent une grande partie des charges du réseau. Seulement la phase critique de ces charges après perturbation ne dure que quelques secondes.

L'objectif de la modélisation est d'arriver à un modèle dynamique qui couvre à la fois le long terme et le court terme. Il est important d'étudier comment la variation spontanée des charges affecte la stabilité et la sûreté du réseau. L'idée est donc d'utiliser des modèles dynamiques plutôt que des modèles statiques utilisés auparavant.

Malgré l'importance gagnée par les charges dans la recherche, elles restent difficiles à modéliser de par leur diversité, leur distribution élevée, et leur nombre important. D'autre part, la composition du parc des charges réellement présentes sur le réseau, en fonction du jour, de l'heure, des conditions météo, est difficile à déterminer et à prévoir.

Une autre difficulté dans la modélisation concerne l'apparition constante de nouvelles charges, avec de nouvelles technologies (comme celles contrôlées électroniquement), ce qui impose une constante revalidation des modèles et des paramètres de ces modèles [LER 04].

Cependant des techniques de prévision de charges ont été développées et ont permis de réduire les marges d'incertitudes, ce qui a impacté positivement sur la fiabilité et sur l'économie du système.

5.2 Modèles physiques, modèles empiriques

Plusieurs approches ont été développées afin d'obtenir des modèles de charges précis, parmi lesquelles deux sont à distinguer.

Une première approche consiste à s'appuyer sur des connaissances fondamentales, et sur les phénomènes physiques qui affectent le système. Ce modèle physique, basé sur des lois élémentaires, peut donner des résultats précis en simulation, mais dans le cas de systèmes plus complexes, il est souvent difficile d'obtenir toutes les lois affectant le système. Il est alors nécessaire de se retourner vers une deuxième approche basée sur les relations entre entrées et sorties du système. Ce genre de modèle est appelé modèle empirique, ou boîte noire. Il est utilisé quand il n'y a pas de connaissances suffisantes pour pouvoir créer un modèle physique précis, ou si le fonctionnement général du système est très complexe. Des relations mathématiques entre entrées et sorties mesurées sont alors établies.

5.3 La modélisation des charges

Modéliser un système consiste à mettre en place un ensemble d'équations décrivant la relation entre les entrées et les sorties d'un système. Dans le cas des charges électriques, la modélisation lie la tension aux puissances active et réactive consommées par la charge. Cependant, comme il a été dit, il existe une large diversité de types de charges, ce qui rend leur modélisation difficile. Ainsi de nombreuses alternatives ont été proposées en fonction du type de charge et du but recherché.

La principale classification s'est opérée entre modèles statiques et dynamiques. Les modèles statiques sont indépendants du temps et les relations tension/puissance réactive, et

fréquence/puissance active sont valables à tout instant. Les modèles dynamiques décrivent ces mêmes relations mais avec une dépendance en temps.

5.3.1 Les modèles statiques

Les modèles statiques de charges les plus communs pour les puissances actives et réactives sont exprimés sous une forme polynomiale ou exponentielle, avec éventuellement un terme de dépendance en fréquence. Les plus communs sont décrits par la suite [IEE 93], [IEE 95].

5.3.1.1 Le modèle polynomial (ZIP)

Les caractéristiques statiques d'une charge peuvent être classées en un terme de puissance constante, en un terme de courant constant, et en un terme d'impédance constante. Pour une charge d'impédance constante, la dépendance de la puissance à la tension est quadratique, pour un courant constant elle est linéaire, et pour une puissance constante, la relation ne dépend pas des variations de tension. Le modèle ZIP représente la somme des trois termes :

$$P = P_0 \cdot \left[a_1 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (1-1)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left[a_4 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \quad (1-2)$$

V_0 , P_0 et Q_0 sont les valeurs des conditions initiales du système étudié, et les coefficients a_1 à a_6 sont les paramètres du modèle.

5.3.1.2 Le modèle exponentiel

La tension et les puissances sont reliées entre elles de manière exponentielle :

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (1-3)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (1-4)$$

Les paramètres de ce modèle sont np et nq , et les valeurs de la puissance active P_0 et de la puissance réactive Q_0 aux conditions initiales. Des valeurs usuelles pour les exposants de différentes charges sont mentionnées en **Annexe**, dans le tableau de la partie **1.2.1 [TAY 94]**. Dans les cas particuliers où np ou nq sont égaux à 0,1 ou 2, le modèle de charge représente alors respectivement une puissance, un courant ou une impédance constant(e).

5.3.1.3 Le modèle fréquentiel de charge

Les modèles précédents peuvent inclure une dépendance en fréquence en multipliant les équations par un facteur de forme :

$$[1 + A \cdot (f - f_0)] \quad (1-5)$$

Où f_0 et f sont les fréquences nominale et relative de la tension du nœud, et le paramètre A représente la sensibilité en fréquence du modèle. Il est à noter que bien que la fréquence

soit la même à n'importe quel nœud, une variation de celle-ci va influencer différemment les charges suivant leur type (et le coefficient **A**).

5.3.2 Les modèles dynamiques

Comme il a été mentionné, les modèles statiques ne sont pas toujours suffisants pour représenter le comportement de la charge ; des modèles dynamiques sont alors nécessaires. L'obtention des paramètres nécessaires aux modélisations peut se faire via une approche basée sur des mesures, ou en utilisant une approche basée sur les composants.

5.3.2.1 Le modèle dynamique de charge à induction

Le premier modèle dynamique utilisé dans les études de stabilité est celui du moteur à induction, car il constitue l'une des charges les plus présentes sur le réseau. La **figure 1-11** présente un modèle simplifié de moteur à induction. **Rs**, **Rr**, **Xs** et **Xr** sont respectivement les résistance et réactances du stator et du rotor. **Xm** est la réactance magnétisante, et *s* le glissement du moteur. Les dynamiques des flux statoriques sont normalement négligées dans les analyses de stabilité, de même pour les flux rotoriques dans les analyses long terme. La **figure 1-12** montre le circuit équivalent pour des états transitoires, où le moteur à induction est modélisé par une fem **E'** et une impédance **X'**.

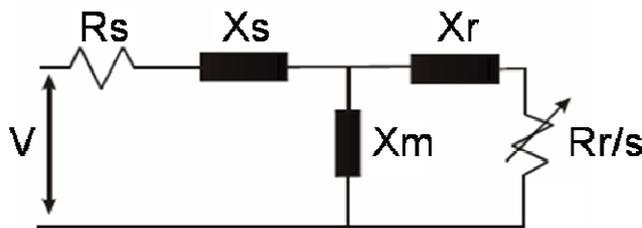


Figure 1-11 : Schéma équivalent d'un moteur à induction en régime permanent

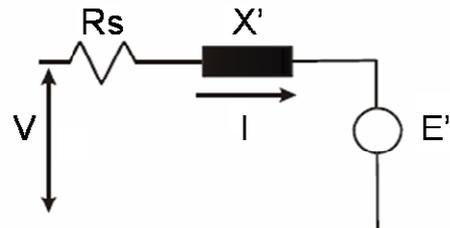


Figure 1-12 : Schéma équivalent du moteur à induction en régime transitoire

5.3.2.2 Les modèles dynamiques basés sur des fonctions de transfert

Ces modèles s'appuient sur une représentation de systèmes linéaires. Pour un système du premier ordre, les relations entre puissances active et réactive, et la tension sont données par les relations :

$$\frac{\Delta P_{(s)}}{\Delta Q_{(s)}} = \frac{K_{pv} \cdot (1 + T_{2p} \cdot s)}{(1 + T_{1p} \cdot s)} \quad (1-6)$$

$$\frac{\Delta Q_{(s)}}{\Delta V_{(s)}} = \frac{K_{qv} (1 + T_{2q} \cdot s)}{(1 + T_{1q} \cdot s)} \quad (1-7)$$

Des modèles à ordre plus élevés peuvent être utilisés en ajoutant aux équations **(1-6)** et **(1-7)** des pôles et des zéros. L'inconvénient de ce type de modèle est qu'il représente mal les systèmes qui ont des comportements non linéaires [**LER 04**].

5.3.2.3 Les modèles dynamiques à recouvrement exponentiel

En raison du nombre important de charges de chauffage électrique en Suède, et de leurs effets critiques sur la stabilité du système, des modèles de charges avec un recouvrement exponentiel ont été proposés [**KAR 94**]. Ces modèles se présentent sous la forme d'équations non linéaires, où les puissances active et réactive ont des dépendances non linéaires vis-à-vis de la tension :

$$T_P \cdot \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_s} - P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_p} \quad (1-8)$$

$$Pl = P_r + P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_p} \quad (1-9)$$

V_0 et P_0 sont les tensions et puissances consommées avant la variation de tension ; P_r la puissance active de recouvrement, Pl la réponse de la puissance active totale, T_P la constante de temps de recouvrement pour la puissance active, α_t la dépendance transitoire entre la charge active et la tension, et α_s la dépendance de régime permanent. Des équations similaires gèrent la puissance réactive.

5.3.2.4 Les modèles dynamiques exponentiels

La représentation des charges dans ces modèles dépend de la tension et de la pulsation. Selon les modélisations retenues, les exposants relatifs à la tension et à la pulsation à appliquer aux équations (1-10) et (1-11) sont différents.

Le tableau en 1.2.2, en **Annexe** présente les coefficients à utiliser selon [LOU 03].

$$P = P_0 \cdot V^{p_v} \cdot \omega^{p_\omega} \quad (1-10)$$

$$Q = Q_0 \cdot V^{q_v} \cdot \omega^{q_\omega} \quad (1-11)$$

Des publications de référence ont permis d'effectuer un recensement de coefficients pour les caractéristiques statiques et dynamiques de diverses charges [IEE 93], [KUN 94], [IEE 95]. Ils sont présentés dans les tableaux en **Annexe**, en 1.2.3.

5.4 Obtention des données

Deux démarches existent afin d'obtenir les paramètres servant à la modélisation des charges.

Une première méthode est basée sur des mesures en temps réel, réalisées à l'aide de capteurs placés au niveau de certains jeux de barres représentatifs [LER 04]. L'objectif est de déterminer les sensibilités des puissances active et réactive des charges aux variations de tension et de fréquence. Les relevés sont obtenus sur site, lors de fonctionnements normaux, ou lors de perturbations intentionnelles réalisées pendant des tests [HAJ 06], [CHO 06].

L'identification des paramètres du système se fait en faisant correspondre les données mesurées et un modèle estimé ou obtenu par simulation. Cette approche peut être appelée « boîte grise » dans la mesure où le modèle fait l'objet de suppositions. L'avantage principal de cette méthode empirique est la disponibilité des données réelles du système étudié. Les variations saisonnières sont suivies comme des déviations du fonctionnement normal. D'un autre côté, les équipements nécessaires au suivi des charges impliquent un investissement économique important.

Une seconde approche consiste à développer un modèle de charge composite à partir d'informations sur les parties qui composent un parc au niveau d'un nœud donné (**figure 1-13**). Les données relatives aux charges des différents secteurs (industrielles, résidentielles, tertiaires...) du nœud spécifié décrivent la consommation en pourcentage des charges de

ces différents secteurs. Les données concernant la composition du parc décrivent les proportions relatives à chaque type de charge (chauffages électriques, climatiseurs, éclairages, moteurs à induction...) en terme de consommation d'énergie active. Les données caractéristiques des charges individuelles sont relatives à leurs caractéristiques physiques.

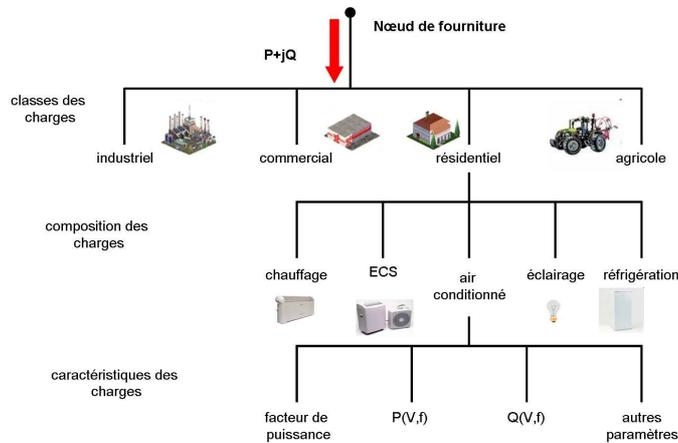


Figure 1-13 : approche d'une modélisation basée sur les composants [KUN 94]

La fiabilité de cette approche dépend des données disponibles et n'est donc pas applicable à tous les systèmes [LER 04]. De plus, les données relatives aux compositions des charges des différents secteurs varient suivant les nœuds et dépendent des conditions de fonctionnement. Il est donc nécessaire de remettre à jour régulièrement les données pour chaque nœud du système.

Par contre si les données sont disponibles, un avantage de cette méthode est qu'elle ne nécessite pas de mesures sur site, et est facile à adapter à différents systèmes et conditions de fonctionnement.

Ainsi, une meilleure description des caractéristiques des charges s'obtiendra par la combinaison des deux méthodes.

5.5 Les mesures

Une méthode pour caractériser les charges passe par les mesures. Celles faites sur site, en continu permettent de connaître l'état du système en temps réel. Si l'appareil de mesure est limité à la collecte de données et à la surveillance, l'opérateur doit prendre en direct les décisions de contrôle relatives aux différents aléas. D'autres équipements plus sophistiqués intègrent l'information en temps réel, avec un système de contrôle automatique, et prennent en compte les observations de l'opérateur. Le gros désavantage de ces prises de mesure est le coût d'implantation, et de maintenance des équipements.

Le traitement des mesures off-line permet de fournir des informations sur le système, correspondant à des périodes postérieures à la prise de données. Ceci permet d'analyser différentes variables du système, à différents endroits, et de suivre leur évolution. Ces analyses constitueront une riche base de données pour des objectifs de recherche. L'inconvénient est de ne pas pouvoir agir en direct afin d'observer les réactions du système aux différentes sollicitations. De plus, comme les modèles de charge du système présentent des variantes en termes de paramètres (liés aux conditions de fonctionnement), ou même de modèle, la quantité de données à collecter est assez importante.

La prise de mesures peut se faire lors de tests, ou en fonctionnement normal, c'est-à-dire à temps réel. D'un point de vue économique et technique, l'acquisition de mesures en fonctionnement normal est avantageuse. L'inconvénient de procéder à des tests est d'altérer le fonctionnement des charges volontairement et donc de gêner les clients.

5.6 Caractérisation des charges

Une agrégation de charges en comporte plusieurs types. Comme il a été dit précédemment, la composition en charges d'une zone spécifique est caractérisée par les données sur les charges des différents secteurs présents dans la zone, sur la composition de chacun des secteurs, et sur les caractéristiques de chaque charge élémentaire à l'intérieur de ces secteurs.

Les données relatives aux charges des différents secteurs sont généralement réparties en données de type industriel, résidentiel, commercial, et agricole.

Les charges industrielles sont principalement liées à des procédés, qui correspondent en grande partie à des moteurs. Les charges résidentielles correspondent principalement à des équipements de confort thermique, et à des appareils électrodomestiques. Les charges commerciales sont pour la plupart des unités d'air conditionné et d'éclairage. Enfin pour les charges agricoles, ce sont essentiellement des moteurs à induction liés aux différents systèmes de pompage.

Les caractéristiques électriques et mécaniques des charges sont spécifiques à chacune d'elle. Les dynamiques peuvent être rapides (moteur à induction) ou lentes (chauffages électriques) ; en cas d'excursion de la tension les discontinuités peuvent être importantes (protections de moteur, lampes à décharge), ou présenter des délais significatifs (lampe à incandescence).

Ce qui suit présente quelques-unes des principales charges [IEE 93], [KUN 94], [TAY 94], [ROM 02], [WIK].

5.6.1 Les moteurs à induction

Ils représentent une part importante de la consommation électrique, dans les secteurs résidentiel, commercial, et industriel. Ils nécessitent un couple constant, quelle que soit la vitesse, et sont des charges assez exigeantes d'un point de vue de stabilité. On trouve des moteurs dans les pompes, les ventilateurs, les compresseurs pour l'air conditionné, et la réfrigération.

5.6.2 L'éclairage

Les lampes fluorescentes à mercure, et au sodium constituent les principaux types de lampes utilisées dans l'industrie et l'éclairage urbain, et correspondent à une part conséquente des charges du secteur commerciale. Le fonctionnement de ces lampes repose sur le principe de décharge électrique. Une illumination se produit à l'allumage et la lumière change de couleur (du bleu vers le blanc pour les lampes au mercure), avec l'augmentation simultanée de la température et de la pression. Après l'extinction de la lampe, il faut un certain temps de refroidissement avant de pouvoir la rallumer. Les lampes fluorescentes sont assez communes dans les bureaux, les supermarchés, et les zones commerciales en raison de leur faible coût de production, et de leur haute efficacité en terme de luminosité. Seulement, ces charges sont très sensibles à la tension dans la mesure où elles s'éteignent quand la tension est inférieure à 80% de sa valeur nominale. Enfin, en dépit

d'encouragements en faveur des économies d'énergie et d'une amélioration notable de l'efficacité énergétique ces dernières années, la consommation finale liée à ce pôle continue à augmenter en Europe. Les lampes basses consommations sont de plus en plus utilisées, mais l'éclairage extérieur se développe. Au final, les lampes consomment individuellement moins, mais elles sont de plus en plus nombreuses.

5.6.3 Les charges thermiques

Une part importante de la consommation dans les secteurs résidentiel (chauffe-eau, chauffage...), et industriel (aciérie, fonderie...) est liée à ces charges. Elles fonctionnent selon des cycles ON/OFF. Pour un équipement donné, quand la température est inférieure à la limite basse en dessous de la température de consigne, l'équipement entre en cycle ON et il y a production de chaleur jusqu'à ce que la température atteigne la limite haute au dessus de la température de consigne. Quand la température atteint cette valeur, l'équipement passe en cycle OFF, et la production de chaleur cesse jusqu'à ce que la température redescende à sa valeur basse. Le cycle recommence alors. Leur comportement à cours terme est donc similaire à celui d'une résistance constante. Les éventuelles variations de puissance à l'entrée de l'équipement suite à une variation de tension n'affectent pas immédiatement la température et la caractéristique résistive. Après quelques instants, si du fait de la variation de tension, la production de chaleur a diminué, le cycle ON des thermostats va se prolonger pour permettre de retrouver la température de consigne. Si la durée de tension faible se prolonge, la température en cycle ON augmentera moins vite qu'en fonctionnement normal. Par contre, le cycle OFF du thermostat ne sera pas affecté, et la diminution de température sera la même qu'en fonctionnement normal. Ainsi le thermostat fonctionnera majoritairement en cycle ON. Mais comme la tension est plus faible, la consommation restera la même qu'en fonctionnement normal.

5.6.4 Les régleurs en charges

Ce ne sont pas exactement des composants de type charges. Cependant du point de vue du réseau de transport, ils peuvent être vu ainsi, puisqu'à la suite d'une perturbation, ils réajustent la tension, au niveau de la distribution, ce qui affecte les charges sensibles à la tension. Cette restauration de tension ainsi que l'augmentation des charges peut conduire le système vers un état d'instabilité, voire d'écroulement.

La composition du parc de charges réellement connecté à un nœud du réseau à un instant donné dépend fortement du moment de la journée, du mois, de la saison, du climat. Les charges de confort thermique varient de manière saisonnière, mais dépendent aussi des conditions météorologiques (hiver ou été, sec ou humide). De plus le développement des équipements de climatisation fait apparaître de plus en plus des pics de consommation en été, ce qui n'était pas le cas auparavant.

Les jours de semaine sont largement influencés par les charges industrielles et commerciales. Cependant, des procédés industriels peuvent fonctionner en soirée et le week-end. Pour les charges commerciales, la consommation varie considérablement entre les jours de semaines et de week-end.

6 Conclusion

En fonction de ce qui a été dit dans ce chapitre, et en relation avec des applications du pilotage de charges pour le secteur résidentiel, deux types de charge ressortent et peuvent présenter un potentiel intéressant.

Il y a d'abord les charges à inertie thermique. Leur principal avantage réside dans leur inertie qui permet une sorte de stockage de la chaleur qui autorise à ces charges des périodes de coupure pendant lesquelles la chaleur « stockée » sera déchargée. L'inconvénient, corollaire de cet avantage, est qu'à la reconnexion des charges le besoin en puissance sera accru dans le but de remettre à niveau le déficit de chaleur engendré par le délestage précédent. Le pilotage de ces charges demande donc une gestion d'ensemble, d'autant que pour différentes charges aux inerties différentes, les caractéristiques de stockage et de déstockage de la chaleur sont différentes. Ces charges seront les sujets et feront l'objet des études des **Chapitres 3 et 4**.

Il y a aussi les charges liées à des applications de type électroménager (machine à laver, sèche-linges, laves vaisselle...). Le contrôle de ces charges ne nécessite pas de modélisation précise, et leurs instants d'utilisation peuvent être déplacés dans le temps sans que leur dynamique n'en soit modifiée. De la sorte, comme leur consommation électrique reste la même quelque soit leur période d'utilisation, le pilotage de ces charges ne demande pas de gestion d'ensemble. Une expérience intéressante, relative au pilotage de ce type de charge s'est d'ailleurs déroulée aux Etats-Unis entre 2006 et 2007 [**CAL 03**], [**PAC 07**]. Ainsi le **Chapitre 5** relate des tests menés pour évaluer les potentialités de ce type d'application.

Chapitre 2 :
Acteurs intervenants dans le
Pilotage de Charges

Chapitre 2 : Acteurs intervenants dans le Pilotage de Charges

1 Introduction : un nouveau contexte

Le secteur de l'énergie subit à l'heure actuelle de profonds changements. La structure classique du marché de l'électricité, verticalement intégré est en train de subir des changements et bouleversements profonds. Parmi ces évolutions, il y a la possibilité offerte à tous les consommateurs, depuis juillet 2007, de pouvoir choisir leur fournisseur d'électricité.

Ainsi, en plus du secteur de la consommation, la dérégulation et cette ouverture des marchés touchent et vont toucher tous les secteurs des réseaux électriques, et notamment ceux de la distribution, et de son infrastructure. D'autre part, les besoins en énergie et l'exigence des consommateurs quant à sa bonne fourniture sont toujours croissants.

Tous ces changements entraînent et continueront d'entraîner de nouveaux besoins et de nouvelles contraintes.

Des idées présentées dans cette partie proviennent de documents issus de l'*International Congress on Methodologies for Emerging Technologies in Automation (ANILPA)*, [BRA 06], [CHE 06], [DEC 06], [MAU 06], et d'un livrable du projet européen FENIX [PUD].

Le propos de ce chapitre est donc de présenter un contexte dans lequel le pilotage de charges pourrait devenir une pratique commune intervenant dans la gestion des réseaux électriques. Dans ce contexte, de nouveaux acteurs pourraient apparaître et d'autres, existant actuellement, pourraient voir leur fonction évoluer. Par ailleurs, cette nouvelle conjoncture et ces modifications de fonctions des acteurs pourront engendrer différentes causes pour le pilotage de charges. Ces événements déclencheurs pourront être d'ordres économiques ou liés à des aléas sur le réseau électrique. Enfin, pour faciliter son intégration au système électrique, de nouveaux équipements doivent être présents à plusieurs niveaux sur le réseau.

2 Les acteurs

La majorité des charges, et donc la plupart des consommateurs, sont connectées au réseau de distribution. Ces derniers, grâce à l'ouverture du marché à la concurrence, peuvent maintenant choisir leur propre fournisseur d'énergie. D'autre part, les charges sont de plus en plus exigeantes vis-à-vis de la fourniture en énergie.

Ainsi les réseaux de distribution sont au cœur des évolutions. Ces derniers mettent en jeu plusieurs acteurs, et les changements décrits précédemment font que certains d'entre eux pourront voir leurs fonctions changer. **Notamment, le rôle des utilisateurs finaux sera bouleversé à partir du moment où ils deviennent actifs par l'intermédiaire du pilotage de la consommation.**

La **figure 2-1** présente une vision des réseaux de distribution et des acteurs qu'ils mettent en jeu.

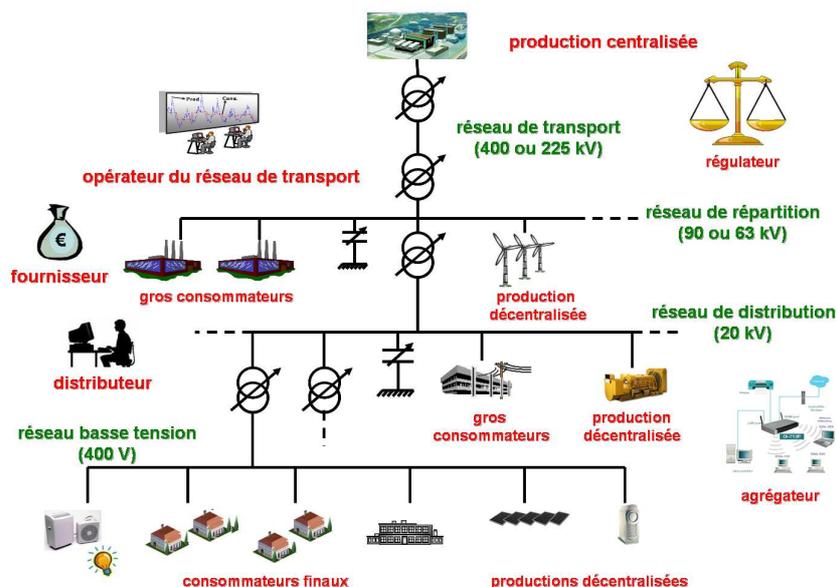


Figure 2-1 : vision prochaine des réseaux de distribution

2.1 Revue des acteurs ou fonctions existants ou à apparaître

2.1.1 Les consommateurs finaux d'électricité

En considérant que le pilotage de charges devienne une pratique courante, les consommateurs deviendront actifs au sein du réseau. Leur rôle sera ainsi complètement modifié du fait qu'ils constitueront les ressources de cette pratique.

Deux sortes de pilotage de charges peuvent exister.

- le premier, en réponse à une offre du marché dans le but de faire des économies, voire de gagner de l'argent,
- le second, en réponse à un appel de l'opérateur du réseau afin de résoudre une contrainte sur le réseau.

En réponse à ces divers appels, **les clients peuvent diminuer et/ou déplacer dans le temps leur consommation.**

Dans le cas d'une réponse à une offre du marché, la participation au pilotage de charges peut recevoir des contreparties financières ou des réductions de facture d'électricité.

En cas d'appel d'urgence pour résoudre une contrainte réseau, la contribution ne recevra vraisemblablement pas de compensation. En effet, comme la non-participation des clients peut engendrer une panne sur le réseau, plutôt que d'être totalement coupés pendant une longue durée, mieux vaut qu'ils acceptent de diminuer leur consommation pendant quelques heures.

Cependant, à l'heure actuelle, le pilotage de charges n'est pas quelque chose d'usuel, les charges devant avant tout être alimentées par le réseau. Le pilotage de charges pourra donc être confronté à une certaine réticence des consommateurs. **Leur acceptabilité sera donc un paramètre important à prendre en compte pour la mise en place de ce nouveau mode de fonctionnement.** Des solutions pourront être de les sensibiliser sur leur consommation d'énergie, et de les familiariser avec les nouveaux équipements nécessaires au contrôle des charges (compteurs communicants, gestionnaires d'énergie, délesteurs...).

2.1.2 Les producteurs décentralisés

L'apparition des GED fait partie des changements qui apparaissent sur les réseaux de distribution. En effet, ces producteurs sont marginaux, et leurs faibles puissances imposent qu'ils doivent se raccorder aux réseaux de distribution qui n'étaient initialement pas dimensionnés pour les recevoir. La production était censée provenir du réseau de transport, et ces injections de puissance au niveau de la distribution peuvent engendrer des perturbations (niveaux de tension, formes d'ondes, harmoniques...).

Ces productions et en particulier celles d'origines renouvelables (panneaux solaires, petites éoliennes, cogénérations...) sont largement favorisées par les facilités de raccordement ou les conditions de rachat de l'électricité produite par le fournisseur. En conséquence de nombreux consommateurs sont encouragés à en posséder, et deviennent de ce fait des producteurs. **Ainsi à certains moments de fortes contraintes, ces producteurs/consommateurs pourront s'autoalimenter afin de soulager le réseau de leur charge et de la puissance qu'ils injectent. Cette auto-alimentation peut être considérée comme une diminution de charge par le réseau de distribution, laquelle pouvant être considérée comme une contribution au pilotage de charges.**

À plus vaste échelle, le développement de ces petites sources d'énergie chez les clients et de manière générale des GED pourra voir l'émergence sur les réseaux de distribution de poches ou d'agrégations autoalimentées. Un inconvénient est que les sources d'énergie de ces poches sont bien souvent renouvelables et donc intermittentes. Elles devront donc être alimentées par le réseau en cas de sous-production. En cas de surproduction, ces agrégations pourront stocker l'énergie en surplus pour justement faire face aux périodes de sous-production, ou bien la réinjecter sur le réseau de distribution.

2.1.3 Les producteurs centralisés

Les producteurs centralisés sont des acteurs classiques connectés au réseau de transport. Cependant les changements qui interviennent sur les réseaux de distribution auront des conséquences sur leur mode de fonctionnement. L'apparition de producteurs décentralisés et **la généralisation du pilotage de charges pourront influencer sur leurs plans de production et sur les investissements à mener dans leurs équipements.**

2.1.4 Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD)

Le GRD, est responsable de l'intégrité du réseau de distribution, et donc des matériels qui le compose. Il s'occupe de la gestion et de la conduite des réseaux, et doit assurer une bonne qualité de fourniture d'énergie aux clients finaux. Il doit gérer la consommation d'énergie de son réseau. En effet, il passe un accord avec le gestionnaire du réseau de transport sur une puissance maximale à ne pas dépasser. Si en raison d'une consommation exceptionnelle, celle-ci est dépassée, les clients devront évidemment être alimentés, mais le distributeur devra payer au transporteur des pénalités en raison du non respect du contrat.

Le pilotage de charges pourra permettre au GRD d'éviter des pics de consommation et par la même des dépassements de limites de puissances imposées par son contrat avec le transporteur. Cette possibilité lui permettra également de gérer des aléas dus à des incidents sur des composants du réseau. Un autre aspect concerne les niveaux de tension susceptibles d'être dégradés à cause de l'augmentation des charges sur les lignes; des délestages « doux » pourront permettre de relever ces niveaux.

Le pilotage de charge pourra être une nouvelle solution pour améliorer la fiabilité du réseau de distribution. Les charges qui y sont dispersées pourront permettre de soulager des contraintes ou surcharges locales sur des lignes. Par conséquent, les équipements seront moins souvent contraints, et des investissements pourront être épargnés ou du moins reportés.

Ce contrôle des charges piloté par le distributeur pourra aussi être utile au transporteur en cas de congestion ou de défaut sur le réseau de transport nécessitant une diminution de la consommation. En effet, comme les charges sont majoritairement connectées au niveau de la distribution, le GRD peut en avoir une vision plus précise. **Mais cette éventualité demandera la généralisation de capteurs sur les réseaux HTA et BT, ainsi que des équipements permettant la gestion des charges chez les clients (compteurs communicants, gestionnaires d'énergie, délesteurs...).**

2.1.5 Le fournisseur

Depuis juillet 2007, tous les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur : une concurrence est donc devenue possible entre eux.

Le rôle des fournisseurs est d'acheter de l'énergie aux producteurs afin de pouvoir alimenter en continuité tous leurs clients. Une pratique courante du pilotage de charges aura pour conséquence des changements dans les modes de consommation. Les consommateurs pourront notamment être incités à consommer l'énergie quand elle est la moins chère. Par conséquence, le fournisseur l'achètera à ces moments et réalisera des économies. À grande échelle, la volatilité du marché de l'énergie sera réduite.

Dans cette idée, et avec la concurrence entre les divers fournisseurs, certains d'entre eux pourront proposer à leurs clients un service « d'aide à la consommation » de manière à mieux utiliser l'énergie voire à diminuer leur consommation et leur facture. Ce service présentera des avantages pour le client mais aussi pour le fournisseur qui réduira ses coûts opératoires.

Enfin, la concurrence va conduire les fournisseurs d'énergie à être plus compétitifs. Ils pourront être amenés à proposer d'autres services à leurs clients (chauffage, Internet, téléphone..., en plus de l'électricité, du gaz, et de l'eau). **Pour proposer de nouveaux services, des investissements devront être menés au niveau des réseaux de communication, de contrôle et de mesures.**

2.1.6 L'agrégateur

L'agrégateur peut être un nouvel acteur, une nouvelle fonction du fournisseur, ou un équipement sur le réseau (collecteur, concentrateur, serveur central...). Il aura pour rôle de traiter les flux d'informations relatives aux consommateurs, petits producteurs et autres matériels de l'agrégation. Les données à traiter pourront être les puissances actives et réactives aux différents nœuds les courants circulants dans les lignes, les tensions en certains points représentatifs... Ces données devront bien entendu être accessibles, ce qui passe par la mise en place d'équipements de mesures et de transferts de données.

L'agrégation pourra être une sorte de « centrale virtuelle ». Si elle ne comporte que des charges, les réductions de puissance dues au pilotage de charges pourront être vues comme de la « puissance négative ». Si en plus, elle comporte des productions décentralisées, son auto-alimentation, conjuguée au pilotage de charges agira comme cette « puissance négative ».

L'agrégation pourra ainsi proposer des capacités de réduction de charge sur le marché de l'énergie, au même titre que les producteurs centralisés offrent de la puissance active.

Dans le cadre du pilotage de charges pour le distributeur, **des contrats bilatéraux pourront être passés avec les agrégations sur des réductions de consommations.**

Reste à savoir la forme que prendra cet agrégateur : concentrateur d'informations, fonction du fournisseur, ou entité à part entière.

2.1.7 L'opérateur du réseau de transport

Il est responsable du réseau de transport, de sa sécurité, et de sa conduite. Le développement du pilotage de charges pourra l'amener à gérer de manière différente le réseau. Par exemple, des congestions au niveau du transport pourront être soulagées par une diminution de la consommation au niveau de la distribution, cette diminution résultant d'un appel au pilotage de charges. **Les charges pourront ainsi constituer une nouvelle ressource dispersée pour résoudre certaines contraintes.** Seulement, l'avantage de cette dispersion peut aussi être un inconvénient dans la mesure où justement les charges sont disséminées sur tout le réseau. Pour profiter pleinement de la nouvelle flexibilité des charges, il faudra des infrastructures de communication, mesure et contrôle performants. Ces équipements bien implantés et bien utilisés permettront une bonne coordination des actions. Mais comme énoncé plus haut, il est peut être préférable que le gestionnaire du réseau de transport fasse appel aux charges par l'intermédiaire du GRD.

2.1.8 Le régulateur

Le régulateur est un acteur important dans le sens où il définit les règles auxquelles seront soumis les acteurs du marché. Il sera cependant peu impliqué dans les mécanismes de pilotage.

Comme les règles doivent bénéficier aux différents acteurs du marché, elles doivent permettre d'atténuer les prix et les coûts opératoires des différents acteurs. Or dans l'idéal, les programmes de pilotage de charge bien implantés et utilisés devront diminuer l'élasticité du marché, et par là même les pics de prix d'énergie. En effet, les décalages de consommation pendant les périodes où les prix sont moins élevés ont tendance à atténuer la volatilité des prix. **Le régulateur devra donc mettre en place des politiques pour promouvoir positivement le pilotage de charge.**

2.1.9 La société

En générale, le pilotage de charge quelque soit sa nature aura un impact positif sur la société. Dans le cas où il est guidé par le marché, les prix de l'énergie seront régulés dans la mesure où les pics de prix seront atténués. De ce fait, les coûts opératoires des opérateurs diminueront. Dans le cas du pilotage déclenché par une contrainte sur le réseau, les clients pourront continuer à recevoir de l'énergie pour certaines de leurs charges, ce qui limitera leur inconfort, et les pertes de production des producteurs seront réduites.

Mais pour que tous les membres de la société profitent du pilotage de charges il faut que chacun reçoive les compensations ou gains dus à sa réelle contribution.

2.2 Les nouveaux enjeux pour les acteurs principaux

Les mutations engendrées par la dérégulation du marché vont voir les acteurs énoncés précédemment confrontés à de nouveaux défis.

Les **distributeurs** devront faire face à la constante augmentation de la demande et des pics de consommation, et à la toujours plus forte exigence de qualité de fourniture réclamée par les clients et par leurs charges. Ainsi ils devront veiller à ce que les puissances et les courants transitant sur les lignes restent dans leurs limites et à ce que les niveaux de tensions soient respectés à tout endroit du réseau. Un autre enjeu pour eux est l'insertion croissante des GED ainsi que celle des petites productions intermittentes chez les clients (panneaux photovoltaïques, cogénération, petites éoliennes...). En effet, comme le réseau de distribution n'était pas dimensionné pour les recevoir en masse, les **GRD** devront s'assurer que ces raccordements n'engendrent pas de perturbations (dépassement des limites de tension, formes d'ondes et qualité d'injection...). Les **distributeurs** auront donc de nouvelles contraintes tant sur les matériels que sur la production et la consommation de son réseau.

Les **fournisseurs** doivent acheter de l'énergie aux producteurs afin d'approvisionner leurs clients. Ils doivent donc prévoir les consommations pour assurer au mieux cette fourniture. Depuis Juillet 2007, l'ouverture à la concurrence du marché fait que la fourniture n'est plus le monopole d'une seule entité, « le fournisseur historique ». Les clients peuvent choisir leur **fournisseur**. De ce fait, les **fournisseurs** devront être de plus en plus performants quant à la fourniture d'énergie, et devront vraisemblablement proposer des services « annexes » pour être le plus compétitif possible. Ils pourront proposer des services rentrants dans le cadre d'un pilotage de charge à but financier, en incitant leurs clients à consommer leur énergie pendant les périodes « hors pics » de consommation et donc quand l'énergie est la moins chère.

Une augmentation des pratiques de pilotages de charges, et l'insertion croissante des GED pourront voir la fonction d'**agrégateur** prendre de l'importance. Le but de cette fonction peut être de gérer une « centrale virtuelle », constituée de charges flexibles et de productions décentralisées. Pour que cette fonction ait un rôle efficace, il faudra une implantation massive d'équipements de communications, mesures et contrôle. Un mécanisme de pilotage de charges et de productions pourra permettre aux agrégations de proposer des réductions de charges ou des injections de puissance au GRD, voire au transporteur. Ces offres de réductions ou d'injections de puissance pourront également être faites sur le marché de l'énergie, au même titre que les producteurs proposent leur puissance produite.

Une conséquence de l'ouverture du marché aux **consommateurs** est qu'ils ne seront plus contraints de prendre comme fournisseur d'énergie le « fournisseur historique ». D'autre part, la prolifération d'équipements électriques gourmands en énergie et sensibles à la qualité de fourniture (TV, ordinateurs, air conditionnée...), chez les **consommateurs** fait que les besoins de ces derniers sont sans cesse en augmentation. Ainsi, en fonction de leur consommation et des offres des divers fournisseurs, ils pourront choisir le mieux adapté à leurs besoins. Une autre conséquence de l'augmentation de la consommation, mais aussi de la concurrence entre fournisseurs, est les services qui pourront être proposés aux clients pour réduire leur facture. Les **consommateurs** pourront être amenés à modifier et à adapter leur consommation à certaines offres pour réaliser ces économies.

Les **consommateurs**, par l'intermédiaire de leurs charges, pourront aussi permettre de résorber des contraintes ou congestions en répondant à des appels du GRD, ou du GRD par l'intermédiaire du fournisseur. En décalant leur consommation, des pics de charge prévus pourront être évités ; en la diminuant, les courbes de charge pourront être nivelées, enfin des

coups rapides de certaines charges pourront permettre de répondre à des aléas urgents et imprévus.

3 Les objectifs du pilotage de charge, ou de la gestion de la demande

Comme énoncé plus tôt, ce nouveau contexte, avec la dérégulation et l'ouverture du marché de l'énergie à un nombre d'acteurs plus important, pourra voir le développement de nouvelles pratiques et en particulier celui du pilotage de charge.

Cette action consiste en une modification de la consommation électrique des consommateurs par rapport à un usage qu'ils en auraient fait spontanément. Les causes de ce changement de mode de consommation peuvent être :

- les variations du prix de l'électricité,
- des signes précurseurs d'instabilité, ou de danger sur le réseau.

Ainsi, suivant les cas et en fonction des nouveaux rôles des acteurs, le pilotage peut être initié par le fournisseur, l'agrégateur, le distributeur ou par les clients eux-mêmes. Toutefois, ce contrôle de la consommation ne doit pas trop impacter le confort des utilisateurs finaux et suivant les charges pilotées (équipements frigorifiques par exemple), certaines règles d'hygiène sanitaires doivent être respectées. **En conséquence de ces différents aspects, le pilotage de charges est susceptible d'amener des bénéfices financiers à différents acteurs et/ou d'améliorer la sûreté du système électrique.**

3.1 Le pilotage de charges lié au marché de l'énergie

Les relations entre acteurs pour cette version de pilotage sont décrites sur la **figure 2-2**.

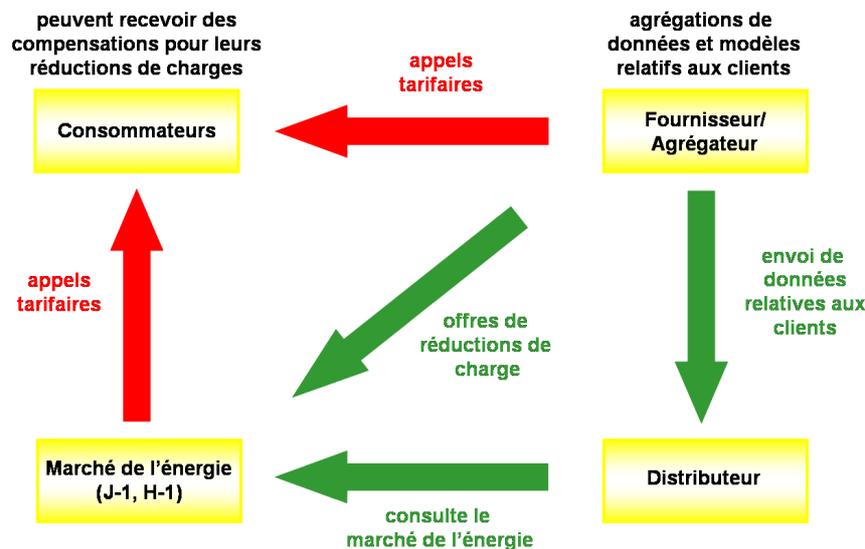


Figure 2-2 : Relations entre les acteurs dans un pilotage guidé par le marché

L'objectif est d'obtenir des gains financiers, des compensations en service ou de payer l'énergie à un prix plus avantageux en réponse à des signaux tarifaires. Ces signaux pourront être le prix de l'électricité en temps réel, ou des offres faites par le fournisseur pour que leur clients diminuent ou décalent leur consommation afin d'obtenir des tarifs plus avantageux. En conséquence, les prix de l'énergie pourraient être nivelés. En

effet, si les clients consomment plus d'énergie quand celle-ci est moins chère, les fournisseurs feront ces achats pendant ces périodes, et les achats pendant les périodes de pointe seront donc moins importants. Les courbes de prix et de charges seront donc « lissées ».

Pour participer à ce type de pilotage, les fournisseurs pourront proposer à leurs clients des programmes. Les clients y adhéreront de manière facultative, suivant leurs besoins. Une fois un contrat de pilotage conclu entre fournisseur et client, ce dernier devra respecter son engagement. Le non-respect d'un contrat pourra se traduire par des pénalités ou par la facturation de l'énergie à prix fort.

Concernant les délais d'action, l'échelle de temps entre la notification et l'action de contrôle sera de quelques jours voire quelques mois à l'heure précédente à l'action.

3.2 Le pilotage de charges lié au système électrique

Comme il a été mentionné, la consommation électrique est sans cesse en augmentation, et les réseaux de distribution accueillent de plus en plus de GED. Des conséquences pourront être :

- des limites d'exploitation de câbles et lignes d'alimentation lors de pics de consommation,
- d'importantes chutes de tension en bout de lignes,
- des possibilités de réalimentation limitées, même en cas de défaut simples,
- des congestions plus significatives et fréquentes.

Avec la dérégulation, les consommateurs pourront participer à la gestion de ces aléas. En gérant leur consommation plus efficacement, en décalant certains usages, en en diminuant d'autres, ils pourront participer à l'amélioration de la fiabilité du système sans en être trop affectés. **Ce pilotage de charges dont le but est de sauvegarder l'intégrité du réseau électrique, sera initié par l'opérateur responsable de sa sécurité. Suivant les cas il s'agira du GRD ou du gestionnaire du réseau de transport.** Les relations entre les différents acteurs relatifs à ce type de pilotage sont décrites sur la **figure 2-3**.

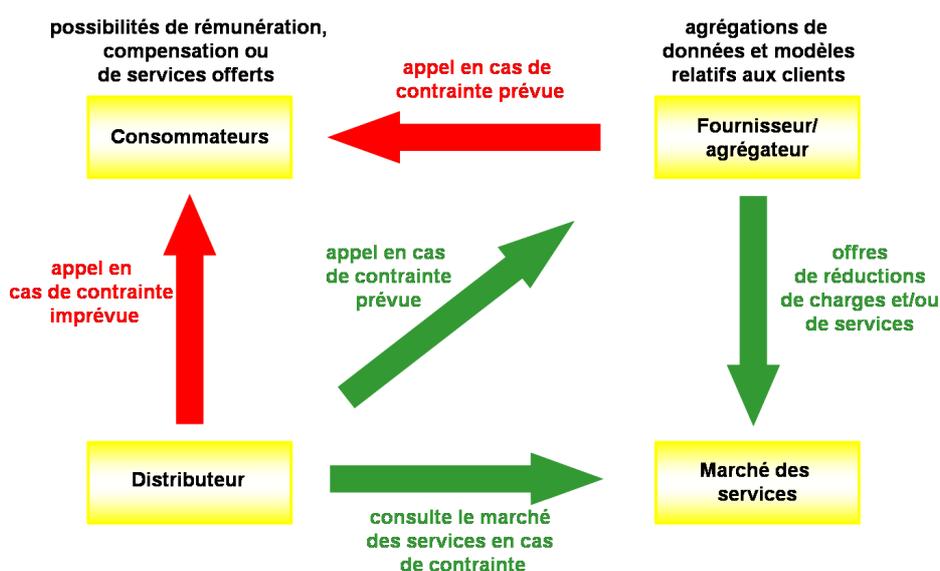


Figure 2-3 : Relations entre les acteurs dans un pilotage guidé par le système

Pour des incidents prévus (surcharges sur des lignes ou transformateurs secourants par exemple), l'opérateur consultera le marché de l'énergie, ou un marché dédié où des offres de réduction de consommation seront proposées par les fournisseurs, offres qu'ils auront conclu au préalable avec leurs clients. En cas d'acceptation, les clients en seront avertis entre quelques jours et quelques heures avant l'évènement. Les propositions des clients étant volontaires et faites dans le cadre de programmes de pilotage de charges, ils recevront des compensations financières ou en services.

Pour des incidents non prévus, mettant la sécurité du réseau en danger, le temps de réaction de l'opérateur devra être rapide. Il agira donc directement sur les charges, sans intermédiaire, à l'aide d'automates, de délesteurs, ou de réducteurs de puissance souscrite. La participation des clients sera donc obligatoire et non compensée dans la mesure où le réseau sera en danger. Leur seul bénéfice sera de ne pas se voir complètement délestés, quitte à voir leur confort amoindri. Les délais d'action pour ce pilotage de charge seront de quelques minutes à quelques secondes.

4 Les équipements et technologies pour le pilotage et la gestion des charges

Plusieurs allusions y ont été faite au paragraphe 2 : la participation active des consommateurs dans les flux de puissance, et la possibilité pour les opérateurs d'utiliser les charges comme d'une nouvelle solution dans la gestion du réseau, passera vraisemblablement par la mise en place sur les réseaux d'équipements de communications, mesures et contrôles permettant ces nouvelles opérations.

4.1 Une structure intelligente

L'insertion croissante de productions décentralisées sur les réseaux de distribution ainsi que l'opportunité d'y contrôler les charges imposent de nouvelles contraintes de gestion. Il s'avère d'avoir une meilleure vision des réseaux de distribution et de meilleurs moyens de contrôle. Cette gestion plus efficace passera par la mise en service d'équipements permettant des contrôles centralisés (par le distributeur), plus locaux (par les agrégateurs) ou même au niveau de chaque charge (par les clients). Ainsi ces équipements devront être présents à tous ces niveaux pour mettre en place une gestion des réseaux intelligents distribuée sur trois niveaux, dont une vision est donnée par la **figure 2-4**.

La première couche, ou couche basse, se situera en aval du compteur des clients. Leurs consommations y seront collectées et enregistrées, pour être envoyées au niveau supérieur. Un système de gestion local pourra optimiser la consommation globale du site en fonction de choix programmés par le client, ou de requêtes provenant du niveau supérieur.

La seconde couche, supérieure à la précédente, sera au niveau d'un poste HTA/BT, ou d'une agrégation de clients d'un même fournisseur ou agrégateur. Les données relatives aux différents clients en fonction de leur profil y seront rassemblées et compilées. Les propositions de contrats faites aux consommateurs par leur agrégateur permettront à ce dernier d'offrir certains services (réserve, effacement,...) à la troisième couche. Dans le cadre de programmes de gestion de charge liés au marché, les agrégateurs pourront proposer ces services sur un marché dédié.

La dernière couche se situera au niveau d'un poste source. En relation avec la couche inférieure, elle aura accès aux consommations des postes HTA/BT ou des agrégations. Des incidents dans la poche de distribution en question pourront être résolus en envoyant des ordres aux couches inférieures. Le gestionnaire du réseau de transport pourra également faire des requêtes pour des diminutions de charges dans le but de résoudre des congestions en amont ; le contrôle fait au niveau de cette couche répartira cette réduction sur l'ensemble de la zone contrôlée.

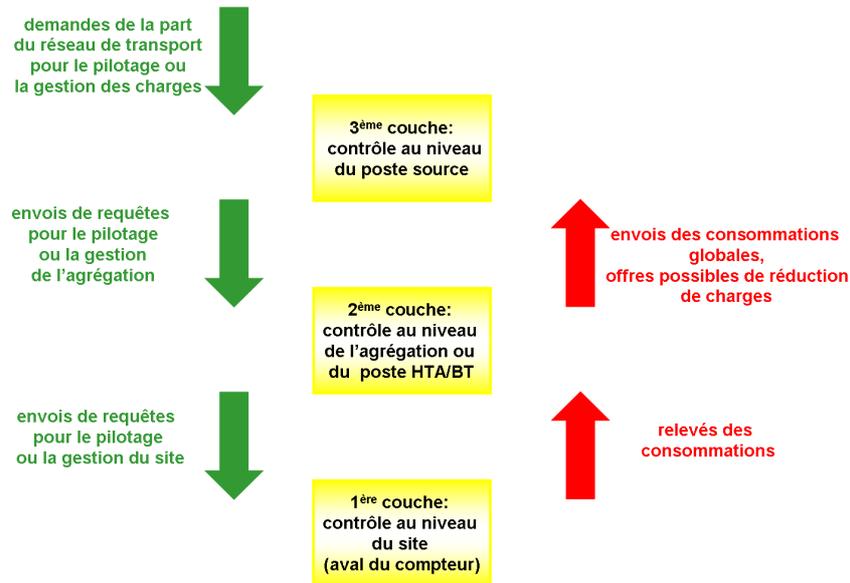


Figure 2-4 : intelligence distribuée sur trois niveaux

4.2 Les fonctions nécessaires

Parmi les fonctions nécessaires à la bonne interaction entre ces trois couches, certaines ont été énoncées au **Chapitre 1**, dans la partie **4** qui énumère les différents besoins nécessaires au pilotage de charges. Ainsi les différents équipements à installer devront avoir les fonctions de notification, de mesure, de contrôle des réponses des charges aux sollicitations, de prévisions de consommation, de rémunération des clients et de contrôle automatisé. Bien sûr les matériels installés ne posséderont que certaines fonctions, en rapport avec leur localisation.

4.2.1 La notification

Comme il a été dit dans les paragraphes **3.1** et **3.2**, suivant le type de pilotage de charges, l'intervalle de temps entre l'avertissement de l'acte et l'action est variable. Il peut aller de quelques jours ou heures pour le pilotage en réponse au marché, à quelques minutes pour le pilotage guidé par des contraintes réseau. Si les deux types de pilotage existent, il faudra probablement privilégier celui guidé par des contraintes réseau et donc prioriser sa notification.

4.2.2 Les mesures des consommations

Les ressources du pilotage de charges sont les consommateurs. Pour piloter leur consommation, il faut avoir accès à la puissance qu'ils consomment, savoir quand ils la consomment, et quelles charges sont utilisées (piloteables ou non piloteables). Les mesures doivent être précises, et leur transfert être sécurisé, dans un format standardisé. Cette

problématique liée aux comptages et à leur communication est plus précisément décrite au **Chapitre 1**, dans les paragraphes **4.5** et **4.6** qui traitent respectivement des comptages et des communications qui leurs sont destinées. Dans tous les cas, une large variété de moyens existe. Ceux utilisés dépendront de compromis à faire entre acteurs concernés, quantité de données à transférer, fréquences de ces transferts, coûts de mise en œuvre des matériels ou infrastructures.

4.2.3 Les mesures de réponses des charges aux sollicitations

Cette fonction est assez proche de la précédente. Suivant les sollicitations et ses disponibilités, un client pourra répondre totalement, partiellement ou ne pas répondre du tout à un appel au pilotage. Il est cependant nécessaire de connaître quel est le degré réel de réponse des charges. Comme il a été dit, les appareils de mesures des consommations devront avoir un échantillonnage assez fin, et pour mesurer la réponse réelle des charges, une méthode envisageable serait de comparer cette réponse à une consommation estimée, qui aurait été celle sans sollicitation. Cette consommation évaluée le serait en fonction de jours similaires précédents, corrigés de la température.

4.2.4 Prévisions des consommations

Comme le mentionne le **Chapitre 1**, aux **4.3**, **4.4**, **4.5** et **4.6**, les progrès technologiques des interfaces de mesures et la standardisation des protocoles de communication, permettront des enregistrements et des stockages de données ainsi que leurs transferts de manière plus cadencée et plus précise. Des bases de données pourront ainsi être créées, lesquelles associées à des données météorologiques, seront à même de faire des prévisions de consommations fines et précises.

4.2.5 Le règlement des clients

Cet aspect n'est pas le même que celui énoncé dans le paragraphe **4.2.1** du **Chapitre 1**. Il concerne ici le fait de savoir si les clients seront rémunérés pour leur réduction de charges et dans ce cas, comment ils le seront. En cas de pilotage guidé par le marché de l'énergie, les compensations pourront être des réductions sur la facture d'électricité, des services offerts ou un paiement direct. En fait la contrepartie pourra dépendre du type de sollicitation, de la participation réelle des clients, du contrat qui les engage, du prix de l'électricité pendant la sollicitation. Le prix de l'énergie en temps réel pourra servir ; les clients paieront suivant leur consommation et la production disponible. Si lors d'une sollicitation ils limitent leur consommation, ils paieront moins cher que s'ils avaient conservé leurs habitudes et utilisé leurs charges lors du pic de prix et de consommation.

Le cas du pilotage de charges déclenché par des contraintes réseau est un peu à part. Il est probable que les clients ne recevront pas de compensation, si ce n'est celle de ne pas être complètement coupé, quitte à avoir un confort amoindri.

4.2.6 Contrôle automatisé

Au **Chapitre 1**, le **4.7** décrit les équipements qui permettent de contrôler la consommation : interrupteurs, thermostats contrôlables, éclairages, variateurs de vitesse, gestionnaire d'énergie. Ces équipements pourront être commandés à distance dans le cadre de programmes de pilotage de charges. Ils pourront répondre aux exigences des contrats et aux variations de prix de l'énergie. En situation de forte contrainte, l'opérateur pourra diffuser des ordres pour délester ou limiter la consommation de ces charges de manière instantanée.

4.3 Les équipements

Cette structure de réseau « intelligent » nécessite la mise en place à plusieurs niveaux d'équipements permettant de remplir les fonctions décrites dans le paragraphe précédent.

4.3.1 Sur le réseau

Une condition majeure à la gestion intelligente et efficace du réseau concerne son observabilité. Pour ce faire, des capteurs et observateurs pourront y être disséminés. Ils mesureront, enregistreront et enverront au distributeur des informations permettant de faire un diagnostic de l'état du réseau. Il faudra déterminer la nature des informations à collecter ; elles pourront être les courants et flux de puissance transitant dans les lignes, les tensions et puissances consommées en certains nœuds représentatifs. Cette observabilité accrue permettra de déterminer quand et où renforcer le réseau de manière opportune. L'opérateur pourra également être plus réactif en cas de contrainte ou de défaut sur des lignes. Il pourra reconfigurer le réseau rapidement et de manière optimale en rééquilibrant les flux de puissance pour engendrer le moins de pertes. En cas de surcharge locale, et dans le cadre du pilotage de charges, il pourra déterminer la zone où piloter les charges afin de soulager la contrainte. En cas de court-circuit, de dommage ou de défaillance matériel, des équipes de maintenance pourront être envoyées rapidement sur place.

4.3.2 Chez les clients, pour le gestionnaire

Pour une meilleure vision des consommations des clients, des compteurs communicants pourront être installés chez eux. Au **Chapitre 1**, une description précise du matériel existant est faite au paragraphe **4.5**, tandis que le suivant, le **4.6**, expose les moyens et normes pour communiquer les relevés. Comme les compteurs actuels, les compteurs communicants pourront être adaptés à chaque type de client, permettront des relèves précises qui seront rapatriées vers un concentrateur de données situé au niveau d'un poste HTA/BT, ou d'une agrégation. Cette meilleure observabilité de la consommation, qui pourra être en temps réel, pourra favoriser les programmes de pilotage de charges, qu'ils soient guidés par le marché ou par les contraintes du système.

L'analyse de ces données permettra aux fournisseurs d'inciter leurs clients à mieux répartir leur consommation, et à l'adapter en fonction des prix du marché. Un autre avantage de cette meilleure gestion de l'énergie concerne le système électrique ; les éléments du réseau seront sollicités de manière moins importante. Par conséquent, des investissements seront reportés, ce qui présentera un intérêt non négligeable pour le distributeur.

Ces équipements possèdent ou posséderont aussi les fonctions des compteurs actuels, lesquelles sont énoncées dans la partie **4.5** du **Chapitre 1**.

D'autre part, et comme au **Chapitre 1** les parties **5.4** et **5.5** y font allusion, la collection des données collectées permettra l'établissement de modèles de charges précis et donc de prévisions de consommations au niveau de la distribution assez fiables. De la sorte, des surcharges ou congestions locales pourront être évitées en anticipant des délestages « doux » ou des réductions de consommations.

Enfin, les qualités de ces compteurs permettront de détecter les fraudeurs de manière plus systématique.

4.3.3 Chez les clients, pour les clients

Les équipements présents chez les clients et permettant le contrôle local des charges seront essentiellement des gestionnaires d'énergie. Le **4.7.2** du **Chapitre 1** décrit le matériel existant. En plus de ce qui y est décrit, on peut envisager que l'interface de ces appareils permettent à leurs propriétaires de suivre leurs consommations et les prix de l'énergie en temps réel. Ces équipements auront une capacité de stockage permettant de conserver des données pour au final optimiser la consommation. Les clients pourront paramétrer leur gestionnaire en fonction d'un seuil de prix, d'un niveau de confort désiré, ou d'un événement susceptible de se produire, pour qu'il contrôle au mieux les charges de la maison ou du site.

Ces gestionnaires pourront être la propriété des fournisseurs ou agrégateurs et être livrés à leurs clients dans le cadre des programmes de gestion de la consommation. De ce fait, les paramètres entrés par les clients seront transférés vers un serveur central, toujours propriété des fournisseurs ou agrégateurs. Les clients auront néanmoins la possibilité d'outrepasser les réglages établis à l'avance, avec suivant les contrats des pénalités ou simplement une facturation de l'énergie à prix élevé.

Si les programmes sont respectés, les clients seront susceptibles de réaliser des économies d'argent et d'énergie. La mise en place généralisée de ces équipements profitera également au système électrique total puisque les pics de consommation seront atténués, et la demande en énergie sera lissée. Les matériels seront moins sollicités ce qui allongera leur durée de vie.

Les flux de communication iront des gestionnaires vers le serveur central pour les transmissions des paramétrages et des données de comptages, et du serveur vers les gestionnaires pour l'avertissement des événements tarifaires ou réseaux.

4.4 Des technologies possibles

La communication entre les différents niveaux est un maillon essentiel dans le bon fonctionnement de cette structure. Le système de communication devra donc être fiable et sécurisé. De ce fait, des standards et normes de communication doivent être définis et respectés, et des technologies envisageables pourraient être celles des courants porteurs, du GSM ou d'Internet. Les parties **4.5** et **4.6** du **Chapitre 1**, dédiées au comptage et à leurs communications font l'inventaire de matériels et de normes de communication envisageables. Mais globalement, les CPL semblent une solution économiquement avantageuse puisque ils utilisent les lignes d'alimentation déjà existantes. Les technologies sans fil ont l'avantage de pouvoir diffuser les informations rapidement et à grande échelle, mais avec comme inconvénient majeur les zones de couverture qui peuvent engendrer des niveaux de fiabilité aléatoire. Enfin la solution Internet semble fiable et peu chère.

La fréquence de collecte des données dépendra des clients à relever mais devra permettre une représentation assez fine des puissances consommées. Ceci permettra d'obtenir des modèles de charges réalistes, et des prévisions de consommation précises ce qui permettra une gestion de la optimale de la consommation.

La fréquence de transfert des données doit tenir compte des événements. Elle peut même être différente suivant qu'elle soit des clients vers leur fournisseur ou agrégateur, ou de ces derniers vers leurs clients.

5 Conclusion

Dans un nouveau contexte de dérégulation, d'ouverture des marchés de l'énergie et d'augmentation de la consommation électrique, les réseaux de distribution subissent des changements. Parmi ces derniers une pratique généralisée du pilotage de charge apparaît comme une conséquence et une solution à certains aléas. La présentation des différents acteurs intervenant au niveau de la distribution de l'énergie électrique a permis de mettre en avant ceux qui seront les principaux impliqués dans cette pratique.

Ainsi, distributeurs, agrégateurs, fournisseurs et clients verront leurs rôles profondément modifiés. La nature précise de ces changements dépendra néanmoins du type de pilotage de charge, à savoir s'il est déclenché par des contraintes du marché de l'énergie ou du système électrique en lui-même.

Enfin le développement du pilotage de charge dans ce nouveau contexte nécessite une nouvelle structure de réseaux de distribution avec de nouvelles fonctions et de nouveaux équipements.

En conséquence, suite à tout ce qui a été mis en place dans ce chapitre, il est devenu possible d'envisager de manière réaliste un contrôle de la consommation des charges électriques et donc d'envisager les études développées dans les **Chapitres 3, 4 et 5**.

Chapitre 3 :
***Description des réseaux de distribution
actuels –
Introduction au cas d'étude***

Chapitre 3 : Description des réseaux de distribution actuels – Introduction au cas d'étude

1 Introduction

Le but de ce chapitre est de faire une présentation des réseaux de distribution. Une description des éléments physiques des réseaux, ainsi que des moyens de les conduire composeront cet exposé. Celui-ci permettra par la même de mettre en place des hypothèses d'évolutions qui serviront par la suite d'introduction au cas faisant l'objet des investigations ultérieures.

Enfin la présentation précise du cas d'étude ainsi que la comparaison de la situation actuelle des réseaux et celle envisagée dans le futur, mettront en évidence les problématiques entrant en jeu dans la suite des recherches.

2 Description du réseau de distribution actuel

2.1 Les postes sources

Les postes sources constituent l'interface entre le réseau de transport (tensions supérieures à 50 kV) et le réseau de distribution (tensions inférieures à 50 kV). Ils sont raccordés au réseau de transport en 90, 63 ou 225kV dans les zones de fortes densités de consommation, et desservent le réseau de distribution en 20 kV. Il faut noter que fin 2004, 11% du réseau HTA était exploité sous une tension de 15 kV ou moins. Le besoin de disponibilité justifie qu'ils soient équipés d'installations permettant de fonctionner avec la perte d'une ligne d'alimentation côté transport, ou d'un transformateur HTB/HTA côté distribution [ERD 08].

Un poste HTB/HTA est constitué d'un ou plusieurs transformateurs qui alimentent un jeu de barre composé de rames. Chaque rame est organisée en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage. Une demi-rame comprend une arrivée de transformateur, plusieurs départs HTA et éventuellement un disjoncteur shunt (figure 3-1) [CAR 91].

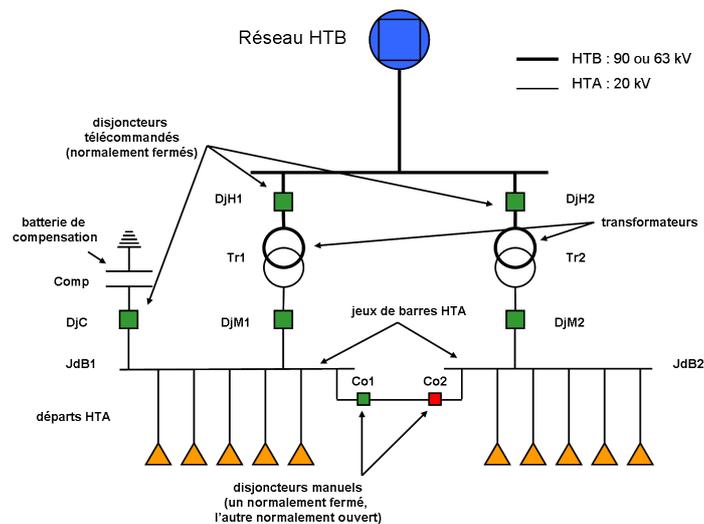


Figure 3-1 : Schéma d'un poste source

En 2008, le gestionnaire des réseaux de distribution ERDF exploite environ 2200 postes source, dont 9% en 225 kV/HTA.

2.1.1 Alimentation HTB

Les puissances des transformateurs des postes et leur nombre dépendent de la zone à alimenter.

Dans les zones rurales très peu chargées, la puissance installée des postes varie entre 1 et 3 transformateurs de 10MVA (2 à 3 fois 20MVA par poste); l'énergie électrique est livrée en 63 ou 90 kV.

Pour les agglomérations moyennes, on peut installer jusqu'à 3 transformateurs de 36MVA, alimentés en 63 ou 90 kV.

Pour les très grosses agglomérations, les niveaux de tensions 63 ou 90 kV sont supprimés et l'énergie est livrée directement en 225 kV, par des câbles à isolement sec, capables de transporter jusqu'à 300 MVA. Ces types de postes sont très compacts, parfois souterrains, et peuvent contenir jusqu'à quatre transformateurs, de puissance nominale de 70MVA **[GAI 93]**.

2.1.2 Secondaire HTA

Le ou les transformateurs des postes débitent sur un tableau HTA qui forme un jeu de barres composé de rames. Chaque rame est organisée en deux demi-rames, reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre. Elles débitent sur un ensemble de départs.

Différentes configurations peuvent être retenues pour l'alimentation des rames en régime normal. Dans le cas où le poste source est constitué de deux transformateurs, on peut retenir les possibilités suivantes :

- Un seul transformateur alimente l'ensemble des rames, le deuxième n'intervenant qu'en cas de secours.
- Les alimentations des différentes rames sont réparties sur les deux transformateurs de manière prédéterminée **[CAR 91]**.

2.1.3 Conditions d'exploitation

Ces transformateurs HTB/HTA ont une inertie thermique importante, qui leur permet d'atteindre des surcharges significatives. Leur conception permet une exploitation à 110% de leur puissance nominale pendant les périodes de pointe **[ERD 08]**. Si les contraintes thermiques sont dépassées et excèdent leur dimensionnement, ils tiendront 20 minutes avant de déclencher. Ce laps de temps doit permettre à l'exploitant de réaliser les manœuvres nécessaires pour revenir dans une situation normale **[BLA 94]**.

Néanmoins, malgré ces dispositions, les transformateurs ne sont pas exploités à leur pleine capacité afin de pouvoir réalimenter la clientèle suite à un incident simple (perte d'un ouvrage, ligne, transformateur). En France, une garantie de fourniture est partiellement assurée pour la perte de deux ouvrages. En 1991, la règle pour les villes de plus de 25000 habitants était de garantir au moins 25 % de la charge **[CAR 91]**.

Plus tard, la tempête de Décembre 1999 a provoqué d'importants dégâts, et un tiers du territoire métropolitain a été touché. Ainsi, en 2000 et 2001, les actions se sont concentrés sur les zones sinistrées, et sur l'enfouissement des ouvrages aériens considérés comme « détruits ». En 2002, le relais a été pris par une reconstruction, programmée jusqu'en 2015.

Les objectifs en sont d'être en mesure de réalimenter 95% des clients en moins de 5 jours en cas d'événement d'ampleur équivalente, et de sécuriser au moins une alimentation BT dans chacune des 36000 communes [ERD 08].

2.2 Le réseau HTA

2.2.1 Architecture

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes source. Le nombre de ces départs peut aller de moins d'une dizaine à une cinquantaine par poste [ERD 08]. Ils sont regroupés sur les différentes rames en fonction de leur nature (réseau aérien, souterrain), et de leur similitude quant à leur courbe de charge. Le distributeur doit organiser les départs HTA pour constituer des échelons de délestage sélectif, autant que possible équilibrés. Les charges prioritaires sont donc regroupées sur les échelons délestés en dernier. Ainsi, en cas de problème grave sur le réseau engendrant une baisse de la fréquence et l'activation du plan de défense, un délestage sélectif et progressif peut être réalisé [R34 08].

Les choix d'architecture des réseaux de distribution sont nombreux, et dépendent de plusieurs critères. Ils doivent tenir compte de la géographie de la zone à desservir, de son caractère urbain ou rural, de sa densité de charges, de son historique et de la sensibilité des installations des usagers à la qualité de fourniture. D'autres aspects peuvent être pris en compte comme les éventuelles possibilités de réalimentation en secours, les réseaux existants, l'évolution prévue des charges et les coûts pouvant être consentis pour son développement [CAR 91].

En zone rurale, peu chargée, les liaisons postes source à postes source peuvent être remplacées par des liaisons ayant leurs extrémités sur le même poste source, mais sur deux demi-jeux de barres différents. Certaines portions de départs peuvent ne pas être « bouclables » : ce sont les antennes HTA. Mais la structure classique d'un départ rural est le réseau mixte avec une ossature souterraine de forte section et des dérivations aériennes de sections plus faibles (figure 3-2).

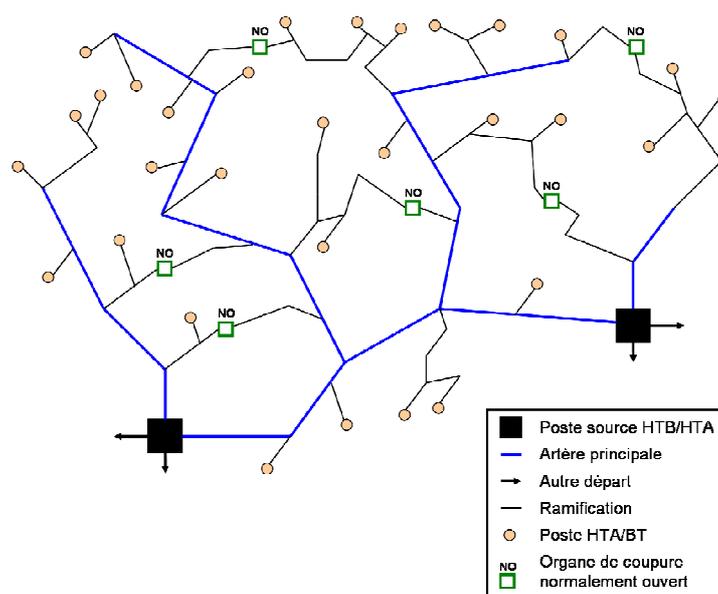


Figure 3-2 : réseau rural radial

En zone urbaine, les structures HTA se caractérisent par le mode de raccordement des points de charge : les postes « clients HTA », et les postes HTA/BT de distribution publique. On distingue deux modes de raccordement.

Le premier est en « coupure d'artère ». Ce mode de raccordement est exploité ouvert en permanence à l'un des postes pour éviter un bouclage entre deux sources. À partir de là, il émerge trois « structures types ».

- La plus simple et la plus courante est celle en « coupure d'artère » proprement dite (**figure 3-3**). Les départs HTA d'un poste source sont en régime normal d'exploitation chargés à la moitié de leur capacité, et se bouclent sur un autre poste source.
- La structure en « maille » appliquée aux zones plus denses du fait du bon coefficient d'utilisation du réseau qu'elle offre (**figure 3-4**). Les départs HTA forment une boucle coupée en plusieurs tronçons, chaque tronçon étant relié à d'autres postes source ou boucles. Cette structure présente l'inconvénient d'être complexe à exploiter.
- La structure en « fuseau » (**figure 3-5**) ou en « épi » (**figure 3-6**) dans laquelle les départs sont chargés à leur capacité maximale, et sont secourus par un câble spécialisé maintenu sous tension à vide à raison d'un câble de secours pour 4 à 6 câbles d'alimentation. Dans la pratique, la charge est limitée à 70% par départ afin de limiter les pertes Joule.

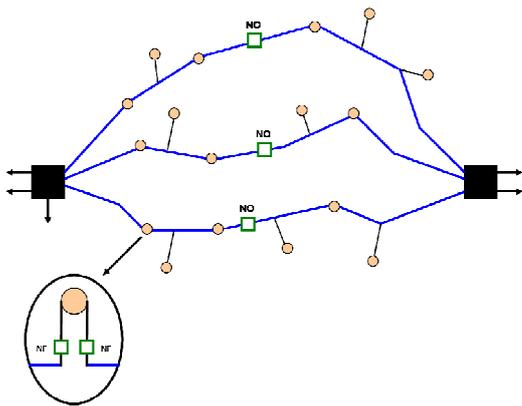


Figure 3-3 : Réseau en « coupure d'artère »

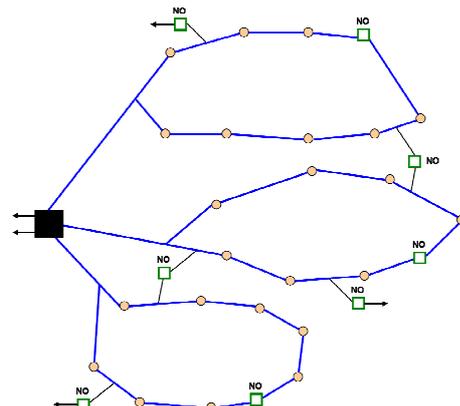


Figure 3-4 : Réseau en « maille »

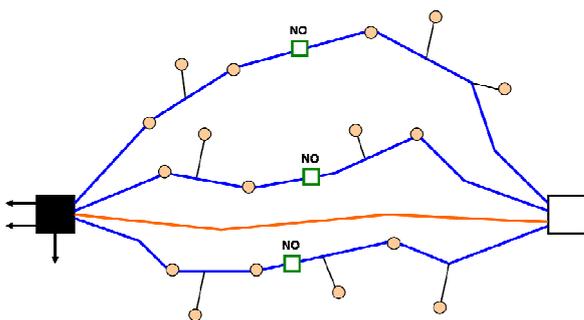


Figure 3-5 : Réseau en « fuseau »

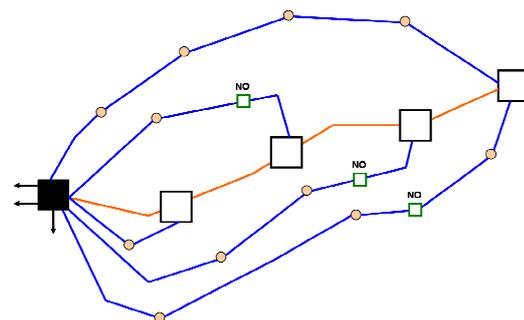
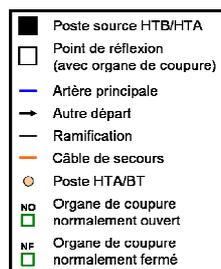


Figure 3-6 : Réseau en « épi »



Le second type de raccordement est en « double dérivation » (**figure 3-7**). Cette structure est réservée aux zones urbaines denses. Deux câbles sont posés en parallèle, l'un servant à l'alimentation normale, l'autre à l'alimentation de secours. Le coût associé à cette structure est relativement élevé en raison de son investissement et de son entretien [**ERD 08**].

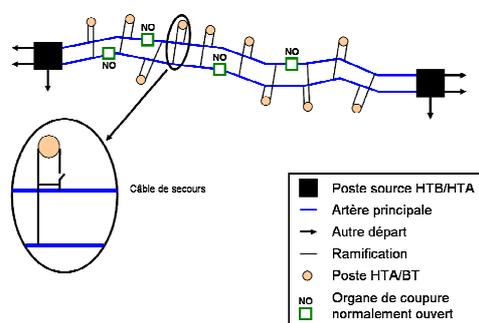


Figure 3-7 : Raccordement en double dérivation

2.2.2 Conditions d'exploitation

L'architecture du réseau HTA est conçue pour pouvoir assurer l'alimentation de la clientèle, même en cas d'indisponibilité de l'un des composants, que ce soit sur incident ou sur travaux programmés pour la maintenance ou l'extension d'ouvrages. Pour ce faire les départs ne sont pas exploités à leur pleine capacité, et s'ils le sont, des câbles de secours permettent de faire face aux aléas. Ces dispositions permettent de reprendre des départs non alimentés en cas de défaut. De plus, comme les transformateurs des postes source ne sont pas non plus exploités à leur pleine capacité, les reprises peuvent se faire intra poste source ou grâce à d'autres postes source. En effet, dans les schémas de reprise, chaque départ a un ou des départs secourants prédéterminés [**CAI 06**]. Si un départ secouru est trop chargé, il peut également être tronçonné et secouru par d'autres départs.

Concernant les pertes engendrées sur les lignes, elles sont à la charge du distributeur. Il dimensionne les départs en fonction du courant économique qui est le courant circulant dans la section qui engendre le moins de pertes. Les départs ou portions de départs non alimentés à cause de ces indisponibilités peuvent donc être repris par d'autres départs, au moins le temps des réparations.

2.2.3 Protections, instrumentation, appareillages

Au niveau des postes sources, des capteurs de mesures instantanées fournissent les courants traversant les disjoncteurs et les transformateurs, ainsi que les tensions des jeux de barres de façon permanente. Ceci permet d'avoir une image des charges en période de pointe, mais aussi dans des situations de faible charge. Ces valeurs sont généralement consultables sur place et télétransmises au lieu de conduite. Des capteurs de mesure sur les disjoncteurs donnent une image de la charge totale de chaque départ HTA. Il n'y a généralement pas de capteurs de mesure sur le réseau HTA [**DOU 97**].

En revanche, il comporte des protections contre les défauts entre phases, et à la terre. Il y a aussi des protections contre les surcharges (protection à image thermique ou par surveillance de la température) sur les machines (alternateurs, moteurs, transformateurs,...). Les surcharges ont des effets purement thermiques, et ne sont dangereuses qu'au bout d'un certain temps [**PRE 98**]. Elles ont pour effet de créer un échauffement anormal qui entraîne un vieillissement prématuré de l'ouvrage qui peut se traduire au final par un court-circuit ou une rupture mécanique de celui-ci.

Sur le départ en lui-même, des surcharges peuvent se produire mais doivent être limitées. Les durées admissibles dépendent de son ossature (ligne ou câble), de sa structure, et de la section du conducteur. Le distributeur peut avoir accès aux courants grâce aux capteurs de courant présents dans les postes. En fonction du type de conducteur, il connaît son IMAP. Si l'intensité circulant la dépasse, il y a surcharge (**figure 3-8**). L'opérateur devra écarter au plus vite sa durée sous peine de provoquer un échauffement anormal qui aura pour conséquence un vieillissement prématuré des matériels.

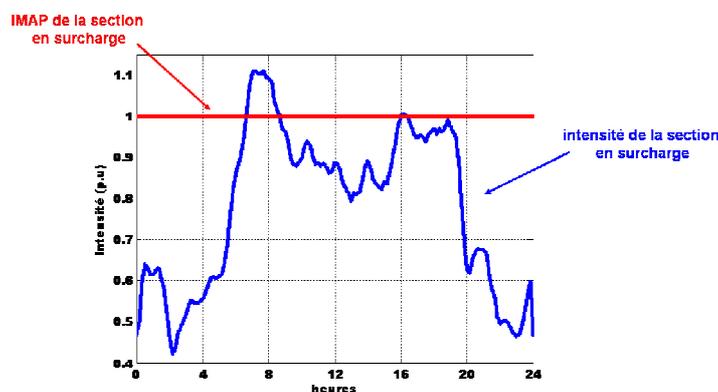


Figure 3-8 : Intensité sur un départ en surcharge

La conséquence de l'échauffement pour les conducteurs aériens est un allongement et donc une diminution de la hauteur sous les lignes. La hauteur de sécurité doit toutefois être respectée quelque soit le transit électrique, jusqu'à une température extérieure de 40°C. Concernant les conducteurs souterrains, l'échauffement provoque un endommagement des isolants. La norme C 33-226 d'Avril 2002 spécifie que la température de l'âme conductrice des câbles en régime permanent ne doit pas dépasser 90°C **[ERD 08]**.

2.3 Les postes HTA/BT

Leur puissance de dimensionnement dépend de la zone à desservir. Généralement, la meilleure structure est la plus simple avec le moins de connectiques et de longueur possibles. Aucun bouclage n'est en principe réalisé, toute longueur supplémentaire entraînant des dépenses supplémentaires, et une augmentation des risques d'incident.

Dans les zones rurales, peu chargées, un poste sur poteau ou en cabine simplifiée peut alimenter un ou deux départs. Les puissances normalisées des transformateurs sont de 63, 100 et 160kVA pour les postes sur poteau, et de 160, 250 et 400kVA pour les postes en cabine.

Dans les zones urbaines, plus denses, un poste en cabine enterré ou en immeuble peut alimenter de un à huit départs. Les puissances normalisées des transformateurs sont de 250, 400, 630 et 1000kVA **[CAR 91]**.

Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/BT peut desservir 120 à 150 maisons individuelles (50 à 60 avec chauffage électrique), ou 250 à 300 logements en immeuble collectif (100 à 130 avec chauffage électrique) **[ERD 08]**.

En matière de surcharge, les transformateurs HTA/BT « classiques » peuvent débiter jusqu'à 120% de leur puissance assignée pendant 3 heures sans risque de détérioration. Depuis 2001, des transformateurs avec protection-coupure sont conçus pour fonctionner à 150% de leur puissance assignée en régime de surcharge pendant 3 heures **[ERD 08]**.

2.4 Le réseau BT

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. La longueur des départs est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : 100 à 200 mètres en souterrain, quelques centaines de mètres en aérien. Les câbles sont enterrés ou laissés à l'air libre. La norme C 33-210 de 1995 fixe à 90°C la température maximale dans les conducteurs, et aucune surcharge n'est envisagée. Les mêmes dispositions sont prises pour les lignes aériennes pour lesquelles les surcharges ne sont pas non plus permises [ERD 08]. À la différence du niveau HTA avec la présence de capteurs dans les postes source, il n'y a pas de mesures permanentes de la charge. Seules les surcharges sont comptabilisées sur les transformateurs sur poteau à l'aide d'intégrateurs de durée de surcharge [DOU 97]. Le plan de protection en basse tension inclut les protections contre les surcharges car il y a peu de capteurs pour en informer l'exploitant. En France, les systèmes de protection se composent essentiellement de disjoncteurs et de coupe-circuit à fusible [CRO 91].

2.5 La téléconduite

2.5.1 Organisation générale du système de téléconduite

Les fonctions de base de la téléconduite sont de surveiller, contrôler et télécommander des organes situés dans les postes électriques mais aussi dans les centrales. La taille et la complexité du système électrique justifient une organisation hiérarchisée de ces fonctions.

Au niveau du réseau de transport, on distingue 4 niveaux de conduite :

- un niveau national assuré par le dispatching national du Centre National d'Exploitation du Système (CNES). Ses rôles sont d'assurer en temps réel l'équilibre production-consommation, de gérer le plan de tension, ainsi que la maîtrise des transits sur le réseau 400kV.
- un niveau régional assuré par les 7 dispatchings régionaux des Unités Régionales du Système Electrique (URSE). Les rôles de ces dispatchings sont de surveiller les transits sur les réseaux 63 kV, 90 kV, 225 kV, voire 400 kV en appui du CNES, de gérer la topologie des réseaux HTB, de piloter la tension par zone et de surveiller les injections aux nœuds électriques du réseau.
- un niveau intermédiaire, assuré par les Groupements de Postes électriques. Ils ont en charge la surveillance et la conduite des installations de Transport, ainsi que certaines fonctions de conduite du Système à la demande du dispatching régional.
- un niveau local situé dans chaque poste de Transport. Ce niveau peut assurer la surveillance et la conduite d'installations en ultime secours ou pendant certains travaux.

Les centres de conduite sont équipés de systèmes informatiques assurant l'acquisition et le traitement des informations en provenance des installations de puissance.

Le dispatching national est doté d'un système informatique principal le SNC (Système National de Conduite), et de systèmes informatiques complémentaires : l'Animateur du Synoptique National (ASN), et un terminal du Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS). Le SNC fait l'analyse primaire (acquisition, traitement, archivage) et l'analyse secondaire (analyse de sécurité) des téléinformations, et s'occupe du réglage secondaire fréquence-puissance. L'ASN assure au minimum l'animation du tableau synoptique de représentation nodale du réseau 400 kV et vient en secours du SNC pour le réglage fréquence-puissance.

Les dispatchings régionaux disposent également de deux systèmes de base complémentaires : un système informatique de conduite principal (SIRC ou Système Informatique Régional de Conduite) et un Animateur de Tableau Synoptique (ATS). Le SIRC assure les fonctions d'analyse primaire et secondaire identiques à celles du SNC, ainsi que la télécommande des Postes de Transport. L'ATS permet la représentation topologique des postes 400 et 225 kV, des niveaux de tension ou des surcharges, de certains transits dans les lignes et transformateurs. Ils disposent aussi d'un terminal SAS, et d'une platine de pilotage des régulateurs de tension, qui assurent la fonction de Réglage Secondaire de Tension vis-à-vis des groupes de production de chaque zone [RTE 04].

Au niveau du réseau de distribution, l'organisation de la téléconduite varie d'un centre à l'autre en raison de la diversité des situations rencontrées : zones rurales ou urbaines, densité de charge, lignes aériennes ou câbles souterrains... En plus de cette diversité dans l'espace se superpose une évolution dans le temps : nouveaux clients HTA, urbanisation rapide, nouveaux points d'injection d'énergie... Les centres de conduite sont équipés de Système Informatisé de Télécommande (SIT), et pour répondre à la variété des besoins induits par les différentes situations rencontrées, une gamme de quatre SIT a été conçue au début des années quatre vingt :

- les SIT1 (**figure 3-9**) sont destinés aux réseaux ruraux, qui s'accommodent d'une conduite décentralisée. La télécommande des Postes Asservis (PA) se fait depuis un véhicule (PCM) ou depuis un poste de commande de petite taille qui peut éventuellement être installé au domicile de l'agent chargé de la conduite (PCD). Ces postes de commande sont reliés à un point central fixe qui joue le rôle de nœud de transmission et permet d'affecter les différents PA aux différents postes de commande. Le système permet également de téléconduire des PA de petites capacités dont les OCR. La communication entre les postes de commande mobiles et le point central se fait par radio ou par liaisons téléphoniques (réseaux commutés ou alloués).

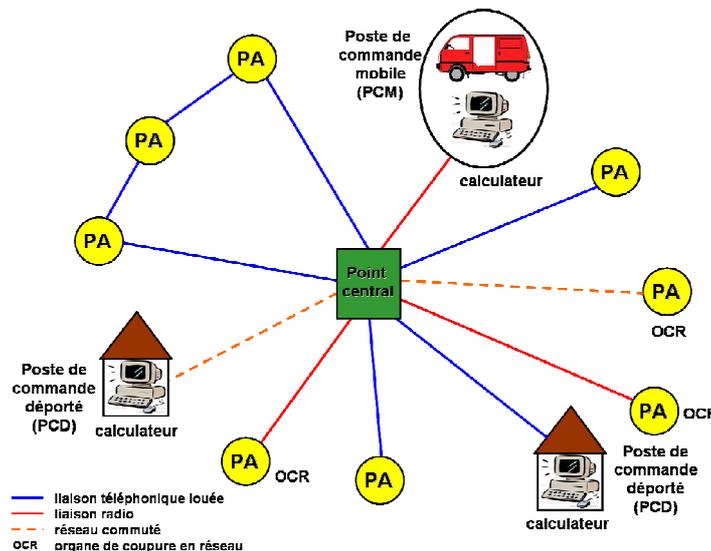


Figure 3-9 : Système Informatisé de Télécommande de type 1 (SIT 1)

- les SIT2 (**figure 3-10**) permettent la téléconduite de postes plus importants mais ne constituent pas vraiment un système puisque chaque PA est commandé individuellement à distance par un télétype grâce à une liaison téléphonique spécialisée. Ces structures ont juste été conçues comme une étape transitoire avant le déploiement des SIT3.

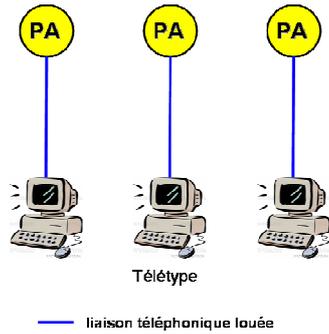


Figure 3-10 : Système Informatisé de Télécommande de type 2 (SIT 2)

– Les SIT3 (figure 3-11) s'adaptent à la plupart des situations. En cas de conduite centralisée, le système peut commander jusqu'à trente PA de grande taille ou quarante de taille moyenne. Le PC est constitué de deux calculateurs pilotés au moyen d'écrans couleurs. En cas de conduite décentralisée, le nombre de postes télécommandés peut n'être que de trois ou quatre, et les matériels du PC simplifiés.

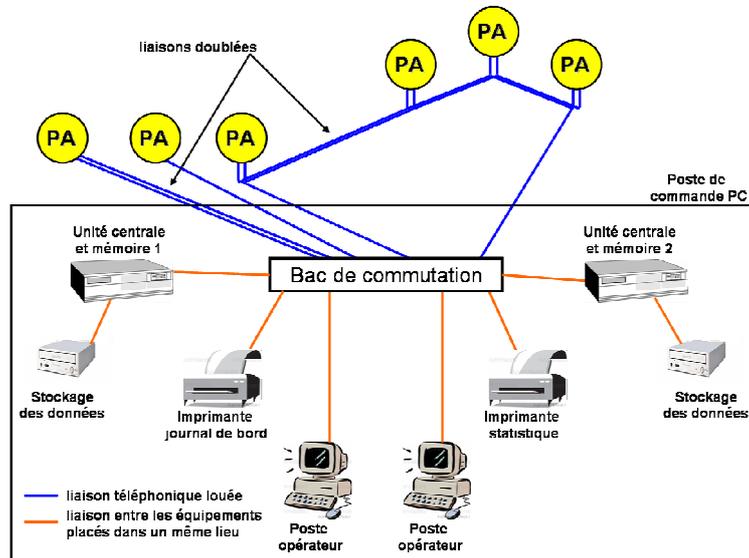


Figure 3-11 : Système Informatisé de Télécommande de type 3 (SIT 3)

– les SIT4 (figure 3-12), puis SIT-R ont été créés dans les années 1980 pour avoir une représentation de l'ensemble du réseau HTA, et pouvoir simuler des manœuvres. Le système SIT-R est prévu pour pouvoir gérer jusqu'à 120 postes sources, 8000 organes télécommandés, et environ 3000 départs HTA.

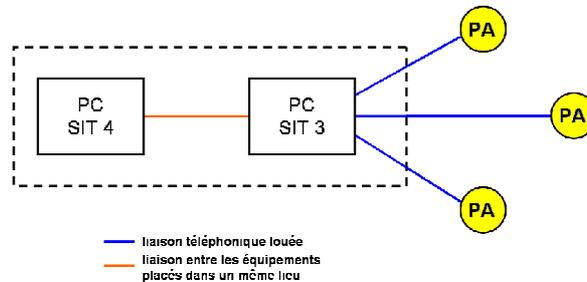


Figure 3-12 : Système Informatisé de Télécommande de type 4 (SIT 4)

Les équipements de téléconduite sont informatisés, et se composent des calculateurs de PC (Poste de Commande), des liaisons téléinformatiques, des calculateurs de PA, et des

coupleurs d'entrées-sorties avec les appareils commandés (interrupteurs, disjoncteurs, transformateurs...).

Les calculateurs des PA surveillent tous les organes des postes et enregistrent leurs états. Ils les envoient ensuite au PC qui centralise les informations.

Les coupleurs entrées-sorties marquent la frontière entre les calculateurs des PA et le réseau. Il en existe de deux sortes : les coupleurs de télésignalisation et les coupleurs de télécommande. Les coupleurs de télésignalisation permettent de transmettre au calculateur du PA les signaux reçus des organes du réseau. Les coupleurs de télécommande permettent de générer, à partir des ordres reçus du calculateur du PA, des signaux pour manœuvrer les organes du réseau électrique.

Le système de transmission de données entre les PC et les PA est un maillon essentiel du système global de téléconduite. La sécurité des voies de transmission est assurée par un doublement des acheminements, sur des supports indépendants l'un de l'autre. Ces supports peuvent être des liaisons téléphoniques louées ou commutées, des CPL, les câbles de garde des lignes électriques, avec circuit de télécommunications, les faisceaux hertziens (cf. §2.5.3).

Disposer d'un réseau de sécurité garantit la disponibilité des supports. La garantie de l'acheminement correct de l'information est assurée par les procédures de transmission. Elles permettent de surveiller le fonctionnement de la ligne de transmission, de détecter les erreurs de transmission, et de garantir les émissions de messages.

Les procédures de la famille HDLC sont celles qui répondent le mieux aux critères de sélection de la téléconduite : transmission codée des informations, délais de restitution brefs, sécurité de transmission. Ainsi leur utilisation, indépendamment de leur mode de transmission, confère au système de téléconduite une grande souplesse face aux évolutions matériels et aux besoins fonctionnels. En France, deux types de procédure ont été retenues : maître-maître (liaison symétrique où chaque nœud peut prendre l'initiative) et maître-esclave (la station esclave répond à la station maître) [VIR 99].

2.5.2 La communication et les échanges d'information

La maîtrise en temps réel de la sûreté de fonctionnement du Système électrique nécessite de connaître précisément les injections de puissance active et réactive aux nœuds du réseau ainsi que les réserves de puissance dont disposent les exploitants du dispatching pour faire face instantanément aux aléas. Cette maîtrise réclame également de pouvoir agir très rapidement, en cas de situation critique, sur les moyens de production ou sur la consommation par l'envoi d'ordres de sauvegarde diffusés en parallèle à tous les acteurs concernés et impliquant la mise en œuvre par ces utilisateurs de mesures préalablement convenues.

Dans ce contexte, les sites et centres de conduite de production, de consommation et de distribution sont amenés à échanger en temps réel des informations avec le gestionnaire du réseau de transport. La nature de ces informations et leurs contraintes d'acheminement dépend des acteurs concernés (producteurs, distributeurs, consommateurs).

Les gros consommateurs et distributeurs sont vus par le gestionnaire du réseau de transport comme des consommateurs. Les sites consommateurs et les postes source sont ainsi des postes de consommation raccordés au réseau de transport. Le transporteur doit avoir une vision suffisante des flux de puissances actives et réactives qui y transitent. Des échanges d'informations ou des envois d'ordres doivent également être possibles avec le

point où est effectuée la conduite des postes sources d'un gestionnaire de réseau de distribution.

Les moyens de communication avec le transporteur peuvent être regroupés dans les centres de conduites d'installations de consommation ou d'un ensemble de postes de distribution publique.

Les besoins du gestionnaire du réseau de transport quant à la nature des informations échangées vis-à-vis du distributeur sont couverts par les dispositions de l'article 13 du projet d'arrêté du 6 Octobre 2006, relatif au raccordement au Réseau Public de Transport d'un réseau public de distribution. Ces besoins concernent :

- l'estimation des puissances effectivement délestables attachées à chaque échelon pour anticiper les parades à mettre en place en cas de menace sur le plan de tension, ou en cas de déséquilibre entre production et consommation,
- la transmission des messages d'alerte et des ordres de délestage à titre de parade immédiate. Le système de transmission est le SAS. Pour une plus grande efficacité, des ordres de délestage peuvent être exécutés via le système de conduite des installations de consommation. Cette possibilité doit avoir été actée dans la convention de conduite.

Tous les messages échangés entre un site de production ou de consommation et un centre de conduite du transporteur s'effectuent en utilisant les services de protocole IP. Ces messages sont structurés suivant leur nature :

- les informations de téléconduite sont transmises par paquets structurés en respectant les formats de la norme CEI 60870-5-104,
- les informations complémentaires pour une gestion anticipée des aléas sont transmises selon des modalités fixées contractuellement entre le transporteur et le site de production,
- les échanges téléphoniques d'exploitation s'effectuent via des équipements du Système Téléphonique de Sécurité qui respectent le protocole H323 ; les flux sont numérisés et décompressés au standard international ITU-TG.723.1.,
- les ordres de sauvegarde sont spécifiés dans la note d'échange technique, disponible auprès du transporteur,
- les informations relatives aux programmes de fonctionnement des groupes sont échangées via les réseaux publics de communication.

Les informations échangées ne sont pas diffusables à des tiers, sauf autorisation du producteur ou consommateur ; le transporteur en garantit la confidentialité vis-à-vis de l'externe **[ARR 06], [R47 08]**.

2.5.3 Les supports de transmission existants

Les supports permettant les échanges d'informations peuvent être de diverses natures. Globalement ils sont à peu près les mêmes que ceux utilisés pour les transmissions des relevés de comptage. Ainsi certains appartiennent à France Télécom (liaisons louées), d'autres sont privés (CPL, câbles de garde, faisceaux hertziens). Dans le cadre de la téléconduite, ils présentent leurs propres spécificités :

- Les liaisons téléphoniques louées : ces liaisons sont établies de façon permanente par France Télécom, pour les besoins de la téléconduite et de la téléphonie de sécurité. Elles sont fournies au distributeur contre une redevance de location-entretien. Les liaisons peuvent être analogiques ou numériques, et sont utilisées en téléphonie, en

transmission de données, ou en exploitation mixte (téléphonie et signaux de 50 à 200 bit/s).

- Les CPL : ces liaisons sont établies directement sur les câbles des lignes d'énergie. Elles utilisent les courants porteurs à haute fréquence dans la gamme de 40 à 500 kHz. Elles sont faciles à mettre en œuvre, mais présentent l'inconvénient de rayonner et de perturber certains utilisateurs d'ondes.
- Les câbles de garde des lignes électriques avec circuit de télécommunications : ces câbles relient tous les sommets des pylônes dont le rôle est d'évacuer les courants à fréquence industrielle dus à des défauts. L'ajout d'un support de télécommunication supplémentaire à l'intérieur de ce câble, peut être utilisé comme support de transmission. Ce support peut être un câble coaxial (bande de fréquence 60 à 250 kHz), une quarte (jusqu'à 108kHz), des fibres optiques (2 ou 8 Mbit/s).
- Faisceaux Hertiens : la convention entre le distributeur et France Télécom pour le réseau de sécurité sert de cadre à la réalisation d'un vaste réseau de faisceaux hertiens entre les sites : dispatchings, postes 400kV, les Pupitres des Commandes Groupées (PCG) et les centrales importantes. Ce réseau est à l'usage exclusif du distributeur. Les matériels sont des faisceaux numériques transformant la parole et les données en informations numériques, transmises à 2, 4, 8, ou 34 Mbit/s. Les fréquences porteuses sont les bandes 2, 7, 8, 13, ou 15 GHz [VIR 99].

2.6 Le réseau actuel

En France, il y a actuellement environ 2200 postes sources, avec en moyenne une dizaine de départs par poste source. On estime qu'il y a à peu près 32 millions de clients, et environ 23500 départs.

Le cas d'étude va donc considérer un poste débitant sur 10 départs, chacun d'eux alimentant 1000 clients résidentiels, ainsi que d'autres plus gros clients de type commerce, industries, PME/PMI.

3 Evolutions possibles et hypothèses retenues pour l'étude

3.1 Le surdimensionnement

Comme la première partie l'a décrit, les réseaux actuels sont largement surdimensionnés, et ne sont pas exploités à leur pleine capacité. Ainsi, la clientèle coupée suite à un incident simple (la perte d'une ligne d'alimentation HTB, d'un transformateur dans un poste HTB/HTA, ou un défaut sur un départ HTA) peut être rapidement réalimentée.

Cependant, la consommation d'électricité intérieure en France est en constante augmentation. Elle a augmenté entre de 2002 et 2007 (5 ans) de 6% (soit de 1.2% par an) pour passer d'environ 453.2TWh à 480.4TWh [STA 08].

De ce fait, en gardant les équipements et les dimensionnements actuels, il se pourrait que dans l'avenir les réseaux n'aient plus autant de marge. Dans certains cas des postes sources seraient exploités à 60% de leur capacité en régime permanent ; des surcharges se produiraient pendant les pointes de consommation. Certains départs HTA seraient chargés à leur capacité maximale, et ne pourraient donc pas servir de secours pour d'autres départs en cas de défaut. Ainsi, la réalimentation rapide de la clientèle suite à un défaut ne pourrait pas

toujours se faire par reconfiguration comme elle se fait actuellement. Pour faire face à ces divers aléas une solution, au moins temporaire, le temps de faire les investissements nécessaires à l'extension des réseaux serait de limiter la consommation pendant ces occurrences. Un pilotage des charges initié par le distributeur serait une solution envisageable pour cette pratique. Il s'en servirait comme d'un outil supplémentaire de gestion du réseau. Il pourrait réduire la puissance souscrite des clients concernés par la surcharge, ou leur délester une partie de leurs charges par ordre inverse de priorité. Les ordres de priorité des charges pouvant être définis par les clients eux-mêmes ou par le distributeur. Ainsi malgré la puissance d'alimentation limitée, les clients seraient alimentés en continu avec toutefois un confort réduit.

3.2 La reconfiguration

Le distributeur exploite le réseau HTA selon une configuration de base, celle qui engendre le moins de pertes. Il lui arrive d'effectuer des manœuvres (ouvertures et fermetures d'interrupteurs) en cas de travaux de maintenance sur le réseau, ou en cas de défaut afin d'assurer la continuité d'alimentation de ses clients.

La reconfiguration sert aussi en cas de défaut. Quand il est détecté et localisé, le distributeur reconfigure le réseau pour assurer la continuité d'alimentation. Aujourd'hui celle-ci est suffisante et permet à la plupart des clients (hormis ceux situés sur le tronçon défectueux) d'être alimentés normalement, quoiqu'il arrive.

Une augmentation de la charge sur les réseaux ferait que ces reprises lors de travaux ou sur défaut s'avèreraient impossibles. Il faudrait alors limiter la consommation sur les départs, voire sur tous les départs d'une même rame, et n'alimenter que les charges prioritaires. Ces dernières pourraient être définies par le distributeur, ou par les clients eux-mêmes dans le cadre de programmes de pilotage de charges.

3.3 Pertes au niveau du réseau de distribution

À l'heure actuelle, le distributeur assure la compensation des pertes engendrées sur le réseau public de distribution sous sa responsabilité. Un accroissement de la consommation entraînera un plus fort appel de puissance et de ce fait une augmentation des pertes Joule.

Sans tenir compte des limites matérielles, un moyen pour le distributeur de limiter ces pertes serait d'utiliser la reconfiguration au cours d'une même journée, en fonction de l'état de charge du réseau. Il pourrait optimiser la topologie d'exploitation pour mettre en place celle qui engendre le moins de pertes. Cependant, les durées de vie des interrupteurs sont limitées, par leur nombre de manœuvres. Le pilotage de charges pourrait alors être utilisé pour limiter ces pertes. Le distributeur pourrait proposer à ses clients des contrats qui leur proposeraient de consommer moins d'énergie, ou de la consommer autrement. La puissance appelée serait ainsi limitée aux moments de pointes, et il y aurait moins d'amplitude entre les pointes de consommation et celles de basse consommation. Ceci aurait un effet positif sur les pertes mais aussi sur la conduite du réseau.

3.4 Appareillages, instrumentations

La consommation électrique continue à augmenter, et cette tendance ne devrait pas s'arrêter. D'autre part, les clients et leurs charges exigent une qualité de fourniture de

l'énergie toujours meilleure. Une conséquence de ces deux paramètres devrait être la généralisation des moyens de communication, mesure et contrôle sur les réseaux de distribution. Ce déploiement sera bien entendu aidé par les progrès technologiques réalisés dans ces domaines. Ceci devrait conférer au réseau sa structure de « réseau intelligent », décrite dans la au **Chapitre 2**, dans le paragraphe **4.1**.

Les capteurs de mesures seront plus répandus, notamment au niveau des réseaux de distribution où il n'y en a quasiment pas. Les relèves pourront être plus fréquentes et plus précises. Les émetteurs-récepteurs seront plus nombreux, plus performants, et pourront fonctionner à des cadences élevées. Les technologies de communication pourraient s'inspirer de celles de la téléphonie mobile ou d'Internet.

Des interrupteurs télécommandés seraient plus répandus ce qui rendrait les réseaux plus flexibles. Ainsi les isolations des tronçons de réseau en défaut seraient plus contenues. Plus de manœuvres à distance seraient possibles (pour des reconfigurations ou lors de travaux). Tout ceci aurait un impact positif sur la qualité de fourniture de l'énergie. Les durées de non alimentation des clients pourraient être très courtes et ne durer que moins d'une minute.

Des moyens utilisés à l'heure actuelle sur les réseaux de transport comme les fibres optiques pourraient être étendus à l'ensemble du réseau.

Enfin, chez les clients, on peut imaginer une généralisation d'appareils de contrôle performants (cf. §4.5, §4.6, §4.7 du **Chapitre 1** ; cf. §4.3, §4.4 du **Chapitre 2**). Des compteurs communicants et des délesteurs rendraient le réseau toujours plus flexible en permettant au distributeur de brider certaines puissances souscrites ou des gestionnaires d'énergie permettraient aux clients de « s'accommoder » des certaines situations leur réclamant une baisse de consommation.

Dans tout ce qui a été dit, des allusions ont été faites sur le pilotage de charges, et le fait de proposer ou d'imposer aux consommateurs de moins consommer à certains moments.

Il faudrait tenir compte de la position de la Commission de Régulation de l'Energie vis-à-vis de ces pratiques. Il faudrait qu'elle autorise ces contrats, et le fait d'« imposer » aux consommateurs de moins consommer à certains moments.

4 Introduction au cas d'étude : situation actuelle

En fonctionnement normal, l'opérateur exploite le réseau selon une topologie de référence qui permet l'alimentation sécurisée de tous les clients, et qui engendre le moins de pertes.

Quand un défaut se produit en aval du poste source, sur le réseau HTA, l'opérateur doit le localiser, puis isoler le tronçon de réseau en défaut, grâce à l'ouverture et la fermeture des interrupteurs présents sur les lignes. Ensuite, il reconfigure le réseau pour réalimenter les parties saines, mais non alimentées suite aux manœuvres des interrupteurs. Des schémas de reconfiguration déjà établis lui permettent d'agir rapidement (**figures 3-13 et 3-14**).

La durée pendant laquelle les clients concernés par la section en défaut seront coupés, dépend de leur localisation par rapport au défaut.

Si la reconfiguration leur permet d'être réalimentés, la durée de non alimentation pourra aller d'environ 5 minutes pour une manœuvre télécommandée, à environ 1 heure pour une manœuvre manuelle. Dans un endroit isolé qui ne leur permet pas d'être secourus par un autre départ, ou au niveau du tronçon en défaut, ils ne seront réalimentés que lorsqu'un

groupe électrogène de secours aura été mis en place, voire quand l'incident aura été réparé. Le temps de non alimentation peut alors être de 4 heures [CAI 06].

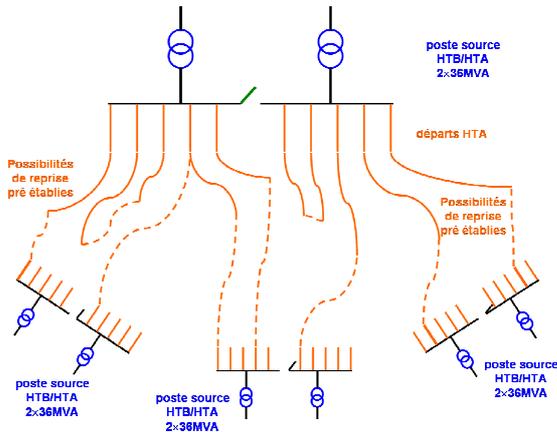


Figure 3-13 : réseau avant défaut

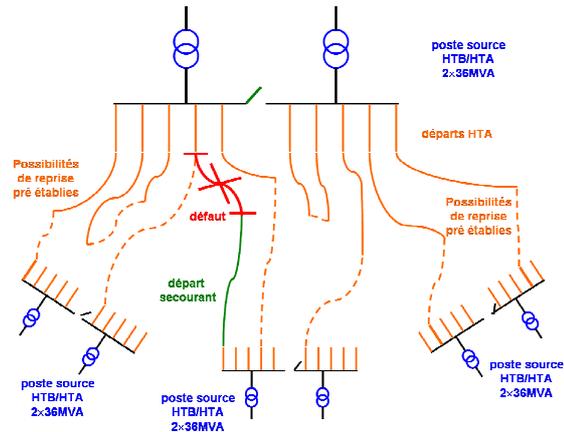


Figure 3-14 : cas de défaut en aval du poste source

Si le réseau a été reconfiguré, la nouvelle topologie permettra d'alimenter tous les clients le temps de réparer l'incident. Dans le cas des groupes électrogènes, ils permettront eux aussi d'alimenter les clients isolés le temps des réparations.

Une fois l'incident réparé, la configuration initiale sera remise en place car c'est celle qui engendre le moins de pertes pour le distributeur.

Dans le cas où un défaut se produirait au niveau du poste source avec la perte d'un transformateur, comme le réseau est dimensionné pour que le deuxième transformateur puisse assurer la charge le temps des réparations, la reconfiguration n'est a priori pas utilisée. Elle peut cependant servir en cas de poste très chargé, afin de le soulager d'une partie de sa charge (figures 3-15 et 3-16).

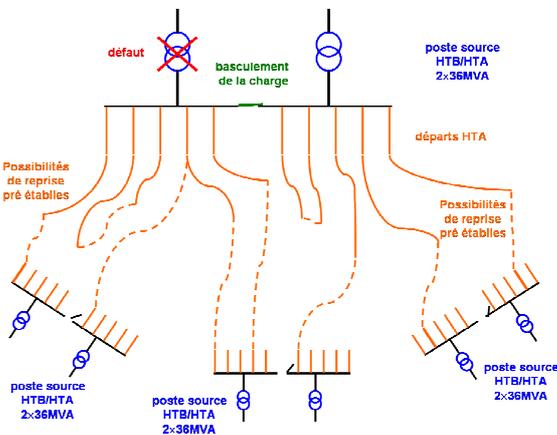


Figure 3-15 : défaut au niveau d'un poste peu chargé

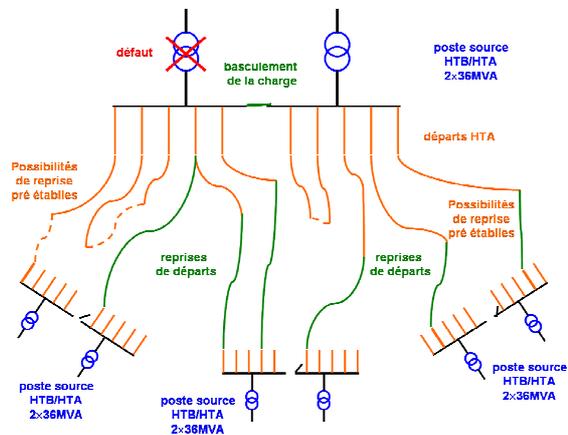


Figure 3-16 : défaut au niveau d'un poste chargé

5 Cas d'étude dans le contexte considéré

Les hypothèses d'évolution énoncées dans la partie précédente placent le cas d'étude dans un contexte où le taux de charge des réseaux est plus important qu'à l'heure actuelle. En conséquence, les marges ne sont plus aussi larges qu'à l'heure actuelle pour faire face aux aléas. Toujours avec les mêmes hypothèses d'évolution, et dans le même contexte, les moyens de communication, de mesure et de contrôle sur les réseaux de distribution sont

largement répandus. Les capteurs présents sur les réseaux HTA et BT sont capables de mesurer de manière permanente des grandeurs électriques utiles à l'opérateur (courants, tensions, fréquence, transits de puissance...). Ces mêmes capteurs peuvent communiquer les mesures à une cadence permettant à l'opérateur des actions rapides. Enfin, la présence de compteurs communicants, délesteurs ou gestionnaires d'énergie chez les clients est courante.

On considère un poste source comprenant deux transformateurs et deux demi-rames. Ces dernières débitent chacune sur cinq départs. Un de ces départs alimentent 1000 clients résidentiels, ainsi que d'autres plus gros clients de type commerces ou petites industries. La situation se place dans un cas de forte consommation d'énergie électrique : un jour d'hiver froid durant lequel les chauffages électriques sont largement utilisés. Cette importante consommation et le dimensionnement plus restreint du réseau font que le poste source est particulièrement chargé.

Un défaut se produit sur un des deux transformateurs du poste source, ce qui entraîne son déclenchement. Les disjoncteurs manuels permettant le couplage des deux transformateurs se ferment, et toute la charge du poste source se reporte sur le transformateur encore fonctionnel.

À la suite de cet incident, deux cas sont éventuellement à envisager.

- l'incident se produit pendant que le réseau est de faiblement chargé. Lors du basculement de la charge sur le transformateur fonctionnel, les courants ne sont dépassés nulle part, mais l'exploitant sait que lors de la prochaine pointe de consommation, le transformateur ou des départs seront en surcharge (**figure 3-17**).
- l'incident se produit pendant la pointe de consommation. Les transformateurs sont alors chargés chacun à 60% de leur capacité maximale. Le basculement de toute la charge sur le transformateur encore fonctionnel fait que ce dernier se retrouve exploité à 120 % de sa capacité maximale. Il passe donc en état de surcharge (**figure 3-18**).

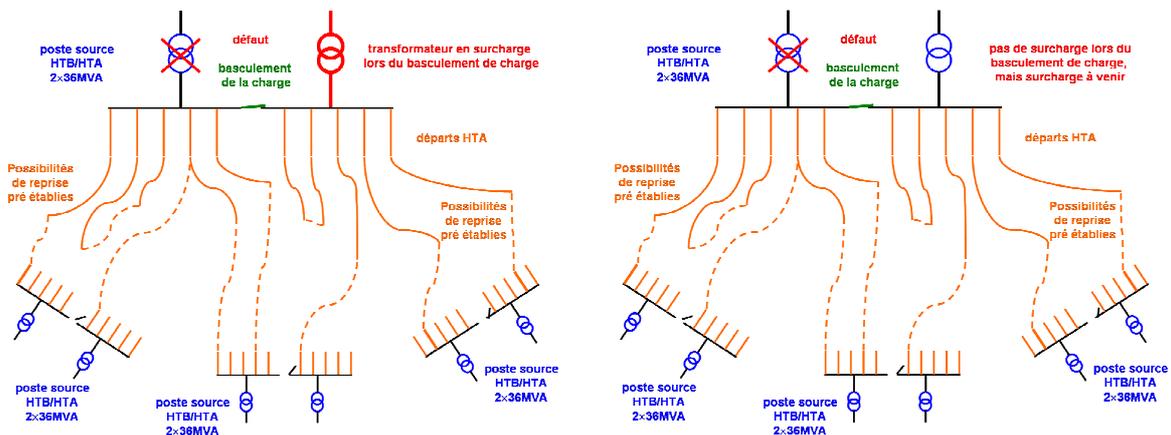


Figure 3-17 : incident sur un réseau faiblement chargé **Figure 3-18** : incident sur un réseau fortement chargé

La situation considérée correspond à l'heure actuelle à un cas de très faible probabilité pour lequel, sans pilotage de charge, le distributeur doit délester certains départs ou portion de départ.

Quelque soit la situation, l'opérateur reconfigure le réseau pour soulager ou prévenir la surcharge. Il bascule des sections de certains départs sur les postes voisins.

Cependant, avec le taux de charge envisagé, la reconfiguration est insuffisante pour assurer normalement la reprise de toute la charge. Ainsi des surcharges sur un

transformateur de secours ou sur des départs qui participent à la reconfiguration pourront se produire lors de la (les) pointe(s) de consommation (**figures 3-19 et 3-20**).

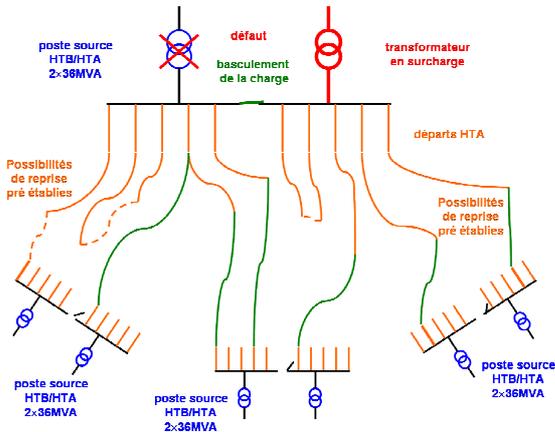


Figure 3-19 : reconfiguration entraînant une surcharge sur le poste

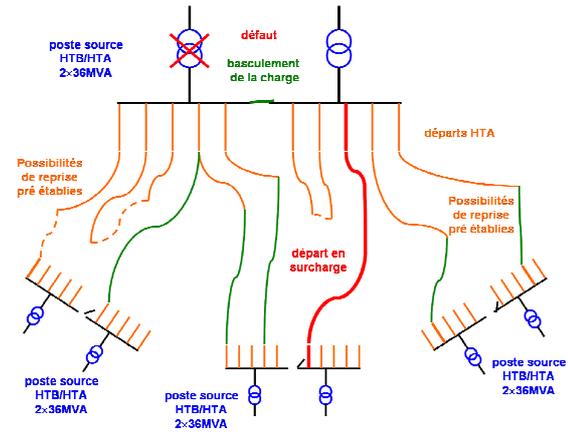


Figure 3-20 : reconfiguration entraînant une surcharge sur un départ

Comme la description des réseaux de distribution l'a mentionné, les durées de surcharge admissibles dépendent de l'élément concerné. Cette durée devra de toute manière être limitée pour préserver l'intégrité des matériels, et pour éviter d'éventuels déclenchements.

Pour prévenir ou soulager cette surcharge, l'opérateur devra contrôler la consommation de la (des) ligne(s) concernée(s) en pilotant les chauffages électriques des clients résidentiels de cette (ces) ligne(s) (**figure 3-21**).

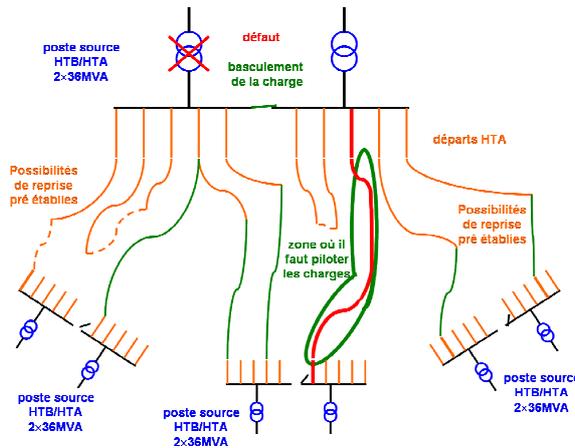


Figure 3-21 : zone où il faut piloter la consommation

6 Conclusion

Ce chapitre qui a brièvement décrit les réseaux de distribution actuels a notamment mis en évidence qu'avec leurs dimensionnements, ils remplissent bien leur fonction qui est avant tout d'acheminer l'énergie électrique vers les consommateurs finaux.

Seulement avec les hypothèses de constante augmentation de la consommation électrique, les réseaux seront, dans un avenir proche, plus chargés et des occurrences de surcharges et donc inévitablement de défaillances matériels seront plus fréquentes. Les marges de manœuvre dont disposent ces réseaux aujourd'hui pour faire face à ces événements ne seront plus les mêmes qu'aujourd'hui.

La suite de l'étude à travers le **Chapitre 4**, va s'attacher à explorer les potentialités d'un pilotage de la consommation, et plus particulièrement des charges thermiques résidentielles, dans ce contexte de consommation électrique plus élevée et donc de réseaux plus chargés.

Chapitre 4 :
Études de cas

Chapitre 4 : Études de cas

1 Introduction

Ce chapitre va s'attacher à présenter le modèle complet de l'agrégation des maisons individuelles. Cette modélisation va servir à simuler les consommations en énergie électrique des chauffages résidentiels en fonction de différentes conditions extérieures. Cette consommation simulée sera ensuite ajoutée à la consommation, non simulée, des autres charges électriques du départ étudié. L'objectif final est de limiter les dépassements de puissance de la consommation totale, prévus initialement, en contrôlant les chauffages électriques

2 Hypothèses de l'étude

2.1 Définition du contexte d'étude

L'étude se place en hiver, quand il fait froid, et lorsque la consommation d'électricité est plus importante qu'en moyenne. Les jours choisis pour l'étude sont les 24, 25 et 26 Janvier 2002. Des relevés de météorologie et de consommation électrique ont donc été récupérés pour ces jours précités (cf. §3.1.2). Sur un réseau de distribution, un poste source alimente deux demi-rames, qui débitent chacune sur cinq départs. Un de ces départs alimente 1000 maisons individuelles, des commerces et autres petites industries. Ainsi, du fait de la météo, les chauffages électriques, et notamment ceux des clients résidentiels, sont fortement utilisés.

En conséquence, comme dans le contexte général de l'étude, plus longuement décrit en partie 5 du **Chapitre 3**, les réseaux ne sont plus autant surdimensionnés, et ce départ est fortement chargé.

Ainsi comme cette même partie définissant le scénario le décrit, une défaillance se produit sur un des transformateurs du poste, et toute la charge bascule sur le transformateur encore en état. La consommation sur le départ détaillé est alors limitée par son dimensionnement à 90% de sa consommation maximale. Une ou plusieurs surcharges pourraient donc éventuellement s'y produire au cours de la journée (**figure 4-1**).

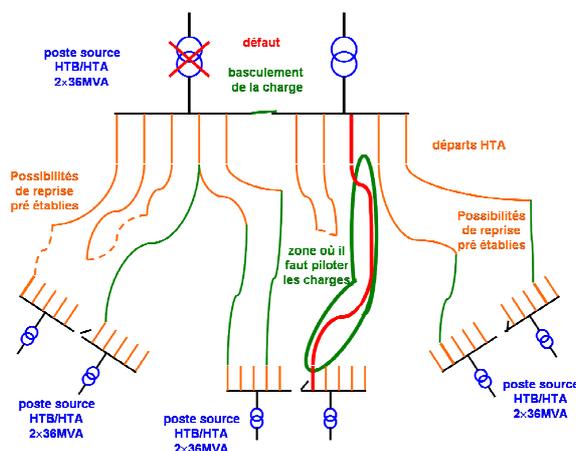


Figure 4-1 : Scénario d'étude

En particulier, et en fonction de prévisions de consommation, des états de surcharge pourront se produire pendant les pointes de consommation de la journée (**figure 4-2**).

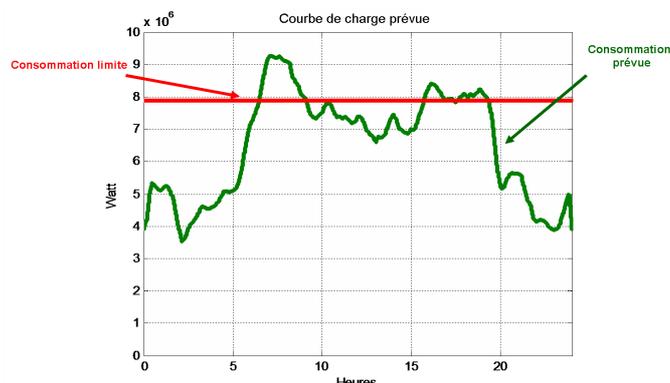


Figure 4-2 : Courbe de charge prévue et puissance limite du départ

Pour soulager la (les) surcharge(s), le distributeur contrôle la consommation des chauffages électriques des clients résidentiels qui en sont équipés. L'utilisation de ces charges pour la gestion de la (des) surcharge(s) se justifie par le fait qu'elles présentent des caractéristiques intéressantes et utiles à la gestion de ce type d'aléa. Ce point sera expliqué par la suite.

D'autre part, étant donné le contexte d'étude (hiver froid), ce type de charge a de grande chance de fonctionner et donc de pouvoir être délesté en cas de besoin.

La partie 5 du **Chapitre 3** décrit deux cas potentiels suite à la défaillance :

- si elle se produit en période de charge modérée ou faible, avant une période de charge importante, le distributeur utilise les prévisions de consommation du départ, et celles en particulier des chauffages électriques des clients résidentiels qui en sont équipés, pour les optimiser afin de ne pas dépasser la puissance limite admissible.
- si elle se produit à l'approche ou pendant une période de pointe de consommation, le distributeur agit en temps réel, et quand la puissance instantanée totale dépasse la limite admissible, il envoie des ordres pour délester les chauffages résidentiels électriques.

2.2 Description du départ

Les possibilités de pilotage du distributeur sont limitées car tous les clients résidentiels du départ ne se chauffent pas au chauffage électrique. Certains utilisent des chauffages au gaz, au fioul ou même au bois. D'autre part, il n'est pas dit que les 1000 maisons du départ soient occupées pendant les actions de pilotage. Certaines maisons peuvent être vacantes ou inhabitées auxquels cas elles ne sont pas utiles au pilotage de charge puisqu'elles ne consomment pas ou ne devraient pas consommer d'électricité.

2.2.1 Les types de maisons

D'après les résultats de l'INSEE (Institut National de la Statistique et des Études Économiques) du recensement de 1999, on suppose que sur les 1000 maisons résidentielles du départ, 83% sont des logements principaux **[LOG 99]**. 830 habitations sont donc supposées occupées, et parmi elles, 23.9% sont chauffées à l'énergie électrique **[CEL 99]**. Elles peuvent être réparties de la sorte :

- 10% (soit 83 maisons) ont été construites avant 1974,
- 9.4% (soit 78 maisons) ont été construites entre 1975 et 1989,
- 4.5% (soit 37 maisons) ont été construites après 1990.

Au total, 198 maisons sont pilotables, les 802 autres maisons sont inoccupées, vacantes, ou non chauffées à l'énergie électrique.

2.2.2 Les réglementations thermiques

La répartition choisie est donc liée aux périodes de construction des maisons. Ces différentes périodes correspondent aux années où de nouvelles réglementations thermiques concernant l'habitat sont apparues. Ainsi quand une demande de permis de construire est remise à un maître d'ouvrage, il s'engage à respecter la réglementation thermique en vigueur.

Les maisons construites avant 1975 sont dites **mal isolées**. Elles sont antérieures à toute norme concernant l'habitat.

Les maisons construites entre 1975 et 1988 sont dites **moyennement isolées**. Durant cette période les réglementations ont évoluées. En 1974, une isolation thermique performante et une bonne gestion de la ventilation sont demandées aux logements neufs. En 1980, le premier label, « Label haute isolation », incite les logements à dépasser les exigences réglementaires et en 1982, les niveaux d'isolation de ce label deviennent obligatoires pour tous les logements. En 1983, les labels Haute Performance Énergétique (HPE) et Solaire sont lancés. Quatre niveaux de performance sont alors proposés afin de donner plus de lisibilité aux efforts d'amélioration des performances du secteur de la construction. Le programme H2E85 (Haute Économie en Énergie à l'horizon 1985) en est l'aboutissement.

Les maisons bâties après 1989 sont des maisons **bien isolées**. Ces habitations sont modernes et satisfont aux dernières réglementations thermiques : RT 1988, RT 2000, RT 2005. La RT 2000 introduit des exigences en ce qui concerne les consommations et le confort en été. Pour satisfaire à cette réglementation, les bâtiments doivent répondre à trois exigences fondamentales en termes d'économie d'énergie, de confort d'été et de performance minimale des composants. La RT 2005 impose à son tour trois nouvelles conditions pour les logements neufs **[DIR 05]** :

- La consommation d'énergie pour les postes de chauffage, d'eau chaude sanitaire, et refroidissement, doit être inférieure à la consommation de référence de ce bâtiment, qui correspond à la consommation qu'aurait ce même bâtiment pour des performances imposées aux équipements et matériaux qui le composent. Le concepteur a donc la possibilité d'utiliser des équipements ou matériaux de performance inférieure à la référence, sous réserve d'être plus performant que la référence dans les autres postes de déperdition. La réglementation introduit également une limite supérieure de consommation d'énergie, pour le chauffage, le refroidissement et l'eau chaude sanitaire, qui doit être inférieure à une limite qui dépend du type de chauffage et du climat.
- En été, la température intérieure conventionnelle atteinte doit être inférieure à une température de référence.

- Des performances minimales sont requises pour certains éléments (isolation, ventilation, chauffage...). Ces dernières performances, introduites par la RT 2000 ont été renforcées par la RT 2005, notamment en ce qui concerne les ponts thermiques.

L'objectif des réglementations thermiques est d'améliorer à chaque nouvelle parution les performances énergétiques des bâtiments neufs. Elles visent à limiter les déperditions thermiques des bâtiments et à améliorer leur isolation. La RT 2005 vise par exemple à améliorer de 15% les performances énergétiques des bâtiments neufs, par rapport à ceux construits selon la réglementation précédente (RT 2000). L'objectif à l'horizon 2020 est d'améliorer ces performances de 40%. Elle vise aussi à une limitation du recours à la climatisation, et à une maîtrise de la demande en électricité.

Pour résumé, l'agrégation de maisons qui fera l'objet de l'étude est composée de 1000 maisons dont 198 sont pilotables par le fait qu'elles utilisent un chauffage électrique. Parmi ces habitations, trois catégories sont à distinguer : les maisons **mal isolées**, les maisons **moyennement isolées**, et les maisons **bien isolées**. Ainsi suivant leur type, les maisons ont des caractéristiques différentes en ce qui concerne les matériaux de construction, les isolations thermiques, et les puissances de chauffe installées.

3 Description du modèle de maison : caractéristiques des maisons

3.1 Présentation

3.1.1 Les objectifs

L'objectif de la construction d'un modèle thermique paramétrable de maison est de simuler la consommation en chauffage électrique d'une, puis de plusieurs maisons aux caractéristiques différentes en termes d'isolation et d'inertie thermique, pendant une ou plusieurs journées, avec les variations de température que cela induit.

3.1.2 La modélisation

L'outil de simulation qui va servir tout au long de l'étude est le logiciel *Matlab/SimulinkTM*. Le modèle d'une maison individuelle s'inspire au départ d'un modèle présent dans la librairie des modèles du logiciel : *Thermal Model of a House*.

Ce modèle, relativement simple à la base, sera complexifié au fur et à mesure de l'étude pour pouvoir rentrer dans son cadre. Le but au final est de simuler l'agrégation des maisons usant d'un chauffage électrique lors d'un ou plusieurs jours d'hiver (cf. §2.1).

La variable d'entrée du modèle de maison est la température extérieure, qui fluctue pendant la durée de la simulation. Les données de température sont ceux de la ville de Nîmes dans le Gard, les 24, 25 et 26 Janvier 2002 [WEA 02]. Les études seront donc menées pour ces trois jours de référence.

Le modèle de maison individuelle est un modèle comportemental de type nodal. La maison est considérée comme un bloc isotherme (nœud thermique) caractérisé par trois paramètres :

- un coefficient de déperdition thermique des parois, qui est calculé en fonction des dimensions géométriques de la maison, de la surface et du volume habités, des

fenêtres... ainsi que de son isolation. On considérera par la suite la résistance thermique qui est l'inverse de ce coefficient.

- une capacité calorifique, qui est déterminée en fonction des matériaux avec lesquels la maison a été bâtie. Ces matériaux sont supposés dépendre des années de construction et donc des réglementations thermiques.
- une puissance de chauffe qui découle des deux premiers paramètres, puisque cette puissance doit permettre à la maison de maintenir sa température de consigne, quelque soit la température extérieure.

Les variables de sortie sont la température intérieure et la puissance consommée en chauffage électrique.

L'intérêt d'un modèle de type nodal est donc son lien direct entre paramètres thermiques et géométriques. Un autre avantage est sa simplicité et sa facilité d'évolution. On peut par exemple éventuellement décomposer le bloc de maison isotherme en plusieurs sous blocs pour différencier les pièces.

L'agrégation de maisons en comporte trois types qui sont obtenus en modifiant les trois paramètres énoncés plus haut. En effet, plus les maisons sont récentes et plus les normes en vigueur sont contraignantes. En conséquence les matériaux de construction et les isolations des parois sont différents. Le dimensionnement du chauffage sera donc adapté à ces paramètres. Le modèle de maison le moins bien isolé aura un chauffage plus puissant que le modèle le mieux isolé puisque ses déperditions thermiques sont plus importantes.

3.2 Les dimensions

L'agrégation de maisons en comporte trois types, mais les dimensions de la maison initiale sont les mêmes. Sa géométrie, assez simpliste est la suivante :

- un parallélépipède de **8m x 12m x 2.5m**,
- une toiture surmontant ce parallélépipède, et qui fait un angle de **40°** par rapport à l'horizontale,
- une porte dans la partie parallélépipédique de **1m x 2m**,
- quatre fenêtres dans la partie parallélépipédique de **1m x 1m**,
- deux fenêtres dans la partie parallélépipédique de **2m x 2m**,
- deux fenêtres dans la partie parallélépipédique de **0.5m x 1m**.

Il est cependant peut réaliste qu'au sein de l'agrégation, deux maisons, bien qu'elles aient été construites pendant la même période, avec les mêmes caractéristiques thermiques, soient rigoureusement identiques d'un point de vue géométrique. Des bruits de type gaussien ont donc été ajoutés au modèle de l'agrégation afin de prendre en compte cette hétérogénéité de dimensions (cf. §4.7).

3.3 Les coefficients de transmission surfaciques et de déperdition thermique

En fonction des années de construction supposées des maisons et donc de leurs caractéristiques, diverses exigences vis-à-vis de l'isolation thermique sont demandées aux logements neufs. L'isolation thermique d'un élément étant caractérisé par son coefficient de transmission surfacique, des informations, issues de contacts avec le CETE Méditerranée (Centre d'Études Techniques de l'Équipement Méditerranée), ont conduit à retenir pour les premières simulations :

- les coefficients correspondant aux standards minimums des années antérieures à 1975 pour les maisons **mal isolées**,
- les coefficients correspondant aux standards minimums des années 1975 à 1988 pour les maisons **moyennement isolées**,
- les coefficients correspondant aux standards minimums des années 2005 et postérieures pour les maisons **bien isolées [RT 005], [TRI 06]**.

Ces premières simulations ont cependant révélé que les consommations énergétiques liées au chauffage étaient trop élevées. De nouvelles recherches [ENER], recoupées avec des informations complémentaires prises auprès du CETE Méditerranée, ont conduit à modifier certains paramètres afin que les consommations en chauffage des modèles simulés soient plus réalistes.

Le **tableau 4-1** décrit les coefficients de transmission thermique surfacique.

Coefficients de transmission surfacique (W. m ⁻² . K ⁻¹) :	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
– des murs	1.81	0.98	0.4
– des fenêtres	2.6	2	2.1
– de la porte	2	2	1.5
– du plancher	1.5	0.87	0.36
– du toit	0.74	0.43	0.35
Ponts thermiques (W. K⁻¹)	86.66	62.44	36.00

Tableau 4-1 : Coefficients de transmission surfacique [TRI 06]

Le **tableau 4-2**, qui découle du **tableau 4-1**, décrit les coefficients de déperdition par les parois et les baies utilisés lors des simulations. Les coefficients γ sont obtenus en multipliant ceux du **tableau 4-1** par les surfaces correspondantes. Les résistances thermiques, à la dernière ligne du **tableau 4-2**, sont les inverses des coefficients totaux de déperdition par transmission.

Coefficients de déperdition par transmission (W. K ⁻¹) :	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
– des murs	153.85	83.30	34.00
– des fenêtres	33.80	26.00	27.30
– de la porte	4.00	4.00	3.00
– du plancher	144.00	83.52	34.56
– du toit	71.04	41.28	24.00
Ponts thermiques (W. K⁻¹)	86.66	62.44	36.00
Coefficients totaux de déperdition par transmission (W. K⁻¹)	493.35	300.53	158.86
Résistances thermiques équivalentes (K.W⁻¹)	0.0020	0.0033	0.0063

Tableau 4-2 : Coefficients moyens de déperdition thermique [TRI 06]

3.4 Les capacités thermiques

La capacité thermique d'un bâtiment caractérise son inertie thermique. Les relations avec le CETE Méditerranée, ont permis de déterminer ces capacités en fonction des types de bâtiment. Elles sont évaluées par une méthode de calcul également utilisée par le CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment), et qui tient compte des matériaux de construction des bâtiments [CST 00].

Toutefois, les premières simulations et les ajustements qui en ont découlé, ont conduit à adapter ces coefficients. De ce fait, pour augmenter un peu les constantes de temps des maisons mal et moyennement isolées (cf. §4.2), les capacités thermiques obtenues par la méthode ont été augmentées de 20%. Ainsi le **tableau 4-3** décrit ces valeurs.

	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Capacité calorifique (kW.S.K ⁻¹)	19008	19008	24960
Capacité calorifique (Wh.K ⁻¹)	5280.0	5280.0	6933.3

Tableau 4-3 : Capacités thermiques des différents types d'habitation [CST 00]

3.5 Les puissances de chauffe

Les puissances installées en chauffage des différentes maisons sont déterminées en fonction de leur isolation thermique (faible, moyenne ou forte), et de leur situation géographique. Le volume à chauffer des maisons est limité à leur partie habitable qui correspond à leur partie parallélépipédique. Ce volume représente 240 m³. Quant aux données de température, elles sont celles de la région de Nîmes.

De la sorte, on considère en premier lieu que pour les maisons **mal isolées**, la puissance de chauffe installée doit être de 45W.m⁻³, pour les maisons **moyennement isolées**, elle doit être de 40W.m⁻³, et pour les maisons **bien isolées** elle doit être de 35W.m⁻³ [RAD].

À la suite des premières simulations, les puissances initialement trouvées ont du être modifiées. Celles des maisons **mal isolées** ont du être augmentées de 20.37% afin de maintenir la température de consigne. En fait, il s'avère que, malgré les ajustements réalisés sur les coefficients d'isolation thermique et sur les capacités calorifiques, les valeurs restent assez pessimistes. A contrario, pour les maisons **moyennement isolées**, et **bien isolées**, les puissances semblaient surdimensionnées. Elles ont donc été revues à la baisse, avec un abaissement de 6.25% par rapport au dimensionnement initial pour les maisons **moyennement isolées**, et de 16.67% pour les maisons **bien isolées**.

Les puissances de chauffe finalement utilisées dans les modèles se trouvent dans le **tableau 4-4**.

	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Puissance du chauffage (W)	13000 (augmentation de 20.37% par rapport au dimensionnement de référence)	9000 (diminution de 6.25% par rapport au dimensionnement de référence)	7000 (diminution de 16.67% par rapport au dimensionnement de référence)

Tableau 4-4 : Puissances de chauffe des différents types de maison [RAD]

Pour donner un ordre de grandeur, ces puissances de chauffe installées peuvent être mises en relation avec des abonnements EDF existants. En choisissant dans le Tarif Bleu en option de base :

- les maisons **mal isolées** pourraient adopter un abonnement de 15kVA,
- les maisons **moyennement isolées** pourraient adopter un abonnement de 12kVA,
- les maisons **bien isolées** pourraient adopter un abonnement de 9kVA.

Ces abonnements conviennent aux habitations équipées de peu d'équipements électriques, et dont les occupants souhaitent consommer l'énergie électrique sans réellement se soucier de la période du jour, ou de l'année [EDFPAR].

4 Description des maisons et de l'agrégation du départ étudié

L'objectif de la partie suivante est de présenter les différentes parties du modèle de l'agrégation des maisons individuelles du départ étudié (cf. §2.2). Ceci permettra par la suite de réaliser des simulations sur les jours étudiés (cf. §3.1.2) pour modéliser la consommation des chauffages électriques de ces maisons, puis la consommation électrique totale du départ. L'objectif final est d'établir une (des) stratégie(s) de pilotage des chauffages, en fonction des contraintes imposées par le contexte d'étude défini au dans la partie 1, pour limiter les dépassements de puissance.

Le modèle thermique d'une maison individuelle, la commande du système de chauffage, l'agrégation de toutes les maisons ainsi que certaines hypothèses prises pour les modèles sont tour à tour expliqués.

4.1 Analogie système thermique/système électrique

Le modèle thermique choisi initialement pour la maison est un système linéaire du premier ordre. Des contacts pris auprès du CSTB ont permis de confirmer la validité de ce choix dans le contexte de l'étude. Ce modèle composé d'une résistance thermique (cf. §3.3), inverse du coefficient de déperdition thermique, et d'une capacité calorifique (cf. §3.4) est décrit sous forme de schéma blocs sur la **figure 4-3**.

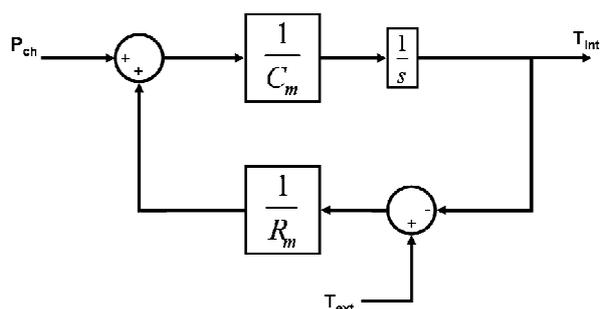


Figure 4-3 : modèle thermique du 1^{er} ordre de la maison

Ainsi, en fonction du signal d'entrée, qui est la température extérieure, T_{ext} , l'installation de chauffage fournit la puissance de chauffe, P_{ch} , nécessaire au maintien de la température intérieure dans son intervalle de consigne. L'équation (4-1), dans le domaine de Laplace, donne la température intérieure, T_{int} , en fonction du signal d'entrée, T_{ext} , de la puissance de chauffe, P_{ch} , et des paramètres de construction. Ces derniers entrent en jeu dans l'équation par l'intermédiaire de la résistance thermique équivalente de la maison, R_m , et de sa constante de temps, τ_m , produit entre cette résistance thermique et la capacité calorifique, C_m . Enfin, l'opérateur de Laplace est représenté par la variable s .

$$(T_{ext} + P_{ch} \times R_m) \times \frac{1}{1 + \tau_m \times s} = T_{int} \quad (4-1)$$

Une analogie avec un circuit électrique **RC** série peut être établie. Pour cela, il convient de faire correspondre les variables des deux systèmes :

- la puissance de chauffe P_{ch} équivaut à une source de courant,
- la capacité calorifique C_m équivaut à une capacité électrique,
- la résistance thermique R_m équivaut à une résistance électrique,

- la température intérieure T_{int} équivaut à la tension aux bornes de C_m ,
- la température extérieure T_{ext} équivaut à la tension de sortie du système.

La **figure 4-4** présente le schéma électrique du système :

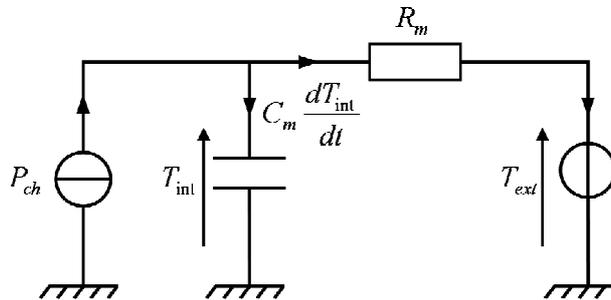


Figure 4-4 : analogie thermique/électrique du modèle de maison

Le modèle thermique du 1^{er} ordre ainsi décrit ne tient compte que de la structure de la maison puisque sa constante de temps, τ_m , ne considère que la résistance thermique et la capacité calorifique. L'équipement de chauffe, pourtant dimensionné en fonction de ces paramètres, n'intervient pas.

Dans le but de rendre la modélisation plus proche de la réalité, cette installation peut être prise en compte. On peut considérer qu'il y a un décalage dans le temps entre l'instant de fourniture de la puissance de chauffe, P_{ch} , et l'instant où la température du radiateur, T_{rad} , s'est homogénéisée dans celui-ci.

On modélise donc le chauffage, de la même manière que la maison, par un système du 1^{er} ordre, lequel vient en amont du système décrit précédemment. Il en résulte deux systèmes du 1^{er} ordre en cascade. La **figure 4-5** décrit ainsi le système général sous forme de schéma blocs.

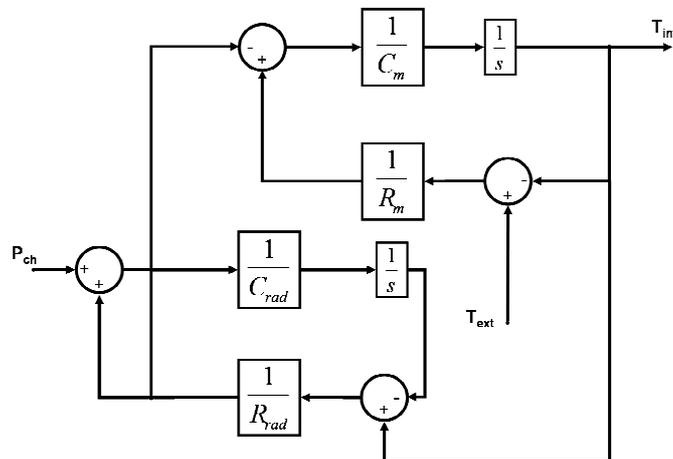


Figure 4-5 : modèle thermique du 2nd ordre de la maison

Si on considère toujours l'analogie système thermique/système électrique, un second circuit **RC** série est rajouté au modèle initial (**figure 4-6**). Les paramètres liés au chauffage, à savoir la résistance thermique R_{rad} et la capacité calorifique C_{rad} , y sont choisis en fonction des hypothèses suivantes :

- la résistance thermique du radiateur doit être très petite devant celle de la maison,
- la constante de temps du circuit RC lié au chauffage doit être de l'ordre de la minute.

Les paramètres liés au système de chauffe sont donc :

$$R_{rad} = \frac{R_m}{100}$$

$$\tau_{rad} = R_{rad} \times C_{rad} = 60 \text{ sec}$$

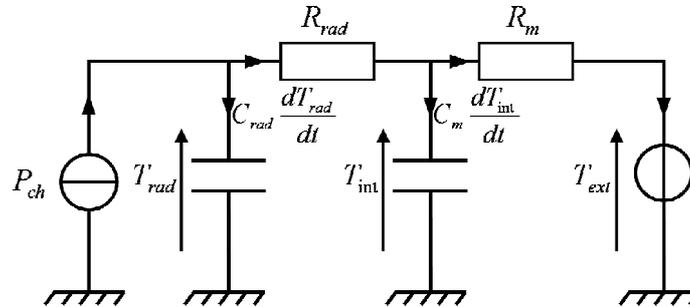


Figure 4-6 : analogie thermique/électrique du modèle de maison à 2 constantes de temps

4.2 Modèle thermique d'une maison individuelle

De la **figure 4-5**, on peut déduire l'équation du système radiateur/intérieur de la pièce :

$$(T_{int} + R_{rad} \times P_{ch}) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad} \times s} = T_{rad} \quad (4-2)$$

Notons que la constante de temps du radiateur, τ_{rad} , est le produit entre la résistance thermique du radiateur R_{rad} , et sa capacité calorifique C_{rad} .

De la même manière, l'équation du système maison/système de chauffe/extérieur est la suivante:

$$\left(\frac{R_{rad}}{R_{rad} + R_m} \times T_{ext} + \frac{R_m}{R_{rad} + R_m} \times T_{rad} \right) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad/m/ext} \times s} = T_{int} \quad (4-3)$$

La constante de temps de ce système, $\tau_{rad/m/ext}$, déduite des **figures 4-5** et **4-6**, est calculée au **tableau 4-5**.

Constante de temps	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
$\tau_{rd/m/ext} = \frac{R_m \times R_{rad}}{R_m + R_{rad}} \times C_m = \frac{R_m \times C_m}{101} = \frac{\tau_m}{101}$ <p>(secondes converties en minutes)</p>	381.47sec ≈ 6min 21sec	626.21sec ≈ 10min 26sec	1555.60 sec ≈ 25min 56sec

Tableau 4-5 : Constantes de temps des systèmes radiateurs/intérieur maison/extérieur

Enfin, la combinaison de ces deux équations donne l'équation du système complet. La mise en série des deux systèmes du premier ordre décrits par les équations **(4-1)** et **(4-2)** donne un système du second ordre :

$$T_{int} = \frac{60 \times T_{ext} \times s + 100 \times R_{rad} \times P_{ch} + T_{ext}}{60 \times \tau_{mai} \times s^2 + (6060 + \tau_m) \times s + 1} \quad (4-4)$$

L'équation **(4-4)** s'obtient à partir des équations **(4-2)** et **(4-3)**. Le calcul complet est développé dans la deuxième partie de l'**Annexe**. Ce dernier montre que le système peut être

approché à un système du premier ordre avec une nouvelle constante de temps, τ'_m , qui tient compte comme c'était le but de la structure de la maison et de l'équipement de chauffe.

Cette nouvelle constante de temps résulte de la simplification du système du deuxième ordre en un système du premier ordre équivalent. Pour ce nouveau système, les résistances thermiques, et les capacités calorifiques sont sommées puisque les résistances sont en série, et les capacités en parallèle (**figure 4-7**).

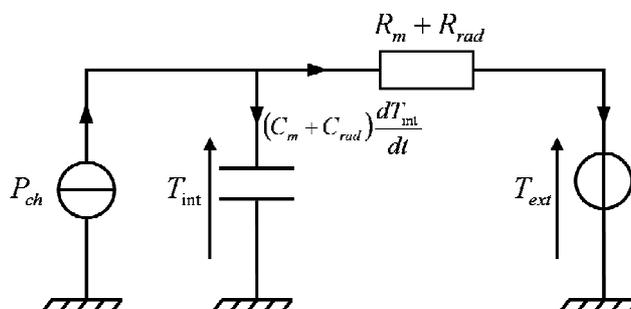


Figure 4-7 : circuit thermique simplifié de la maison

La constante de temps τ'_m se détermine donc ainsi :

$$\tau'_m = (R_m + R_{rad}) \times (C_m + C_{rad}) = \left(R_m + \frac{R_m}{100} \right) \times \left(C_m + \frac{6000}{R_m} \right) \quad (4-5)$$

$$\tau'_m = \frac{101}{100} \times (R_m \times C_m + 6000) \quad (4-6)$$

Les valeurs des constantes de temps théoriques des différentes maisons sont données dans le **tableau 4-6**.

Constante de temps	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
$\tau'_m = \frac{101}{100} \times (R_m \times C_m + 6000)$ (secondes converties en heures)	44974sec ≈ 12h30min	69940sec ≈ 19h26min	164750sec ≈ 45H45min

Tableau 4-6 : Constantes de temps du système approché

Afin de justifier cette simplification, on peut établir des comparaisons entre les différentes constantes de temps τ'_m obtenues ; celles calculées avec le système simplifié, celles calculées avec les équations en **Annexe**, et celles obtenues avec les simulations. Le **tableau 4-7** permet d'établir ces comparaisons.

Constantes de temps	Type d'habitation		
	mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
τ'_m issu du système approché	44974sec ≈ 12h30min	69940sec ≈ 19h26min	164750sec ≈ 45H45min
τ'_m calculé avec les équations	44537sec ≈ 12h22min	69252sec ≈ 19h14min	163120sec ≈ 45h19min
τ'_m obtenu par simulation	44274sec ≈ 12h18min	68850sec ≈ 19h08min	Non obtenue (durée des simulations trop courtes)
écart le plus important	700sec ≈ 11min40sec (écart de 1.56%)	1090sec ≈ 18min10sec (écart de 1.56%)	1630sec ≈ 27min10sec (écart de 0.99%)

Tableau 4-7 : comparaison entre les différentes valeurs de τ'_m

Les valeurs sont assez proches. De façon générale, la constante de temps issue du système approché est plus élevée que celle calculée avec les équations qui elle-même est plus élevée que la constante de temps obtenue par simulations.

Ces résultats renforcent donc bien l'hypothèse de simplification du système.

4.3 Avantages et inconvénients de l'usage de charges thermiques

Le fait que ces charges aient une constante de temps est l'une des raisons pour laquelle ces charges ont été choisies pour l'étude de la gestion de surcharges.

Cette caractéristique peut permettre de délester les chauffages des maisons un certain temps sans que le confort des occupants n'en soit trop affecté. En effet, à la coupure du chauffage, la température intérieure ne diminue que graduellement, en rapport avec la constante de temps de la maison. En revanche, l'inconvénient qui va de paire avec cette caractéristique est qu'au réallumage du chauffage, la température de la maison va réaugmenter également de manière progressive, toujours en rapport avec la constante de temps de la maison. De la sorte, comme le paragraphe 4.4 l'explique, le chauffage va fonctionner tant que la température intérieure n'a pas atteint sa plage de consigne, ce qui va entraîner un appel de puissance constant et plus long qu'au cours d'un cycle de chauffe normal.

4.4 La commande du chauffage

L'objectif de la modélisation est d'étudier la consommation en chauffage électrique de trois types de maison, dont les caractéristiques en termes d'isolation et d'inertie thermique sont différentes, puis de leur agrégation (cf. partie 3). La **figure 4-8** décrit le fonctionnement de la commande du chauffage.

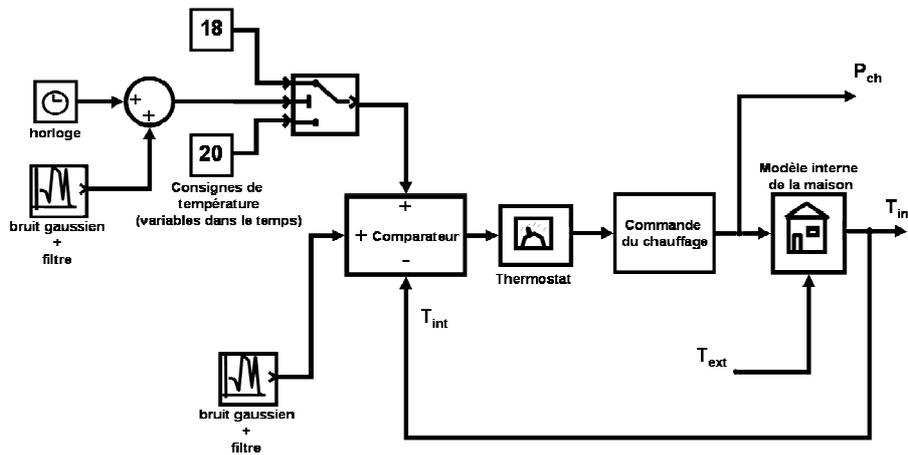


Figure 4-8 : Schéma de la commande du chauffage

Les entrées du modèle thermique de maison sont la puissance du chauffage et la température extérieure puisque la puissance délivrée en dépend.

Le chauffage, commandé par un thermostat, fonctionne en tout ou rien. La température de consigne de la maison, qui dépend du confort voulu par les occupants, est comparée à la température réelle. Un bruit est ajouté et vient perturber cette boucle de régulation (cf. §4.7).

L'hystérésis du thermostat est fixée pour toutes les maisons à $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$. Son fonctionnement est le suivant :

- si la température intérieure est inférieure à 0.5°C par rapport à la température de consigne, le thermostat commande le chauffage pour qu'il fournisse la puissance nominale installée, P_{ch} ,
- si la température intérieure est dans la plage $\pm 0.5^\circ\text{C}$ par rapport à la consigne, le thermostat garde la commande en cours,
- si la température intérieure est supérieure à 0.5°C par rapport à la consigne, le thermostat commande le chauffage pour qu'il ne fournisse pas de puissance.

La sortie de la commande de chauffage est donc P_{ch} ou 0 , et aucune modulation de puissance n'est donc possible.

En ce qui concerne la température de consigne, on suppose qu'elle change pendant la journée, ce qui est également décrit par la **figure 4-8**. Quand les occupants sont présents à leur domicile, ils programment leur thermostat pour une consigne à 20°C et la nuit, pour plus de confort, ils diminuent cette consigne à 18°C (heures de programmation notées **(1)** dans le **tableau 4-8**).

On considère aussi que certains habitants quittent leur domicile la journée, de manière régulière (pour raisons professionnelles). Ils programment donc en plus leur thermostat pour qu'il redescende à 18°C dès leur départ, et de façon à ce que la température soit à 20°C pour leur retour présumé (heures de programmation notées **(2)** dans le **tableau 4-8**).

Type de maison et horaires	Températures de consigne	Type de maison et horaires	Températures de consigne	Type de maison et horaires	Températures de consigne
mal isolées (1) :		moyennement isolées (1) :		bien isolées (1) :	
0h00 à 3H00	18°C	0h00 à 3H30	18°C	0h00 à 4H30	18.5°C
3H00 à 22H00	20°C	3H30 à 21H30	20°C	4H30 à 20H00	20°C
22H00 à 24H00	18°C	21H30 à 24H00	18°C	20H00 à 24H00	18.5°C
mal isolées (2) :		moyennement isolées (2) :		bien isolées (2) :	
0h00 à 3H00	18°C	0h00 à 3H30	18°C	0h00 à 4H30	18.5°C
3H00 à 8H00	20°C	3H30 à 8H30	20°C	4H30 à 8H30	20°C
8H00 à 15H00	18°C	8H30 à 15H00	18°C	8H30 à 15H30	18.5°C
15H00 à 22H00	20°C	15H00 à 21H30	20°C	15H30 à 20H00	20°C
22H00 à 24H00	18°C	21H30 à 24H00	18°C	20H00 à 24H00	18.5°C

Tableau 4-8 : plages horaires des consignes de température

Les instants de changement des températures de consigne sont choisis de manière arbitraire. Pour prendre en compte les différentes maisons et les différents comportements des gens, des bruits gaussiens sont ajoutés. Les heures de changement de température de consigne du **tableau 4-8** ne tiennent pas compte de ces bruits. Ceux-ci, ajoutés au modèle, décalent dans le temps ces heures « programmées » (cf. §4.7).

4.5 Modélisation des groupes de maisons

Pour piloter les chauffages, on suppose que le distributeur divise le parc des maisons résidentielles en plusieurs groupes. Dans un premier temps on considère qu'ils sont homogènes, et donc composés de maisons appartenant à une même catégorie. Ainsi l'agrégation est composée de groupes de maisons **mal isolées**, de groupes de maisons **moyennement isolées**, et de groupes de maisons **bien isolées**.

Dans le modèle implanté sous *Simulink*, un groupe de maisons est représenté par un « bloc maison », lequel simule le comportement d'une maison de ce groupe. Ce bloc est constitué :

- du modèle thermique de maison,
- du système de chauffe,
- de la commande de cette installation.

La variable de sortie d'un « bloc maison » est la puissance consommée par la maison qui le compose. Pour faire apparaître une certaine hétérogénéité au sein du groupe, un bruit gaussien filtré est additionné à cette puissance de sortie (cf. §4.7). Cette nouvelle sortie (puissance du bloc+bruit gaussien) est ensuite multipliée par un coefficient en rapport avec le nombre d'habitations du groupe, afin d'obtenir au final le comportement et la consommation en chauffage électrique du groupe.

Concrètement, le modèle Simulink est composé d'un total de 28 « blocs maisons » : 12 blocs de maisons **mal isolées**, 8 de maisons **moyennement isolées**, et 8 de maisons **bien isolées**. La valeur du coefficient multiplicatif appliqué est ensuite modifiée en fonction des tests et des cas envisagés. Mais comme les 28 « blocs maisons » représentent les 198 maisons pilotables, la somme de tous les coefficients doit être égale à 198 (cf. §2.2.1).

Ainsi, si on note :

- $prop_1$ = coefficient pour les maisons **mal isolées**
- $prop_2$ = coefficient pour les maisons **moyennement isolées**
- $prop_3$ = coefficient pour les maisons **bien isolées**
- $maisons_mai$ = nombre total de maisons **mal isolées**
- $maisons_mi$ = nombre total de maisons **moyennement isolées**
- $maisons_bi$ = nombre total de maisons **bien isolées**
- $maisons_pil$ = nombre total de maisons pilotables

On a :

$$- \sum_{maisons...mai} prop_1 \times maisons_mai = maisons_mai \quad (4-7)$$

$$- \sum_{maisons...mi} prop_2 \times maisons_mi = maisons_mi \quad (4-8)$$

$$- \sum_{maisons...bi} prop_3 \times maisons_bi = maisons_bi \quad (4-9)$$

$$- maisons_mai + maisons_mi + maisons_bi = maisons_pil \quad (4-10)$$

Ainsi, en fonction des simulations et des stratégies envisagées, les maisons pilotables peuvent être réparties de la sorte :

- 1, 3, 6 ou 12 groupes de maisons **mal isolées**,
- 1, 2, 4 ou 8 groupes de maisons **moyennement isolées**,
- 1, 2, 4 ou 8 groupes de maisons **bien isolées**.

Les groupes de maisons d'un même type sont ensuite agrégés de manière à obtenir la puissance consommée en chauffage électrique par ce type de maison. Le schéma de l'agrégation des maisons d'une même catégorie est détaillé sur la **figure 4-9**.

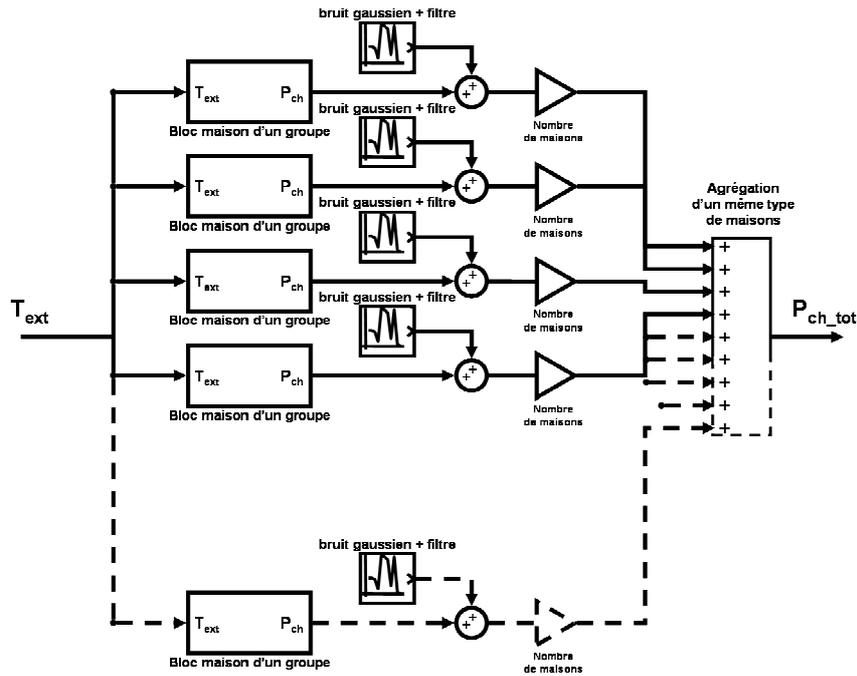


Figure 4-9 : schéma de l'agrégation d'un même type

Il faut préciser que ces nombres de groupes, comparés au nombre de maisons appartenant à chaque catégorie (cf. §2.2.1) ne donnent généralement pas un nombre de maisons entier par groupe. La raison en est la suivante : en partant du nombre de 1000 maisons et en tenant compte des statistiques INSEE, 198 maisons possèdent un chauffage électrique, lesquelles sont réparties dans les proportions énoncées dans le paragraphe 2.2.1. D'autre part, la construction du modèle a conduit à 28 « blocs maisons ». La répartition des groupes a donc pour conséquence ces groupes de maisons non entiers. Ce détail n'a que peu d'importance puisque dans l'étude, l'important n'est pas tant le nombre de clients qui se chauffent à l'énergie électrique, mais plutôt les capacités d'effacement de puissance.

4.6 Agrégation des modèles de maison

Les consommations en chauffage électrique des trois agrégations (pour les trois types de maisons) sont ensuite à leur tour sommées de manière à obtenir la consommation totale en chauffage électrique résidentiel du départ décrit dans la partie 2. Un bruit gaussien filtré est ajouté à cette puissance pour faire apparaître un effet dispersif (cf. §4.7).

Enfin pour avoir la consommation totale du départ, à savoir celle des 1000 maisons, des commerces et des petites industries, la consommation en chauffage « bruitée » est additionnée à une courbe de charge réelle, fournie par EDF [RIC 06], à laquelle la consommation en chauffage électrique estimée a été ôtée. Suivant les simulations, cette courbe de charge est celle du 24, 25, ou 26 Janvier 2002 (cf. §3.1.2). Le schéma final de l'agrégation est ainsi décrit à la figure 4-10.

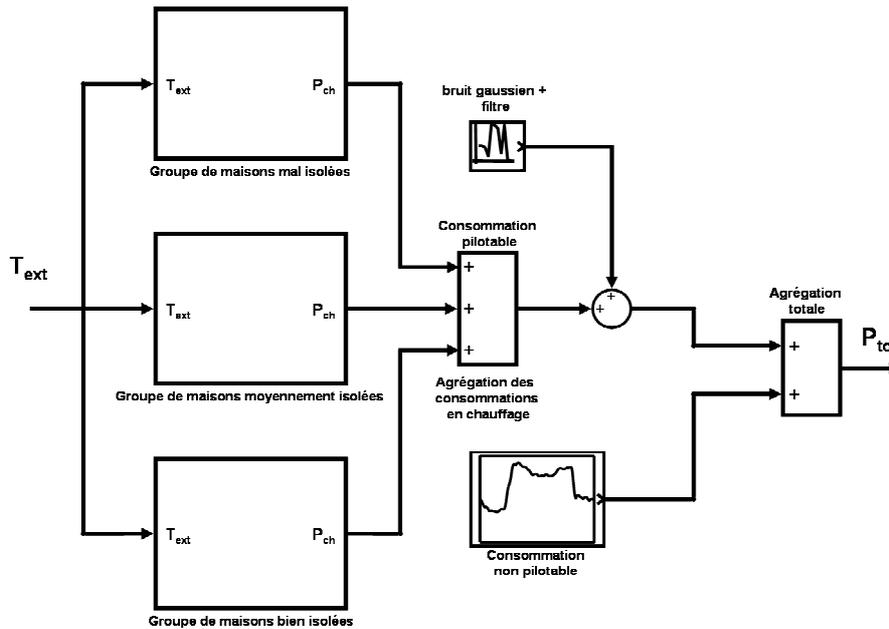


Figure 4-10 : schéma de l'agrégation totale des pilotables

4.7 Justification des bruits et de leurs paramètres

Les paragraphes 4.4, 4.5 et 4.6 y ont fait allusion : des bruits gaussiens filtrés ont été ajoutés à plusieurs niveaux du modèle d'agrégation. Ils permettent de prendre en compte un effet dispersif. Ils sont censés modéliser certains phénomènes tels que des erreurs de mesures, des disparités entre les différentes maisons (tailles dans toutes les dimensions, puissances de chauffe), les diverses programmations des thermostats, ou l'hétérogénéité des comportements des gens.

Ces incertitudes sont modélisées par l'association d'un bloc « Random Number », et d'une fonction de transfert du 1^{er} ordre. Ces deux blocs sont présents dans la bibliothèque du logiciel utilisé, *Matlab/Simulink*TM. Plus précisément, le bloc « Random Number » génère un signal de type distribution normale (bruit gaussien), caractérisé par sa période d'échantillonnage, et sa variance. La fonction de transfert qui suit ce bloc, dont la fréquence de coupure dépend de la période d'échantillonnage du bruit, permet d'adoucir la sortie du bloc « Random Number ».

En conséquence, au lieu d'avoir un signal en « créneaux », le bruit génère un signal de type exponentiel, dont l'échantillonnage est celui du bloc « Random number » (figure 4-11).

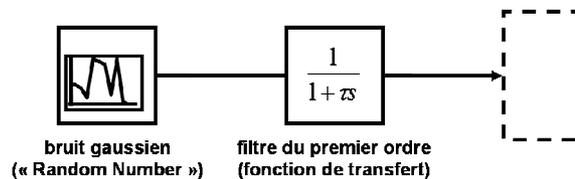


Figure 4-11 : schéma des bruits gaussiens filtrés

4.7.1 Bruits au niveau du modèle de maison

Le **tableau 4-9** décrit le modèle des bruits placés au niveau des modèles de maison. Ces modélisations dépendent du type de maison et donc P_{mai} , P_{mi} , P_{bi} sont les puissances de chauffe respectives des maisons **mal isolées**, **moyennement isolées** et **bien isolées**.

Bloc	Paramètres	Type d'habitation		
		mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Bruit gaussien (« Random Number »)	- échantillonnage	300sec (5min)	500sec (8min20sec)	1200sec (20min)
	- variance	$(P_{mai} \times 0.025)^2 W^2$	$(P_{mi} \times 0.025)^2 W^2$	$(P_{bi} \times 0.025)^2 W^2$
Filtre du 1 ^{er} ordre (Fonction de transfert du 1 ^{er} ordre)	- fréquence de coupure	1/50 rad.s ⁻¹	1/80 rad.s ⁻¹	1/190 rad.s ⁻¹

Tableau 4-9 : paramètres des bruits relatifs au modèle de maison

L'échantillonnage du bruit dépend de la constante de temps thermique des maisons. Il a été choisi pour qu'il corresponde environ au temps qu'il faut pour que la maison perde 0.1°C, quand la température extérieure est de 0°C.

La variance représente une dispersion comprise entre 2 et 5% autour de la puissance nominale de chauffe.

Le bruit placé à ce niveau peut représenter des phénomènes internes ou externes à la maison (porte ou fenêtre qui s'ouvrent, moment plus ensoleillé...), engendrant un différentiel de température dans la maison.

4.7.2 Bruits sur l'erreur de mesure sur la commande du thermostat

Le **tableau 4-10** décrit la modélisation des bruits présents sur l'erreur de mesure du thermostat (**figure 4-8**). L'échantillonnage dépend de la constante de temps thermique des maisons. Il a été choisi pour qu'il corresponde environ au temps qu'il faut pour que la maison perde 0.1°C, quand la température extérieure est de 0°C.

La variance représente une dispersion comprise entre 0.1°C et 0.2°C.

La boucle de régulation de la commande de chauffage est ainsi perturbée. Cette perturbation permet de mettre en évidence le fait que tous les thermostats n'ont pas la même hystérésis. Certains clients peuvent avoir des thermostats plus fins que d'autres.

Bloc	Paramètres	Type d'habitation		
		mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Bruit gaussien (« Random Number »)	- échantillonnage	300sec (5min)	500sec (8min20sec)	1200sec (20min)
	- variance	0.01°C	0.01°C	0.01°C
Filtre du 1 ^{er} ordre (Fonction de transfert du 1 ^{er} ordre)	- fréquence de coupure	1/50 rad.s ⁻¹	1/80 rad.s ⁻¹	1/190 rad.s ⁻¹

Tableau 4-10 : paramètres des bruits relatifs à l'erreur de mesure sur la commande du thermostat

4.7.3 Bruits sur les instants de changement de consigne des thermostats

Le **tableau 4-11** décrit les bruits venant perturber les instants de changement de consigne des thermostats (**figure 4-8**). Ceux-ci permettent de prendre en compte le fait que les instants de changement de consigne des thermostats des maisons d'un même groupe ou de différents groupes (si les maisons sont d'une même catégorie) ne sont pas les mêmes. La variance permet de modéliser ces décalages compris entre 7 et 15 minutes.

Bloc	Paramètres	Type d'habitation		
		mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Bruit gaussien (« Random Number »)	- échantillonnage	60sec	60sec	60sec
	- variance	$(7.5 \times 60)^2 \text{ sec}^2$	$(7.5 \times 60)^2 \text{ sec}^2$	$(7.5 \times 60)^2 \text{ sec}^2$
Filtre du 1 ^{er} ordre (Fonction de transfert du 1 ^{er} ordre)	- fréquence de coupure	1/10 rad.s ⁻¹	1/10 rad.s ⁻¹	1/10 rad.s ⁻¹

Tableau 4-11 : paramètres des bruits relatifs aux instants de changement de consigne des thermostats

4.7.4 Bruits à la sortie de chacun des « blocs maisons »

Dans le **tableau 4-12**, figurent les paramètres liés aux bruits en sortie des « blocs maisons » (**figure 4-9**). La variance modélise une variation comprise entre 5 et 10% autour de la puissance de chauffe installée de chaque type de maison. Les hétérogénéités entre les maisons d'un même groupe au niveau de la taille (dans toutes les dimensions), et par conséquence au niveau de la puissance de chauffe sont ainsi prises en compte.

Bloc	Paramètres	Type d'habitation		
		mal isolée	moyennement isolée	bien isolée
Bruit gaussien (« Random Number »)	- échantillonnage	60sec	60sec	60sec
	- variance	$(P_{mai} \times 0.05)^2 W^2$	$(P_{mi} \times 0.05)^2 W^2$	$(P_{bi} \times 0.05)^2 W^2$
Filtre du 1 ^{er} ordre (Fonction de transfert du 1 ^{er} ordre)	- fréquence de coupure	1/10 rad.s ⁻¹	1/10 rad.s ⁻¹	1/10 rad.s ⁻¹

Tableau 4-12 : paramètres des bruits à la sortie des « blocs maisons »

4.7.5 Bruits au niveau de l'agrégation totale

Le **tableau 4-13** présente les paramètres associés au bruit au niveau de l'agrégation totale (**figure 4-10**). Ici le bloc *Simulink™* du modèle de bruit est placé en sortie des blocs liés à la consommation en chauffage ; P_{chtot} représente donc la puissance nominale installée en chauffage électrique pour l'agrégation totale. La variance permet une variation comprise entre 2% et 5% autour de cette puissance de chauffe installée. De cette manière, d'éventuelles erreurs de mesures sont envisagées.

Bloc	Paramètres	valeurs
Bruit gaussien (« Random Number »)	- échantillonnage	60sec
	- variance	$(P_{chtot} \times 0.025)^2 W^2$
Filtre du 1 ^{er} ordre (Fonction de transfert du 1 ^{er} ordre)	- fréquence de coupure	1/10 rad.s ⁻¹

Tableau 4-13 : paramètres du bruit au niveau de l'agrégation totale

4.8 Courbes de charge initiales

Les jours choisis pour l'étude sont les 24, 25 et 26 Janvier 2002. Les données météo et les courbes de charge hors chauffages ont donc été récupérées pour ces jours dits de référence.

Comme l'ont décrit les parties 4.1 et 4.2, les maisons individuelles qui composent l'agrégation sont modélisées par des blocs thermiques. Leur consommation en chauffage électrique dépend donc de la température extérieure. En conséquence, le comportement

du modèle complet d'agrégation lors de simulations dépend du jour choisi et de l'évolution de température qui lui est associée.

Les courbes de charge initiales des trois jours de référence obtenues par simulations doivent donc être mises en relation avec les courbes de température de ces mêmes jours. Ainsi, les figures qui suivent présentent ces courbes initiales simulées ainsi que les courbes de température ayant permis de les obtenir. Les **figures 4-12** et **4-13** correspondent à celles du 24 Janvier ; les **figures 4-14** et **4-15** correspondent à celles du 25 Janvier ; les **figures 4-16** et **4-17** correspondent à celles du 26 Janvier.

Sur les **figures 4-12**, **4-14** et **4-16**, la courbe de « *consommation hors chauffage* » provient de données fournies par EDF (cf. § 4.6), la courbe de « *consommation en chauffage* » est obtenue par simulation, et la courbe de « *Consommation totale* » est la somme des deux précédentes.

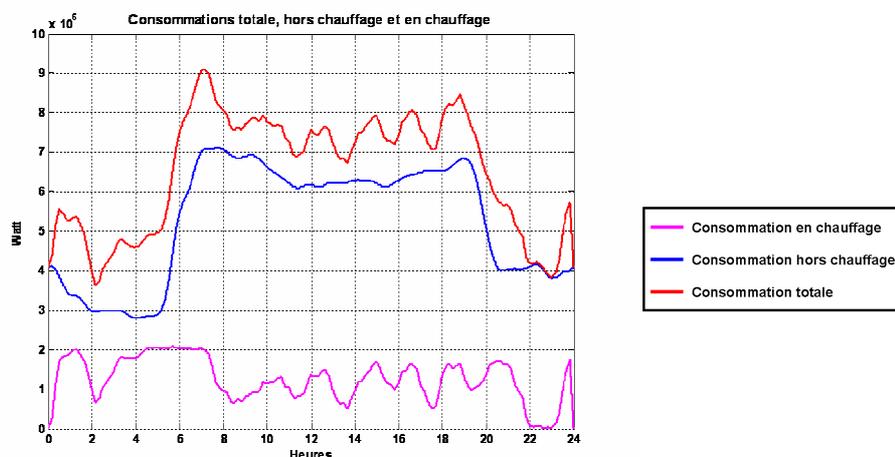


Figure 4-12 : Courbes de charge initiales du 24 janvier 2002

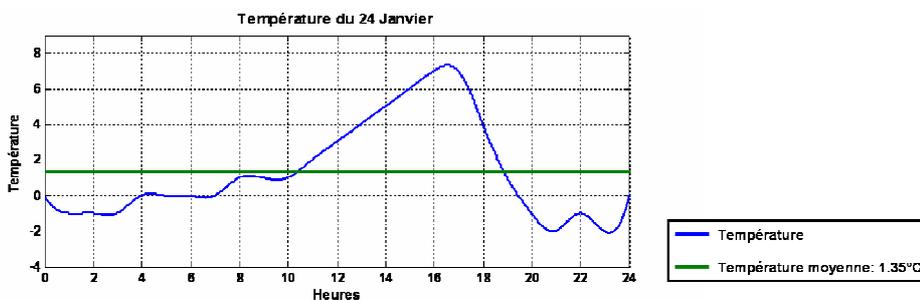


Figure 4-13 : Courbe de température du 24 janvier 2002

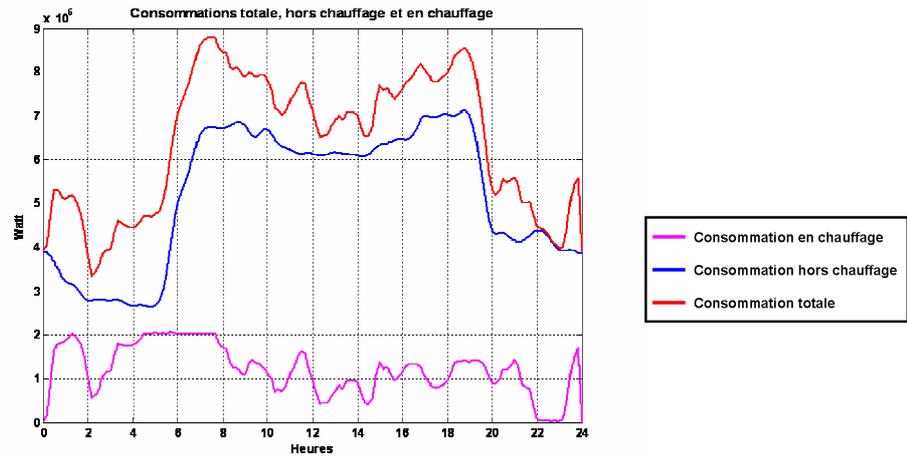


Figure 4-14 : Courbes de charge initiales du 25 Janvier 2002

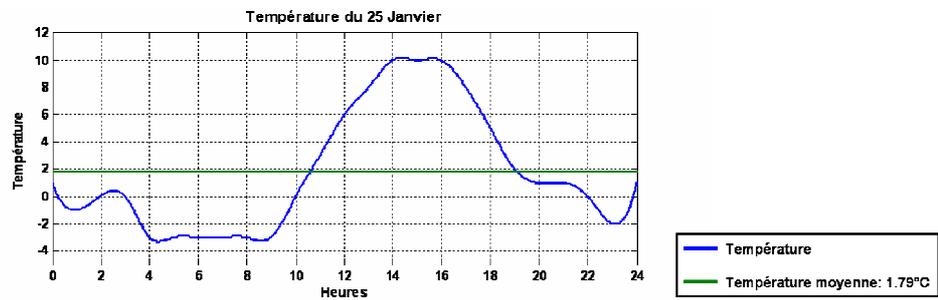


Figure 4-15 : Courbe de température du 25 janvier 2002

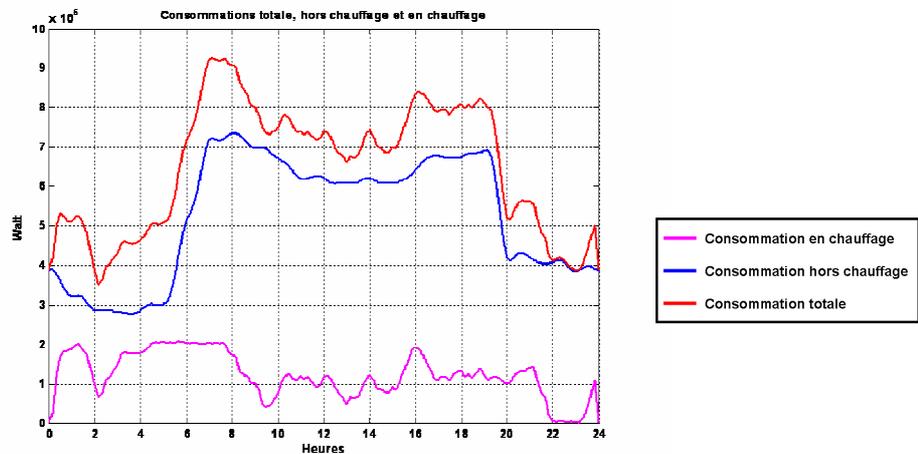


Figure 4-16 : Courbes de charge initiale du 26 janvier 2002

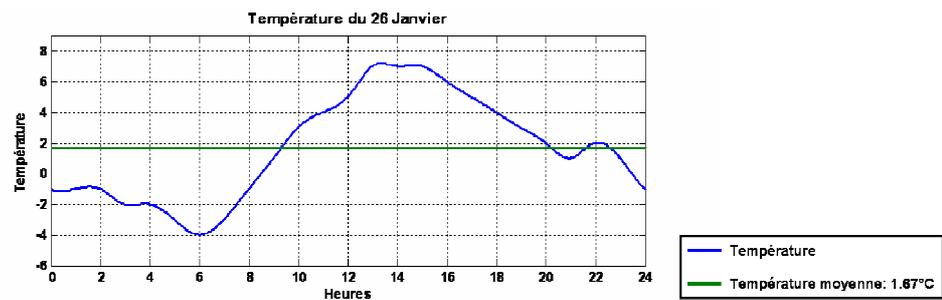


Figure 4-17 : Courbe de température du 26 janvier 2002

Les consommations en énergie électrique de ces différents jours, obtenues en simulation grâce au modèle d'agrégation, sont indiquées dans le **tableau 4-14**.

Consommations :	Jour		
	24 Janvier	25 Janvier	26 Janvier
- moyenne d'une maison mal isolée	213.14 kWh	206.87 kWh	207.45 kWh
- total des maisons mal isolées	17690.60 kWh	17170.50 kWh	17218.50 kWh
- moyenne d'une maison moyennement isolée	127.85 kWh	124.24 kWh	124.92 kWh
- total des maisons moyennement isolées	9974.58 kWh	9692.9 kWh	9746.52 kWh
- moyenne d'une maison bien isolée	69.37 kWh	66.93 kWh	68.20 kWh
- total des maisons bien isolées	2590.86 kWh	2499.85 kWh	2547.30 kWh
- total en chauffage	30298.70 kWh	29406.60 kWh	29556.80 kWh
- hors chauffage	126441 kWh	124942 kWh	126388 kWh
- total	156739 kWh	154349 kWh	155945 kWh

Tableau 4-14 : Consommations initiales pour les 24, 25 et 26 janvier 2002

On note un léger écart entre la somme des consommations en chauffage électrique des différents types de maisons et la consommation totale en chauffage. Cet écart est dû aux bruits au niveau de l'agrégation totale.

Ces courbes de charge présentent globalement toutes deux pointes de consommation. La première se produit en début de journée, entre 6h et 8h, la seconde en fin de journée, entre à peu près 18h et 20h. Les deux raisons principales sont les suivantes :

- ces heures correspondent aux heures de reprise des activités dans les maisons. Peu avant ces moments les consignes des thermostats ont augmenté, ce qui entraîne un fonctionnement permanent des chauffages pour faire remonter les températures intérieures.
- l'autre cause, corollaire de la première, est que pour le matin ces heures sont celles où la température est la plus basse. Pour le soir, ces heures sont celles où la température est en train de chuter.

Ces courbes « typiques » permettent de mettre en avant l'aspect délicat de la gestion de pointes de consommation et/ou de surcharges avec des charges thermiques.

En effet, les constantes de temps thermiques des maisons dépendent de leur isolation ; pour les systèmes du premier ordre approximatés, elles sont de 12h30min pour les maisons **mal isolées**, de 19h26min pour les maisons **moyennement isolées** et de 45h46min pour les maisons **bien isolées**. Ces caractéristiques confèrent à ces charges des avantages mais aussi des inconvénients quant à leur utilisation pour la gestion de surcharges. Ces aspects ont été évoqués au paragraphe 4.3.

Ainsi, limiter la consommation sur une journée en utilisant les charges thermiques est l'une des difficultés de l'étude. Il faut tenir compte des deux pics de consommation décalés d'environ douze heures, des constantes de temps des charges utilisées et du fonctionnement de leur chauffage électrique. Tout ceci justifie l'utilisation des algorithmes détaillés par la suite.

5 Introduction aux algorithmes de contrôle de charge

Comme il l'est mentionné dans la partie 5 du **Chapitre 3**, puis dans le paragraphe 2.1 de ce chapitre, la défaillance au niveau du poste source peut survenir en période de charge

modérée voire faible, ou en période de pointe de consommation. En fonction de ces éventualités, le distributeur peut envisager deux stratégies de pilotage des chauffages électriques :

- la première, en mode préventif, si la défaillance arrive quand la charge du départ est faible ou modérée,
- la seconde, en temps réel, si la défaillance arrive au moment de la pointe de consommation.

Ces deux stratégies sont donc complémentaires et non concurrentes du fait qu'elles ne se rapportent pas exactement au même cas d'application. De la sorte, elles peuvent coexister puisque les deux cas peuvent être envisagés dans le même contexte d'étude.

Les paragraphes suivant présentent de manière générale les données, contraintes et ressources du problème de contrôle de charge.

5.1 Pas de temps

Tout d'abord, il convient de définir les cadences avec lesquelles ces stratégies sont effectuées. Ces cadences correspondent à la durée de validité des ordres de pilotage et donc au nombre d'ordres envoyés sur une période définie (jour, heure, minute).

- Pour la stratégie en mode préventif, un pas de temps de 10 minutes paraît assez réaliste et compatible avec du matériel pouvant exister et être implanté dans les habitations. Ce pas de temps pourra éventuellement ensuite être subdivisé en pas d'une minute par l'équipement de gestion d'énergie du client. Compte tenu du type de stratégie, les ordres de commandes peuvent être envoyés par avance ; il sera supposé qu'ils seront diffusés la veille pour le lendemain, et ce pour toute la journée. Ainsi pour une journée à piloter chaque maison pilotable reçoit :

$$\underbrace{6}_{\text{pour 1 heure}} \times \underbrace{24}_{\text{pour la journée}} = 144 \text{ ordres de commande}$$

Les équipements devront en conséquence pouvoir stocker ces ordres. Il faut noter que pour les simulations, 145 pas seront considérés. Pour une journée cible, le contrôle pourra être effectif sur l'ensemble de la journée. Si 144 pas avaient été considérés, le contrôle aurait seulement eu lieu de 0h jusqu'à 23h50.

- Pour la stratégie en temps réel, plusieurs pas ont été testés, mais le pas d'une minute semble être un bon compromis entre les matériels implantables, les délais de communications et d'activation des ordres, et l'efficacité de la stratégie.

5.2 Matériel

Les deux stratégies précitées sont complémentaires et peuvent donc coexister dans un même contexte d'étude. Certaines hypothèses relatives aux matériels présents dans les habitations chauffées à l'énergie électrique doivent néanmoins être posées. Un dispositif pouvant être assimilé à un gestionnaire d'énergie doit faire l'interface entre le distributeur et les clients, et doit permettre un contrôle et une gestion de l'énergie électrique consommée par la maison.

Cet équipement peut recevoir des ordres de délestages et de lestage du distributeur, et les appliquer en temps voulu. Il peut différencier les charges électriques pilotables, à savoir

les chauffages, des autres charges (machine à laver, lave-vaisselle, four....), et peut également comptabiliser les consommations dues à ces différentes charges.

D'autre part, les clients n'ont pas la possibilité d'accéder au cœur de ce gestionnaire ; ils ne peuvent donc pas outrepasser les ordres du distributeur, et ne peuvent pas non plus frauder sur leur consommation électrique. En conséquence, et ce qui simplifie les échanges, les communications sont à sens unique, du distributeur vers la maison. Le seul moyen de vérifier si les ordres émis ont été respectés est de suivre l'évolution de la courbe de consommation.

D'autres caractéristiques de ce gestionnaire seront spécifiques à chacune des deux applications.

Dans le cadre du pilotage en mode préventif, ce gestionnaire peut enregistrer et stocker en mémoire les 145 ordres de contrôle émis par le distributeur pour la journée à venir. Cependant, et on le verra par la suite, l'algorithme fournit des ordres continus dans le temps, compris entre 0 et 1. Or les chauffages fonctionnant en tout ou rien, leur puissance n'est pas modulable et leurs deux états possibles sont des états de marche ou d'arrêt. Ainsi si pour un groupe de maison et un pas de temps donnés, la consigne reçue par le gestionnaire d'une maison du groupe vaut 0.7, l'équipement fera en sorte que l'ordre soit respecté sur les 10 minutes du pas de temps. Le chauffage de la maison en question sera donc en mode ON (marche) pendant 7 minutes, et en mode OFF (arrêt) pendant 3 minutes.

Dans le contexte qui veut que l'application préventive coexiste avec celle en temps réel, cette subdivision est réaliste puisque c'est à cette fréquence que les ordres sont émis dans la deuxième application.

Dans le cadre du pilotage en temps réel, le gestionnaire peut faire l'acquisition et la mise en œuvre des ordres du distributeur par pas d'une minute. Dans ce cas, et on le verra par la suite, ces ordres sont des ordres de marche ou d'arrêt forcés, en accord avec le fonctionnement du chauffage.

5.3 Connaissances du distributeur

Pour que le contrôle de la consommation des chauffages électriques réalise un bon compromis entre efficacité de pilotage et transparence relative par rapport au confort des clients, le distributeur a accès à certaines données concernant ces mêmes clients.

Il connaît le groupe d'affectation des maisons afin de leur envoyer l'ordre de commande adéquat. Ceci passe donc par la possibilité de les adresser individuellement. Le(s) moyen(s) de communication est (sont) donc compatible(s) avec cette personnalisation.

D'autre part, il connaît également le type d'isolation des maisons. Pour la stratégie préventive, cette caractéristique se rapporte au groupe de pilotage, et pour l'une des deux possibilités en temps réel, elle doit permettre de déterminer les durées de coupure et de réalimentation.

6 Contrôle de charge en mode préventif

Tout d'abord, par mesure de simplification on ne considérera dans la description de l'algorithme que trois groupes de maisons, à savoir un groupe par type d'isolation. D'autre part, toujours dans le même but de simplification, les notations utilisées dans cette description sont référencées dans le **tableau 4-15**

notations	significations
mai	relatif aux maisons mal isolées
mi	relatif aux maisons moyennement isolées
bi	relatif aux maisons bien isolées
i	indice relatif aux pas de temps
j	indice relatif aux groupes de maisons (j=mai, mi, bi)
nbre_grpe	nombre total de groupe de charges
nbre_m_mai	nombre de maisons mal isolées (ici, c'est le nombre de maisons dans le groupe mai)
nbre_m_mi	nombre de maisons moyennement isolées (ici, c'est le nombre de maisons dans le groupe mi)
nbre_m_bi	nombre de maisons bien isolées (ici, c'est le nombre de maisons dans le groupe bi)
$P_{j,i}$	puissance consommée en chauffage par une maison j au pas de temps i
$P_{j,i}(0)$	puissance consommée initialement en chauffage par une maison j au pas de temps i
P_{mai}^{MAX}	puissance de chauffe installée dans une maison mal isolée
P_{mi}^{MAX}	puissance de chauffe installée dans une maison moyennement isolée
P_{bi}^{MAX}	puissance de chauffe installée dans une maison bien isolée
$P_{mai,i}$	puissance consommée en chauffage par une maison mal isolée à l'instant i ; sa valeur est P_{mai}^{MAX} ou 0
$P_{mi,i}$	puissance consommée en chauffage par une maison moyennement isolée à l'instant i ; sa valeur est P_{mi}^{MAX} ou 0
$P_{bi,i}$	puissance consommée en chauffage par une maison bien isolée à l'instant i ; sa valeur est P_{bi}^{MAX} ou 0
t_mai	temps mis par la température pour baisser de 2°C d ans des maisons mai
t_mi	temps mis par la température pour baisser de 2°C d ans des maisons mi
t_bi	temps mis par la température pour baisser de 2°C d ans des maisons bi
Cdc_tot_0	courbe de charge initiale totale
Conso_non_pil	courbe de charge liée aux charges non pilotables
Conso_pil	courbe de charge liée aux charges pilotables (aux chauffages électriques).
Conso_pil(i)	puissance totale pilotable à l'instant i

Tableau 4-15 : notations utilisées dans la fonction *Linprog*

6.1 Le problème d'optimisation

En fonction du scénario d'étude, ce cas intervient si une défaillance se produit à un moment où le réseau est faiblement chargé. La puissance sur le départ est ainsi limitée à 90% de la pointe de consommation prévue et la consommation va dépasser cette limite à un (des) moment(s) pendant la journée.

L'objectif est donc de mettre au point par anticipation une stratégie de commande optimale des chauffages électriques résidentiels de manière à limiter la puissance totale sur le départ, et à rester sous la limite. Pour mettre en place cette stratégie, le parc de charges est divisé en groupes de maisons homogènes. Les chauffages électriques sont donc pilotés par groupe.

Comme cette stratégie est établie à l'avance, ce délai peut permettre de prendre en compte d'autres contraintes. Il a été vu au **Chapitre 2** dans le paragraphe **2.1.4** que le distributeur a un souci de bonne fourniture d'énergie électrique aux clients finaux. En conséquence, leur confort par l'intermédiaire des températures intérieures des habitations sera une contrainte supplémentaire dans la définition et la mise en place de la stratégie. Ainsi, la limite d'inconfort est fixée à $\pm 2^\circ\text{C}$ autour de la température de consigne du thermostat [HA 07].

L'établissement de cette stratégie peut donc finalement être assimilée à un problème d'optimisation : une fonction (la courbe de charge) soumise à des contraintes (consommation totale du départ limitée, confort des clients) doit être optimisée pour rester sous une limite que le contexte de l'étude a défini.

La programmation linéaire est choisie pour résoudre ce problème par l'intermédiaire de la fonction *Linprog* intégrée au solveur du logiciel *Matlab*TM. La formulation symbolique de cette fonction est la suivante :

$$\min_x f^T(x) \quad \text{tel que} \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad \text{avec} \begin{cases} f, x, b, lb \text{ et } ub \text{ des vecteurs} \\ \text{et } A \text{ une matrice} \end{cases}$$

Afin d'utiliser cette fonction pour résoudre le problème d'optimisation énoncé, il convient de formuler celui-ci de manière claire, et donc de définir les vecteurs **f**, **x**, **b**, **lb**, **ub**, ainsi que la matrice de contraintes **A**.

6.2 Les variables

6.2.1 Vecteur fonction *f*

La courbe de charge totale est composée de la consommation des charges non pilotables et de celle des charges pilotables (celles des radiateurs). Ainsi, on a :

$$Cdc_tot_0 = Conso_pil + Conso_non_pil \quad (4-11)$$

Le but de l'algorithme est de limiter la consommation totale. Comme leur nom l'indique, seules les charges pilotables sont modulables ; c'est donc par leur biais que la consommation totale devra être atténuée. Ainsi minimiser la courbe de charge totale revient à minimiser la consommation des charges pilotables. La fonction **f** à minimiser, ou fonction objectif, est donc la somme des puissances consommées par les chauffages électriques des groupes de maisons sur la journée, soit :

$$f = \sum_{i=1}^{145} Conso_pil(i) \quad (4-12)$$

Il faut rappeler que cette fonction est en fait un vecteur dont la taille dépend des paramètres de simulation. Pour un pas d'optimisation (10 minutes) cette taille est de **[nbre_grpe] × [1]** ; pour la journée complète, elle devient **[(nbre_grpe) × 145] × [1]**.

6.2.2 Vecteur de variables *x*

Ce vecteur contient les variables à optimiser. Ces variables sont les consommations des charges pilotables des différents groupes de maisons sur la journée. Le vecteur **x** contient donc les consommations des chauffages électriques de ces différents groupes sur tous les pas de temps d'optimisation de la journée. La taille de **x** est donc identique à celle de **f** ; on a donc :

$$x = \begin{bmatrix} P_{mai,1} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi,1} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi,1} \times nbre_m_{bi} \\ P_{mai,2} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi,2} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi,2} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ P_{mai,145} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi,145} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi,145} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad f^T(x) = \sum_{i=1}^{145} \sum_{j=mai}^{bi} P_{j,i} \times nbre_m_j$$

6.2.3 Bornes du vecteur x : lb et ub

Pour une maison donnée, la puissance de chauffe est limitée en valeur supérieure par la puissance nominale installée, et en valeur inférieure par la puissance nulle. Par conséquent, pour un groupe de maison, la limite supérieure, **ub**, est la somme des puissances nominales installées (qui correspond au cas où tous les chauffages sont allumés en même temps), et la limite inférieure, **lb**, est la puissance nulle (qui correspond au cas où tous les chauffages sont éteints). Ainsi :

$$lb \leq x \leq ub$$

Avec :

$$ub = \begin{bmatrix} P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \\ P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix} \left. \vphantom{\begin{bmatrix} P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \\ P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ P_{mai}^{MAX} \times nbre_m_{mai} \\ P_{mi}^{MAX} \times nbre_m_{mi} \\ P_{bi}^{MAX} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix}} \right\} (145 \times 3) \text{ lignes} \quad \text{et} \quad lb = \begin{bmatrix} 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \\ 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix} \left. \vphantom{\begin{bmatrix} 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \\ 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ 0_{mai} \times nbre_m_{mai} \\ 0_{mi} \times nbre_m_{mi} \\ 0_{bi} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix}} \right\} (145 \times 3) \text{ lignes}$$

6.2.4 Matrice et vecteur de contraintes A et b

La matrice **A** et le vecteur **b** sont associés, et concernent les contraintes du problème. Dans le cadre de l'étude deux contraintes doivent être traduites à travers cette matrice et ce vecteur. La première concerne la puissance admissible. D'après les hypothèses énoncées précédemment, elle est limitée à 90% de la puissance maximale du départ. La seconde contrainte concerne le confort des clients. Il ne faut pas que les chutes de température lors des coupures excèdent les 2°C en dessous de la consigne des thermostats.

Ainsi, la mise en forme de ces contraintes peut s'articuler autour des trois sous-contraintes décrites dans les paragraphes suivants.

6.2.4.1 Sous-contrainte 1

La puissance maximale admise est limitée à 90% de la pointe de consommation prévue. Néanmoins, pour se prémunir d'imprévus, notamment dus aux inconvénients des charges thermiques qui font l'objet du pilotage (cf. §4.3), une limite à 88% de la pointe est imposée à l'algorithme. Concrètement et pour les trois jours simulés, ces limites représentent des puissances qui sont résumées dans le **tableau 4-16**.

Jour simulé	Pointe de consommation	Limite réelle : 90% de la pointe	Limite de l'algorithme : 88% de la pointe
24 Janvier	9.10MW	8.19MW	8.01MW
25 Janvier	8.78MW	7.91MW	7.73MW
26 Janvier	9.26MW	8.33MW	8.15MW

Tableau 4-16 : limites réelles et imposées par l'algorithme pour les jours d'étude

Cette sous-contrainte est exprimée par la relation **(4-13)**.

$$(4-13)$$

$$\begin{matrix}
 A(13) \\
 \left[\begin{array}{c}
 \sum_{j=mai}^{bi} P_{j,1} \times nbre_m_j \\
 \sum_{j=mai}^{bi} P_{j,2} \times nbre_m_j \\
 \dots \\
 \sum_{j=mai}^{bi} P_{j,145} \times nbre_m_j
 \end{array} \right] \leq \left[\begin{array}{c}
 0.88 \times \max_{i=1 \text{ à } 145} (Cdc_tot_0 - Conso_non_pil) \\
 0.88 \times \max_{i=1 \text{ à } 145} (Cdc_tot_0 - Conso_non_pil) \\
 \dots \\
 0.88 \times \max_{i=1 \text{ à } 145} (Cdc_tot_0 - Conso_non_pil)
 \end{array} \right]
 \end{matrix}$$

6.2.4.2 Sous-contrainte 2

La somme des puissances consommées en chauffage électrique par un groupe de maisons sur tous les pas de temps doit être la même que si il n'y avait pas eu de pilotage. Les maisons peuvent de la sorte consommer pendant la journée où leur consommation est contrôlée la même énergie que s'il n'y avait pas eu de contrôle. Cette consommation se fait donc à d'autres moments. Cette contrainte, qui a pour but de permettre aux maisons de garder un certain confort, est exprimée par les inégalités **(4-14)**.

$$(4-14)$$

$$\begin{matrix}
 -b(14) & & A(14) & & b(14) \\
 \left[\begin{array}{c}
 \sum_{i=1}^{145} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi}
 \end{array} \right] \leq \left[\begin{array}{c}
 \sum_{i=1}^{145} P_{mai,i} \times nbre_m_{mai} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{mi,i} \times nbre_m_{mi} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{bi,i} \times nbre_m_{bi}
 \end{array} \right] \leq \left[\begin{array}{c}
 \sum_{i=1}^{145} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\
 \sum_{i=1}^{145} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi}
 \end{array} \right]
 \end{matrix}$$

6.2.4.3 Sous-contrainte 3

Le temps pour que la température interne de chaque type de maison chute de 2°C, en l'absence de tout moyen de chauffe, est déterminé. Ce temps dépend de la température extérieure moyenne du jour simulé et de la constante de temps thermique de la maison ; il varie donc en fonction du type de maison. Ainsi, pour chacun de ces types, la durée de la simulation, à travers les 145 pas de temps, est découpée selon des fenêtres glissantes de durées égales à ce temps calculé. Enfin, les énergies consommées avant pilotage pendant ces durées sont bornées par une valeur basse qui permet à la maison d'y consommer un

minimum d'énergie, et par une valeur haute qui lui permet d'effectuer d'éventuels chauffages par anticipation en prévision de coupure futures, ou des rattrapages de consommation en cas de déficit. Cette sous-contrainte est exprimée par les inégalités (4-15).

$$(4-15)$$

$$0.01 \times \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^{t_mai} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=1}^{t_mi} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=1}^{t_bi} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \\ \sum_{i=2}^{t_mai+1} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=2}^{t_mi+1} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=2}^{t_bi+1} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ \sum_{i=145-t_mai+1}^{145} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=145-t_mi+1}^{145} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=145-t_bi+1}^{145} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^{t_mai} P_{mai,i} \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=1}^{t_mi} P_{mi,i} \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=1}^{t_bi} P_{bi,i} \times nbre_m_{bi} \\ \sum_{i=2}^{t_mai+1} P_{mai,i} \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=2}^{t_mi+1} P_{mi,i} \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=2}^{t_bi+1} P_{bi,i} \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ \sum_{i=145-t_mai+1}^{145} P_{mai,i} \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=145-t_mi+1}^{145} P_{mi,i} \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=145-t_bi+1}^{145} P_{bi,i} \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix} \leq 1.2 \times \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^{t_mai} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=1}^{t_mi} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=1}^{t_bi} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \\ \sum_{i=2}^{t_mai+1} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=2}^{t_mi+1} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=2}^{t_bi+1} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \\ \dots \\ \sum_{i=145-t_mai+1}^{145} P_{mai,i}(0) \times nbre_m_{mai} \\ \sum_{i=145-t_mi+1}^{145} P_{mi,i}(0) \times nbre_m_{mi} \\ \sum_{i=145-t_bi+1}^{145} P_{bi,i}(0) \times nbre_m_{bi} \end{bmatrix}$$

La concaténation de ces différentes matrices permet la création de la matrice **A** et du vecteur **b** :

$$A = \begin{bmatrix} A(4-13) \\ A(4-14) \\ -A(4-14) \\ A(4-15) \\ -A(4-15) \end{bmatrix} \text{ et } b = \begin{bmatrix} b(4-13) \\ b(4-14) \\ -b(4-14) \\ b(4-15) \\ -b(4-15) \end{bmatrix}$$

6.3 Résultats de l'algorithme

Quand l'algorithme converge, c'est-à-dire quand une solution **x** est trouvée, il retourne la valeur de la fonction objective **f**, au vecteur solution **x**. Ainsi **f^T(x)** représente, à un facteur près, la nouvelle consommation en énergie électrique liée au chauffage. Le vecteur solution **x** contient lui les puissances imposées aux chauffages électriques des différents groupes de maisons à chaque pas de 10 minutes. Ainsi, en divisant le vecteur **x** par les puissances de chauffe nominales installées dans les groupes de maison, les commandes envoyées aux chauffages électriques des différents groupes de maisons pour la journée sont obtenues.

L'algorithme utilisé étant une fonction de programmation linéaire, le vecteur solution est par nature un vecteur de valeurs continues dans le temps. De la sorte, pour chaque groupe de maisons, la commande pour le chauffage est un vecteur de valeurs continues comprises entre 0 et 1. L'utilisation de ces valeurs par les différents groupes de maisons est expliquée au paragraphe 5.2.

Il faut également signaler que la première contrainte qui concerne la puissance limite est exprimée de manière explicite dans la matrice **A** et le vecteur **b**. Donc si l'algorithme converge, cette contrainte sera obligatoirement respectée. Concernant la contrainte sur le confort des clients et donc sur la température des maisons, elle est exprimée de manière implicite par l'intermédiaire des puissances consommées. Il se peut donc que l'algorithme converge, et donc que les contraintes sur les puissances soient respectées, en ayant un dépassement de la limite d'inconfort de 2°C, ceci pouvant se produire pendant une période particulièrement froide de la journée.

7 Résultats du pilotage de charge en mode préventif

Les résultats peuvent être présentés en deux temps.

Tout d'abord, pour tester l'algorithme avec des matrices simples, l'agrégation est divisée en trois groupes de charges :

- 1 groupe de maisons **mal isolées**,
- 1 groupe de maisons **moyennement isolées**,
- 1 groupe de maisons **bien isolées**.

L'algorithme d'optimisation fournit alors trois types de commande, et donc toutes les maisons, dont l'isolation présente des caractéristiques identiques, reçoivent les mêmes ordres. L'optimisation ne tient donc pas compte pour ce cas des différentes caractéristiques de programmation des thermostats des habitations.

Comme par construction le modèle *Simulink* est composé de 28 « blocs maisons », le cas avec 28 groupes de charges a ensuite été testé. Cependant, en raison de la limitation de l'espace mémoire du logiciel *Matlab*, il a fallu réduire le nombre de groupes de charges afin de diminuer la taille des matrices traitées par le programme *Linprog*. Il s'avère qu'en réduisant celles-ci de moitié, l'algorithme peut faire le traitement et converger vers un vecteur solution.

En conséquence, le cas où l'agrégation est divisée en 14 groupes de charges a également été exploité. L'algorithme d'optimisation considère ces 14 groupes de charges et fournit en sortie un vecteur solution **x** contenant 14 commandes. Un traitement de ce dernier permet de faire en sorte que dans le modèle, deux « blocs maisons » d'un même type et dont les caractéristiques de programmation des thermostats sont identiques, reçoivent un même « programme » de consommation en chauffage pour la journée.

Pour visualiser les résultats, les courbes suivantes seront décrites :

- les commandes des thermostats,
- les courbes de consommation résultant de l'optimisation,
- les courbes de température dans les différents types de maison
- les comparaisons de consommations en chauffage électrique dans les différents types de maison.

Ainsi les grandeurs de sortie, et donc celles permettant d'établir les comparaisons, sont les puissances consommées et les températures intérieures.

7.1 Parc de charges divisé en 3 groupes de maisons

L'agrégation de maisons est divisée en trois groupes de charges, qui correspondent aux différentes isolations thermiques des habitations. Ainsi toutes les maisons d'une même catégorie reçoivent des « programmes » de consommation en chauffage électriques identiques. Les grandeurs de sortie au sein d'un même groupe de maisons suivent donc a priori des évolutions similaires ; seuls les bruits ajoutés au modèle peuvent venir les modifier.

Ainsi, pour simplifier la description des résultats, les courbes des commandes des chauffages, des températures des maisons et des puissances consommées en chauffage dans les maisons se limitent à une par type d'isolation.

Concernant les visualisations des températures intérieures des maisons, pour faire des comparaisons relatives par rapport aux différentes programmations des thermostats, elles seront de 3 pour les maisons **mal isolées**, 2 pour les maisons **moyennement isolées**, et 2 pour les maisons **bien isolées**. On aurait cependant pu visualiser 2 courbes par type d'isolation, car dans tous les cas exposés les deux premières courbes de température intérieures des maisons **mal isolées** sont identiques.

7.1.1 Cas du 24 Janvier 2002

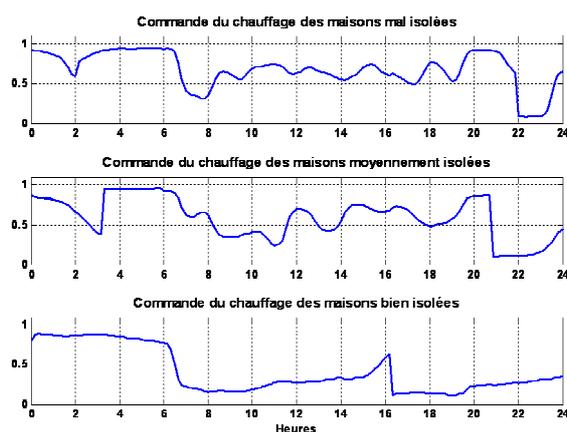


Figure 4-18 : Commandes des chauffages des 3 groupes de charges, le 24 Janvier 2002

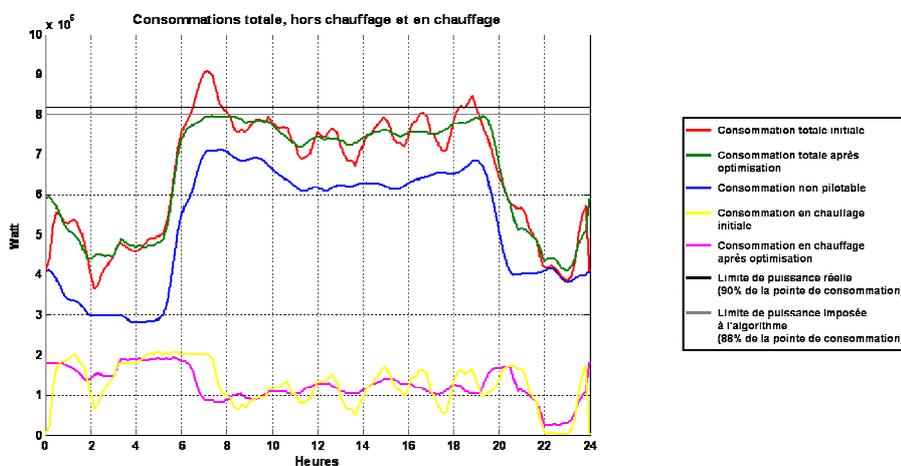


Figure 4-19 : Courbes de charges, avant et après optimisation, le 24 Janvier 2002

Les commandes de chauffage déterminées par l'algorithme sont visualisées sur la **figure 4-18**.

Comme il a été mentionné, bien que les chauffages fonctionnent en tout ou rien, l'algorithme fournit des commandes continues comprises entre 0 et 1. Donc pour un pas de temps et pour un groupe de maisons donnés, l'appareil de gestion qui équipe les clients peut gérer cette commande, par pas de 1 minutes pour qu'au final la commande soit respectée sur les 10 minutes du pas de temps.

Une fois ces programmes de consommation respectés, la courbe de charge, résultant de ces ordres, est alors celle de la **figure 4-19**.

La limite de 88% de la pointe imposée par l'algorithme y est respectée, même dans la simulation.

La comparaison des consommations en chauffage laisse apparaître une période de préchauffe en tout début de journée, et ce en prévision de la pointe de consommation de 6h00. Pour le reste de la journée, cette consommation est plus constante ; l'optimisation a pour conséquence une diminution des amplitudes de puissance. En effet, les ordres, compris entre 0 et 1, sont moyennés pendant les périodes de dix minutes en dix ordres d'une minute, ce qui au final crée un foisonnement sur la courbe de consommation.

La seconde contrainte, liée au confort des clients est exprimée de manière plus implicite par des contraintes sur les puissances. Les **figures 4-21, 4-22 et 4-23** permettent de visualiser les conséquences de ces contraintes de puissance sur les températures internes et donc sur le confort des occupants.

La contrainte de confort est respectée, puisqu'à aucun moment, et pour n'importe quel type de maison, la limite inférieure de température, n'est dépassée.

De manière générale, on constate que les évolutions des températures dans la journée présentent quelques similitudes entre les différents types de maisons. Mais bien évidemment comme l'optimisation tient compte des différents types d'isolation, les évolutions dans chaque type de maison possèdent leurs propres caractéristiques. Les **figures 4-19, 4-20, 4-21, 4-22, 4-23 et 4-24** permettent de suivre la description qui suit.

En début de journée, quand la température de consigne est à 18°C, les températures intérieures des maisons **mal** et **moyennement isolées** suivent à peu près ces consignes. Au niveau des puissances, cela se traduit par une consommation qui diminue puis réaugmente graduellement pendant cette durée. Pour les maisons **bien isolées**, la consommation est constante et presque à sa valeur nominale, jusqu'à environ 6h00. Par conséquence, la température augmente et est toujours supérieure à la valeur de consigne.

Après cette première phase, les consommations sont généralement identiques avant et après optimisation. De ce fait, toutes les températures augmentent, en accord avec les programmations des thermostats, mais avec un certain décalage, lequel est du aux constantes de temps.

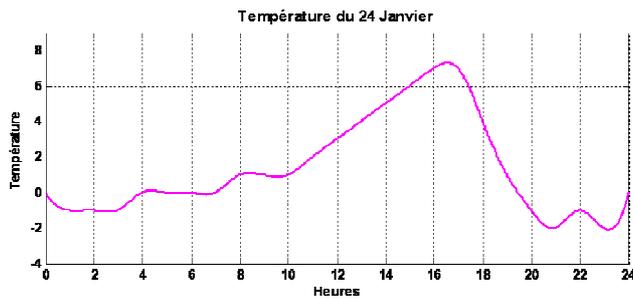


Figure 4-20 : Température du 24 Janvier 2002

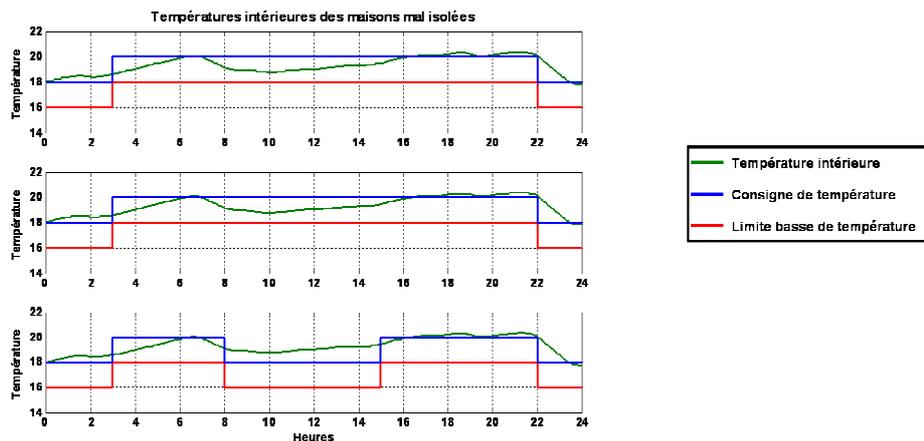


Figure 4-21 : Températures intérieures des maisons mal isolées

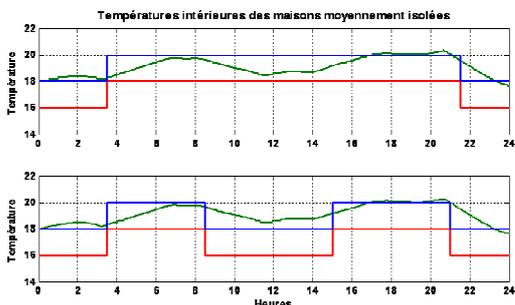


Figure 4-22 : Températures intérieures des maisons moyennement isolées

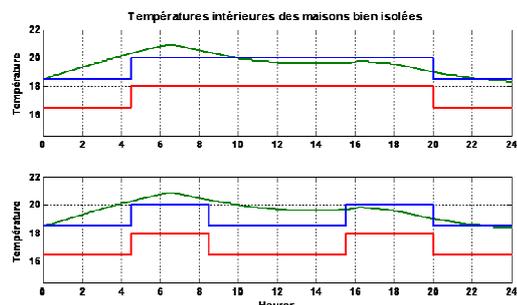


Figure 4-23 : Températures intérieures des maisons bien isolées

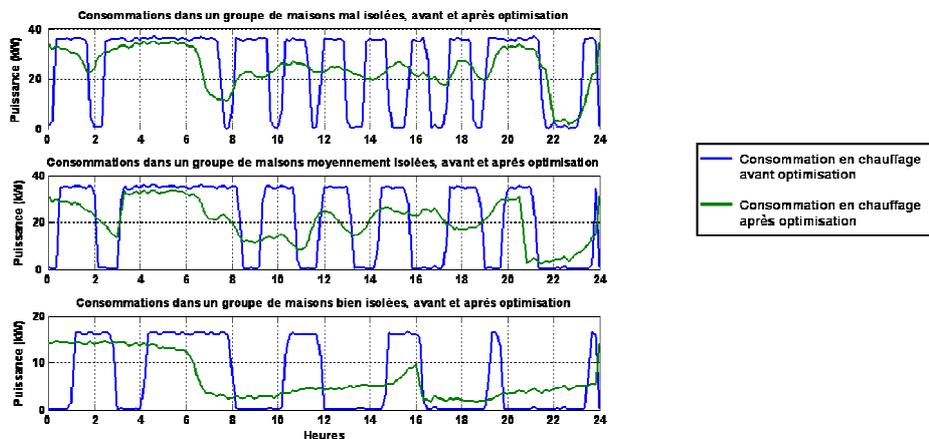


Figure 4-24 : Consommations en chauffage des 3 groupes de maisons, avant et après optimisation

Au moment de la pointe de consommation du matin, la consommation après optimisation est inférieure. Néanmoins, chaque groupe a sa propre particularité :

- La température des maisons **mal isolées** chute progressivement entre 6h30 et 10h00, puis augmente progressivement jusque vers 18h00. Pendant ce temps, la consommation après sa forte baisse au moment de la pointe matinale réaugmente, puis reste stable, aux environs des deux tiers de sa valeur maximale.
- La température des maisons **moyennement isolées** reste stable, autour de sa valeur de consigne jusqu'à 8h00, chute graduellement jusqu'à 11h30, puis réaugmente progressivement pour atteindre sa valeur de consigne aux alentours de 17h00. La consommation, après la baisse due à la pointe matinale, réaugmente progressivement tout en restant en deçà de la valeur nominale.
- La température des maisons **bien isolées** continue à augmenter jusqu'à 7h00, puis diminue lentement jusque à 18h00, en présentant une légère inflexion vers 16h00. Ainsi la consommation élevée du matin a permis de préchauffer l'intérieur de ces maisons, leur longue constante de temps permettant par la suite de maintenir une température décente. La consommation après avoir été assez élevé le matin reste relativement faible, avec seulement une petite hausse avant 16h00.

Ces variations qui sont plus ou moins longues et rapides dans le temps, dépendent des constantes de temps thermiques et donc des particularités de construction des maisons.

Au moment de la pointe du soir les consommations des maisons **mal** et **moyennement isolées** ont tendance à infléchir légèrement ; celle des maisons **bien isolées** qui est déjà faible reste stable. Pendant cet épisode, les températures restent à leur consigne, ce qui est la conséquence du fait que cette pointe est assez atténuée.

En toute fin de journée, les consommations chutent car les consignes des thermostats s'abaissent. Les températures décroissent également progressivement toujours en accord avec les constantes de temps.

Pour les autres cas avec 3 groupes de charges, des courbes analogues à celles exploitées pour le 24 Janvier sont présentées. Les commentaires généraux sont de même nature. On ne précise donc que les remarques spécifiques.

7.1.2 Cas du 25 Janvier 2002

Les commandes des chauffages qui résultent de l'optimiseur (**figure 4-25**) engendrent la courbe de charge de la **figure 4-26**.

Contrairement au cas précédent, les deux pointes de consommation sont relativement longues, et durent chacune environ 2h30. De plus, concernant la pointe du matin, elle se produit pendant que la température extérieure évolue à son point le plus bas et ce depuis environ 2 heures (environ -3°C pendant 4 heures au total, **figure 4-27**).

Ces éléments conjugués font que la limite de 88% de la pointe imposée à l'algorithme est dépassée lors de ces deux pics ; légèrement et en fin de pointe pour le matin ; plus largement et de manière plus conséquente pour le soir. Toutefois, la limite réelle de 90%, celle imposée par les données du problème, n'est jamais dépassée.

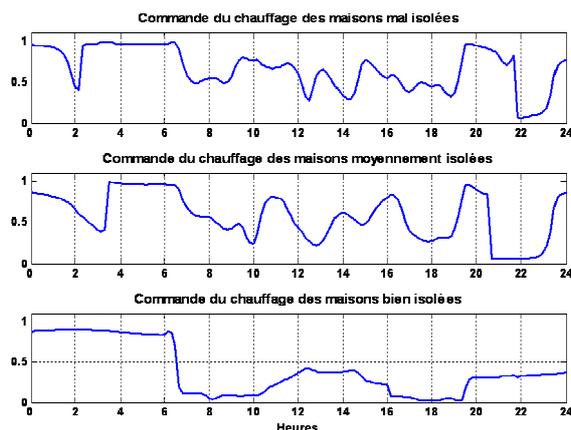


Figure 4-25 : Commandes des chauffages des 3 groupes de charges, le 25 Janvier 2002

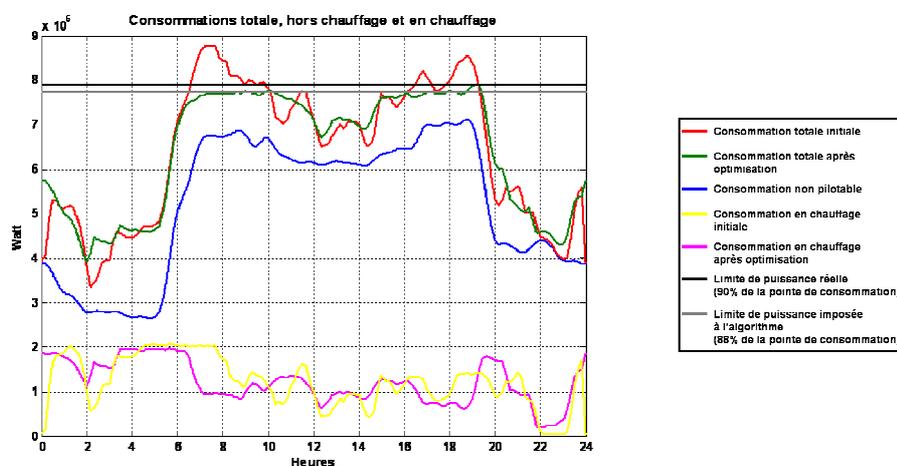


Figure 4-26 : Courbes de charges, avant et après optimisation, le 25 Janvier 2002

Les figures 4-28, 4-29 et 4-30, associées aux figures 4-27 et 4-31, permettent de comprendre les évolutions des températures internes ; là encore la limite d'inconfort n'est pas dépassée. Les températures intérieures des maisons **mal** et **moyennement isolées** évoluent constamment entre la température limite basse et celle de consigne. L'optimisation utilise comme dans le cas précédent l'inertie des maisons **bien isolées**, avec une période de préchauffe initiale et une diminution constante et progressive de la température tout au long de la journée, sans toutefois dépasser la limite d'inconfort.

Les températures évoluent en accord avec les constantes de temps : les variations sont rapides pour les maisons **mal isolées**, plus lentes pour les maisons **bien isolées**.

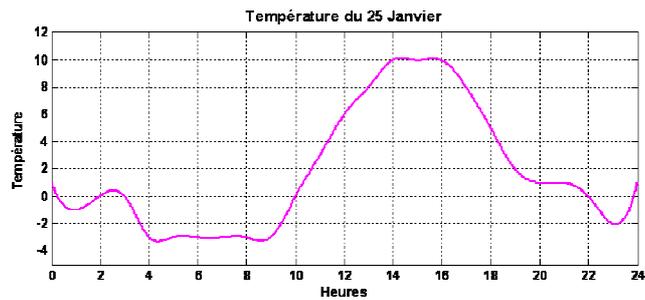


Figure 4-27 : Température du 25 Janvier 2002

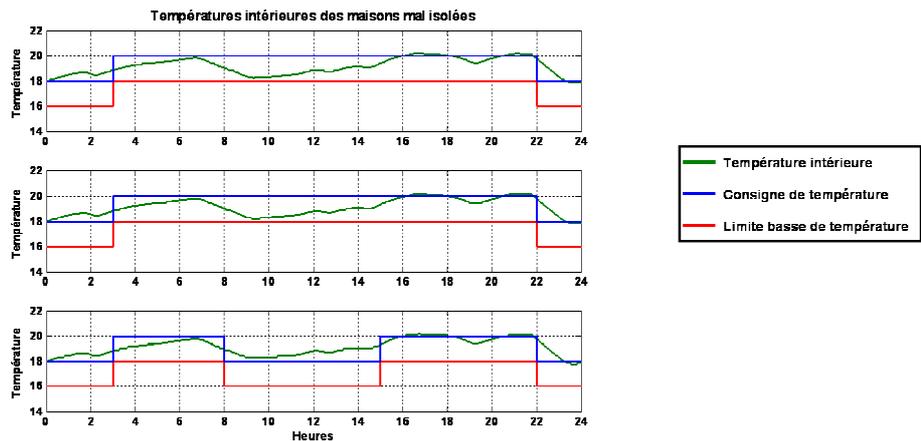


Figure 4-28 : Températures intérieures des maisons mal isolées

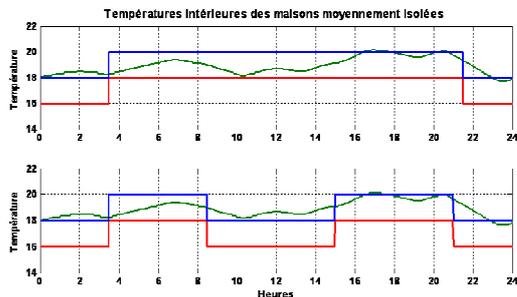


Figure 4-29 : Températures intérieures des maisons moyennement isolées

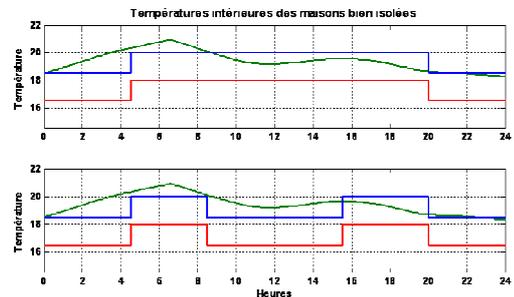


Figure 4-30 : Températures intérieures des maisons bien isolées

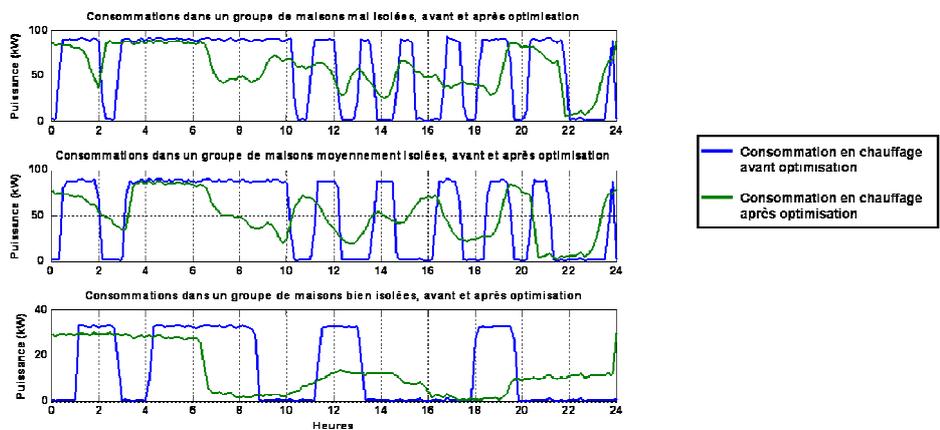


Figure 4-31 : Consommations en chauffage des 3 groupes de maisons avant et après optimisation

7.1.3 Cas du 26 Janvier 2002

Les commandes des chauffages électriques, résultats de l'optimisation à la **figure 4-32**, permettent d'obtenir la nouvelle courbe de consommation de la **figure 4-33**.

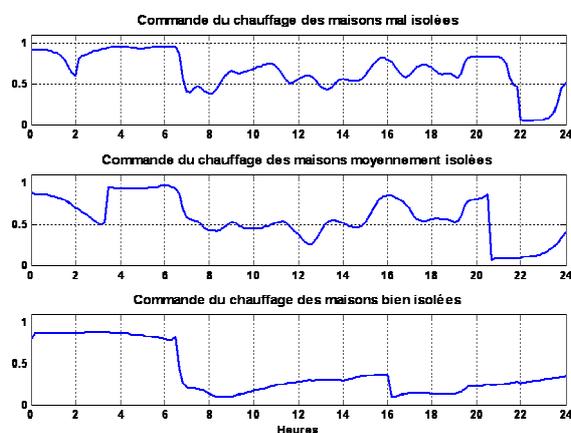


Figure 4-32 : Commandes des chauffages des 3 groupes de charges, le 26 Janvier 2002

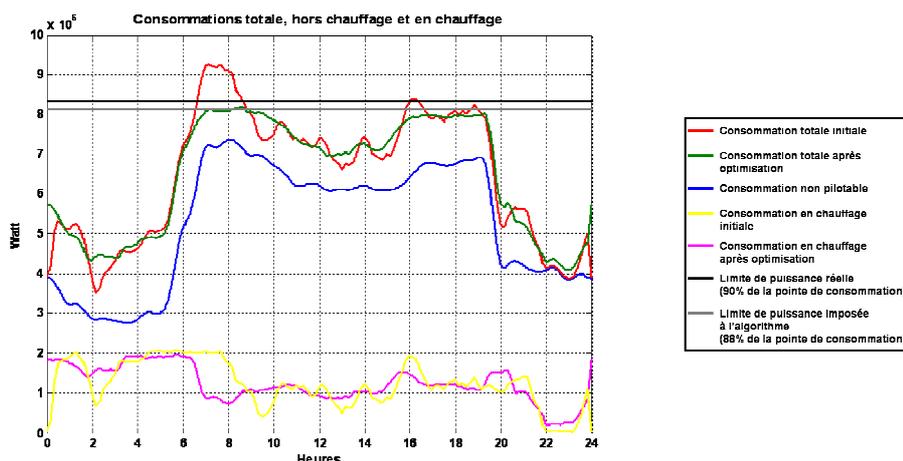


Figure 4-33 : Courbes de charges avant et après optimisation, le 26 Janvier 2002

Le pic de consommation du matin est assez long puisqu'il dure environ 2h00. De plus, il intervient après une chute constante de la température, qui a lieu depuis le début de la journée, au moment où la température est au plus bas. De la sorte, la limite de 88% imposée par l'algorithme est légèrement dépassée en fin d'occurrence. La limite réelle de 90% n'est donc bien évidemment pas dépassée. La pointe du soir est bien atténuée, ce qui fait que l'optimisation permet d'atteindre largement l'objectif de limiter la consommation à 88% de la pointe de la journée.

Les **figures 4-35**, **4-36** et **4-37** décrivent les évolutions des températures intérieures des maisons. Leur compréhension nécessite de les mettre en relation avec les **figures 4-34** et **4-38**.

La limite d'inconfort n'est pas dépassée. D'autre part, comme la pointe du soir est assez faible et que la température extérieure n'est pas extrême quand elle se produit, son nivellement nécessite une participation moins importante des chauffages.

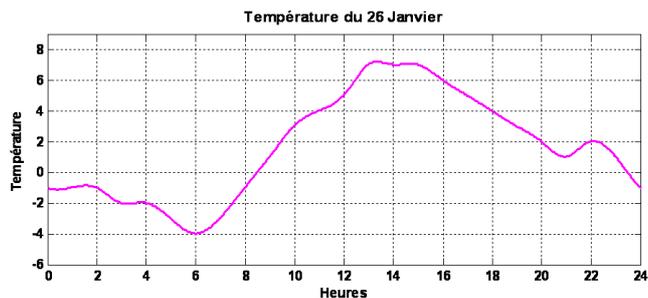


Figure 4-34 : Température du 26 Janvier 2002

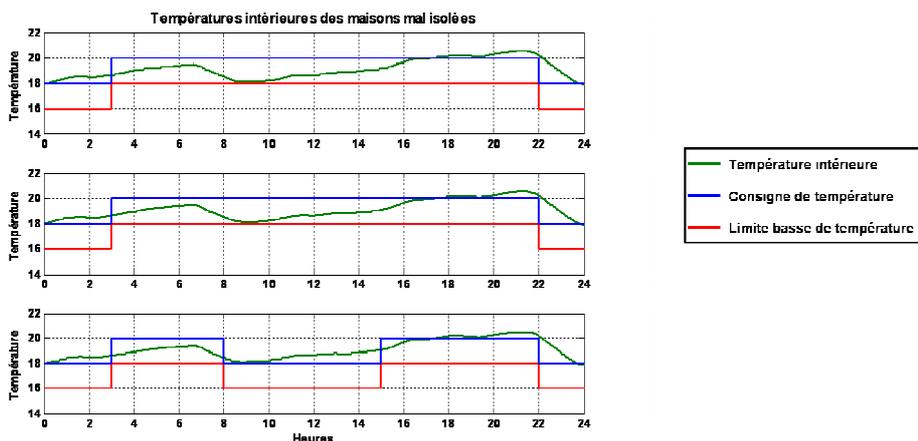


Figure 4-35 : Températures intérieures des maisons mal isolées

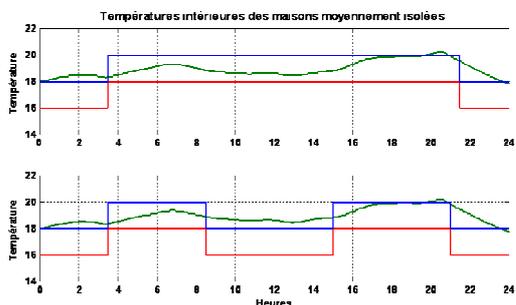


Figure 4-36 : Températures intérieures des maisons moyennement isolées

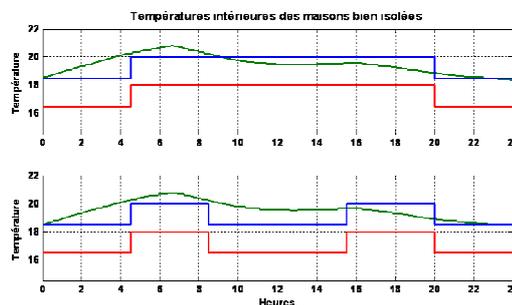


Figure 4-37 : Températures intérieures des maisons bien isolées

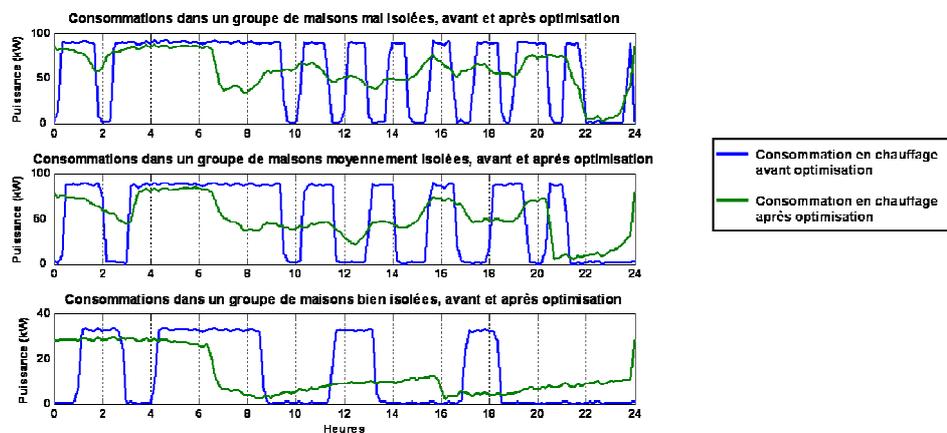


Figure 4-38 : Consommations en chauffage dans trois groupes de maisons, avant et après optimisation

Enfin l'évolution de la température des maisons **bien isolées** présente toujours les mêmes singularités : une longue préchauffe initiale suivi d'une diminution lente et progressive de la température.

7.1.4 Consommations d'énergie

Bien que le but de ce pilotage ne soit pas de réduire absolument la consommation d'énergie, les consommations après optimisation peuvent néanmoins être calculées et mises en relation avec celles du **tableau 4-14** au paragraphe **4.8** dans lequel les consommations initiales sont calculées.

Consommations et diminutions	Jour		
	24 Janvier	25 Janvier	26 Janvier
- moyenne d'une maison mal isolée	211.45 kWh	205.04 kWh	205.96 kWh
- diminution	0.79%	0.88%	0.72%
- total des maisons mal isolées	17550.60 kWh	17018.30kWh	17094.40kWh
- diminution	0.79%	0.88%	0.72%
- moyenne d'une maison moyennement isolée	126.86kWh	122.97 kWh	123.97 kWh
- diminution	0.77%	1.02%	0.76%
- total des maisons moyennement isolées	9897.59 kWh	9593.97 kWh	9672.01 kWh
- diminution	0.77%	1.02%	0.76%
- moyenne d'une maison bien isolée	68.70 kWh	66.36 kWh	67.54 kWh
- diminution	0.97%	0.85%	0.97%
- total des maisons bien isolées	2565.89 kWh	2478.48 kWh	2522.54 kWh
- diminution	0.96%	0.85%	0.97%
- total en chauffage	30047.10 kWh	29123.80 kWh	29322.00 kWh
- diminution	0.83%	0.96%	0.79%
- hors chauffage	126441 kWh	124942 kWh	126388 kWh
- total	156488 kWh	154066 kWh	155710 kWh
- diminution	0.16%	0.18%	0.15%

Tableau 4-17 : Consommations optimisées et diminutions relatives à 3 groupes de charges pour les 24, 25 et 26 janvier 2002

Le **tableau 4-17** permet de constater que dans n'importe quel cas, les diminutions d'énergie sont infimes, ce qui est normal à la vue des contraintes imposées par l'algorithme *Linprog*. À l'analyse des résultats, et vue la grandeur des écarts relatifs, il est probable que ces diminutions soient uniquement dues aux bruits ajoutés à différents niveaux du modèle d'agrégation.

Si le but avait été de réduire l'énergie consommée, il aurait fallu que les contraintes imposées, notamment sur les consommations d'énergie en rapport avec le confort des clients (contraintes **(4-14)** et **(4-15)** au paragraphe **6.2.4**), soient plus restrictives.

7.2 Parc de charges divisé en 14 groupes de maisons

La présentation des résultats avec 3 groupes de charges a montré des résultats positifs puisque la fonction d'optimisation *Linprog* permet de lisser la courbe de charge du départ étudié en contrôlant la consommation des chauffages électriques résidentiels, tout en maintenant un certain confort thermique chez les clients pilotés.

Seulement, comme la division de l'agrégation est pour ce cas-ci assez « grossière », toutes les maisons qui entrent dans une même catégorie d'isolation reçoivent les mêmes

ordres de consommation. L'optimisation ne peut pas tenir compte des programmations différentes de certains thermostats au sein de ces groupes assez conséquents.

Ainsi avec 14 groupes de charges, la fonction utilisée, sous condition de convergence, fournit 14 commandes différentes : 6 pour les maisons **mal isolées**, 4 pour les maisons **moyennement isolées**, et 4 pour les maisons **bien isolées**. Donc concrètement, dans le modèle *Simulink*, deux « blocs maisons » d'un même type et dont les programmations des thermostats sont identiques reçoivent une même commande. Par conséquence, les évolutions de température et de puissance consommées peuvent être différentes pour des maisons de même isolation, mais dont les programmations des thermostats sont spécifiques.

L'exposition des résultats passe donc par la présentation de plus de courbes que le cas avec 3 groupes de charges. Néanmoins pour une meilleure compréhension, les visualisations se limitent à 3 pour les maisons **mal isolées**, 2 pour les maisons **moyennement isolées**, et 2 pour les maisons **bien isolées**.

7.2.1 Cas du 24 Janvier 2002

Des exemples de commandes pour les chauffages, déterminés par *Linprog* pour chacun des types d'habitation sont visualisés sur les **figures 4-39, 4-40 et 4-41**. La nouvelle courbe de charge est décrite par la **figure 4-42** ; elle est le résultat du respect des consignes d'optimisation.

En première abord, cette figure permet de montrer que la limite de 88% de la pointe imposée par l'algorithme est respectée lors de la pointe du matin, mais cette limite est approchée de manière plus tangentielle qu'avec 3 groupes de charges (cf. §7.1.1), et est faiblement dépassée pour un seul point (c'est-à-dire pour 10 minutes) lors de la pointe du soir.

Ces différences par rapport au cas précédent avec 3 groupes de charges sont essentiellement dues au fait que dans le cas présent la granularité des groupes est plus importante ; le pilotage peut donc être plus précis.

Là encore, la courbe de consommation de chauffage (**figure 4-42**) laisse apparaître une période de préchauffe en début de journée afin d'anticiper le pic de consommation du matin. Pour le reste de la journée, la consommation présente moins d'amplitudes après optimisation toujours parce que les consignes de chauffage sont moyennées au sein des pas de 10 minutes.

La contrainte qui concerne le confort des occupants des maisons est exprimée dans l'algorithme par des inégalités sur les puissances consommées. Les évolutions des températures intérieures sont les conséquences visibles de ces consommations en chauffage optimisées. Les **figures 4-44, 4-45, 4-46, 4-47, 4-48 et 4-49** qui doivent au moins être associées deux à deux permettent de voir ces incidences.

Les **figures 4-44, 4-46 et 4-48** montrent que les contraintes de confort sont respectées tout au long de la journée. Par rapport au cas avec 3 groupes de charges, les consignes de températures sont mieux approchées. Cette remarque s'était déjà vue au niveau des puissances totales consommées ; la cause en est la même, et vient de la granularité plus importante des groupes de charges. De la sorte, le confort des clients est mieux respecté, ce qui se traduit au final par une plus grande transparence du contrôle de la consommation.

L'association des courbes de température et des **figures 4-45, 4-47 et 4-49** permettent de comprendre les explications suivantes.

En début de journée, quand les thermostats sont à 18°C, les puissances consommées par les maisons **mal** et **moyennement isolées** augmentent puis diminuent de manière à rester proches de la température de consigne. Pour les maisons **bien isolées**, la consommation est constante, et proche de sa valeur nominale jusqu'à environ 6h00. Cela se traduit par une augmentation de la température jusqu'à environ 6h30. Après cette première phase, quand les consignes des thermostats augmentent, les consommations sont à peu près identiques avant et après optimisation. Les températures suivent donc ces consignes, mais avec le décalage dû aux constantes de temps thermiques des maisons.

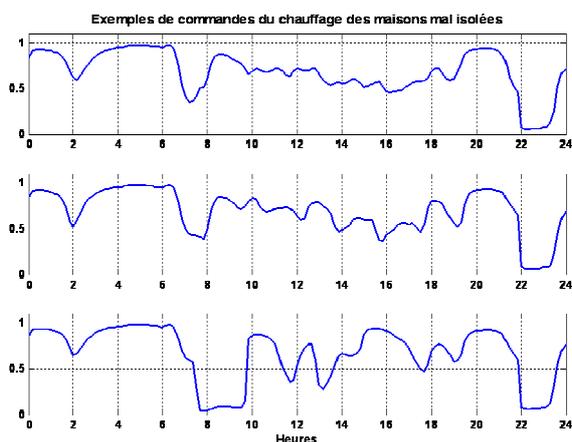


Figure 4-39 : Commandes de chauffages de maisons mal isolées, le 24 Janvier 2002

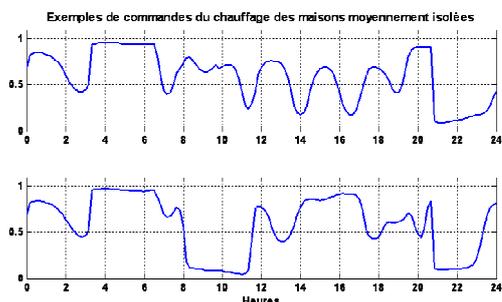


Figure 4-40 : Commandes de chauffages de maisons moyennement isolées, le 24 Janvier 2002

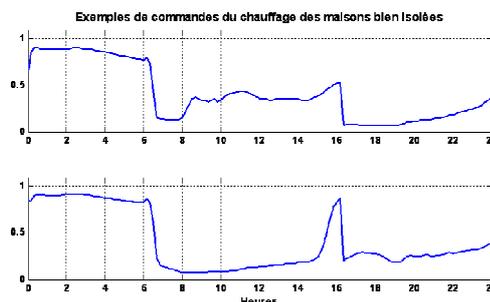


Figure 4-41 : Commandes de chauffages de maisons bien isolées, le 24 Janvier 2002

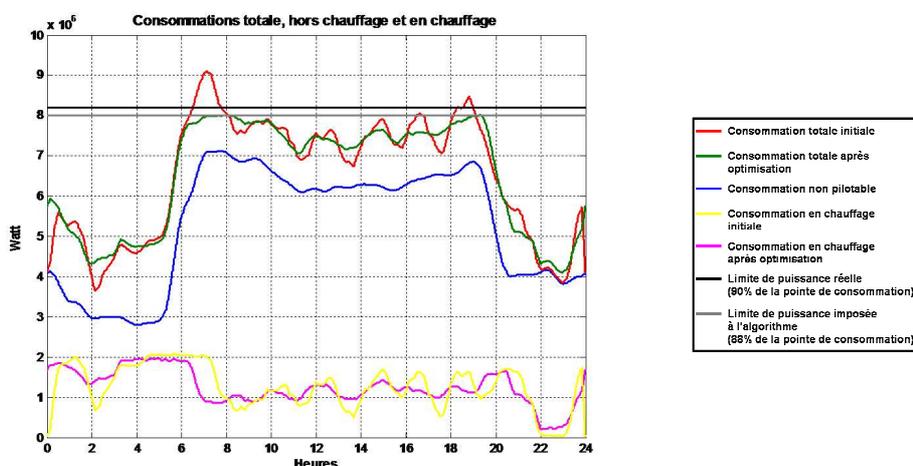


Figure 4-42 : Courbes de charges avant et après optimisation, le 24 Janvier 2002

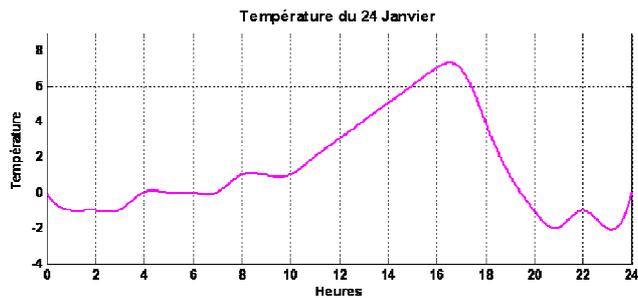


Figure 4-43 : Température du 24 Janvier 2002

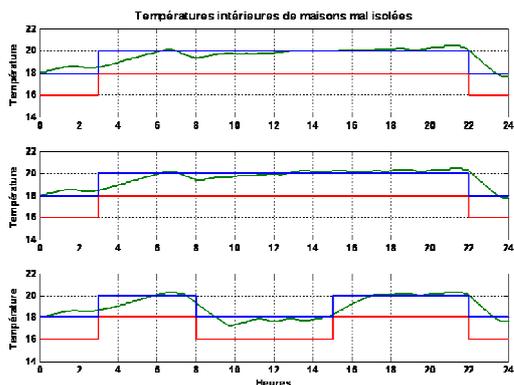


Figure 4-44 : Températures intérieures de maisons mal isolées

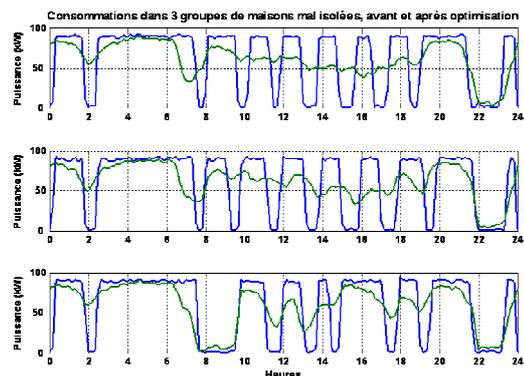


Figure 4-45 : Consommations en chauffage de groupes de maisons mal isolées, avant et après optimisation

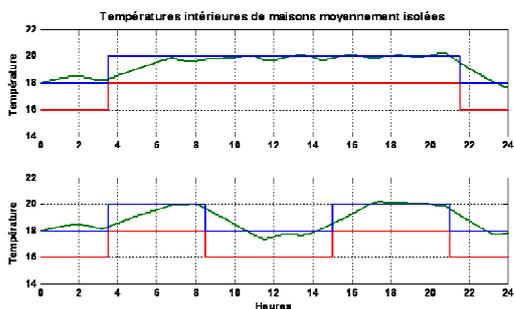


Figure 4-46 : Températures intérieures de maisons moyennement isolées

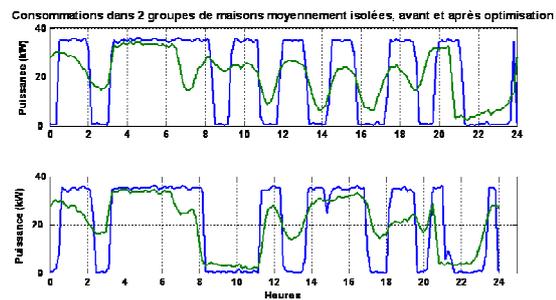


Figure 4-47 : Consommations en chauffage de groupes de maisons moyennement isolées, avant et après optimisation

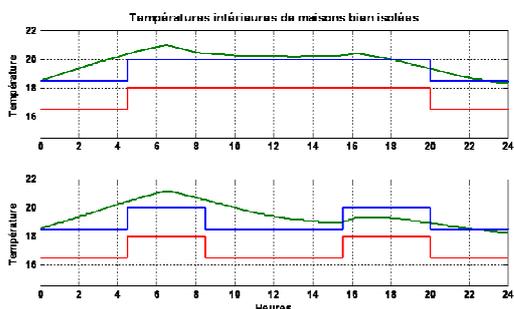


Figure 4-48 : Températures intérieures de maisons bien isolées

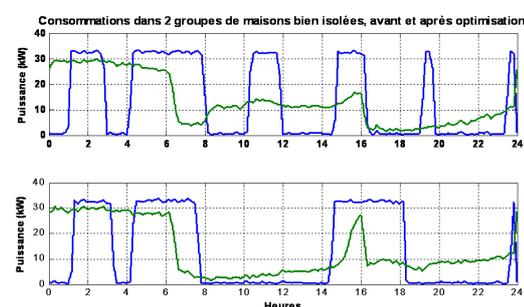
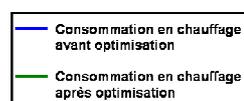
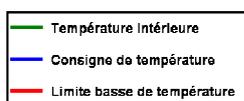


Figure 4-49 : Consommations en chauffage de groupes de maisons bien isolées, avant et après optimisation



Au moment de la pointe de consommation du matin, toutes les consommations chutent ; les maisons dont le thermostat reste à 20°C pendant la journée voient leur consommation réaugmenter assez vite ; celles dont le thermostat repasse à 18°C ont leur consommation qui continue de baisser afin de satisfaire à cette programmation. Par la suite, les consommations fluctuent moins après l'optimisation, et les températures sont proches de leurs valeurs de consigne.

Pour effacer la pointe du soir, les consommations diminuent légèrement, ce qui a peu d'influence sur les températures car cette pointe est assez courte et atténuée.

De manière générale, la division de l'agrégation en groupes de charges de plus faibles puissances influe de manière positive le confort des clients. L'optimiseur utilise cette granularité plus précise, et notamment les différentes programmations des thermostats, pour respecter les contraintes de puissance et de confort. Le maintien du confort dans certaines habitations dont le thermostat reste à 20°C, et qui réclament plus de puissance, est compensé par la diminution du thermostat dans d'autres habitations et de la diminution de consommation qui en découle.

Pour les autres cas, avec 14 groupes de charges, des courbes analogues à celles exploitées pour le 24 Janvier 2002 sont présentées. Les commentaires généraux sont de même nature. On ne précise donc que les remarques spécifiques.

7.2.2 Cas du 25 Janvier 2002

Les commandes résultant de l'optimisation des **figures 4-50, 4-51 et 4-52** engendrent la courbe de charge de la **figure 4-53**.

Comme dans le cas des 3 groupes de charges, la durée des pointes de consommation conjuguées à la température extérieure relativement basse quand elles se produisent font que la contrainte de puissance imposée par l'algorithme n'est pas respectée. Pour la pointe du soir, la limite réelle du problème (90% de la pointe de consommation) est même excédée pour un point (pour 10 minutes). Par conséquent, la fragmentation de l'agrégation en groupes de plus petites puissances ne donne pas de meilleurs résultats sur ce point.

Les **figures 4-55, 4-57 et 4-59** permettent de constater que contrairement à la contrainte de puissance, la contrainte de confort est mieux respectée grâce à la constitution de groupes de charges de plus petites tailles. En effet en comparaison avec les **figures 4-28, 4-29 et 4-30**, les consignes de températures sont mieux respectées. Les **figures 4-56, 4-58 et 4-60** montrent que l'optimisation se sert des différentes programmations de thermostats. Les baisses des thermostats et des consommations dans certains groupes compensent le maintien de la puissance et du confort dans d'autres groupes qui gardent leur thermostat à 20°C pendant la journée, ceci se faisant même au détriment de la première contrainte de limitation de puissance totale (**figure 4-53**).

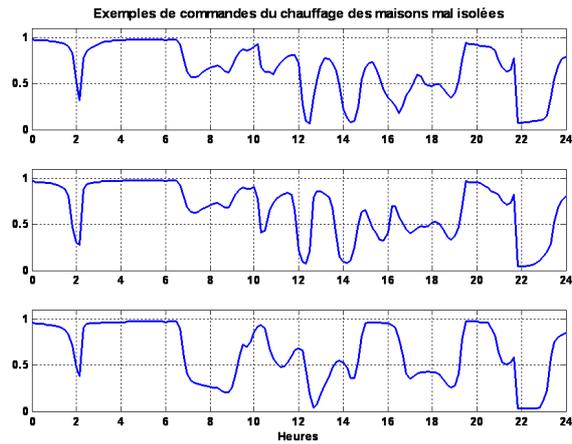


Figure 4-50 : Commandes de chauffages de maisons mal isolées, le 25 Janvier 2002

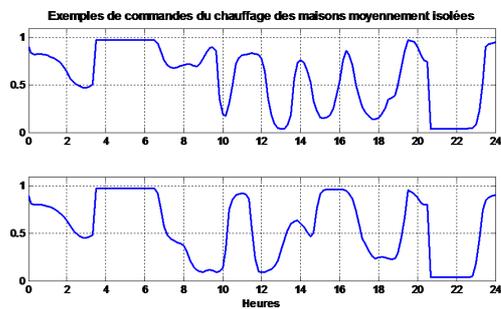


Figure 4-51 : Commandes de chauffages de maisons moyennement isolées, le 25 Janvier 2002

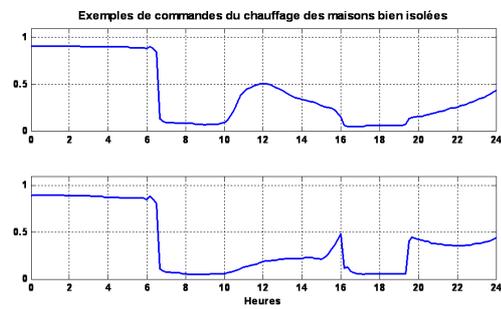


Figure 4-52 : Commandes de chauffages de maisons bien isolées, le 25 Janvier 2002

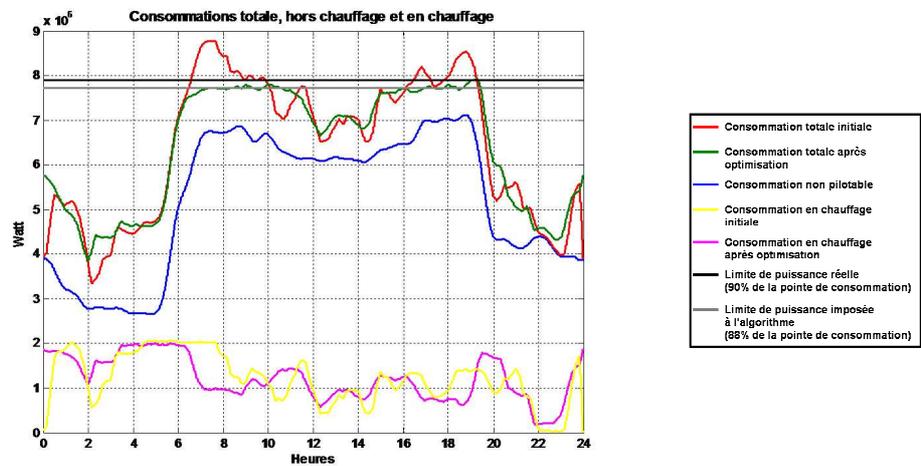


Figure 4- 53 : Courbes de charges avant et après optimisation, le 25 Janvier 2002

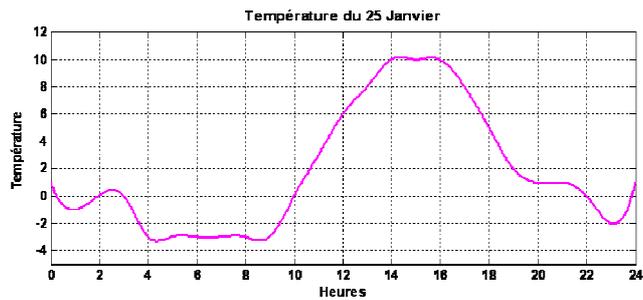


Figure 4-54 : Température du 25 Janvier 2002

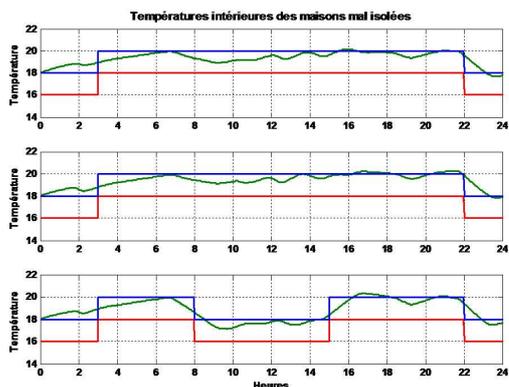


Figure 4-55 : Températures intérieures de maisons mal isolées

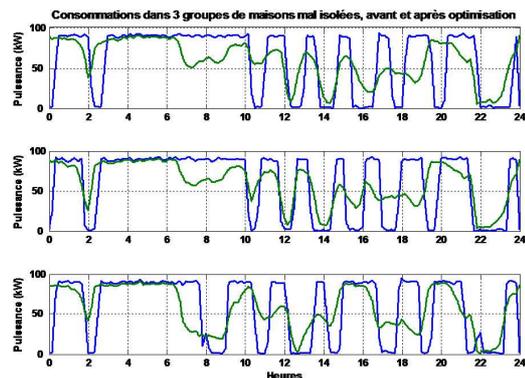


Figure 4-56 : Consommations en chauffage de groupes de maisons mal isolées, avant et après optimisation

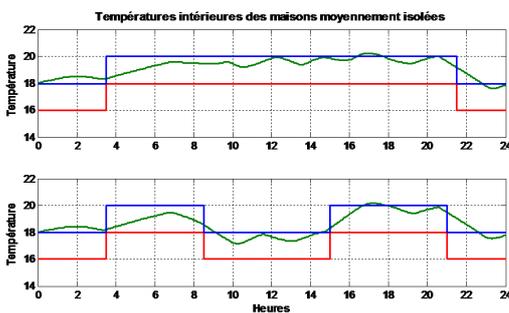


Figure 4-57 : Températures intérieures des maisons moyennement isolées

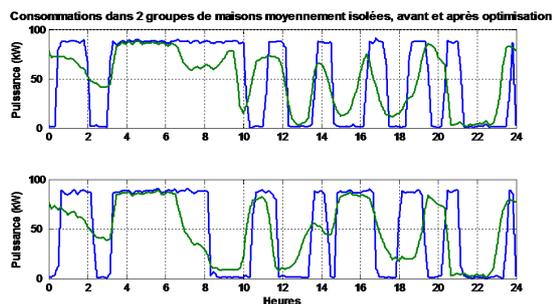


Figure 4-58 : Consommations en chauffage de groupes de maisons moyennement isolées, avant et après optimisation

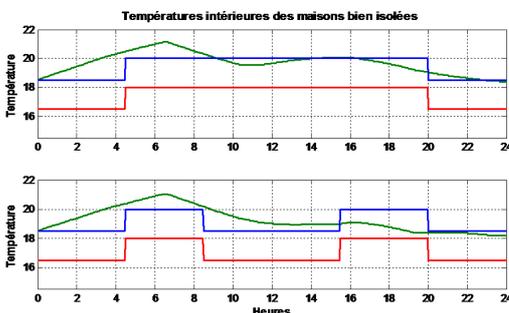


Figure 4-59 : Températures intérieures des maisons bien isolées

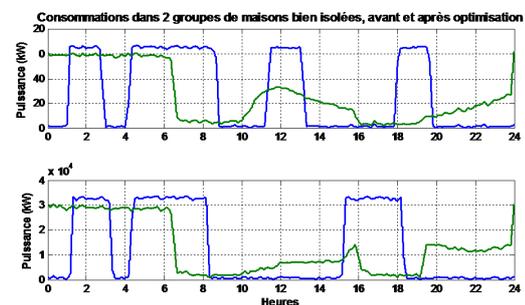
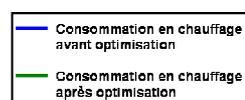
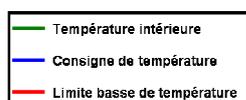


Figure 4-60 : Consommations en chauffage de groupes de maisons bien isolées, avant et après optimisation



7.2.3 Cas du 26 Janvier 2002

La pointe de consommation du matin dure environ 2h30, et la limite de 88% imposée à l'algorithme est dépassée pendant 20 minutes en fin d'occurrence ; ce dépassement reste cependant en deçà de la limite réelle. Lors de la pointe du soir qui est peu élevée, cette limite est approchée de manière plus tangentielle que dans le cas des 3 groupes de charges (cf. §7.1.3). La raison est encore que les puissances associées aux groupes de pilotage sont plus faibles avec 14 groupes qu'avec 3 groupes.

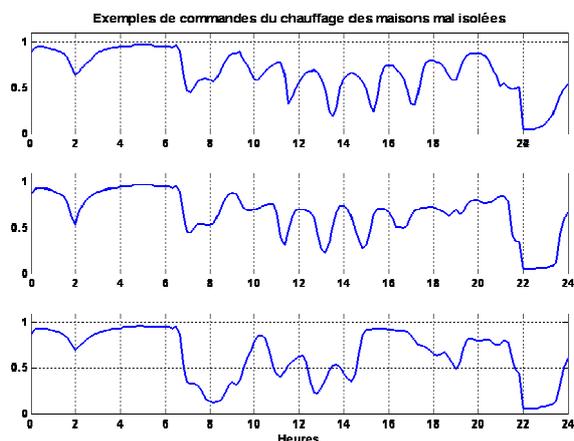


Figure 4-61 : Commandes de chauffages de maisons mal isolées, le 26 Janvier 2002

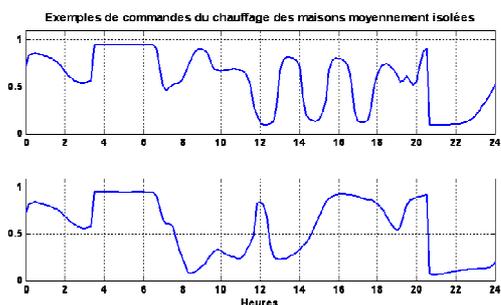


Figure 4-62 : Commandes de chauffages de maisons moyennement isolées, le 26 Janvier 2002

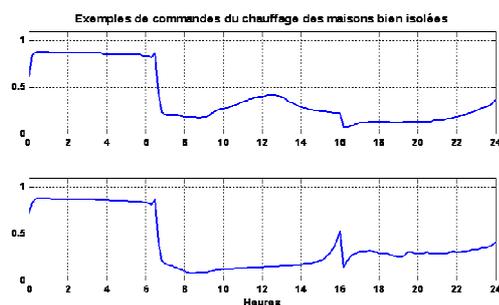


Figure 4-63 : Commandes de chauffages de maisons bien isolées, le 26 Janvier 2002

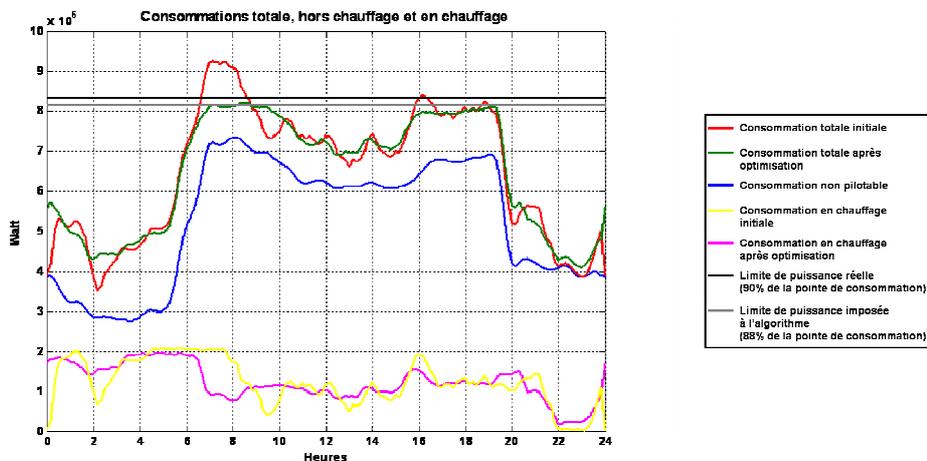


Figure 4-64 : Courbes de charges avant et après optimisation, le 26 Janvier 2002

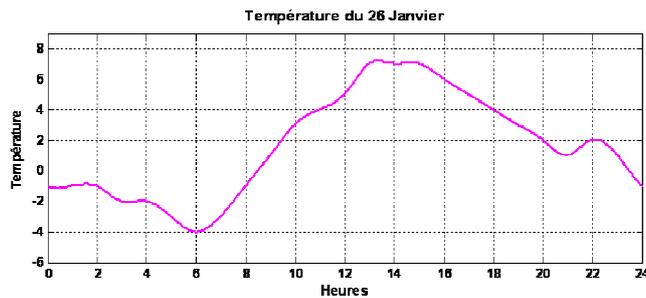


Figure 4- 65 : Température du 26 Janvier 2002

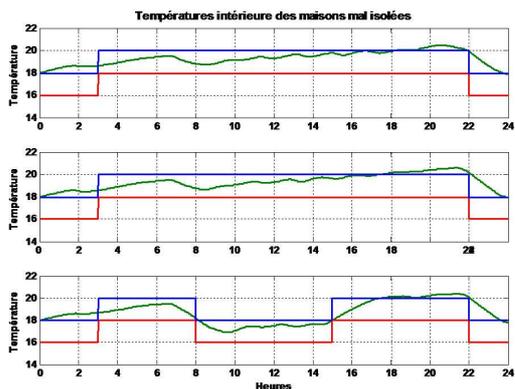


Figure 4-66 : Températures intérieures de maisons mal isolées

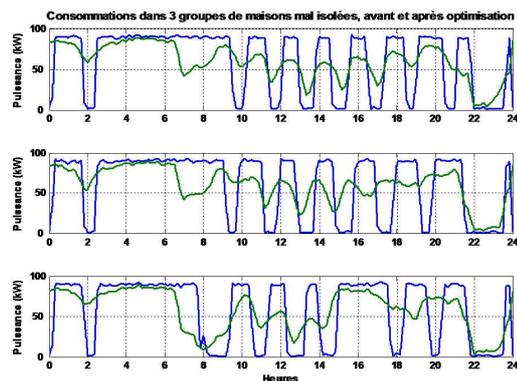


Figure 4-67 : Consommations en chauffage de groupes de maisons mal isolées, avant et après optimisation

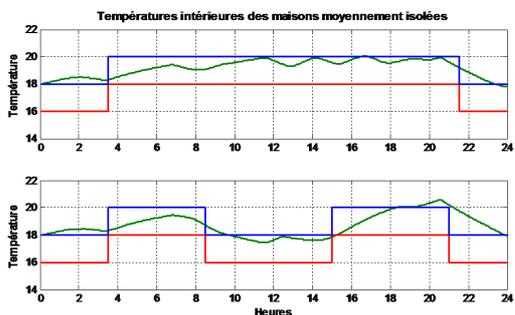


Figure 4-68 : Températures intérieures des maisons moyennement isolées

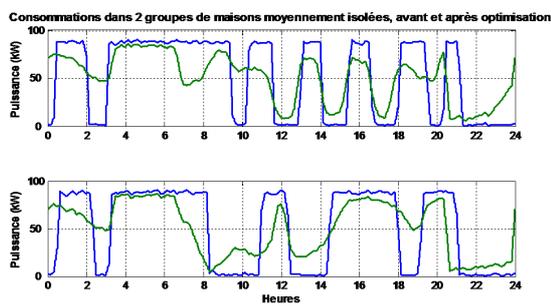


Figure 4-69 : Consommations en chauffage de groupes de maisons moyennement isolées, avant et après optimisation

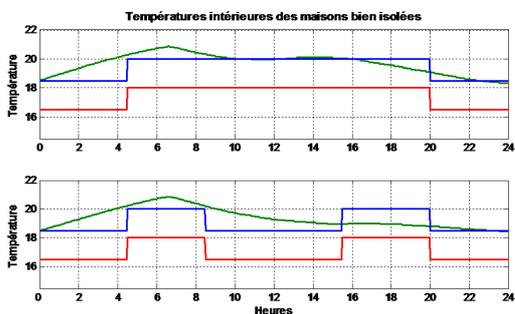


Figure 4-70 : Températures intérieures des maisons bien isolées

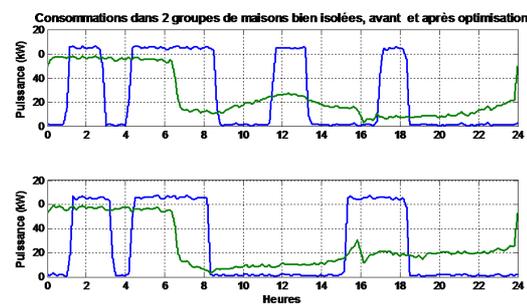
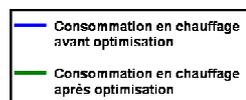
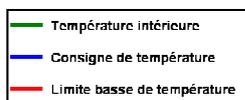


Figure 4-71 : Consommations en chauffage de groupes de maisons bien isolées, avant et après optimisation



Les **figures 4-66, 4-68 et 4-70** permettent de tirer les mêmes conclusions que les cas précédents avec 14 groupes de charges. La division de l'agrégation en groupes de tailles plus petites permet d'améliorer le confort des clients. En effet, les consignes de températures sont mieux respectées. La comparaison peut être faite avec les **figures 4-35, 4-36 et 4-37**.

7.2.4 Consommations d'énergie

Bien que le but de ce pilotage ne soit pas de réduire absolument la consommation d'énergie, les consommations après optimisation peuvent néanmoins être calculées et mises en relation avec celles du **tableau 4-14** de la partie **4.8** dans lequel les consommations initiales sont calculées.

Consommations et diminutions	Jour		
	24 Janvier	25 Janvier	26 Janvier
- moyenne d'une maison mal isolée	211.53 kWh	205.05 kWh	206.02 kWh
- diminution	0.76%	0.88%	0.69%
- total des maisons mal isolées	17557.40 kWh	17018.90 kWh	17099.30 kWh
- diminution	0.76%	0.88%	0.69%
- moyenne d'une maison moyennement isolée	126.98 kWh	122.96 kWh	124.04 kWh
- diminution	0.68%	1.03%	0.70%
- total des maisons moyennement isolées	9906.71 kWh	9593.68 kWh	9677.89 kWh
- diminution	0.68%	1.02%	0.70%
- moyenne d'une maison bien isolée	68.73 kWh	66.27 kWh	67.62 kWh
- diminution	0.92%	0.99%	0.85%
- total des maisons bien isolées	2566.95 kWh	2475.05 kWh	2525.49 kWh
- diminution	0.92%	0.99%	0.85%
- total en chauffage	30064.10 kWh	29120.60 kWh	29335.70 kWh
- diminution	0.77%	0.97%	0.75%
- hors chauffage	126441 kWh	124942 kWh	126388 kWh
- total	156505 kWh	154063 kWh	155724 kWh
- diminution	0.15%	0.19%	0.14%

Tableau 4-18 : Consommations optimisées et diminutions relatives à 14 groupes de charges pour les 24, 25 et 26 janvier 2002

Le **tableau 4-18** permet de constater que dans n'importe quel cas, les diminutions d'énergie sont infimes. Les raisons en sont les mêmes que celles évoquées au paragraphe **7.1.4**

8 Contrôle de charges en temps réel

8.1 Concept du pilotage de charges en temps réel

En accord avec le scénario d'étude, ce cas intervient si une défaillance se produit peu avant ou au moment d'une pointe de consommation. Ainsi cette défection de matériel corrélée à la consommation déjà importante en temps normal, fait que le départ va se trouver dans un avenir immédiat en surcharge. Les marges de manœuvre et les délais pour intervenir sont donc réduits.

L'objectif est donc de mettre au point une stratégie de commande des chauffages électriques résidentiels, qui puisse agir rapidement, de manière à limiter la puissance totale sur le départ, et à rester sous la limite imposée par la défaillance.

Le fait que ce cas d'étude puisse coexister avec le cas du pilotage en mode préventif a amené à recourir aux mêmes outils dans les deux cas pour trouver des stratégies de commandes adaptées à chacune des éventualités. Évidemment ces outils ont été utilisés de manière différente. En conséquence, comme pour le pilotage préventif, le logiciel *Matlab/Simulink*TM est utilisé dans le cas présent.

La méthode de pilotage doit permettre un contrôle des charges thermiques en temps réel, ce qui requiert que l'algorithmique du pilotage soit codé en langage C. Ce langage de programmation a la possibilité de pouvoir être implanté dans un processeur qui pourrait être incorporé au gestionnaire d'énergie qui équipe les clients qui participent au pilotage de charges (cf. §5.2). De la sorte, le processeur pourrait agir directement sur les charges à partir du même codage que celui réalisé avec le logiciel *Matlab*TM.

8.2 Réalisation de l'algorithme

Concrètement, la réalisation de cet algorithme se fait grâce à des « S-fonction » dont un des avantages est de donner une image du temps réel. Les équations qui régissent le comportement du système y sont codées, et exécutées à chaque pas de temps de simulation. Ainsi, en fonction du (des) paramètre(s) d'entrée, qui évolue(nt) dans le temps, le(s) paramètre(s) de sortie sont calculés par la fonction ; en conséquence, ce(s) paramètre(s) évolue(nt) également dans le temps. Dans le cas étudié, le fait que les « S-fonction » puissent traiter plusieurs entrées en même temps constitue un avantage supplémentaire du fait que le pilotage en temps réel en requiert un certain nombre.

La méthode mise en place emploie 2 « S-fonction ». La première reçoit en entrée les données nécessaires au pilotage :

- consommation totale du départ,
- puissance limite admise,
- nombre de groupes de charges qui participent au pilotage,
- compteurs de durées de délestage et de réalimentation de ces mêmes groupes,
- pas de temps de délestage.

Quand la consommation totale dépasse la limite admise, un premier tirage aléatoire détermine, en fonction du nombre de groupe de charges, un ordre chronologique de délestage pour ces groupes. De plus, les compteurs des durées de délestage et de réalimentation des groupes sont initialisés.

La seconde « S-fonction » attribue de manière aléatoire les maisons de l'agrégation dans différents groupes. En conséquence, ces groupes peuvent être hétérogènes et contenir des maisons de différentes catégories (**mal isolées, moyennement isolées, bien isolées**). Une fois constitués, ces groupes restent figés pour toute la simulation. Il faut noter que dans le modèle *Simulink*, cette « S-fonction » attribue en fait les « blocs maisons » et non les maisons individuelles aux groupes. La **figure 4-72** explicite le principe de cette stratégie.

Ainsi quand la puissance consommée dépasse la limite admise, les chauffages électriques des maisons du premier groupe, déterminé par le tirage aléatoire initial, sont coupés, et le compteur du groupe commence sa décrémentation. Si au pas de temps suivant il y a un nouveau dépassement, les chauffages des maisons du second groupe, déterminé par ce tirage aléatoire, sont à leur tour coupés, et ainsi de suite.

Quand tous les groupes ont été coupés une fois, s'il y a toujours un dépassement de puissance consommée, le cycle repart à partir du premier groupe coupé.

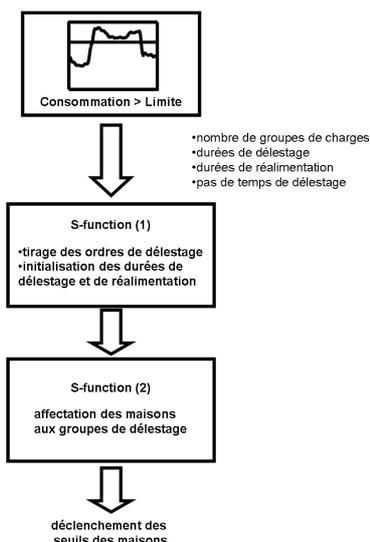


Figure 4-72 : Principe du pilotage en temps réel

8.3 Les données d'entrée

Comme il a été mentionné plus haut, ce mode de pilotage de charges nécessite plusieurs données d'entrée ; des remarques sont cependant à amener sur ces dernières.

8.3.1 Consommation totale

Seul le cas du 24 Janvier 2002 a été traité lors des simulations. D'autre part, comme il le sera expliqué par la suite, le modèle *Simulink* a évolué au cours de l'étude. Notamment les bruits ajoutés, ainsi que les puissances de chauffe respectives des trois types de maisons ont été modifiés. Ainsi la courbe de consommation du 24 janvier utilisée ici n'est pas exactement la même que celle présentée au paragraphe 4.8.

8.3.2 Puissance limite admissible

Les puissances limites de consommation sont fixées arbitrairement ; les études ont été menées sur des limites allant de 7.5MW à 8.25MW par pas de 0.25MW. L'exploitation des résultats ne s'attardera que sur les cas de 7.75MW et 8MW.

8.3.3 Le nombre de groupes de charges

Le modèle *Simulink* est composé de 28 « blocs maisons », lesquels sont susceptibles de représenter le comportement d'un groupe de maisons. Des tests ont été effectués avec 7, 14 et 28 groupes de charges, dont les répartitions respectives sont les suivantes :

- 3, 6 ou 12 groupes de maisons **mal isolées**,
- 2, 4 ou 8 groupes de maisons **moyennement isolées**,
- 2, 4 ou 8 groupes de maisons **bien isolées**.

Ainsi la division du même parc de charges en un nombre de groupes différents se répercute sur la flexibilité du pilotage. En fonction de ces répartitions, le poids de chacun des groupes lors d'un délestage est différent. Une fragmentation du parc en 28 groupes entraîne des délestages doux alors qu'une fragmentation en 7 groupes entraîne des délestages plus brutaux.

8.3.4 Durées de coupure et de réalimentation

Les durées de coupure et de réalimentation sont fixées toutes les deux au départ à 15 minutes. Des essais ont cependant été effectués avec une durée de réalimentation de 30 minutes.

8.3.5 Pas de délestage

Le pas de temps de délestage est la cadence avec laquelle le contrôle de charge est réalisé, c'est-à-dire avec laquelle des ordres de délestage peuvent être envoyés. Des pas de temps allant de 1 à 10 minutes ont été testés, et de manière générale, il s'avère que les meilleures performances s'obtiennent avec des pas de temps courts. Ce constat se justifie par le fait que le contrôle des charges se fait en temps réel. Par conséquent, des pas de temps de 1 minute seront considérés par la suite. Cette fréquence de contrôle constitue un bon compromis entre les contraintes imposées par le temps réel, et les constantes de temps des maisons faisant l'objet du pilotage. Elle peut également être compatible avec le matériel déjà implanté chez les clients dans le cadre de la stratégie préventive (cf. §5.2).

8.3.6 Prise en compte du confort des clients

Cette méthode, qui doit faire face à un cas d'urgence, et dont les délais pour agir sont assez brefs, ne tient pas réellement compte du confort des clients.

En effet, les groupes de charges sont formés aléatoirement avec des maisons pouvant appartenir à n'importe quelle catégorie (**mal isolées**, **moyennement isolées**, **bien isolées**). Ils sont délestés également de manière aléatoire, et les temps de coupure et de réalimentation sont identiques pour toutes les maisons. Il s'avère donc évident que les habitations **mal isolées** sont lésées par rapport aux **bien isolées** du fait que pour une même durée de coupure, la chute de température dans les premières citées est plus importante que dans les secondes.

De la sorte, les études de sensibilité menées sur certains choix peuvent permettre de d'effectuer un effacement de consommation efficace, sans entraîner de chutes de température démesurées chez les clients pouvant occasionner des gênes trop importantes.

8.4 Modèle d'agrégation

Les études sur les stratégies de pilotage en mode préventif et en temps réel ont été menées en parallèle. En conséquence, bien que les modèles utilisés dans ces deux études soient analogues, des évolutions opérées sur celui pour le mode préventif n'ont pas été prises en compte par le modèle pour le temps réel ; ce dernier n'a donc pas bénéficié de la même finesse de modèle.

Dans le modèle pour le temps réel, les bruits ajoutés correspondaient à un premier niveau de modélisation. Leur définition a été affinée progressivement pour pouvoir enfin être légitimés dans le modèle pour le pilotage préventif (cf. §4.7). Ceci explique notamment pourquoi la courbe de charge initiale, utilisée dans ce cas (**figure 4-73**), est plus bruitée que celle présentée au paragraphe 4.8.

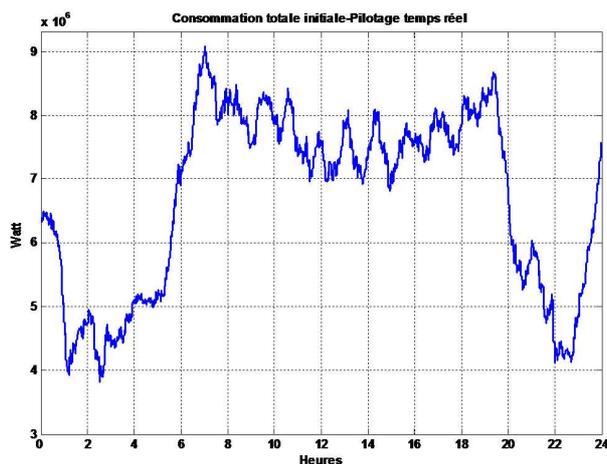


Figure 4-73 : Courbe de charge initiale du 24 Janvier 2002
Pilotage en temps réel

D'autre part les puissances de chauffe, les isolations et les capacités thermiques ont également été affinées au cours de l'étude, les valeurs définitives étant celles du modèle pour le pilotage préventif (cf. §3). Le **tableau 4-19** présente les paramètres utilisés pour le cas en temps réel ; pour mémoire, la dernière ligne rappelle la constante de temps thermique calculée en **Annexe**, qui sert au modèle pour le pilotage en mode préventif.

Paramètres de construction	Type de maison		
	mal isolées	moyennement isolées	bien isolées
Résistance thermique (K.W ⁻¹)	0.002	0.0033	0..0063
Capacité calorifique (kW.s.K ⁻¹)	19008	19008	24960
Puissance de chauffe (W)	15000	9600	8400
Constante de temps thermique (modèle temps réel)	27690sec ≈ 7h42min	50878sec ≈ 14h08min	157120sec ≈ 43h39min
Constante de temps thermique (modèle préventif)	44537sec ≈ 12h22min	69252sec ≈ 19h14min	163120sec ≈ 45h19min

Tableau 4-19 : Paramètres utilisés pour le pilotage en temps réel

Le fait que les puissances de chauffe respectives ne soient pas exactement les mêmes, joue également sur l'allure de la courbe de charge générale.

Enfin, la différence entre les constantes de temps est essentiellement due au fait que le modèle utilisé dans le cas présent est resté du premier ordre ; il ne prend pas en compte les équipements de chauffe. Le modèle du second ordre impliquait des simulations trop longues dans le temps.

Cependant la partie 4 a démontré que le modèle de maison pouvait être approché en un modèle du premier ordre avec des paramètres approchés. Pour plus de précision, ces paramètres approchés pourraient être utilisés dans le modèle temps réel. Les baisses de température auraient été plus lentes ce qui aurait engendré un confort des clients mieux préservé.

Ces différences entre les modèles utilisés sont à remarquer, mais ne constituent nullement un inconvénient. D'une part, il est à rappeler que les deux méthodes ne sont pas concurrentes mais complémentaires, et peuvent coexister dans un même contexte d'étude.

D'autre part, le but de cette étude est surtout de prouver et d'expliquer une faisabilité d'application. Ainsi il faudra surtout retenir les éléments caractéristiques.

9 Résultats du pilotage de charge aléatoire en temps réel

Les résultats présentés dans ce qui suit sont donc ceux qui correspondent à la courbe de charge du 24 Janvier 2002.

Comme il a déjà été dit, effectuer un contrôle des chauffages électriques résidentiels en temps réel est assez exigeant, d'une part parce que les délais de réaction et d'action sont assez brefs, et d'autre part parce qu'une telle action nécessite la connaissance d'un certain nombre de paramètres (cf. §8.2).

Ainsi, lors d'une occurrence, il paraît difficile, sans études en amont, de gérer ces données et d'agir au mieux pour réaliser un contrôle des charges efficace. Des études de sensibilité ont donc été menées sur les différents paramètres d'entrée énumérés au paragraphe 8.3, pour trouver un bon compromis entre eux et au final obtenir les meilleures performances.

D'autre part, comme ce mode de pilotage ne prend a priori pas en compte les températures des maisons, ces études se sont aussi attachées à suivre leurs évolutions, afin que leurs diminutions, au cours des coupures, ne soient pas trop démesurées.

9.1 Comparaison des résultats : effacement de puissance

9.1.1 Présentation

Des résultats avec 7, 14 et 28 groupes de charges peuvent être comparés. Pour ces cas, les limites de puissance peuvent être fixées à 7.75MW et 8MW (cf. §8.3.2). En rapport avec la pointe de consommation du 24 Janvier 2002, qui est de 9.0997MW, ces limites correspondent à environ 15% et 12% de cette pointe. Elles ont toutes deux été testées pour voir les potentialités de la stratégie.

Pour ces essais, le pas de temps de délestage est fixé à 1 minute puisqu'il a été constaté qu'il offrait un juste compromis entre les contraintes du temps réel, les contraintes technologiques, et les constantes de temps thermiques des habitations pilotées.

Dans tous les cas, les durées des coupures durent 15 minutes ; celles de réalimentation, d'abord fixées à 15 minutes, ont aussi été testées à 30 minutes.

Ainsi les **figures 4-74 à 4-85** présentent les nouvelles courbes de charges issues de ces différents essais. À partir de là, des comparaisons et analyses peuvent être établies.

9.1.2 Énergie écrêtée

Pour juger ces résultats, il convient de les comparer à une même grandeur dite de référence. Comme il a déjà été dit, le but du pilotage de charges dans cette étude n'est pas de réduire la consommation électrique totale, mais plutôt d'effacer une pointe de consommation plus ou moins longue.

Ainsi sur la courbe de charge initiale, en faisant la différence entre les puissances instantanées consommées supérieures à la limite admissible, **Pinitiale**, et cette puissance limite, **P_{lim}**, puis en faisant intégration sur tous les pas de temps concernés, il vient l'énergie

consommée initiale supérieure à la puissance limite, $E_{>lim}initiale$. En faisant l'intégration en pas discrets, on peut écrire :

$$\sum_{P_i > P_{lim}}^i (P_{initiale_i} - P_{lim}) = E_{>lim}initiale \quad (4-16)$$

En faisant de même sur les courbes issues du pilotage, avec les puissances instantanées consommées supérieures à la limite admissible, $P_{pilotée_i}$, on obtient l'énergie consommée pilotée supérieure à la puissance limite, $E_{>lim}pilotée$:

$$\sum_{P_i > P_{lim}}^i (P_{pilotée_i} - P_{lim}) = E_{>lim}pilotée \quad (4-17)$$

Ainsi, les équations (4-16) et (4-17) permettent de faire les comparaisons entre les énergies, supérieures à la limite, économisées. Ces comparaisons peuvent donner une image de l'effacement de consommation réalisé. Le **tableau 4-20** résume ces résultats.

Puissance limite	7.75MW	8MW
Energie initiale supérieure à la limite	2.74MWh	1.31MWh
Energie supérieure à la limite après pilotage :		
- 7 groupes, 15 minutes de coupure, 15 minutes de réalimentation	33.4kWh (0.0334MWh)	63.9kWh (0.0639MWh)
- Diminution	98.8%	95.1%
- 7 groupes, 15 minutes de coupure, 30 minutes de réalimentation	917kWh (0.917MWh)	248kWh (0.248MWh)
- Diminution	66.5%	81.1%
- 14 groupes, 15 minutes de coupure, 15 minutes de réalimentation	106kWh (0.106MWh)	101kWh (0.101MWh)
- Diminution	96.1%	92.3%
- 14 groupes, 15 minutes de coupure, 30 minutes de réalimentation	826kWh (0.826MWh)	310kWh (0.310MWh)
- Diminution	69.9%	76.3%
- 28 groupes, 15 minutes de coupure, 15 minutes de réalimentation	977kWh (0.977MWh)	307kWh (0.307MWh)
- Diminution	64.3%	76.6%
- 28 groupes, 15 minutes de coupure, 30 minutes de réalimentation	975kWh (0.975MWh)	298kWh (0.298MWh)
- Diminution	64.4%	77.3%

Tableau 4-20 : diminutions des énergies supérieures à la limite en fonction des différents cas

9.1.3 Analyse

De plus, pour mieux comprendre cette stratégie, et pour que les explications soient plus claires, les **figures 4-86 à 4-89** sont des agrandissements des **figures 4-74, 4-75, 4-78 et 4-79** sur le début des périodes de délestage.

En premier lieu, de manière générale, pour des conditions données, l'énergie supérieure à la limite après pilotage est moins importante quand la puissance limite est plus élevée. Ceci est normal puisque l'énergie à effacer au départ y est moins importante.

Pour une puissance limite donnée, associée à une durée de réalimentation, les diminutions d'énergie sont plus importantes quand le nombre de groupes est plus restreint. Cette constatation résulte du fait qu'avec peu de groupes, la puissance par groupe est plus importante ; de la sorte, le délestage d'un seul groupe entraîne une baisse de consommation

plus importante. Il n'est donc pas nécessaire d'effectuer des délestages toutes les minutes. Ceci est visible en comparant les **figures 4-86 et 4-87** aux **figures 4-88 et 4-89**. Ainsi à la reconnexion des groupes plusieurs autres groupes sont disponibles pour effacer la demande accrue de puissance (cf. §4.3) ce qui, au finale laisse le temps de passer le cap de la réalimentation et de rendre les groupes à nouveau disponibles.

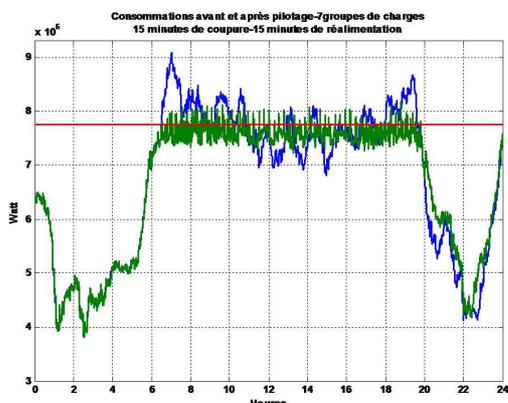


Figure 4-74 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW - 7 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

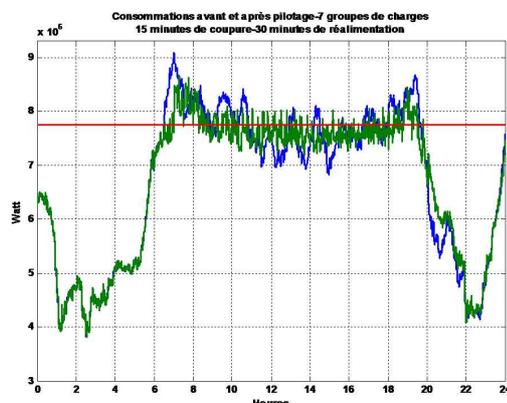


Figure 4-75 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW - 7 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

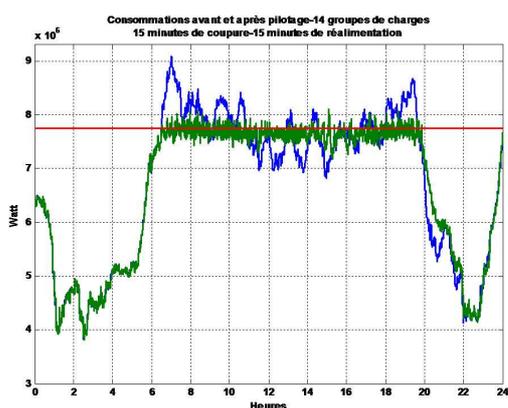


Figure 4-76 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW – 14 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

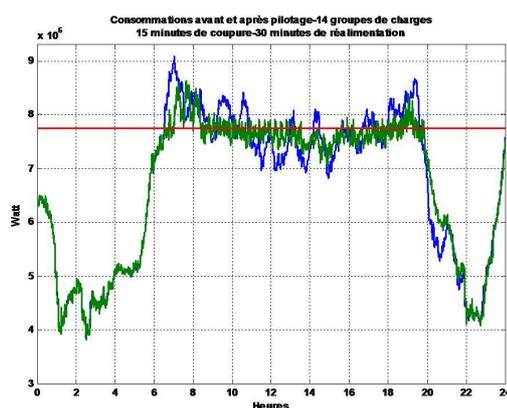


Figure 4-77 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW - 14 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

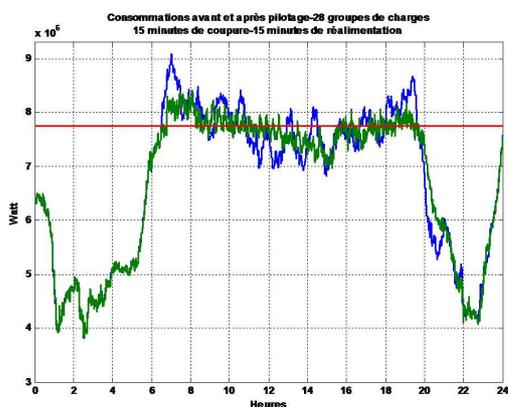


Figure 4-78 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW - 28 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

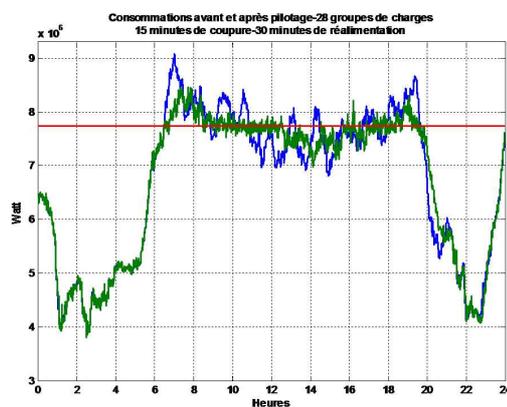


Figure 4-79 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 7,75MW - 28 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

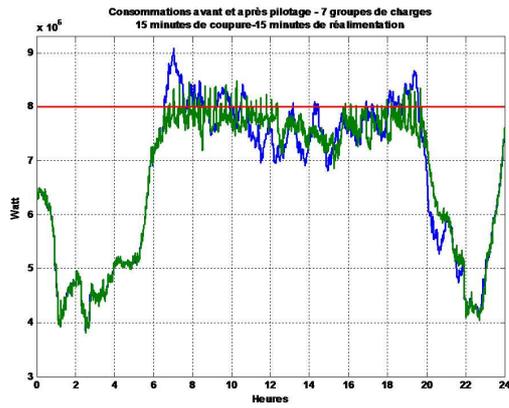


Figure 4-80 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 7 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

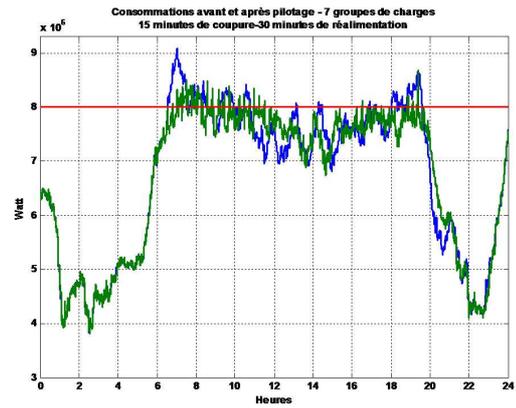


Figure 4-81 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 7 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

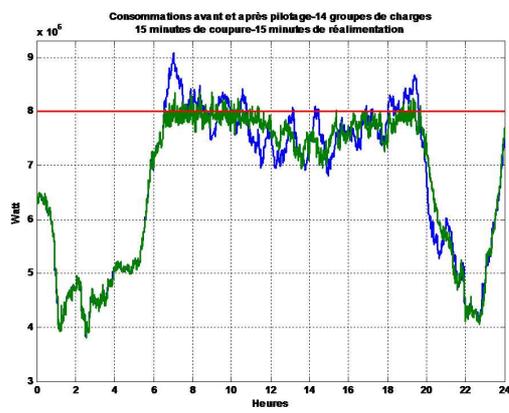


Figure 4-82 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 14 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

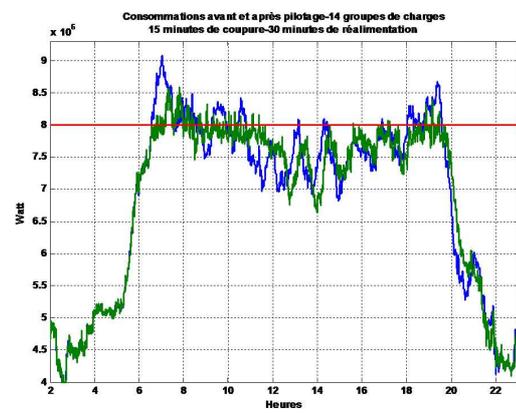


Figure 4-83 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 14 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

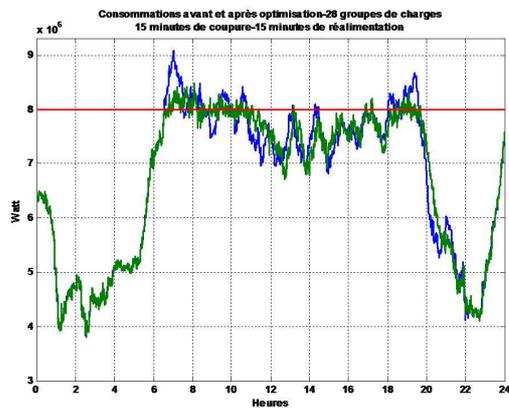


Figure 4-84 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 28 groupes de charges 15 minutes de réalimentation

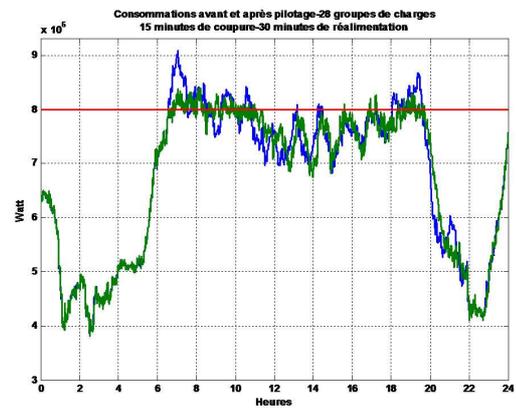


Figure 4-85 : Consommations avant et après pilotage puissance limite à 8MW - 28 groupes de charges 30 minutes de réalimentation

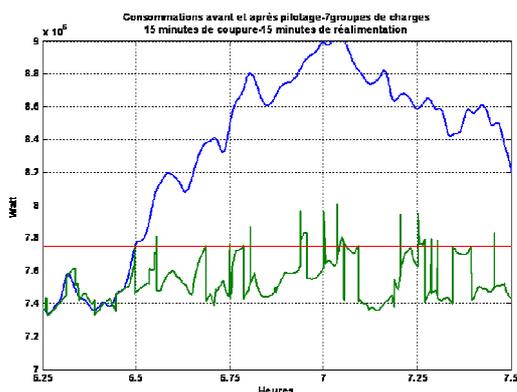


Figure 4-86 : zoom sur les consommations avant et après pilotage
7 groupes de charges – 15 minutes de réalimentation

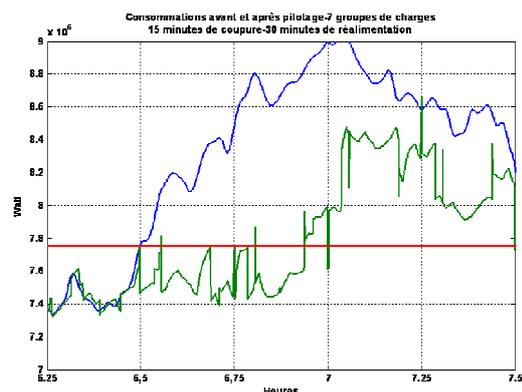


Figure 4-87 : zoom sur les consommations avant et après pilotage
7 groupes de charges – 30 minutes de réalimentation

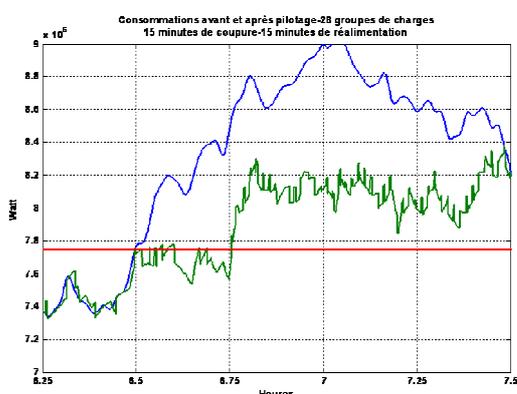


Figure 4-88 : zoom sur les consommations avant et après pilotage
28 groupes de charges – 15 minutes de réalimentation

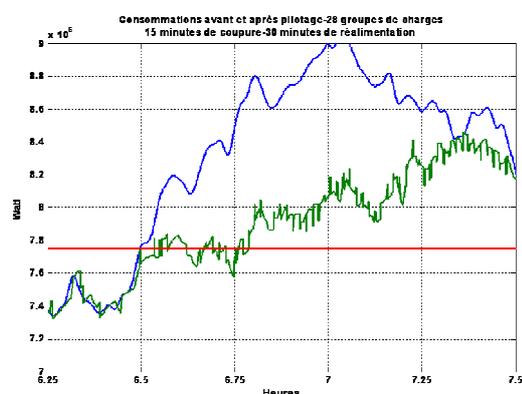


Figure 4-89 : zoom sur les consommations avant et après pilotage
28 groupes de charges – 30 minutes de réalimentation

D'autre part, pour une limite de puissance fixée, et dans les cas de 7 et 14 groupes, les réductions d'énergies sont plus importantes quand le temps de réalimentation est de 15 minutes. Ceci s'explique par le fait que dans ces cas, les groupes sont disponibles pour un nouveau délestage plus rapidement (**figures 4-86 et 4-87**).

Le cas de 28 groupes de charges est un peu à part puisque les diminutions que ce soit pour 15 ou pour 30 minutes de réalimentation sont sensiblement identiques. Avec une division de l'agrégation aussi fine, la puissance par groupe est assez faible, et au début d'une période de délestage, il faut quasiment couper un groupe à chaque pas de temps, et au minimum il faut 28 minutes pour délester au moins une fois chaque groupe. Au bout de 15 minutes, quand le premier groupe délesté se reconnecte, il y a un appel de puissance élevé dû à la caractéristique des charges thermiques, et le groupe qui est à son tour délesté ne l'est que pour compenser cet effet. Comme les délestages ont eut lieu à presque tous les pas de temps, il en va de même pour les groupes suivants, qui respectivement se reconnectent et sont coupés. Ainsi, avec une telle division il y a presque tout le temps des groupes disponibles, puisque quelque soit le temps de réalimentation, le nombre de groupe laisse le temps de délester tous les groupes au moins une fois, de passer la réalimentation des premiers pour qu'ils soient à nouveau opérationnels pour participer au pilotage. Ces groupes ont cependant un faible potentiel d'écrêtage. Le temps de réalimentation n'a donc pas trop d'influence (**figures 4-88 et 4-89**).

Ainsi sur le plan global, les résultats d'effacement les plus performants s'obtiennent quand les groupes de charges sont moins nombreux et ont donc une forte capacité d'effacement. Le temps de réalimentation après délestage est également un point important puisque moins le temps est long et plus vite les groupes sont disponibles pour participer de nouveau au pilotage. Il ne sert donc à rien de diviser trop finement les groupes de charges. Ce point est d'ailleurs intéressant pour le distributeur, ou pour celui qui doit gérer ce pilotage en urgence. Avec moins de groupes à gérer, les ordres à envoyer sont moins nombreux et le contrôle des groupes de charges est plus aisé. Au niveau du matériel installé cette remarque peut également représenter un atout puisque le cadencement des ordres est plus espacé.

9.2 Comparaison des résultats : aspect confort

9.2.1 Présentation

Comme il a été signalé dans la description de son principe, cette stratégie ne prend pas en compte le confort des clients puisque toutes les maisons de tous les groupes sont coupées puis réalimentées pendant les mêmes durées. Ces études de sensibilité sur les différents paramètres d'entrées peuvent permettre de voir, en plus de l'efficacité d'effacement de la consommation, les effets sur les diminutions de températures dans les différents groupes de maisons.

9.2.2 Écarts de température

Ainsi pour juger de l'impact sur le confort de ce type de stratégie, on peut comparer les écarts de température maximums par rapport aux consignes. Pour cela, le **tableau 4-21**, qui est identique au **tableau 4-8**, rappelle les deux types de programmation de thermostat décrite au paragraphe 4.4.

Type de maison et horaires	Températures de consigne	Type de maison et horaires	Températures de consigne	Type de maison et horaires	Températures de consigne
mal isolées (1) :		moyennement isolées (1) :		bien isolées (1) :	
0h00 à 3H00	18°C	0h00 à 3H30	18°C	0h00 à 4H30	18.5°C
3H00 à 22H00	20°C	3H30 à 21H30	20°C	4H30 à 20H00	20°C
22H00 à 24H00	18°C	21H30 à 24H00	18°C	20H00 à 24H00	18.5°C
mal isolées (2) :		moyennement isolées (2) :		bien isolées (2) :	
0h00 à 3H00	18°C	0h00 à 3H30	18°C	0h00 à 4H30	18.5°C
3H00 à 8H00	20°C	3H30 à 8H30	20°C	4H30 à 8H30	20°C
8H00 à 15H00	18°C	8H30 à 15H00	18°C	8H30 à 15H30	18.5°C
15H00 à 22H00	20°C	15H00 à 21H30	20°C	15H30 à 20H00	20°C
22H00 à 24H00	18°C	21H30 à 24H00	18°C	20H00 à 24H00	18.5°C

Tableau 4-21 : plages horaires des consignes de température

Pour que ces comparaisons aient un sens, les simulations sont effectuées avec la même puissance limite de 7,75MW. Ces relevés bien qu'ils ne soient peut être pas les plus judicieux ont l'avantage de condenser ces résultats, et de donner une tendance sur la stratégie. Le **tableau 4-22** présente les écarts maximums relevés lors des différentes plages horaires de programmation des thermostats, ces résultats n'ayant un sens que lorsque la plage horaire comporte une période de pilotage, seuls les écarts sur ces intervalles sont retenus.

Type de maison et horaires	7 groupes de maisons		14 groupes de maisons		28 groupes de maisons	
	réalimentation :		réalimentation :		réalimentation :	
	15 minutes	30 minutes	15 minutes	30 minutes	15 minutes	30 minutes
mal isolées (1) : 3h00 à 22h00	-4.73°C	-3.08°C	-4.08	-2.92°C	-2.65°C	-2.56°C
mal isolées (2) : 3h00 à 8h00 8h00 à 15h00 15h00 à 22h00	-2.57°C -2.73°C -2.74°C	-1.70°C -1.53°C -2.22°C	-2.31°C -2.09°C -2.11°C	-1.58°C -1.37°C -2.28°C	-1.67°C -1.14°C -2.00°C	-1.51°C -1.16°C -1.96°C
moyennement isolées (1) : 3H30 à 21H30	-2.48°C	-1.24°C	-2.03°C	-1.11°C	-1.01°C	-0.89°C
moyennement isolées (2) : 3H30 à 8H30 8H30 à 15H00 15H00 à 21H30	-1.62°C -1.03°C -2.33°C	-0.92°C -0.79°C -2.37°C	-1.48°C -0.91°C -2.09°C	-0.96°C -0.83°C -2.13°C	-0.96°C -0.77°C -2.50°C	-0.93°C -0.72°C -2.32°C
bien isolées (1) : 4H30 à 20H00	-0.59°C	-0.65°C	-0.54°C	-0.62°C	-0.66°C	-0.61°C
bien isolées (2) : 4H30 à 8H30 8H30 à 15H30 15H30 à 20H00	-0.34°C -0.06°C -1.51°C	-0.08°C -0.11°C -1.81°C	-0.20°C -0.06°C -1.48°C	-0.07°C -0.10°C -1.86°C	-0.77°C -0.08°C -1.66°C	-0.06°C -0.09°C -1.87°C

Tableau 4-22 : écarts de température maximums pour 7, 14 et 28 groupes de charges et une puissance limite de 7,75 MW

9.2.3 Analyse

Quand l'agrégation est divisée en 7 ou 14 groupes, les diminutions de température sont moins importantes quand la durée de réalimentation est de 30 minutes. Ceci est d'autant plus vérifié pour les maisons les moins bien isolées qui ont des constantes de temps thermiques plus courtes. Ce constat est de toute manière facilement compréhensible du fait qu'avec 30 minutes de réalimentation, les maisons sont sollicitées moins souvent et quand elles le sont, les températures ont eu plus de temps pour retrouver une valeur proche de la consigne.

Le cas avec 28 groupes de charges est différent. Les baisses de température sont à peu près identiques pour 15 et 30 minutes de réalimentation, et sont du même ordre de grandeur que pour les autres nombres de groupe avec 30 minutes de réalimentation. Un parallèle peut être établi avec les diminutions d'énergie puisque pour celles-ci, et pour la même raison, le nombre de groupe influe peu. Avec 28 groupes, la fréquence de sollicitation des groupes est moins élevée et donc au début d'une coupure, la température est plus proche de la consigne ; au final, la baisse engendrée par rapport à la consigne est moins importante.

Enfin, ces écarts de température relevés peuvent être mis en relation avec la plage de confort dite admissible qui est de 2°C autour de la valeur de consigne. Pour les maisons **mal isolées**, du fait de leur constante de temps, quand la durée de réalimentation est de 15 minutes, les chutes de température dépassent cet intervalle. Ce dernier est un peu mieux respecté quand le temps de réalimentation est plus long. Pour les autres type de maisons, hormis pour la plage horaire de fin de journée, et quelque soit la durée de réalimentation, cette méthode semble permettre de maintenir un certain confort dans les maisons.

De manière générale pour que tous les clients soient mis sur un pied d'égalité d'un point de vu confort avec ce mode de pilotage, il faut assurer des durées de réalimentation de 30 minutes. Ainsi pour n'importe quel type de maisons les températures ne diminuent pas exagérément.

9.2.4 Conclusion

Cette stratégie de pilotage de charge, envisagée en cas d'urgence, permet d'obtenir des résultats qui peuvent être orientés différemment suivant l'objectif visé.

Ainsi, si le but est d'écarter absolument une pointe de consommation, quitte à léser le confort de certains clients, il vaut mieux que l'agrégation comporte moins de groupes, et que les temps de réalimentation entre les délestages soient plus courts.

Si par contre, les marges de manœuvres sont un peu plus souples (par exemple d'autres moyens d'action peuvent agir avec le pilotage), la division du parc en un nombre plus important de groupes et le fait d'assurer un temps de réalimentation aux maisons plus long peuvent permettre de maintenir un certain confort chez tous les clients tout en assurant une diminution de puissance.

10 Conclusion sur les études de cas

Les études de cas présentées dans cette partie avaient pour but de trouver des solutions pour répondre à la défaillance que proposait le scénario d'étude. En effet, dans un contexte où les réseaux de distribution sont fortement chargés, une défaillance sur un poste source est envisagée, laquelle a pour conséquence une limitation de puissance sur un départ alimenté par ce poste.

Les deux stratégies de pilotage des chauffages électriques ont donc été élaborées afin de permettre au distributeur de faire face à ce type de défaillance dans n'importe quelle situation.

10.1 La stratégie préventive

La première stratégie envisage le cas où la défaillance se produit en période de faible charge, mais où une forte consommation est prévue dans des délais de l'ordre de plusieurs heures. Après coup, cette stratégie peut d'ailleurs aussi être extrapolée au cas où une période de forte consommation est prévue en J-1. Ainsi ce délai peut permettre au distributeur d'optimiser la consommation des chauffages électriques résidentiels afin d'écarter la courbe de charge prévue, tout en étant transparent vis-à-vis des clients en leur maintenant un certain confort thermique.

L'étude menée sur cette optimisation de la consommation des chauffages et les résultats qui s'en sont suivis, permettent de tirer plusieurs conclusions :

- Une division fine du parc de charges permet un pilotage plus précis qu'une division grossière, et permet de se rapprocher au mieux des objectifs imposés par l'optimisation. Une conséquence annexe est qu'en supposant que le distributeur ait une bonne connaissance du parc de charge, que le confort des clients est encore mieux respecté.
- Dans des cas où la pointe à effacer est trop longue pendant que la température extérieure est relativement basse, les deux contraintes d'écarter de pic de

consommation, et de confort des clients ne peuvent être respectées simultanément. Il faudrait donc en sacrifier une ; dans le contexte de l'étude, le confort des clients ne serait vraisemblablement pas prioritaire devant l'effacement de consommation.

– La stratégie d'optimisation présentée atteint l'objectif initial qui est d'effacer la consommation supérieure à une puissance limite. Cependant les contraintes de confort font que la consommation finale d'énergie n'en n'est pas diminuée pour autant. Si les objectifs changeaient et qu'il faille en plus économiser de l'énergie, le confort des clients en pâtirait obligatoirement.

– L'utilisation de charges thermiques est certes opportune dans ce contexte car leur délestage ne se fait pas sentir immédiatement par leurs utilisateurs, mais l'optimisation doit tenir compte de l'inconvénient lié à leur reconnexion, avec l'appel de puissance accru qui doit permettre de retrouver leur température d'équilibre. Cet appel de puissance est d'autant plus long que la température extérieure est peu élevée. Ainsi l'optimisation doit se laisser une marge par rapport à la limite réelle imposée par le contexte de l'étude.

Ainsi cette stratégie d'optimisation donne les résultats escomptés. Elle n'est cependant pas la seule puisqu'en choisissant d'utiliser le solveur de *Matlab*TM, on se trouve confronté à ses limites. En utilisant d'autres solveurs, pouvant en particulier faire des optimisations discrètes (CPLEX, GLPK), d'autres méthodes auraient pûes être envisagées.

10.2 La stratégie en temps réel

La seconde stratégie considère le cas où la défaillance se produit à l'approche ou pendant une pointe de consommation. Les marges de manœuvre, pour faire face à ce cas, sont donc réduites. Le distributeur doit agir dans l'urgence, et sans études préparatoires, il paraît évident qu'il ait à couper les chauffages instantanément sans pouvoir tenir compte d'autres paramètres.

Les études de sensibilité réalisées sur différents paramètres influant ce mode de pilotage de charges en temps réel, et les résultats obtenus permettent là aussi de tirer des conclusions :

– Les données d'entrée (nombre de groupes, durées des coupures et des réalimentations, pas de temps de contrôle) peuvent être modifiées et adaptées aux objectifs visés par le pilotage.

– Pour obtenir un effacement conséquent de la pointe de consommation, il vaut mieux que l'agrégation de maisons ne soit pas trop divisée et donc que les groupes soient peu nombreux, mais que leur puissance respective soit plus importante. Cette éventualité allège du même coup les contraintes matérielles et de gestion liées à l'envoi des ordres de délestage. Dans ce cas, il faut aussi accepter de léser certains clients en n'autorisant, suite aux délestages, que des temps de réalimentation courts.

– Si les marges d'action sont un peu plus souples, avec par exemple d'autres moyens mis en œuvre en parallèle pour écrêter la pointe, un découpage plus fin de l'agrégation et des temps de réalimentation plus long permettent d'effacer une consommation moins importante que dans le cas précédent, mais de maintenir le confort des clients.

Cette stratégie de pilotage des charges thermiques en temps réel offre des résultats intéressants, mais n'est qu'une méthode parmi d'autres. En effet, d'autres investigations ont notamment conduit à imaginer et à simuler une autre stratégie de pilotage en temps réel, dans laquelle les groupes de charges sont homogènes. Ils sont là aussi constitués de manière aléatoire, mais avec des maisons d'un même type. En conséquence, les durées de coupure et de réalimentation peuvent être adaptées à chaque groupe. Dans les tests, chaque coupure doit engendrer une diminution des températures intérieures des maisons du groupe délesté de 0.5°C. Ensuite les maisons sont réalimentées, et ce jusqu'à ce que les températures aient réaugmenter de 0.25°C. Après cette seconde phase, le groupe de maisons est disponible pour un nouveau délestage. Il s'avère que les résultats de cette méthode sont plus orientés vers le confort des clients et sont similaires à ceux obtenus avec la méthode temps réel décrite quand les temps de réalimentation sont de 30 minutes.

Chapitre 5 :
Étude fréquentielle –
Contribution des charges au réglage de
fréquence

Chapitre 5 : Étude fréquentielle – Contribution des charges au réglage de fréquence

1 Introduction

L'étude menée dans ce chapitre est liée à l'utilisation des applications de type électroménager pour le pilotage de charge. Elle s'appuie sur une expérience menée aux Etats-Unis, en Nord Ouest Pacifique (Pacific Northwest) entre 2006 et 2007 [CAL 03], [PAC 07] et concerne la contribution des charges au réglage primaire de la fréquence.

À l'heure actuelle, il est effectué par les groupes de production connectés au réseau de transport, et ne concerne donc que l'opérateur du réseau de transport.

Ce chapitre présente donc une prospection sur la contribution des charges au réglage primaire de fréquence dans l'hypothèse où, comme énoncé dans les chapitres 1 et 2, la dérégulation ouvre totalement le marché des services et de l'énergie, et donc permet aux consommateurs grâce à leurs charges, une participation à ce service. Ceci remet donc en question les positions des opérateurs des réseaux de transport et de distribution. Les intérêts respectifs de ces opérateurs par rapport à cette potentielle contribution dépendront du contexte et de leurs obligations respectives : actuellement, seul le gestionnaire de transport est concerné.

L'étude, réalisée sous le logiciel de simulation du réseau EUROSTAG [EUR], paraît donner des résultats satisfaisants, ce qui pourrait permettre de diminuer les marges de réserves primaires exigées sur les groupes de production. De plus, en considérant les mêmes hypothèses, ceci permettrait une participation active des clients au marché de l'énergie.

2 Réseau d'étude

Cette étude est réalisée à l'aide du logiciel de simulation EUROSTAG. Le réseau servant à l'étude est un modèle simplifié du réseau UCTE (figure 5-1), dont les données ont été fournies par EDF.

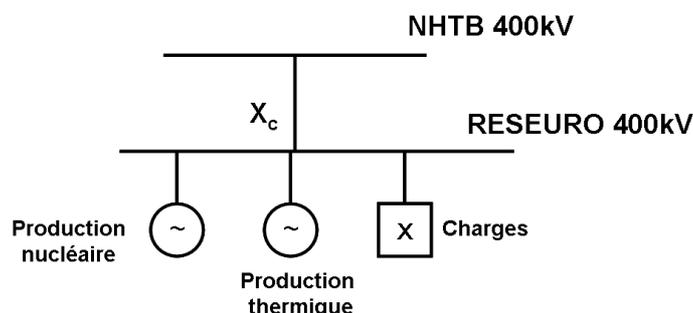


Figure 5-1 : réseau simplifié UCTE

Ce réseau comporte deux générateurs synchrones équivalents, représentant l'ensemble des productions thermiques et nucléaires des pays de l'UCTE. Les proportions sont de 60% pour la production thermique (90000MW), et de 40% pour la production nucléaire (60000MW). La charge minimale équivalente est de 150000MW et 15000MVar.

Les données dynamiques pour les générateurs équivalents (**tableau 5-1**), correspondent aux paramètres de centrales nucléaires et thermiques françaises classiques, à l'exception de la constante d'inertie H.

Paramètres	Unité	Générateur	
		NUC	THE
Sn	MVA	68000	102000
Pmax	MW	61200	91800
N. wind		4	3
Un	kV	24	20
H	s	6.75	6.75
Kd	pu×s/gr	0	0
X"d	pu	0.3	0.287
X"q	pu	0.301	0.27
X'd	pu	0.406	0.358
X'q	pu	0.454	
Xd	pu	2.57	2.7
Xq	pu	2.57	2.55
X1	pu	0.219	0.195
Ra	pu	0.004	0.002
T"d₀	s	0.058	0.044
T"q₀	s	0.06	0.043
T'd₀	s	8.088	8.7
T'q₀	s	1.009	

Tableau 5-1 : paramètres dynamiques des générateurs équivalents

Les régulateurs de vitesse et de tension sont des modèles simplifiés, et sont les mêmes pour les deux types de production. Les **figures 5-2** et **5-3** décrivent leur fonctionnement sous forme de schéma bloc et le **tableau 5-2**, qui leur est associé, référence les paramètres qui leur sont liés. Seul le réglage primaire de fréquence/puissance n'est considéré ici. Normalement, 30 secondes après les évènements, le réglage secondaire entre en jeu. Les résultats de simulations ne sont donc valides que dans cette plage de temps ; au-delà, les résultats doivent être interprétés avec précaution.

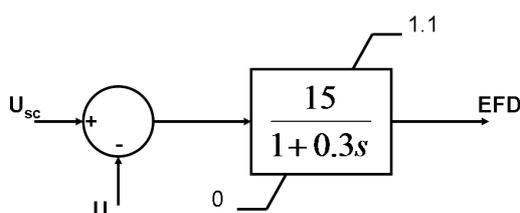


Figure 5-2 : modèle simplifié de l'excitation de tension (fourni par EDF)

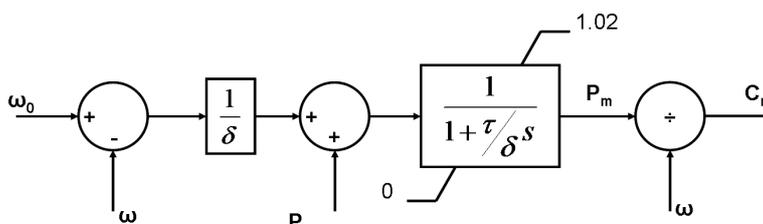


Figure 5-3 : modèle simplifié du régulateur de vitesse (fourni par EDF)

Paramètres	Signification
EFD	Tension d'excitation du générateur
Usc	Tension de référence
U	Tension
ω_0	Pulsation de référence
ω	pulsation
δ	Statisme ($\delta=0.2$ dans le modèle)
Pref	puissance active de référence
τ	constante de temps ($\tau=0.5$)
Pm	puissance mécanique
Cm	couple mécanique

Tableau 5-2 : paramètres liés aux régulateurs de vitesse et de tension

L'événement considéré comme critique par l'UCTE est la perte de 3000MW de production. Pour simuler cet événement, il a été choisi de perdre ces 3000MW au niveau de la production thermique. Sur le schéma simplifié du réseau d'étude décrit à la **figure 5-1**, la production thermique est donc en réalité composée d'une unité de 3000MW et d'une autre de 87000MW.

3 Impact du pilotage sur le distributeur

(Remarque : le contenu de ce paragraphe est basé sur l'analyse des possibles contributions du pilotage de charges aux différents services ; cette analyse a été réalisée par les correspondants EDF de la fiche).

Actuellement, le réglage de la fréquence est réalisé par les groupes de production connectés au réseau de transport. Il ne concerne que le RTE. Dans la perspective d'une participation active des charges, et donc des consommateurs finaux au réglage de la fréquence, le distributeur d'énergie se retrouve impacté de ce réglage. Partant de cette perspective, on peut émettre deux hypothèses concernant l'implication du distributeur dans le réglage de la fréquence ; celui-ci pourra être obligé d'y participer ou non.

Certains points sont indépendants de l'implication du distributeur.

Avant de penser au pilotage de charges, on peut imaginer une analogie avec le réseau de transport, et réaliser le réglage de la fréquence sur le réseau de distribution, à l'aide des groupes de productions décentralisés éventuellement présents. Il faudra donc comparer les solutions. Il s'avère que le pilotage de charges semble intéressant pour un réglage permanent de la fréquence (type suivi de fréquence).

Les charges à piloter sont industrielles, commerciales et résidentielles, tout autant que leur temps de réponse soit de l'ordre de la seconde, voire de la minute, en rapport au service demandé (suivi de fréquence).

L'objectif du pilotage de charges sur le réseau de distribution est, préventif pour de la réserve, et curatif pour du réglage de fréquence. Le bénéficiaire de ce service est le RTE.

D'autres points dépendent de l'implication du distributeur; à savoir s'il est obligé de participer au réglage de fréquence ou non.

Si le distributeur n'est pas obligé d'y participer, l'importance du service, d'un point de vue économique ou technique est faible. Des besoins en communication seront sûrement nécessaires (à étudier plus en profondeur). La viabilité économique du pilotage de charges ne concerne pas le distributeur (puisque son implication n'est pas obligatoire).

Si le distributeur est obligé de participer au réglage de la fréquence, il devra le mettre en place, au moins techniquement. De ce point de vue, l'importance technique est donc élevée.

Les conditions d'obligations de participation vont influencer l'importance économique du service, les besoins en communications et la viabilité économique de ce service. Le distributeur devra participer au service et le mettre en place.

4 Stratégie de pilotage de charges

4.1 La fréquence

La fréquence est l'image de l'équilibre entre production et consommation sur le réseau. Tout écart de fréquence par rapport à la valeur nominale de 50 Hz traduit un déséquilibre. C'est donc une grandeur à surveiller qui doit rester, grâce aux réglages des groupes de production, dans la plage de 50Hz \pm 0.5Hz. En conditions normales, seules des variations de \pm 50mHz sont autorisées.

La possibilité de contrôler une partie des charges offre un nouveau moyen de réglage, ou tout au moins une contribution à ce contrôle de la fréquence.

À l'heure actuelle, le délestage des charges n'est qu'une parade ultime en cas d'écroulement de la fréquence [RTE 04]. Les seuils de délestage sont les suivant : 49Hz, 48.5Hz, 48Hz et 47.5Hz.

D'autre part, le RTE, au Chapitre 3 de son Référentiel Technique fait référence au Journal Officiel de la République Française [ARR 03] et définit des régimes de fonctionnement du réseau dans des plages de fréquences plus hautes ou plus basses que la normale qui peuvent se produire pendant des durées limitées. Ces régimes exceptionnels ont lieu quand la fréquence se situe entre 47Hz et 49.5Hz, et entre 50.5Hz et 55Hz.

Le but de cette étude est de faire participer les charges au réglage de fréquence. Les charges doivent donc intervenir au-delà de la bande permise, et ce jusqu'aux seuils de fonctionnements exceptionnels. Dans le cadre du contrôle de fréquence, le premier seuil de délestage se situe à 49.95Hz, et le dernier à 49.5Hz (cf. §4.3, figures 5-5 et 5-6).

Le délestage, de part son aspect automatique, doit intervenir en complément du réglage primaire des générateurs.

4.2 Stratégie de pilotage de charges

La stratégie de pilotage exposée ici est celle du Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) [INT 04]. Elle consiste à délester une certaine quantité de charges (de type électroménager ou de confort thermique), quand la fréquence descend sous un certain seuil. Cependant, dans l'approche PNNL, pour ne pas léser toujours les mêmes consommateurs, un tirage aléatoire définit les charges qui doivent se délester suivant la variation de fréquence. Les charges qui se déconnecteront pour un seuil de fréquence donné ne seront donc pas toujours les mêmes.

Dans l'approche exposée ici, comme le raisonnement se fait sur des charges agrégées, cet aspect tirage aléatoire a volontairement été omis.

Le synoptique expliquant le principe de fonctionnement du délesteur par échelons est présenté sur la figure 5-4. Le schéma bloc de cette stratégie est présenté en Annexe.

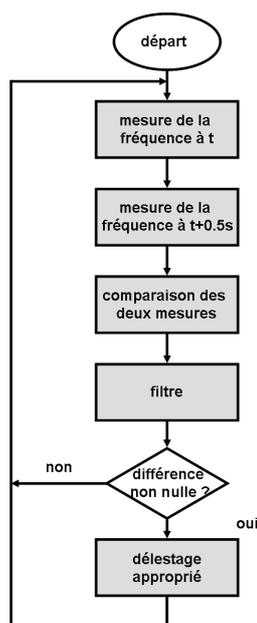


Figure 5-4 : synoptique expliquant le fonctionnement du délesteur

La fréquence est testée toute les secondes (50 périodes). La valeur de chaque test est comparée à la valeur mesurée 0.5 seconde plus tard (donc en fait la fréquence est testée toutes les 25 périodes).

À la suite de cette comparaison :

- si la différence entre les deux valeurs est nulle, la fréquence est la même entre les deux instants. Le système est donc stable et aucune charge n'est délestée.
- si la différence entre les deux valeurs est non nulle, la fréquence a varié entre les deux instants. Le système n'est donc pas stable et on déleste la quantité de charge appropriée.

4.3 Choix des échelons

3000MW de charges pilotables sont « réquisitionnées » ; cette quantité représente l'équivalent de l'incident critique UCTE, mais seulement 2% du parc total de charges. Ceci est largement réaliste car d'après une étude américaine du PNNL, 18 à 20% du parc total de charge aux USA sont composés de charges résidentielles potentiellement pilotables (charges de confort thermique, de type électroménager) [KIN 05].

Comme énoncé plus tôt, le délestage doit intervenir en complément du réglage primaire de fréquence des générateurs, et ne doit pas venir le perturber. La quantité de charges délestée ne doit donc pas occasionner de perturbations supplémentaires sur la fréquence. Les générateurs qui réalisent le réglage primaire de fréquence sont réglés pour le faire seuls, sans aide de charges. Une trop forte quantité de charges délestées d'un coup pourrait occasionner des perturbations supplémentaires sur la fréquence, que les générateurs essaieraient de compenser, ce qui entraînerait une stabilisation de la fréquence plus longue.

Plusieurs essais ont donc amené à délester pour les deux premiers seuils de délestage 3.125% de 3000MW (93.75MW). Pour les seuils suivants, comme a priori plus l'écart en fréquence est important et plus l'incident est grave, un pourcentage de charges de plus en plus important est délesté, sachant que les 3000MW doivent être totalement délestés au dernier palier (49.5Hz). Ceci a donc conduit aux échelons des **figures 5-5 et 5-6**.

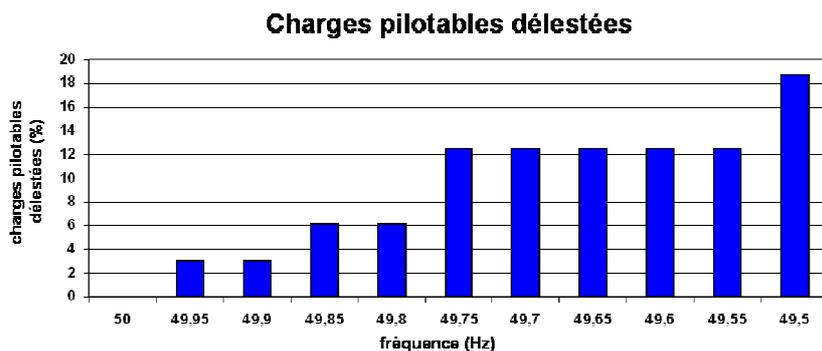


Figure 5-5 : pourcentage de charges pilotables délestées en fonction de la variation de fréquence

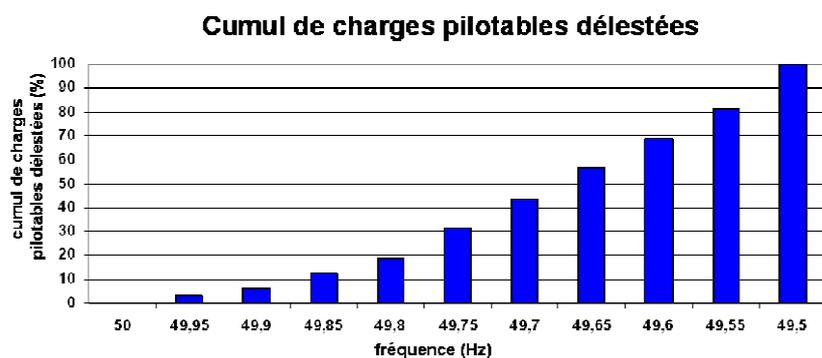


Figure 5-6 : cumul de charges pilotables délestées en fonction de la variation de fréquence

4.4 Appel des charges

La **figure 5-5** représente les proportions de charges délestées en fonction de l'écart de fréquence. La **figure 5-6** représente le cumul des charges pilotables délestées. Certains éléments modérant les propos sont cependant à rappeler.

Il faut tout d'abord rappeler l'hypothèse des 3000MW de charges pilotables et contrôlées de cette manière : compte tenu du fait que ceci ne représente en fait que 2% du parc total de charges, et étant donné que les études américaines estiment que, concernant le parc résidentiel, un potentiel de 20% de charges pilotables est disponible, cette hypothèse peut sembler pessimiste et relativement faible. En effet, les autres secteurs (tertiaire, commercial, industriel, agricole) présentent eux aussi des gisements similaires de charges pilotables de façon identique ; le volume de ces gisements est encore à déterminer et fera l'objet d'une prochaine étude. Néanmoins, il faut aussi tenir compte du fait que les charges pilotables concernées ne sont pas présentes en permanence sur le réseau au cours de la journée, car elles fluctuent en fonction des activités, des types de jour, des saisons... Cette dernière considération explique en partie l'hypothèse des 2% du parc de charge total : en l'absence de données statistiques sur les usages de ces charges dans les différents secteurs, nous avons choisi de nous placer dans un cas assez pessimiste, d'où ce faible pourcentage.

Tous ces arguments justifient les chiffres retenus comme hypothèses de notre étude, mais montrent qu'il faudrait avoir une approche plus statistique sur les charges appelées, sur les différents secteurs et aussi sur le plan temporel. Ceci permettrait au gestionnaire de savoir combien de charges appeler pour avoir une réponse donnée ; cet aspect sera étudié

plus en détails lors de l'étude sur la contribution des charges pilotables à la fourniture des réserves.

4.5 Simulations

4.5.1 Simulation 1

Le premier événement simulé est l'événement critique UCTE, à savoir la **perte de 3000MW** de production thermique à l'instant **t = 20 secondes**. La comparaison des simulations, avec et sans pilotage de charges, aux **figures 5-7 et 5-8**, montre l'intérêt de l'action des charges sur le maintien de la fréquence, et leur influence sur les groupes de production. Sur ces figures, la fréquence, la production thermique, et la puissance des charges pilotables sont visualisées dans cet ordre. Pour les productions, seule l'évolution de la source thermique est visualisée, car comme il a été dit dans le paragraphe 2, les coefficients des régulateurs de vitesse et de tension des productions thermique et nucléaire sont les mêmes. Les réponses des deux générateurs sont proportionnelles et donc les mêmes en p.u.

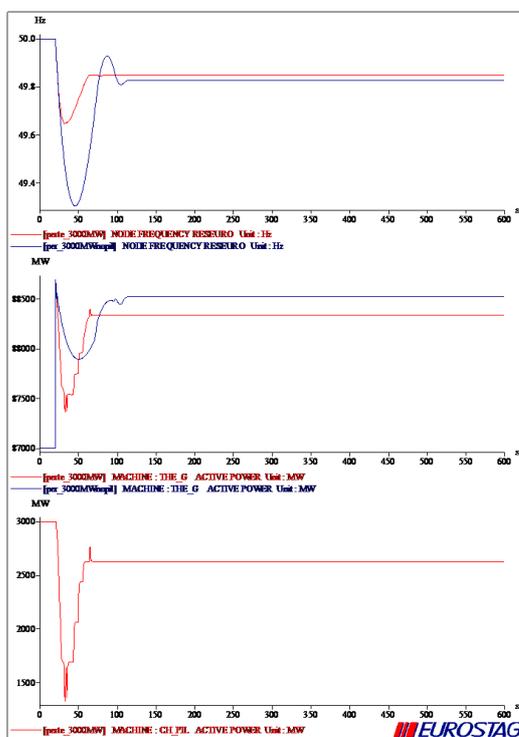


Figure 5-7 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 3000MW de production thermique, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues)

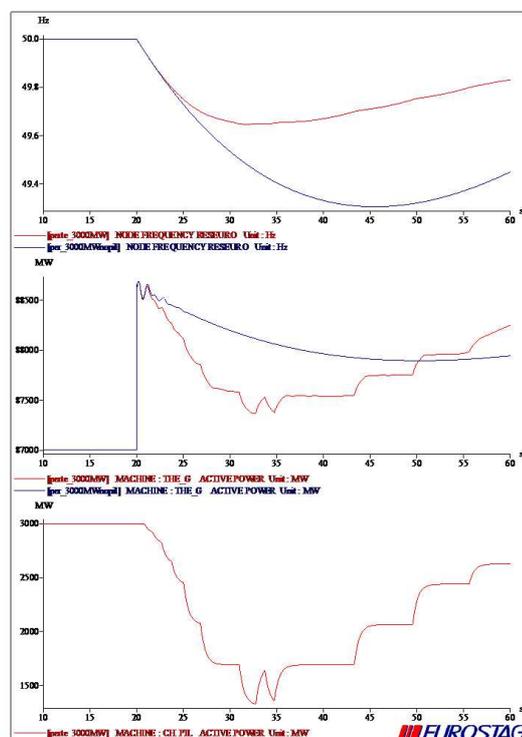


Figure 5-8 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 3000MW de production thermique, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues); agrandissement sur les 30 secondes après l'événement

Un agrandissement de la puissance des charges pilotables illustre la stratégie employée sur la **figure 5-9**.

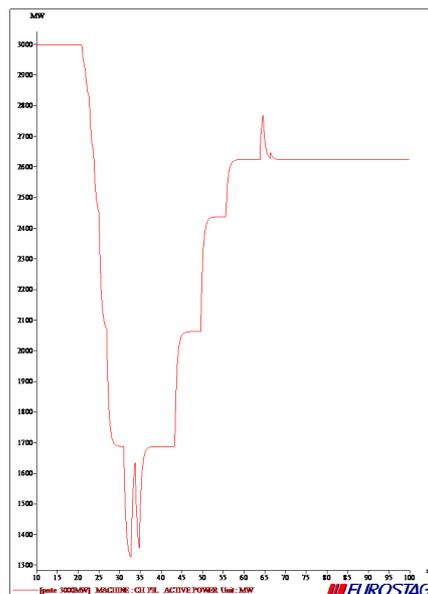


Figure 5-9 : puissance pilotable pendant la perte de 3000MW de production thermique

Les simulations montrent que lors de l'événement, la puissance des charges pilotables connectées descend graduellement de sept échelons (la puissance des charges est alors de 1325.2MW), pour remonter et se stabiliser à 2625MW. Trois échelons sont laissés déconnectés car la fréquence reste à 49.84Hz.

Le pilotage de charges permet de ne pas trop faire baisser la fréquence pendant le régime dynamique consécutif à l'événement, et permet de gagner 21mHz quand la fréquence s'est stabilisée.

Le groupe de production est moins sollicité en régime dynamique, et quand la fréquence s'est stabilisée, il produit 187MW en moins, pour avoir un meilleur niveau de fréquence. Cette puissance gagnée ne soulage pas tant les groupes de production, mais permet en partie d'éviter de mobiliser de la réserve (primaire et/ou secondaire), mobilisation qui coûte chère.

Ces dernières observations sont cependant discutables car théoriquement, le réglage secondaire de fréquence intervient 30 secondes après l'événement avec la réserve secondaire de puissance. On peut cependant penser que le pilotage de charges permettra de moins solliciter cette réserve, car si on observe la situation à $t + 30s$, la fréquence est revenue à 49,75Hz dans le cas du pilotage de charges, contre 49,3Hz dans le cas normal ; le pilotage de charges permet donc de partir à $t + 30s$ d'une situation nettement moins critique pour l'entrée en jeu de la réserve secondaire.

L'impact d'une telle action est donc double : d'une part la réserve primaire est moins sollicitée (ce qui permettra en fait de réduire les marges de réserves primaires et donc d'autoriser plus de production en régime normal), et d'autre part, la contribution nécessaire de la réserve secondaire pour ramener, à partir de $t + 30s$, la fréquence à $50Hz \pm 50mHz$, sera moins importante.

4.5.2 Simulation 2

L'équivalent de deux événements UCTE est simulé ; la **perte de 3000MW** de production thermique, à l'instant **$t = 200$ secondes**, et une **surcharge de 3000MW** à l'instant **$t = 600$ secondes**. La comparaison des simulations, avec et sans pilotage de charges, montre l'intérêt de celui-ci.

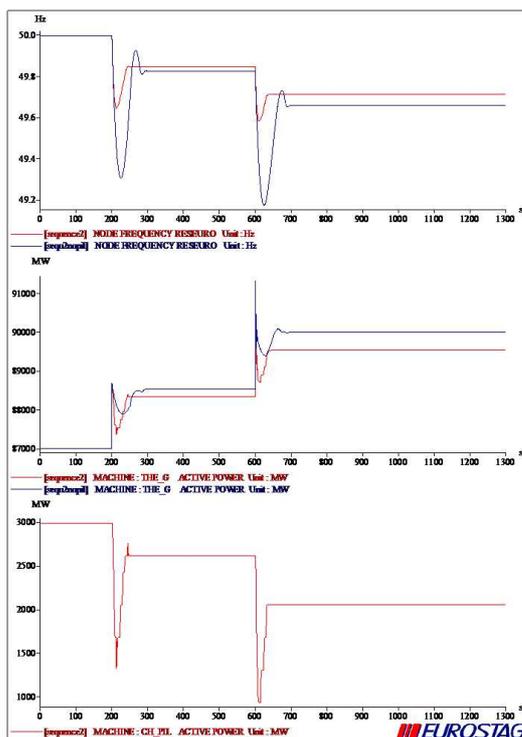


Figure 5-10 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 3000MW de production thermique et de la surcharge de 3000MW, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues)

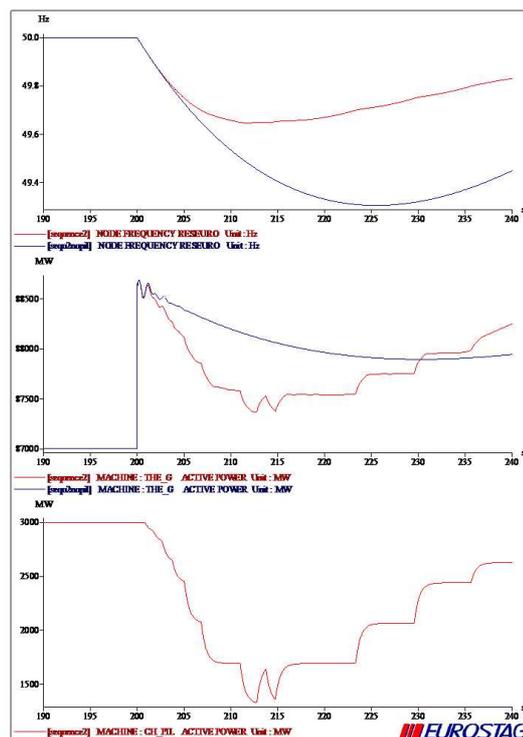


Figure 5-11 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 3000MW de production thermique et de la surcharge de 3000MW, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues) ; agrandissement sur les 30 secondes après le premier événement

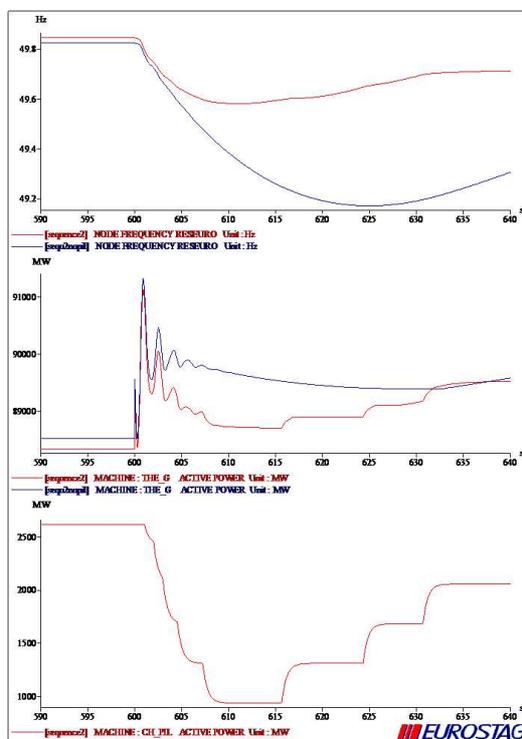


Figure 5-12 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 3000 MW de production thermique et de la surcharge de 3000 MW, avec et sans pilotage de charge (courbes rouges et bleues), agrandissement sur les 30 secondes après le deuxième événement

La fréquence, la production thermique et la puissance des charges pilotables sont visualisées dans cet ordre sur les **figures 5-10, 5-11 et 5-12**. Là encore, seule l'évolution de la puissance thermique est représentée car les productions thermique et nucléaire ont une réponse proportionnelle (cf. § 4.5.1).

Un agrandissement de la puissance des charges pilotables au moment des deux événements illustre la stratégie employée sur la **figure 5-13**.

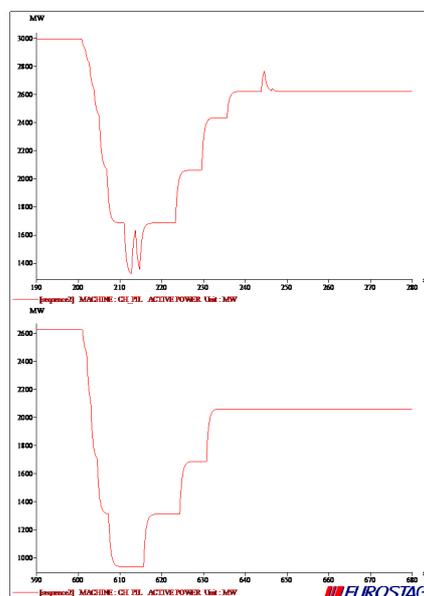


Figure 5-13 : puissance pilotable pendant les deux événements

Lors du premier événement, sept échelons de charges sont déconnectés (la puissance des charges pilotables descend à 1325.2MW), puis quand la fréquence se stabilise, trois échelons restent déconnectés, comme lors de l'étude précédente (la puissance est de 2625MW). Lors du second événement, cinq nouveaux échelons sont déconnectés (la puissance des charges pilotables descend à 937.5MW), et au total cinq échelons restent déconnectés quand la fréquence s'est stabilisée (la puissance des charges pilotables connectées est alors de 2062.5MW).

Le pilotage de charges permet de maintenir une fréquence plus élevée pendant les régimes dynamiques des deux événements, et de gagner respectivement 21mHz et 53mHz après les deux aléas quand la fréquence s'est stabilisée.

Le groupe de production est moins sollicité lors des régimes dynamiques. Il produit respectivement 187MW et 467MW de moins en régime permanent après les deux occurrences. Comme il l'a été dit dans le paragraphe 4.5.1, ce gain est plus financier que technique.

Ces dernières observations sont là encore discutables car théoriquement, le réglage secondaire de fréquence intervient 30 secondes après l'événement, avec la réserve secondaire de puissance. On peut néanmoins penser que le pilotage de charges permettra de moins solliciter ces réserves, compte tenu des arguments présentés au paragraphe précédent.

5 Stratégie de lestage/délestage de charges

5.1 Présentation de la stratégie

Par analogie, on peut imaginer un algorithme de lestage/délestage plus complexe, en ajoutant des échelons au-dessus de 50Hz, pour connecter des charges quand la fréquence dépasse 50Hz, et donc quand il y a un excédent de production. À partir des arrêtés officiels de 2003, toujours en vigueur en 2008 [ARR 03], il est choisi de connecter des charges quand la fréquence atteint 50.05Hz, et ce jusqu'à 50.5Hz, tous les 50mHz. Dix paliers supplémentaires, où des charges sont à lester en fonction de l'écart de fréquence sont donc ajoutés à la stratégie précédente. La stratégie de lestage est en quelque sorte un symétrique à celle de délestage, ce qui est illustré sur les **figures 5-14** et **5-15**.

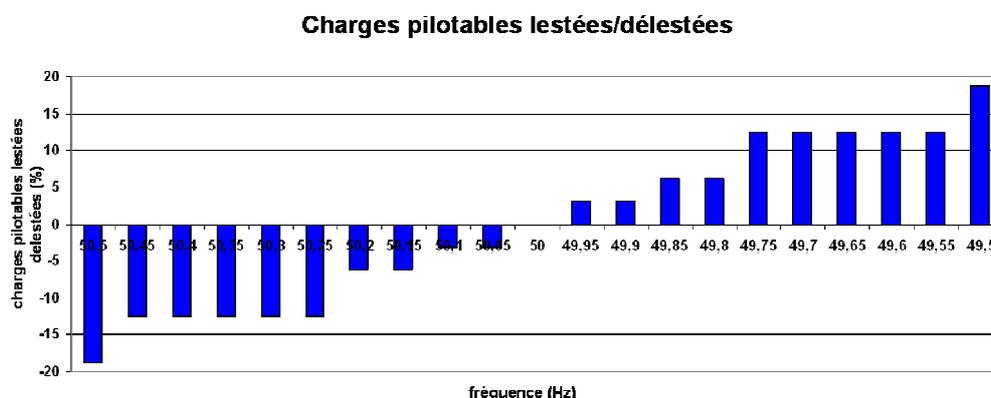


Figure 5-14 : pourcentage de charge lestée/délestée en fonction de la fréquence

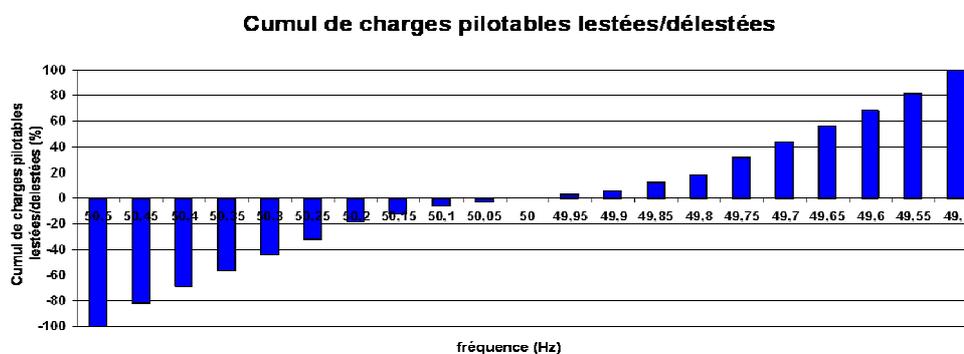


Figure 5-15 : cumul de charges pilotables lestées/délestées en fonction de la fréquence

Pour l'étude, il est supposé que 3000MW de charges supplémentaires, dont la nature reste à déterminer, sont disponibles pour jouer ce rôle de lest. L'excédent d'électricité peut éventuellement servir au chauffage d'eau, au pompage d'eau, à la création de glace... Le fait de jouer sur un stockage de l'électricité sous une forme thermique ou hydraulique, présentant donc un potentiel ou une inertie exploitable ultérieurement, permettrait d'utiliser cet excédent de production sans le gâcher outre mesure.

5.2 Simulations

5.2.1 Simulation 1

Une **perte de charge de 6000MW** est simulée, ce qui peut s'apparenter à un excès de production. Cette situation n'a aucune signification réelle, mais permet juste de tester

l'efficacité de l'algorithme. Ainsi, à l'instant $t = 200$ secondes, la charge diminue de **6000MW**.

La fréquence, la production thermique, et la puissance des charges pilotables sont visualisées dans cet ordre sur les **figures 5-16** et **5-17**. Seule la production thermique est représentée car la production nucléaire a une même réponse proportionnelle (cf. § 4.5.1).

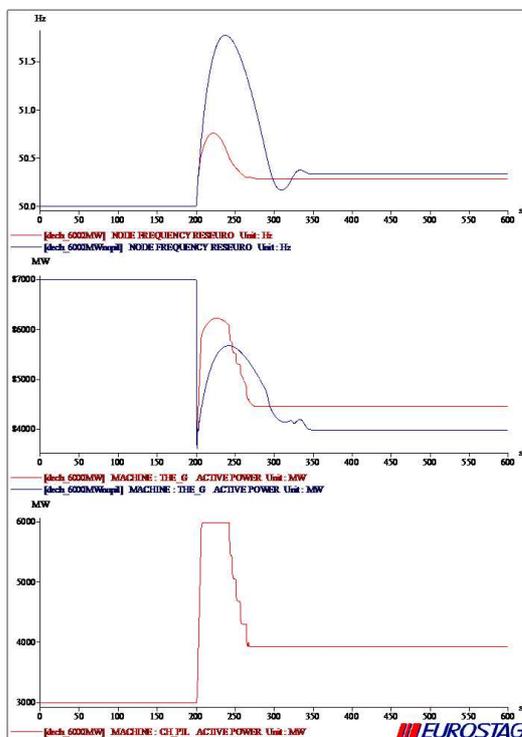


Figure 5-16 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 6000MW de charge, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues)

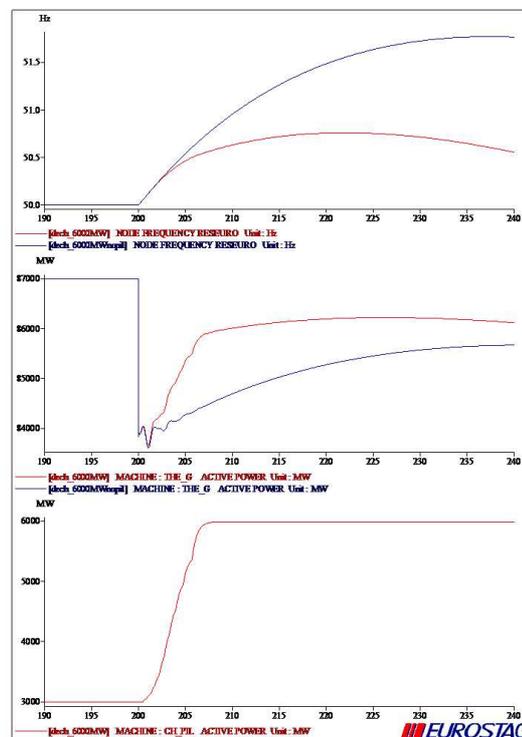


Figure 5-17 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la perte de 6000MW de charge, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues); agrandissement sur les 30 secondes suivant l'événement

Lors de la perte de charge, tous les échelons sont connectés ; la puissance des charges pilotables est alors de 6000MW. Quand la fréquence s'est stabilisée, cinq échelons restent connectés (puissance des charges est de 3937.5MW).

En régime dynamique, suite à la décharge, la fréquence n'augmente pas trop, et une fois stabilisée, le pilotage de charges permet de gagner 52.5mHz.

Le groupe s'éloigne moins de son point de fonctionnement nominal ; 464MW sont « gagnés ».

Un agrandissement de la puissance des charges pilotables au moment de la perte de charge, sur la **figure 5-18**, illustre un peu mieux la stratégie employée.

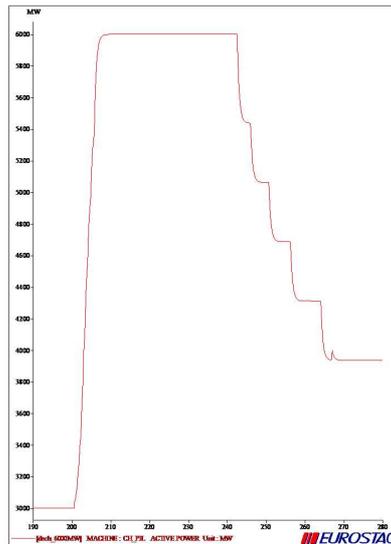


Figure 5-18 : puissance pilotable pendant la perte de charge de 6000MW

5.2.2 Simulation 2

Enfin, pour voir la capacité du pilotage de charges à agir dans les sens d'augmentation et de diminution de charge, l'événement suivant est simulé : une **surcharge** de **3400MW** à l'instant **t = 200 secondes**, d'une durée de 400 secondes, suivi d'un retour à la normale. Cette simulation est réalisée avec et sans pilotage de charges.

La fréquence, la production thermique, et la puissance des charges pilotables sont visualisées dans cet ordre sur les **figures 5-19, 5-20** et **5-21**. Seule la production thermique est visualisée, car la production nucléaire a une même réponse proportionnelle (cf. §4.5.1).

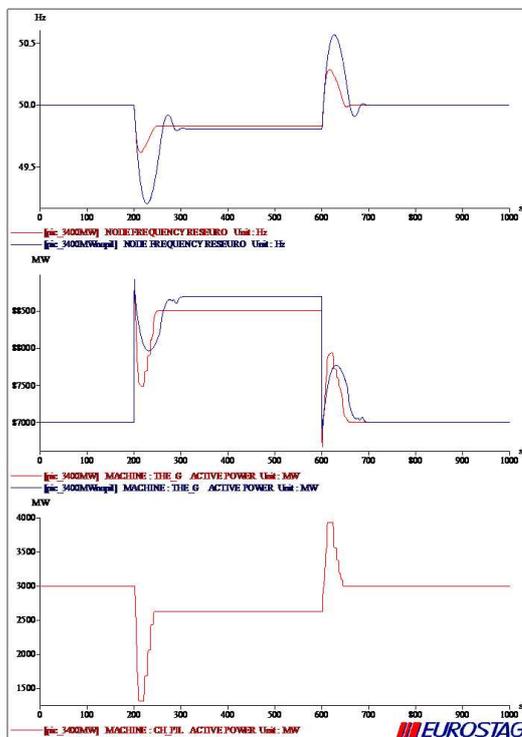


Figure 5-19 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la surcharge de 3400MW et du retour à la normale, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues)

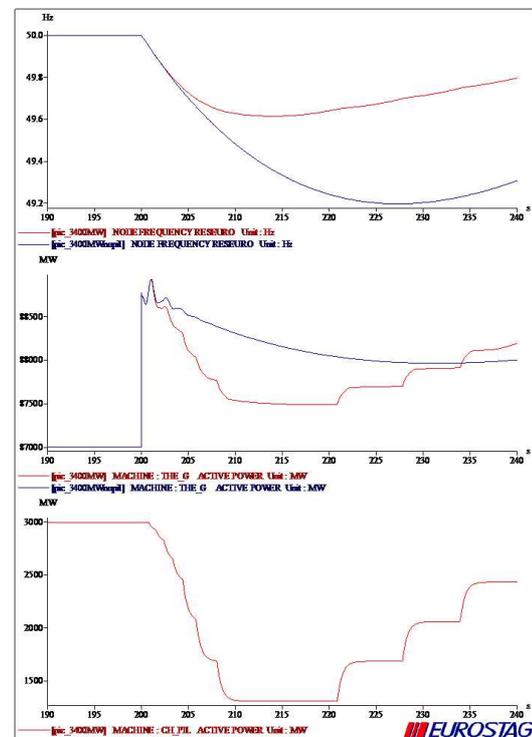


Figure 5-20 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la surcharge de 3400MW et du retour à la normale, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues), agrandissement sur les 30 secondes après la surcharge

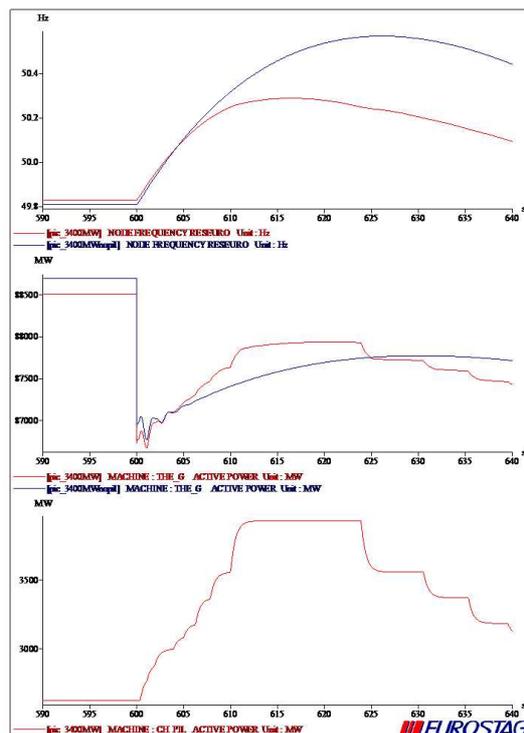


Figure 5-21 : fréquence, puissance thermique et puissance pilotable lors de la surcharge de 3400MW et du retour à la normale, avec et sans pilotage de charges (courbes rouges et bleues), agrandissement sur les 30 secondes après le retour à la normale

Un agrandissement de la puissance des charges pilotables au moment de la surcharge et du retour à la normale, sur la **figure 5-22**, illustre la stratégie employée.

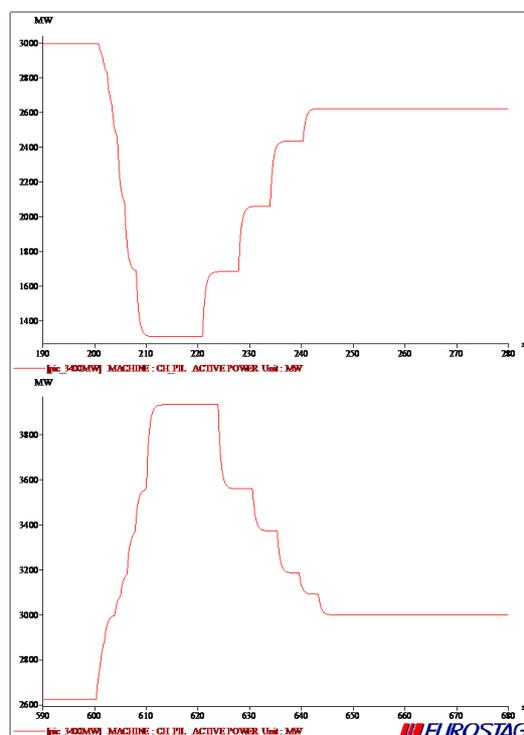


Figure 5-22 : puissance pilotable pendant la surcharge et le retour à la normale

Lors de la surcharge, sept échelons de charges sont délestés ; la puissance des charges est alors de 1312.5MW. Quand la fréquence s’est stabilisée, trois échelons restent

déconnectés ; la puissance des charges est de 2625MW, et la fréquence vaut 49.83Hz, comme dans la 1^{ère} étude.

Lors de la diminution de charge et du retour à la normale, les 3 échelons de charges se reconnectent, mais en plus de ceux-ci, quatre autres échelons se connectent, puisque la fréquence atteint transitoirement 50.29Hz. La puissance des charges pilotables vaut alors 3937.5MW.

D'autre part, le pilotage de charges permet là encore de maintenir la fréquence à un niveau plus élevé pendant le régime dynamique suivant la surcharge, et permet de gagner 21mHz en régime établi, quand la fréquence s'est stabilisée.

Le groupe de production est lui aussi moins sollicité en régime dynamique, et fournit 184MW en moins pendant la surcharge. Mais ce gain est plus économique que financier (cf. §4.5.1).

Ces dernières observations sont là encore discutables car théoriquement, le réglage secondaire de fréquence intervient 30 secondes après l'événement, avec la réserve secondaire de puissance. On peut cependant penser que le pilotage de charges permettra de moins solliciter cette réserve.

6 Conclusion

Les différentes simulations ont montré l'intérêt que pouvait représenter le pilotage de charges pour une contribution au maintien de la fréquence pendant divers incidents critiques.

Suite à une surcharge, le pilotage de charge permet à la fréquence de ne pas trop diminuer en régime dynamique, et de garder un meilleur niveau en régime établi. Les simulations ont montré que la participation des charges au réglage de fréquence pouvait permettre aux groupes de production de fournir moins de réserve lors de divers incidents. En cas d'application à grande échelle, cette contribution pourrait leur permettre de mobiliser moins de réserves, et d'obtenir plus de gain financier. En effet, la mobilisation de réserve primaire et/ou secondaire coûte cher.

Les charges visées par cette étude sont essentiellement les charges de confort thermique et de type électroménager. Des études ont montré que ces charges réunies représentaient une quantité suffisante pour réaliser un pilotage de charge efficace [KIN 05]. Cependant, les charges appelées ne sont pas toujours mobilisables, et donc une étude statistique sur le taux de réponse des charges en fonction d'un appel pourrait être intéressante, notamment sur le plan temporel. Cette étude permettait de connaître la proportion de charges à appeler pour une variation de fréquence, pour avoir un délestage adapté. L'approche de ce travail a néanmoins pris en compte cet aspect « possible indisponibilité des charges » en se plaçant volontairement dans une hypothèse pessimiste (seulement 2% de la charge totale est adressée).

Ces remarques et les conclusions quantitatives sur ce pilotage sont cependant à modérer. Les simulations n'ont volontairement pas pris en compte le réglage secondaire de fréquence, alors que la réserve secondaire entre normalement en jeu dans les trente secondes suivant une perturbation. Cependant, l'action des charges représentant une aide notable au réglage primaire, puisque la situation trente secondes après la perturbation est meilleure avec pilotage que sans pilotage, elle devrait permettre de moins solliciter la réserve secondaire par la suite.

L'algorithme de délestage peut fonctionner aussi en sens inverse, en cas de surproduction. Des charges qui se connectent quand la fréquence atteint un certain seuil permet à celle-ci de ne pas trop s'éloigner de sa valeur nominale. Il faut déterminer dans ce cas la nature des charges à connecter. L'électricité en excès peut servir à chauffer de l'eau ou être stockée en énergie potentielle (pompage d'eau). Une autre possibilité serait de refroidir l'eau sous forme de glace, et de la réutiliser ultérieurement. Elle pourrait par exemple servir au refroidissement d'applications hautement exothermiques et critiques sur le plan de la température de fonctionnement (exemple des transformateurs).

Pour des événements moins critiques, l'action du réglage primaire de fréquence, complétée par du pilotage de charges pourrait ramener la fréquence dans la bande acceptable en un délai inférieur à trente secondes.

Concernant l'expérience réalisée à grande échelle dans la région des Etats-Unis, Nord Ouest Pacifique (Pacific Northwest), entre 2006 et 2007, les résultats se sont montrés intéressants. Les charges équipés du contrôleur permettant les délestages ont réagi de concert lors des diverses chutes de fréquence. De plus comme la durée de ces occurrences allait de quelques secondes à dix minutes, les coupures se sont révélées transparentes pour les clients participants au test.

Cette expérience s'est donc révélée concluante à une taille régionale, néanmoins elle demande à être confirmée à plus vaste échelle. En effet elle n'a pas pu mettre réellement en évidence les bénéfices dont pouvait tirer le réseau de cette contribution des charges. À la limite, cette participation sera au moins bénéfique pour les réseaux isolés ou îliens. Un autre obstacle concerne l'installation des contrôleurs dans les équipements visés par ces délestages. Il faudrait justifier les coûts d'implémentation aux constructeurs et aux clients. Enfin si les charges apportent réellement une contribution à la tenue de la fréquence, elles pourraient également amener d'autres services, notamment sur la tension.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Cette thèse s'inscrit dans des travaux réalisés par le GIE IDEA sur les réseaux de distribution du futur. Dans ce cadre, avec l'augmentation constante de la consommation électrique, le contexte de dérégulation et l'insertion massive des GED, la vision actuelle des réseaux sera modifiée et la production pourra venir autant des groupes de production centralisés que des productions dispersées. En conséquence, les charges pourront participer au maintien de la fiabilité et de la sécurité des réseaux électriques.

Ainsi, bien qu'actuellement l'utilisation des charges dans des services réseaux ne soit pas usuelle, les travaux qui ont été présentés ont soulevé certains aspects du pilotage de charge.

En premier lieu, le **Chapitre 1**, dont le but était d'introduire le concept de pilotage de charge, a permis de détacher deux types de charge dont le potentiel à être piloté s'est révélé intéressant :

- les charges thermiques,
- les charges de type électroménager.

Comme leur nom l'indique, les premières peuvent être contrôlées de par l'exploitation de leurs inerties thermiques, caractéristiques propres de ce type de charge. Concernant les secondes, leur utilisation peut être déplacée dans le temps, ce qui présente une souplesse indéniable quant à leur pilotage.

Le **Chapitre 2**, qui a révélé les acteurs pour qui le contrôle de la consommation va être un enjeu, a aussi présenté les technologies et équipements qu'il faudra installer sur les réseaux pour que le pilotage de charge devienne effectivement une alternative courante pour la gestion des réseaux électriques, et en particulier pour les réseaux de distribution.

La description des réseaux de distribution actuels faite au **Chapitre 3** a permis de conclure que ces réseaux sont performants, mais qu'avec le contexte d'étude envisagé, leurs dimensionnements ne suffiront plus.

En relation avec les conclusions du premier chapitre, le **Chapitre 4** a étudié les potentialités du pilotage des chauffages électriques résidentiels dans le cas d'une surcharge le long d'un départ d'un réseau de distribution. Deux stratégies ont été explorées ; l'une en mode préventif et l'autre en temps réel. Les résultats de la première stratégie ont démontré que la gestion de la consommation de ces charges pouvait permettre d'atténuer certains pics de consommation tout en assurant un confort et une transparence aux usagers. Les résultats de la seconde stratégie se sont avérés moins probants du fait que la stratégie évolue en temps réel. Néanmoins ces deux stratégies ne sont que deux parmi d'autres envisageables. Elles n'avaient pour objectif que d'évaluer les capacités d'effacement de ce type de charge face à des contraintes liées à des limitations de puissance.

Enfin, toujours en fonction des conclusions du premier chapitre, le **Chapitre 5** a présenté une étude sur la contribution potentielle des charges déplaçables au réglage de fréquence. Cette étude, menée à grande échelle aux Etats-Unis, a montré que le pilotage de charge, suite à la perte d'un important groupe de production pouvait éviter que la fréquence ne diminue trop. De la sorte, cette contribution pourrait permettre aux groupes de production réalisant le réglage de fréquence, de mobiliser une réserve d'énergie moins importante.

En ce qui concerne les réalisations dans le domaine, on peut signaler l'opération « Ecowatt », lancée en Bretagne par le gestionnaire du réseau de transport RTE (Réseau de

Transport de l'Electricité) en Novembre 2008, et qui doit durer tout au long de l'hiver 2008/2009. Cette démarche a pour but d'inciter les particuliers, entreprises et collectivités à réduire leur consommation électrique en cas de tension sur le réseau électrique Breton, en particulier pendant les périodes de pointe, entre 17h00 et 20h00, pendant les vagues de froid. En effet, selon RTE, la Bretagne est la seconde région la plus vulnérable du réseau électrique français après la région PACA puisqu'elle ne produit que 7% de l'électricité consommée. L'adhésion à cette démarche est volontaire et se fait par le site Internet Ouest Ecowatt **[ECO]** ; les consommateurs inscrits reçoivent notamment par email ou SMS les messages d'alerte les invitant à réduire leur consommation. Le site définit trois niveaux d'alerte (vert, orange, rouge), affiche la tendance du jour et celle du lendemain. RTE estime que cette mesure pourrait réduire la consommation aux heures de pointes de 2 à 3% si un foyer breton sur dix seulement réagit à un appel **[ACT]**. Cette tentative d'appel à la modération de la consommation d'électricité s'appuie donc sur la mobilisation citoyenne, et sur l'utilisation de moyens de communication modernes et rapides.

La première alerte, de niveau orange a eu lieu le 8 Décembre. Par la suite, la seconde semaine du mois de Janvier 2009, notamment du Lundi 5 au Vendredi 9, s'est avérée particulièrement rigoureuse. Durant cette période, cinq jours consécutifs furent décrétés en niveau d'alerte rouge. Seulement au moment de la rédaction de ce mémoire, les résultats de cette première opération ne sont pas encore connus.

Par ailleurs, au niveau national, la valeur historique maximale de 88960MW, atteinte le 17 Décembre 2007, a été dépassée le mercredi 9 avec 92400MW à 19h. Cette vague de froid a ainsi permis de soulever le problème de la consommation électrique face aux sources de production disponibles. En effet le 5 Janvier 2009, le RTE a publié sur son site Internet **[RTE]**, une dépêche relatant ces faits et recommandant aux français de mieux maîtriser leur consommation électrique, en particulier aux heures de pointes.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

1 Sources diverses

[ANG 04] : Angioletti R. et Despretz H., « *Maîtrise de l'énergie dans les bâtiments- Définitions, usages, consommations* », Techniques de l'Ingénieur, BE 9 020, Janvier 2004

[ARR 03] : Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, Journal Officiel de la République Française, 31 Août 2003.

[ARR 06] : Arrêté du 6 Octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution, Articles 12 et 13, NOR : INDI0608538A, version consolidée au 16 février 2007

[BEL 05]: Belhomme R. et Robert G. "*Ancillary Services provided by dispersed generation*", CIGRE 2005

[BLA 94] : René Blanc, « *Postes à haute et très haute tensions : Dispositions Constructives* », Techniques de l'Ingénieur D4572, Juin 1994

[BOE 07]: Boëda D., Verneau G., Roye D., « *Load control to balance limited or intermittent production* », 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007

[BOE 08]: Boëda D., Verneau G., Roye D., « *Synthèse bibliographique d'une analyse de la problématique du pilotage de charges* », Revue Internationale de Génie Electrique, Août 2008

[BRA 06]: Branchesi A.*, Drago C. **, "*New solutions for demand measurement and control: Automated Meter Management and Energy Management*", * IBM Emerging Opportunities Organization, Milan, Italy, **IBM Automated Meter Management Center of Excellence, Rome, Italy, Proceedings of the 2006 ANILPA

[C12 04]: CRISP project, Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power, ENK8-CT-2002-00673, deliverable D1.2, "*Market-oriented online supply-demand matching*", 07-04-2004

[C14 04]: CRISP project, Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power, ENK5-CT-2002-00673, deliverable D1.4, "*Fault detection, analysis and diagnostics in high-DG distribution systems*", 07-04-2004

[CAI 06] : R. Caire, « *Réseaux communs pour le Défi Power Strada, VERSION IDEA* », Document EDF R&D, 20 Mai 2006

[CAL 03]: California Energy Commission prepared by Architectural Energy Corporation and Battelle Memorial Institute Northwest Division, *“Final report compilation for smart load control and Grid-Friendly appliances”*, October 2003

[CAR 91]: Philippe Carrive, *« Réseaux de distribution : Structure et planification »*, Techniques de l'Ingénieur, D4210, Décembre 1991

[CAS 95]: Castagnoni A., *« Applications Électrodomestiques-Généralités »*, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 5 330, Mars 1995

[CHE 06]: Chemelli C., Grattieri W., *“DEMAND RESPONSE: technology requirements for an energy emerging business”*, CESI RICERCA, Power System Economics Dept., Milan, Italy, Proceedings of the 2006 ANILPA

[CHO 06]: B.K. Choi, H.D. Chiang, Y. Li, Y.T. Chen, D.H. Huang and M.G. Lauby, *“Development of Composite Load Models of Power Systems using On-line Measurement Data”*, IEEE 2006

[CRO 91]: Alain Croguennoc, *« Protection des réseaux à basse tension de distribution publique »*, Techniques de l'Ingénieur D4815, Septembre 1991

[CST 00]: Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, *« Guide Réglementaire- Règles de calcul Th-bât, Th-I »*, Réglementation Thermique 2000

[DEC 06]: De Chirioco M., Esposito S., *“Bringing efficiency through energy management: The UTILTEC Project”*, The UTILTEC Consortium, Proceedings of the 2006 ANILPA

[DIR 05]: Direction générale de l'Urbanisme de l'Habitat et de la Construction, Directions Départementales et Régionales de l'Équipement (DDE et DRE), *« Réglementation thermique 2005, des bâtiments confortables et performants »*

[DIR 08]: Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoires de l'économie de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, *« L'Électricité en France en 2007 : une analyse statistique »*, Juin 2008

[DOU 97]: Alain Doulet, *« Réseaux de distribution : Exploitation »*, Techniques de l'Ingénieur D4230, Février 1997

[ELL 06]: A. Ellis, D. Kosterev and A. Meklin, *“Dynamic Load Models: Where Are We?”*, IEEE 2006

[ERD 08]: Document ERDF, *« Description physique du réseau public »*, Référentiel Technique, ERDF-NOI-RES_07E, Version 2, 01 Juillet 2008

[EU2 04]: Eudeep project, Keynote paper, WP3-S2, *“End-User acceptance and potential for LTS: Experiments and modelling”*, 28-06-2004

[EU5 04]: Eudeep project, Keynote paper, WP3-S5, “*Methodologies to build market configurations suited to DER deployment -Trading of DER in competitive market*”, 28-06-2004

[EU7 04]: Eudeep project, Keynote paper, WP3-S7, “*Metering needs and standards*”, 28-06-2004

[EU9 04]: Eudeep project, Keynote paper, WP3-S9, “*Automation and control issue for DER and technologies involving LTS*”, 28-06-2004

[FER 05]: Ferrand P., “*Ensembles de comptage*”, Techniques de l'Ingénieur, D 4956, Mai 2005

[GAI 93]: Émile Gain, « *Réseaux de distribution : Conception et dimensionnement* », Techniques de l'Ingénieur, D4220, Décembre 1993

[HA 07]: Duy-Long HA, « *Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation* », Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'INPG, 19 Septembre 2007

[HAJ 98]: L.M. Hajagos and B. Danai, “*Laboratory Measurements and Models of Modern Loads and Their Effect on Voltage Stability Studies*”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 13, No 2, May 1998

[IEA 01]: IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes, Task VIII, Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market, Sub-task 4 report, “*Technologies for Demand Side Bidding*”, October 2001

[IEE 90]: IEEE Stability Special: “*Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience*”, IEEE Special Publication, 90TH0358-2-PWR, 1990

[IEE 93]: IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “*Load representation for dynamic performance analysis*”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8 No 2, May 1993

[IEE 95]: IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “*Standard load models for power flow and dynamic performance simulation*”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.10, No 3, August 1995

[INT 04]: International application published under the patent cooperation treaty (PCT), World Intellectual Property Organization, “*Frequency based power monitoring and management*”, International publication number: WO 2004/114495 A1, 29-12-2004

[ISE 02]: ISET 2002, Institute für Solar Enrgieversorgungstechnik, „*Siebbentes Kasseler Symposium Energy-systemtechnik. Energiespeicher und Energietransport*“, Kassel, 2002

[KAR 94]: D.Karlsson and D.J.Hill, *“Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems”*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.9, No.1, February 1994

[KIN 05]: Kintner-Meyer Mickael, Ph.D, Pacific Northwest National Laboratory « Smart Load Control and Grid Friendly Appliances”, 2005 Pacific coast electrical association Hawaii conference and expo, September 29-October 1, 2005

[KIR 03]: Kirby B. and Hirst E., “Technical issues related to retail-load provision of ancillary services”, New England Demand Responsive Initiative, February 10, 2003

[KUN 94]: P. Kundur, *“Power System Stability and Control”*, Electric Power Research Institute, Mc Graw-Hill, USA, 1994

[KRE 05]: Krema limited, *“A scoping Study: Demand Side Measures on the UK Electrical System”*, 29 August 2005

[LER 04]: André A. P. Lerm, V. Barboza and Delmar B. Carvalho, « *Modelling Aggregate Loads on Distribution Feeders* », PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America, IEEE 2004

[LOU 03]: K.W. Louie and J.R. Marti, *“New aggregate load models for different load data formats”*, CCECE 2003-CCGEI 2003

[MAU 06]: Mauri G., Moneta D., *“Innovative Load Shedding and Demand Side Management Enhancements to improve Security of a National Electrical System”*, CESI RICERCA, Power System Economics Dept., Milan, Italy, Proceedings of the 2006 ANILPA

[ORP 99]: Orphelin M. and Adnot J., *“Improvement of methods for reconstructing water heating aggregated load curves and evaluating Demand-Side control benefits”*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No4, November 1999

[PAC 07]: Pacific Northwest National Laboratory, *“Pacific Northwest GridWise™, Testbed Demonstration Projects, Part II. Grid-Friendly Appliance Project”*, October 2007

[PRE 98] : Christophe Prévé, « *Protection des réseaux électriques* », Editions HERMES, Paris, 1998

[PUD]: Pudjiato D., Ramsay C., *“The FENIX vision: The Virtual Power Plant and system integration of distributed energy resources”*, Deliverable 1.4.0

[R34 08] : Publications RTE, Référentiel Technique de RTE, «Performances du RPT- Sûreté du système électrique-Maîtrise des incidents-Plans de sauvegarde et de défense », Chap3-Article 3.4, 15 juillet 2006, en vigueur au 15 mai 2008

[R47 08] : Publications RTE, Référentiel Technique de RTE, «Contribution des utilisateurs aux performances du RPT-Echange d'informations et système de téléconduite», Chap4-Article 4.7, 15 juillet 2006, en vigueur au 15 mai 2008

[RIC 06] : Olivier Richardot, « *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée* », Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'INP Grenoble, 10 Octobre 2006

[ROC 07]: Rochon O., « *Communications dans les comptages d'électricité* », Techniques de l'Ingénieur, D4957, Février 2007

[ROM 02]: I. Romero, "*Dynamic load models for power systems*", Lund University, Licentiate Thesis, 2002

[RT 005] : Ministère de l'emploi, de la cohésion sociale et du logement, Arrêté du 24 mai 2006 relatif aux caractéristiques thermiques des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles des bâtiments, NOR : SOCU0610625A, 25 mai 2006

[RTE 04] : document RTE, « *Mémento de la sûreté du système électrique* », 2004

[STA 08] : Publication RTE, Statistiques de l'Energie Electrique en France en 2007, Juillet 2008

[SAG 05]: Deepak R. Sagi, Satish J. Ranade and A. Ellis, "*Evaluation of a Load Composition Estimation Method Using Synthetic Data*", IEEE 2005

[SUR 04] : Surdu C. & Enacheanu O. , « *Valorisation des services système* », Rapport IDEA, 2004

[TAY 94]: C.W. Taylor, "*Power System Voltage Stability*", Electric Power Research Institute, Mc Graw-Hill, USA, 1994

[TRI 06] : TRIBU ÉNERGIE, « *La méthode de Calcul des Consommation Conventionnelles dans les Logements : 3CL* », Justificatif 3CL, 16/03/2006, associé à « *Algorithmes de la méthode 3CL-V14 (Calculs des consommations conventionnelles dans les logements)* »

[VIR 99] : Marc Virlogeux, « *Système de téléconduite des postes électriques* », Techniques de l'Ingénieur D4850, Mai 1999

2 Sites Internet

[ACT]: Actu Environnement, www.actu-environnement.com

[CEL 99] : Site de l'INSEE : Pourcentage chauffage électrique
http://www.recensement.insee.fr/FR/ST_ANA/F2/PRINCALLPRINC1GPRINC1G1F23FR.html

[ECO] : site d'Ecowatt en Bretagne : www.ouest-ecowatt.com

[EDF] : site d'EDF: <http://www.edf.fr/>

[EDFPAR] : site d'EDF-Particuliers : www.edf-bleuciel.fr

[ENER] : site du Cabinet Sidler – ENERTECH, www.enertech.fr

[EUR] : site du logiciel de simulation dynamique des systèmes électriques EUROSTAG : www.eurostag.be

[GOU] : site du gouvernement français:
http://www.debat-energies.gouv.fr/energie/statisti/f1e_stats.htm

[LIG 03]: Lighting Institute at Rensselaer Polytechnic, Albany, NY, 2003,
<http://www.lrc.rpi.edu/programs/DELTA/publications/publicationsList.asp>

[LOG 99] : site de l'INSEE : Logement principal/logement vacant :
http://www.recensement.insee.fr/RP99/rp99/c_affiche.affiche?nivgeo=F&codgeo=2&produit=P_LOGB&theme=LOG&typeprod=ALL&lang=FR

[RAD] : Radiateurs fonte anciens rénovés – Baignoires anciennes : www.radiateurfonte.com

[RTE] : Site Internet du RTE : www.rte-france.com

[WEA 02]: Weather Underground,
http://french.wunderground.com/history/airport/LFMV/2002/1/24/DailyHistory.html?req_city=NA&req_state=NA&req_statename=NA

[WIK]: Wikipedia, <http://fr.wikipedia.org/wiki/Éclairage>

Annexes

Annexes

1 Annexe du Chapitre 1

1.1 Tableaux des usages énergétiques par secteur d'activité

Les usages énergétiques électriques varient en fonction des secteurs d'activité dans lesquels ils sont utilisés. On en distingue cinq principaux, qui présente chacun ses particularités quand à l'utilisation qui est faite de l'énergie électrique [EU2 04]. Les tableaux suivant sont des versions plus détaillées des tableaux présentés dans la partie 2, « **Quelles charges piloter ?** » .

1.1.1 Usages énergétiques pour le secteur industriel :

Type d'industrie	Usages énergétiques	
Métallurgie (Fer et Acier)	Compresseurs d'air Haut fourneau Arc électrique Procédés électriques Fonderies Eclairage	Chaleur à faible enthalpie Commande et alimentation des moteurs Fours de process Roue de trempe Fabrication d'agglomérés Chaleur à haute enthalpie et vapeur
Production de métaux non ferreux	Compresseurs d'air Eclairage Commande et alimentation des moteurs Fourneaux électriques	Fours électriques Chaleur à faible enthalpie Chaleur à haute enthalpie et vapeur
Production chimique	Compresseurs d'air Chaleur à faible enthalpie Eclairage Commande et alimentation des moteurs Procédés électriques	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Procédés thermiques Utilisation de l'électricité en lien avec les matières premières
Production de matériaux de construction	Fours électriques Fours à ciment Compresseurs d'air Eclairage Commande et alimentation des moteurs Procédés de recuit électrique du verre	Chaleur à faible enthalpie Procédés de recuit thermique du verre Fours à matériaux Séchage et séparation Fours tunnels
Production de papiers et dérivés	Eclairage Commande et alimentation des moteurs Système électrique pour les dérivés Système électrique pour le raffinage	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Chaleur à faible enthalpie Vapeur pour les dérivés Vapeur pour le raffinage Séchage et séparation
Production de nourriture, de boisson et de tabac	Compresseurs d'air Refroidissement et réfrigération Eclairage Commande et alimentation des moteurs Electricité pour le séchage et la séparation Chaleur spécifique	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Chaleur à faible enthalpie Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct
Ingénierie	Compresseurs d'air Eclairage Commande et alimentation des moteurs Electricité pour le séchage et la séparation Machinerie Induction électrique Fonderies électriques	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Chaleur à faible enthalpie Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Fonderies thermiques Chauffage direct
Production textile	Compresseurs d'air Refroidissement et réfrigération	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Chaleur à faible enthalpie

	Eclairage Commande et alimentation des moteurs Electricité pour le séchage et la séparation	Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct
Autres secteurs industriels	Compresseurs d'air Eclairage Commande et alimentation des moteurs Electricité pour le séchage et la séparation	Chaleur à haute enthalpie et vapeur Chaleur à faible enthalpie Chauffage des locaux Energie thermique pour le séchage et la séparation Chauffage direct

Tableau A-1 : Usages énergétiques dans le secteur industriel [EU2 04]

1.1.2 Usages énergétiques pour le secteur tertiaire et commercial :

Type d'activité	Usages énergétiques	Technologies
Bureaux	Eclairage Chauffage Air conditionné Besoins électriques divers Eau chaude	Eclairage Chauffage / refroidissement électrique Chauffage / refroidissement au gaz Chauffage / refroidissement par chaudière Chauffage urbain Equipements électriques divers
Commerces	Eclairage Chauffage Air conditionné Besoins en vapeur Besoins électriques divers Eau chaude	Eclairage Chauffage / refroidissement électrique Chauffage / refroidissement au gaz Chauffage / refroidissement par chaudière Chauffage urbain Equipements électriques divers
Services publics	Eclairage Chauffage Air conditionné Besoins en vapeur Besoins électriques divers Eau chaude	Eclairage Chauffage / refroidissement électrique Chauffage / refroidissement au gaz Chauffage / refroidissement par chaudière Chauffage urbain Equipements électriques divers

Tableau A-2 : Usages énergétiques et technologies associés dans les secteurs résidentiel et commercial [EU2 04]

1.2 Coefficients usuels pour différentes charges et différents modèles

1.2.1 Modèle exponentiel

charges	np	nq
air conditionnée	0.5	2.5
convecteurs électriques de chauffage	2	0
lampes fluorescentes	1	3
pompes, ventilateurs, petits moteurs	0.08	1.6
gros matériels industriels	0.05	0.5
petits matériels industriels	0.1	0.6

Tableau A-3 : Valeurs usuelles pour les exposants np et nq du modèle exponentiel [TAY 94]

1.2.2 Modèle dynamique exponentiel

Types de charges	Exposants			
	pv	qv	$p\omega$	$q\omega$
Lampes à incandescence	1.55	0.0	0.0	0.0
Lampes fluorescentes	0.96	7.38	1.0	-26.6
Air conditionnée	0.2	2.3	0.9	-2.67
Sèches linge	2.04	3.27	0.0	-2.63
Réfrigérateurs et congélateurs	0.77	2.5	0.53	-1.46
Petits équipements	2.0	0.0	0.0	0.0
Pompes et ventilateurs	0.08	1.6	2.9	1.8
Radiateurs	2.0	0.0	0.0	0.0
TV, Hi Fi, informatique	2.0	5.2	0.0	-4.6

Tableau A-4 : Coefficients pour les modèles dépendant de la tension et de la pulsation [LOU 03]

1.2.3 Coefficients pour les caractéristiques statiques et dynamiques de différentes charges

Classe de charges	Facteur de puissance	$\frac{\partial P}{\partial V}$	$\frac{\partial Q}{\partial V}$	$\frac{\partial P}{\partial f}$	$\frac{\partial Q}{\partial f}$	
Résidentiel	été	0.9	1.2	2.9	0.8	62.2
	hiver	0.99	1.5	3.2	1.0	-1.5
Commercial	été	0.85	0.99	3.5	1.2	-1.6
	hiver	0.9	1.3	3.1	1.5	-1.1
Industriel		0.85	0.18	6.0	2.6	1.6
Auxiliaire de centrale		0.8	0.1	1.6	2.9	1.8

Tableau A-5 : Paramètres statiques de charges par classe [KUN 94]

Composant	Facteur de puissance	$\frac{\partial P}{\partial V}$	$\frac{\partial Q}{\partial V}$	$\frac{\partial P}{\partial f}$	$\frac{\partial Q}{\partial f}$
air conditionné triphasé	0.9	0.088	2.5	0.98	-1.3
monophasé	0.96	0.202	2.3	0.89	-2.7
de type fenêtre	0.82	0.468	2.5	0.56	-2.8
chauffes eau fours, friteuses	1.0	2.0	0.0	0.0	0.0
laves vaisselle	0.99	1.8	3.6	0.0	-1.4
laves linge	0.65	0.08	1.6	3.0	1.8
sèche linge	0.99	2.0	3.2	0.0	-2.5
réfrigérateurs	0.8	0.77	2.5	0.53	-1.5
téléviseurs	0.8	2.0	5.1	0.0	-4.5
lampes à incandescence	1.0	1.55	0.0	0.0	0.0
lampes fluorescentes	0.9	0.96	7.4	1.0	-2.8
moteurs industriels	0.88	0.07	0.5	2.5	1.2
moteurs de ventilateur	0.87	0.08	1.6	2.9	1.7
pompes agricoles	0.85	1.4	1.4	5.0	4.0
fours à arc	0.7	2.3	1.6	-1.0	-1.0
transformateurs hors charge	0.64	3.4	11.5	0.0	-11.8

Tableau A-6 : Paramètres statiques de charges par composant [KUN 94]

2 Annexe du Chapitre 4 : Calcul de l'équation du modèle de la maison.

2.1 Définition du contexte de résolution

Avant de débiter les calculs, les paramètres récurrents, intervenant dans la suite du calcul sont rappelés dans le **tableau A-7** :

notation	signification	unité
P_{ch}	Puissance de chauffe installée de la maison	W
R_m	Résistance thermique équivalente de la maison	$K.W^{-1}$
R_{rad}	Résistance thermique du radiateur	$K.W^{-1}$
C_m	Capacité calorifique de la maison	$W.s.K^{-1}$
C_{rad}	Capacité calorifique du radiateur	$W.s.K^{-1}$
T_{int}	Température intérieure	K
T_{ext}	Température extérieure	K
T_{rad}	Température du radiateur	K
τ_{rad}	Constante de temps du système radiateur	s
τ_m	Constante de temps du système maison	s
$\tau_{rad / m / ext}$	Constante de temps du système radiateur, intérieur de la maison, extérieur	s

Tableau A-7 : Table des paramètres

Les maisons individuelles, qui font l'objet du pilotage sont de trois catégories différentes, mais les modèles servant à la modélisation sont les mêmes. Seuls les paramètres thermiques varient en fonction du type de maison ; le **tableau A-8** les rappelle.

notation	signification
R_{rad}	Résistance thermique du radiateur
C_{rad}	Capacité calorifique du radiateur
τ_{rad}	Constante de temps du système radiateur
R_{mai}	Résistance thermique équivalente des maisons mal isolées
C_{mai}	Capacité calorifique équivalente des maisons mal isolées
τ_{mai}	Constante de temps du système maison mal isolée
P_{mai}	Puissance de chauffe installée des maisons mal isolées
R_{mi}	Résistance thermique équivalente des maisons moyennement isolées
C_{mi}	Capacité calorifique équivalente des maisons moyennement isolées
τ_{mi}	Constante de temps du système maison moyennement isolée
P_{mi}	Puissance de chauffe installée des maisons moyennement isolées
R_{bi}	Résistance thermique équivalente des maisons bien isolées

C_{bi}	Capacité calorifique équivalente des maisons bien isolées
τ_{bi}	Constante de temps du système maison bien isolée
P_{bi}	Puissance de chauffe installée des maisons bien isolées

Tableau A- 8 : Table des paramètres thermiques

Pour simplifier les écritures dans les calculs, des calculs, ou autres détermination de paramètres peuvent être effectués au préalable :

$$\begin{aligned}
 - R_{rad} &= \frac{R_m}{100} \\
 - \tau_{rad} &= R_{rad} \times C_{rad} = 60 \\
 - C_{rad} &= \frac{60}{R_{rad}} = \frac{6000}{R_m} \\
 - \frac{R_{rad}}{R_m + R_{rad}} &= \frac{R_m/100}{R_m + R_m/100} = \frac{R_m/100}{R_m \times 101/100} = \frac{1}{101} \\
 - \frac{R_m}{R_m + R_{rad}} &= \frac{R_m}{R_m + R_m/100} = \frac{R_m}{R_m \times 101/100} = \frac{100}{101} \\
 - \frac{R_m \times R_{rad}}{R_m + R_{rad}} &= \frac{R_m \times R_m/100}{R_m + R_m/100} = \frac{R_m^2/100}{R_m \times 101/100} = \frac{R_m}{101} \\
 - \tau_m &= R_m \times C_m \\
 - \tau_{rad/m/ext} &= \frac{R_m \times R_{rad}}{R_m + R_{rad}} \times C_m = \frac{R_m}{101} \times C_m = \frac{\tau_m}{101}
 \end{aligned}$$

Comme il l'est expliqué dans la partie **3** du **Chapitre 5**, le modèle thermique complet de la maison est un modèle à deux constantes de temps, obtenu par la mise en série de deux modèles du premier ordre :

- le modèle du système de chauffe (radiateur) dont la constante de temps est τ_{rad}
- le modèle de la maison dont la constante de temps est τ_m

On fait l'hypothèse que toutes les maisons ont le même équipement pour se chauffer. La constante de temps τ_{rad} est donc la même pour toutes les catégories de maison. En ce qui concerne les constantes de temps τ_m , elles dépendent des paramètres de construction décrits dans la partie **2** du **Chapitre 5**. Leurs valeurs sont les suivantes :

$$\begin{aligned}
 - \tau_{rad} &= R_{rad} \times C_{rad} = 60 \text{ sec} = 1 \text{ min} \\
 - \tau_{mai} &= R_{mai} \times C_{mai} = 38529 \text{ sec} \approx 10 \text{ h } 42 \text{ min} \\
 - \tau_{mi} &= R_{mi} \times C_{mi} = 63247 \text{ sec} \approx 17 \text{ h } 34 \text{ min} \\
 - \tau_{bi} &= R_{bi} \times C_{bi} = 157120 \text{ sec} \approx 43 \text{ h } 39 \text{ min}
 \end{aligned}$$

Les puissances de chauffe installées sont dimensionnées en fonction des types de maison ; **mal**, **moyennement** et **bien isolées**. Ces puissances ont pour valeur :

$$\begin{aligned}
 - P_{mai} &= 13000 \text{ W} \\
 - P_{mi} &= 9000 \text{ W}
 \end{aligned}$$

$$- P_{bi} = 7000W$$

Le système de chauffe, en interaction avec l'intérieur de la maison est régi par l'équation **(A-1)**, dans le domaine de Laplace.

$$(T_{int} + R_{rad} \times P_{ch}) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad} \times s} = T_{rad} \quad (\text{A-1})$$

La maison, en interaction avec le système de chauffe et l'extérieur est régi par l'équation **(A-2)**, toujours dans le domaine de Laplace.

$$\left(\frac{R_{rad}}{R_{rad} + R_m} \times T_{ext} + \frac{R_m}{R_{rad} + R_m} \times T_{rad} \right) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad/m/ext} \times s} = T_{int} \quad (\text{A-2})$$

Comme il y a une grande différence entre les constantes de temps τ_{rad} et τ_m (60 secondes pour le radiateur contre 10 à 40 heures pour les différentes maisons), le calcul montrera qu'une constante de temps pourra être négligée devant l'autre, et qu'au final le système se comportera comme un système du premier ordre avec une nouvelle constante de temps.

Concernant la température extérieure, celle-ci varie au cours de la journée. Pour simplifier les applications numériques, on va la fixer constante, et égale à une valeur de 2°C. Cette valeur est proche de la température moyenne des jours simulés, et est négligeable par rapport aux valeurs auxquelles elle sera comparée dans les calculs.

2.2 Résolution du système

Le système à résoudre est donc le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} (T_{int} + R_{rad} \times P_{ch}) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad} \times s} = T_{rad} \end{array} \right. \quad (\text{A-3})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\frac{R_{rad}}{R_{rad} + R_m} \times T_{ext} + \frac{R_m}{R_{rad} + R_m} \times T_{rad} \right) \times \frac{1}{1 + \tau_{rad/m/ext} \times s} = T_{int} \end{array} \right. \quad (\text{A-4})$$

Pour simplifier les écritures, certains paramètres calculés plus haut peuvent être remplacés, il vient donc le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} (T_{int} + R_{rad} \times P_{ch}) = (1 + 60s) \times T_{rad} \end{array} \right. \quad (\text{A-5})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{T_{ext}}{101} + \frac{100}{101} \times T_{rad} = \left(1 + \frac{\tau_m}{101} \times s \right) \times T_{int} \end{array} \right. \quad (\text{A-6})$$

T_{rad} est remplacé dans l'équation **(A-6)** par son expression de l'équation **(A-5)** :

$$\frac{T_{ext}}{101} + \frac{100}{101} \times \left[(T_{int} + R_{rad} \times P_{ch}) \times \frac{1}{1 + 60s} \right] = \left(1 + \frac{\tau_m}{101} \times s \right) \times T_{int}$$

Les termes en T_{int} sont regroupés et les rapports sont mis sous le même dénominateur :

$$\frac{T_{ext}}{101} + \frac{100}{101} \times \frac{R_{rad} \times P_{ch}}{1 + 60s} = \left(1 + \frac{\tau_m}{101} s - \frac{100}{101} \times \frac{1}{1 + 60s} \right) \times T_{int}$$

$$\frac{T_{ext} + 100 \times R_{rad} \times P_{ch} + 60 \times T_{ext} \times s}{101 \times (1 + 60s)} = \left[\frac{60 \times \tau_m \times s^2 + (6060 + \tau_m) \times s + 1}{101 \times (1 + 60s)} \right] \times T_{int}$$

Cette expression est simplifiée, et l'expression de T_{int} devient celle décrite par l'équation **(A-7)**.

$$T_{int} = \frac{60 \times T_{ext} \times s + 100 \times R_{rad} \times P_{ch} + T_{ext}}{60 \times \tau_m \times s^2 + (6060 + \tau_m) \times s + 1} \quad (\text{A-7})$$

La suite de cette résolution va s'attacher à déterminer les pôles et le zéros de la relation **(A-7)**.

2.2.1 Détermination des pôles des différents systèmes

Il s'agit ici de déterminer, pour chaque type de maison, les pôles de l'équation **(A-7)**. Cette détermination se fait par la résolution de l'équation **(A-8)**.

$$60 \times \tau_m \times s^2 + (6060 + \tau_m) \times s + 1 = 0 \quad (\text{A-8})$$

Le discriminant Δ doit pour cela être déterminé au préalable:

$$\Delta = (6060 + \tau_m)^2 - 4 \times 60 \times \tau_m = 6060^2 + \tau_m^2 + 11880 \times \tau_m$$

Δ est une somme de termes positifs. Les solutions de l'équation **(A-8)**, qui sont également les pôles de l'équation **(A-7)**, sont donc réelles. Leur expression est donc :

$$X1 = \frac{-6060 - \tau_m + \sqrt{6060^2 + \tau_m^2 + 11880 \times \tau_m}}{120 \times \tau_m}$$

$$X2 = \frac{-6060 - \tau_m - \sqrt{6060^2 + \tau_m^2 + 11880 \times \tau_m}}{120 \times \tau_m}$$

Les applications numériques en fonction des maisons donnent :

– pour la maison **mal isolée** :

$$X1_{mai} = -2.2453 \times 10^{-5} \quad X2_{mai} = -0.0193$$

– pour la maison **moyennement isolée** :

$$X1_{mi} = -1.4440 \times 10^{-5} \quad X2_{mi} = -0.0182$$

– pour la maison **bien isolée** :

$$X1_{bi} = -6.1304 \times 10^{-6} \quad X2_{bi} = -0.0173$$

2.2.2 Détermination du zéro des différents systèmes

Il s'agit ici de déterminer, pour chaque type de maison, les zéros de l'équation **(A-7)**. La résolution de l'équation du numérateur permet de déterminer le zéro :

$$60 \times T_{ext} \times s + 100 \times R_{rad} \times P_{ch} + T_{ext} = 0 \quad (\text{A-9})$$

Il vient donc naturellement :

$$s = \frac{-(T_{ext} + 100 \times R_{rad} \times P_{ch})}{60 \times T_{ext}}$$

Ou en remplaçant R_{rad} par sa valeur déterminée plus haut :

$$s = \frac{-(T_{ext} + R_m \times P_{ch})}{60 \times T_{ext}}$$

De même, en faisant les applications numériques, il vient :

- pour la maison **mal isolée** :

$$Z_{mai} = -0.2363$$

- pour la maison **moyennement isolée** :

$$Z_{mi} = -0.2662$$

- pour la maison **bien isolée** :

$$Z_{bi} = -0.3839$$

2.3 Détermination des équations et justification de l'approximation du premier ordre :

Les résolutions précédentes permettent d'écrire les équations des températures intérieures de chaque type de maison. Ces équations sont toujours écrites dans le domaine de Laplace.

2.3.1 Maison *mal isolée*

$$T_{int} = \frac{s - Z_{mai}}{(s - X1_{mai})(s - X2_{mai})} \quad (\text{A-10})$$

Le rapport **(A-10)** est décomposé en éléments simples selon l'expression **(A-11)** :

$$T_{int} = \frac{A}{(s - X1_{mai})} + \frac{B}{(s - X2_{mai})} \quad (\text{A-11})$$

A et **B** sont deux constantes, et en faisant correspondre les rapports **(A-10)** et **(A-11)** on obtient :

$$A = \frac{Z_{mai} - X1_{mai}}{X2_{mai} - X1_{mai}} \quad B = \frac{X2_{mai} - Z_{mai}}{X2_{mai} - X1_{mai}}$$

Le système décrit par l'équation **(A-7)** peut donc se décomposer en deux systèmes du 1^{er} ordre. Les nouvelles expressions sont écrites de manière à faire apparaître les constantes de temps des deux systèmes :

$$T_{int} = \frac{Z_{mai}/X1_{mai} - 1}{X2_{mai} - X1_{mai}} \times \frac{1}{X1_{mai}^{-1} \times s - 1} + \frac{1 - Z_{mai}/X2_{mai}}{X2_{mai} - X1_{mai}} \times \frac{1}{X2_{mai}^{-1} \times s - 1} \quad (\text{A-12})$$

Les applications numériques donnent :

$$T_{int} = \frac{5.4588 \times 10^5}{1 + 4.4537 \times 10^4 \times s} - \frac{583.2445}{1 + 51.8135 \times s} \quad (\text{A-13})$$

La décomposition explicitée par l'équation **(A-13)** fait apparaître deux systèmes du premier ordre ; le premier correspond au système maison et le second au système radiateur. Néanmoins, le rapport entre les coefficients multiplicatifs des deux termes est de l'ordre de 1000. Le système associé au plus petit coefficient, à savoir celui du radiateur, pourra ainsi être négligé devant celui associé au plus grand, à savoir celui de la maison. On pourra donc assimiler le système maison/radiateur à un premier ordre avec une nouvelle constante de temps :

$$T_{\text{int}} \approx \frac{5.4588 \times 10^5}{1 + \tau'_{\text{mai}} \times s} \quad \tau'_{\text{mai}} = 44537 \text{ sec} \approx 12\text{h}22$$

2.3.2 Maison *moyennement isolée*

$$T_{\text{int}} = \frac{s - Z_{\text{mi}}}{(s - X1_{\text{mi}})(s - X2_{\text{mi}})} \quad (\text{A-14})$$

Le rapport **(A-14)** est décomposé en éléments simples selon l'expression **(A-15)**.

$$T_{\text{int}} = \frac{C}{(s - X1_{\text{mi}})} + \frac{D}{(s - X2_{\text{mi}})} \quad (\text{A-15})$$

C et **D** sont deux constantes et en faisant correspondre les rapports **(A-14)** et **(A-15)**, on obtient :

$$C = \frac{Z_{\text{mi}} - X1_{\text{mi}}}{X2_{\text{mi}} - X1_{\text{mi}}} \quad D = \frac{X2_{\text{mi}} - Z_{\text{mi}}}{X2_{\text{mi}} - X1_{\text{mi}}}$$

Le système décrit par l'équation **(A-7)** peut donc se décomposer en deux systèmes du 1^{er} ordre. Les nouvelles expressions sont écrites de manière à faire apparaître les constantes de temps des deux systèmes :

$$T_{\text{int}} = \frac{Z_{\text{mi}}/X1_{\text{mi}} - 1}{X2_{\text{mi}} - X1_{\text{mi}}} \times \frac{1}{X1_{\text{mi}}^{-1} \times s - 1} + \frac{1 - Z_{\text{mi}}/X2_{\text{mi}}}{X2_{\text{mi}} - X1_{\text{mi}}} \times \frac{1}{X2_{\text{mi}}^{-1} \times s - 1} \quad (\text{A-16})$$

Les applications numériques donnent :

$$T_{\text{int}} = \frac{1.0137 \times 10^6}{1 + 6.9252 \times 10^4 \times s} - \frac{749.2963}{1 + 54.9451 \times s} \quad (\text{A-17})$$

La décomposition explicitée par l'équation **(A-17)** fait apparaître deux systèmes du premier ordre ; le premier est lié au système maison et le second au système radiateur. Néanmoins, le rapport entre les coefficients multiplicatifs des deux termes est de l'ordre de 1000. Le système associé au plus petit coefficient, à savoir celui du radiateur, pourra ainsi être négligé devant celui associé au plus grand, à savoir celui de la maison. On pourra donc assimiler le système maison/radiateur à un premier ordre avec une nouvelle constante de temps :

$$T_{\text{int}} \approx \frac{1.0137 \times 10^6}{1 + \tau'_{\text{mi}} \times s} \quad \tau'_{\text{mi}} = 69252 \text{ sec} \approx 19\text{h}14$$

2.3.3 Maison *bien isolée*

$$T_{\text{int}} = \frac{s - Z_{\text{bi}}}{(s - X1_{\text{bi}})(s - X2_{\text{bi}})} \quad (\text{A-18})$$

Le rapport **(A-18)** est décomposé en éléments simples selon l'expression **(A-19)**.

$$T_{\text{int}} = \frac{E}{(s - X1_{\text{bi}})} + \frac{F}{(s - X2_{\text{bi}})} \quad (\text{A-19})$$

E et **F** sont deux constantes et en faisant correspondre les rapports **(A-18)** et **(A-19)**, on obtient :

$$E = \frac{Z_{bi} - X1_{bi}}{X2_{bi} - X1_{bi}} \quad F = \frac{X2_{bi} - Z_{bi}}{X2_{bi} - X1_{bi}}$$

Le système décrit par l'équation **(A-7)** peut donc se décomposer en deux systèmes du 1^{er} ordre. Les nouvelles expressions sont écrites de manière à faire apparaître les constantes de temps des deux systèmes :

$$T_{\text{int}} = \frac{Z_{bi}/X1_{bi} - 1}{X2_{bi} - X1_{bi}} \times \frac{1}{X1_{bi}^{-1} \times s - 1} + \frac{1 - Z_{bi}/X2_{bi}}{X2_{bi} - X1_{bi}} \times \frac{1}{X2_{bi}^{-1} \times s - 1} \quad (\text{A-20})$$

Les applications numériques donnent :

$$T_{\text{int}} = \frac{3.6210 \times 10^6}{1 + 1.6312 \times 10^5 \times s} - \frac{1.2253 \times 10^3}{1 + 57.8035 \times s} \quad (\text{A-21})$$

La décomposition explicitée par l'équation **(A-21)** fait apparaître deux systèmes du premier ordre ; le premier est lié au système maison et le second au système radiateur. Néanmoins, le rapport entre les coefficients multiplicatifs des deux termes est de l'ordre de 1000. Le système associé au plus petit coefficient, à savoir celui du radiateur, pourra ainsi être négligé devant celui associé au plus grand, à savoir celui de la maison. On pourra donc assimiler le système maison/radiateur à un premier ordre avec une nouvelle constante de temps :

$$T_{\text{int}} \approx \frac{3.6210 \times 10^6}{1 + \tau'_{bi} \times s} \quad \tau'_{bi} = 163120 \text{ sec} \approx 45 \text{ h } 19$$

3 Annexe du Chapitre 5: Schéma bloc de l'algorithme de délestage

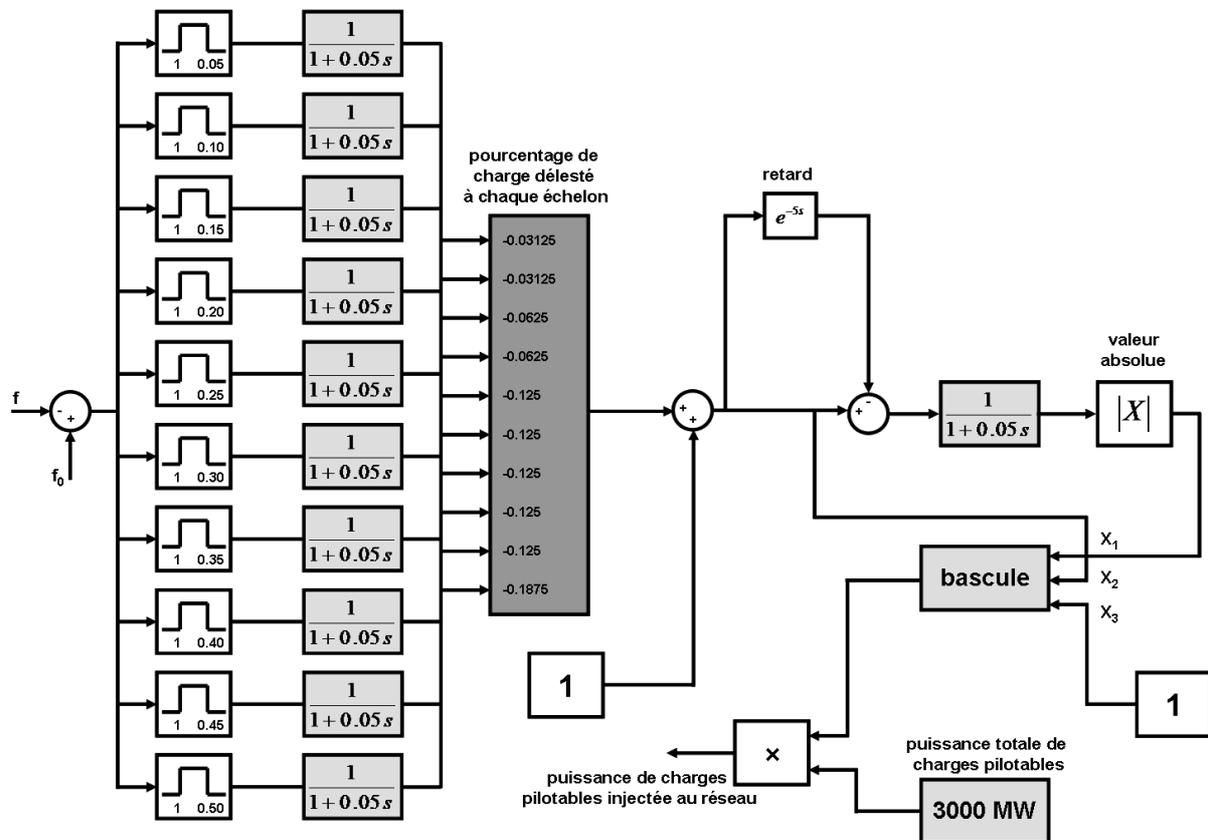


Figure A-1 : schéma de l'algorithme de délestage

La figure A-1 décrit le fonctionnement de l'algorithme de délestage de charges expliqué dans le **Chapitre 5**.

Le bloc « bascule » reçoit 3 entrées : X_1 , X_2 et X_3 . La sortie vaut X_2 si $X_1 > 0$ et X_3 si $X_1 < 0$.

Quand des charges sont délestées, la quantité de charge délestée correspond à la différence entre 3000MW et la sortie finale (cette quantité de charge est donc inférieure à 3000MW).

Quand aucune charge n'est délestée, 3000MW sont injectés au réseau. La sortie du bloc « bascule » est alors de 1.

Le schéma de l'algorithme de lestage/délestage n'est pas représenté car il n'aurait pas été très lisible. Les échelons de lestage sont les symétriques de ceux de délestage.

Titre de la thèse :

« Étude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques »

Résumé :

Les réseaux électriques subissent actuellement des changements dus à la dérégulation du marché, à l'intégration de productions décentralisées et à l'augmentation de la consommation. En conséquence, ils vont subir plus de contraintes et les charges électriques seront amenées à contribuer à leur soulagement. Leur pilotage est donc envisagé pour participer à la conduite des réseaux et à la fourniture de services. Les travaux de cette thèse ont pour but de présenter des possibilités de pilotage de charges dans ce contexte en évolution. Les contributions des charges thermiques résidentielles et électroménagères à la gestion des conséquences d'incidents y sont évaluées. Ces études permettent de conclure que ces charges présentent un potentiel de pilotage intéressant aussi bien en contrôle prévisionnel qu'en contrôle en temps réel. Les résultats obtenus et la nouveauté de ce thème d'étude permettent d'envisager des travaux futurs vers l'élargissement des champs d'action avec d'autres charges à piloter et d'autres services à fournir.

Mots clés :

Contrôle de charges, Réseaux de distribution, Services au réseau, Charges thermiques, Charges électroménagères

Titre de la thèse en anglais :

« Study of load control contribution to services delivery to power systems »

Abstract:

Power systems are nowadays facing new challenges with the electricity market deregulation, the introduction of distributed generation and the global consumption growth. Consequently, power grids will undergo more stresses and electrical loads will support the system. Thus, load control is considered to take part into networks management and services delivery. The research described in this thesis aims to introduce some load control capabilities in this aforementioned changing context. The contribution of residential thermal loads and household appliances into the management of incidents consequences are considered. Studies enable us to conclude that these kinds of loads have notable abilities for preventive and real time control. The results obtained and the innovation of this research subject, allow us to consider future studies such as, widening works including other type of loads to control and other services to deliver.

Keywords:

Load control, Distribution networks, Network Services, Thermal loads, Household appliances