

UNIVERSITÉ DE LILLE

École doctorale **ED Régionale SPI 72**

Unité de recherche **L2EP EA2697**

Thèse présentée par **Benoît DURILLON**

Soutenue le **18 décembre 2019**

En vue de l'obtention du grade de docteur de l'Université de Lille

Discipline **Sciences pour l'ingénieur**

Spécialité **Génie électrique**

ModAICSS

Modélisation de l'acceptation et de l'implication de producteurs et consommateurs d'énergie électrique en vue d'une stratégie de supervision énergétique multi-acteurs

Thèse dirigée par

Christophe SAUDEMONT	co-directeur
Benoît ROBYNS	co-directeur
Arnaud DAVIGNY	co-encadrant
Sabine KAZMIERZCAK	co-encadrante
Jean-Pierre MARISSAL	co-encadrant
Hervé BARRY	co-encadrant

Composition du jury

<i>Rapporteurs</i>	Seddik BACHA	Professeur d'université, G2Elab	
	Emmanuel DE JAEGER	Professeur de l'UCL	
<i>Examineurs</i>	Jean-Luc THOMAS	Professeur du CNAM	président du jury
	Marie-Christine ZÉLEM	Professeure de sociologie, CER- TOP CNRS	
	Christophe SAUDEMONT	Professeur, L2EP-YNCREA	
	Benoît ROBYNS	Professeur, L2EP-YNCREA	
	Arnaud DAVIGNY	Enseignant-chercheur, L2EP- YNCREA	
	Sabine KAZMIERZCAK	Enseignante-chercheuse, FGES- ICL	
<i>Invité</i>	Hervé BARRY	Sociologue, FGES-ICL	

Sauf indication contraire, les figures de ce travail sont réalisées par l'auteur du présent document, certaines avec l'aide de fichiers SVG disponibles sous la licence Creative Commons de la base SVGrepo¹.

1. <https://www.svgrepo.com/info/licensing>

Cette thèse a été préparée au

L2EP EA2697

Laboratoire d'électrotechnique et d'électronique de
puissance de Lille
Université des Sciences et Technologies de Lille
59655 Villeneuve d'Ascq
France



 + 33 (0)3 20 43 42 35
 + 33 (0)3 20 43 69 67
 sylvie.dezodt@univ-lille1.fr
Site <http://l2ep.univ-lille1.fr>

ModAICSS**Modélisation de l'acceptation et de l'implication de producteurs et consommateurs d'énergie électrique en vue d'une stratégie de supervision énergétique multi-acteurs****Résumé**

Les défis environnementaux auxquels nous sommes confrontés impliquent de consommer moins, plus efficacement, et de produire de manière moins impactante. D'un point de vue électrique, la gestion d'énergie dans les réseaux est un des points cruciaux pour atteindre la meilleure efficacité possible tout en augmentant la pénétration d'énergies renouvelables, garante d'une production moins polluante. L'ensemble des acteurs du réseau doit donc prendre part à l'équilibre du réseau, tout en ayant leurs sensibilités et contraintes respectées. Cette prise en compte des acteurs est en effet un gage d'acceptation et d'implication de ceux-ci.

Ce travail se veut exploratoire, par la définition et la compréhension des acteurs du réseau électrique dans un premier temps, puis par la réflexion sur l'intégration de leurs profils dans un superviseur énergétique. Le génie électrique seul ne permettant pas de répondre entièrement à cette problématique, l'apport des sciences humaines et sociales a été sollicité. Cette thèse a donc un fort caractère interdisciplinaire, illustré par la coopération avec des chercheur-es en sociologie et économie impliqué-es dans son encadrement. Le résultat de ces recherches est une méthodologie en 3 étapes, applicable à tous les acteurs du réseau. La première étape est la définition des profils d'acteurs. La deuxième est la première brique du superviseur énergétique, optimisant les productions/consommations la veille pour le lendemain. Enfin, la troisième étape est la partie temps réel du superviseur, ajustant au cours de la journée les productions/consommations. Cette thèse se décompose en deux parties distinctes : d'un côté la méthodologie présentant le détail des étapes et des approches choisies, et de l'autre l'application de cette méthode à un cas d'étude résidentiel.

Mots clés : gestion énergétique, réseaux électriques, interdisciplinarité, multi-acteurs, management de la demande

Abstract

The environmental challenges we are currently facing require a drastic shifting in our way to consume: the new paradigm should be less, efficiently, and with the lowest possible impact on the environment. From the electric grid point of view, energy management is of particular interest to reach efficiency while increasing the penetration rate of renewable energy sources, thus ensuring an environmentally friendly production. To that end, all grid stakeholders must take part in the equilibrium, while having their sensitivities and constraints respected. This consideration of stakeholders objectives is indeed an important factor for their acceptance and their involvement.

The novelty of this exploratory work is to be found in the definition and understanding of electrical grid stakeholders, and the integration of their profiles in an energy supervisor. As electrical engineering alone does not enable to grasp all the aspects of the problematic, the contribution of humanities and social sciences was introduced. Therefore the interdisciplinary dimension is strong, illustrated by the cooperation with sociology and economy researchers involved in the oversee of this research.

The result is a 3-steps methodology applicable to each stakeholder of the grid. The first step is the definition and segmentation of stakeholder profiles. The second step is the first stage of the energy supervisor, optimizing the production and consumption a day ahead. Finally, the third step is the real time management of energy, adjusting the production and consumption during the day. This thesis is therefore divided into two distinct parts: on one side, the global methodology describing each step and the potential approaches, on the other hand, the use of this methodology on a residential case study.

Keywords: energy management, electrical grids, interdisciplinarity, multi-stakeholders, demand side management

L2EP EA2697

Laboratoire d'électrotechnique et d'électronique de puissance de Lille – Université des Sciences et Technologies de Lille – 59655 Villeneuve d'Ascq – France –

Remerciements

Bien que parfois solitaire, on se rend compte à l'heure des remerciements que le travail de thèse est aussi la somme de nombreuses contributions directes ou indirectes pour lesquelles il me serait malheureusement impossible d'être exhaustif...

Avant toute chose, je souhaiterais remercier mes encadrant-e-s de thèse pour m'avoir donné l'opportunité de réaliser ce travail original et pour toutes les discussions passionnantes au fil des réunions et en dehors. Toute ma gratitude à chacun d'entre eux : à Christophe Saudemont, professeur à l'école des Hautes Études d'Ingénieur (HEI), pour sa disponibilité, son intérêt, et les discussions au delà du génie électrique ; à Benoît Robyns, professeur et directeur de la recherche à HEI, pour m'avoir pris à bord de ce grand projet multi-disciplinaire qu'il porte depuis plusieurs années, et pour m'avoir fait confiance pour y contribuer ; à Arnaud Davigny, enseignant-chercheur à HEI, pour sa vision réseau et ses corrections à toutes épreuves ; à Sabine Kazmierczak, enseignante-chercheuse à la Faculté de Gestion, Économie & Sciences (FGES) de l'Institut Catholique de Lille (ICL), pour m'avoir introduit aux rouages de l'institut catholique et pour son introduction au monde de l'économie ; à Hervé Barry, sociologue à la FGES, pour son ouverture aux approches socio-techniques et sa vision sociologique que j'espère ne pas avoir trop déformée.

Un merci tout spécial à Jean-Pierre Marissal, enseignant-chercheur à la FGES, de m'avoir pris sous son aile, pour son sérieux, son humour, et pour sa pédagogie, ainsi que pour les nombreuses discussions autour ou au-delà de ce travail.

Un grand merci aux membres du jury d'avoir accepté d'évaluer ce travail de thèse, pour leur intérêt sur ce sujet si particulier et pour leurs retours et commentaires constructifs et bienveillants. Merci à Jean-Luc Thomas, professeur du Conservatoire National des Arts et Métiers, d'avoir accepté d'être le président du jury ; Merci aux rapporteurs, Seddik Bacha professeur de l'université Grenoble-Alpes, et Emmanuel De Jaeger, professeur à l'université catholique de Louvain-la-Neuve, ainsi qu'à Marie-Christine Zélem, professeure de sociologie à l'université Toulouse Jean-Jaurès. Vos précieuses remarques m'ont confortés sur l'utilité de cette recherche et permis d'en discerner certaines futures directions.

Pour les heures de cours que j'ai eu le plaisir de donner, merci à Patrick Debay, responsable du département EEA d'HEI, et encore une fois à Jean-Pierre Marissal de m'avoir fait suffisamment confiance pour me laisser seul devant les étudiants et de m'avoir confié ces enseignements. Merci aussi aux collègues qui m'ont soutenus et qui ont partagé ces missions pédagogiques.

Je tiens également à remercier les membres du département EEA d'HEI, de la FGES et les chercheur·se·s du laboratoire L2EP avec qui j'ai eu le plaisir d'échanger durant ces trois années, pour leur accueil et leur bienveillance. Au delà du quotidien, merci particulièrement à celles et ceux que je ne pourrais pas tous citer mais qui ont contribué·e·s à leur façon sur le plan scientifique, technique ou administratif, au détour d'une réunion, d'une discussion, ou au travers d'un simple conseil.

Un remerciement tout particulier également à Florentin Salomez pour son aide précieuse dans la modélisation, les simulations, mais surtout pour toutes les discussions sur ce travail et sur le monde, et pour son amitié.

Un merci spécial que je ne voudrais surtout pas oublier : à Antoine Henneon, Judy Espin-Cunat et Cathy Dubrocq pour leur aide pratique, administrative, et surtout leur gentillesse à toute épreuve à chaque passage impromptu à leur bureau. Il en va de même pour le service informatique du 2345, notamment pour avoir permis un déroulement de la soutenance à moindre stress !

Cette thèse ne se serait pas déroulée dans les mêmes conditions sans les ami·e·s chercheur·se·s, et amis ingénieurs de la maison de la recherche, du 16 rue de Toul puis du boulevard Vauban. Pour cette bonne humeur, ces discussions, ces joies, ces peines partagées, votre amitié, et plus généralement pour cette tranche de vie vécue avec vous : par *ordre d'apparition*, un grand merci du fond du cœur au grand docteur Jad pour m'avoir ouvert la voie de la thèse à HEI et pour ses précieux conseils, bien sûr pour son humour ; à Grégoire pour sa défense de Lille et du nord à toute épreuve ; à Loubna pour son soutien et ses thés à la menthe ; au grand Sid-Ali pour avoir veillé sur nous ; à Laura pour sa solide philosophie et son animation musicale du bureau ; à Hasina pour sa zénitude à la maison de la recherche ; à Haibo pour nous avoir supporté malgré la rédaction de sa thèse ; à Adrien pour ces discussions, la musique et bien au delà ; à Matthieu pour notre nouvelle passion commune de la théorie des jeux ; à Makram pour la découverte du zazou ; à tous ceux qui sont arrivés plus tard mais avec qui j'ai encore le plaisir de travailler : Khaled, Abderahaman, Luis, Yacine, Isabelle ; et enfin à celles et ceux qui sont passés quelques semaines ou quelques mois mais qui ont fait le quotidien du labo.

Un remerciement personnel aussi, au-delà du cadre professionnel :

aux amis de Lille pour tous ces bons moments,

à Céline pour son aide dans la maîtrise de la langue française, et big up au Flo de l'autre côté de l'atlantique ! Pour ces moments de retrouvailles dans nos vacances, nos nombreuses discussions sur la vie, au passé comme au futur.

à Sonia pour son soutien et le partage de toutes les épreuves de nos thèses respectives malgré la distance, et ces petits moments d'évasion qui ont permis un peu plus de sérénité.

à mes parents et toute ma famille pour leur soutien immuable depuis toutes ces années et pour toutes leurs gentilles pensées,

à tous ceux que j'aurais pu oublier ...

Acronymes

Nombres | A | B | C | E | G | I | J | P | R | S | V

Nombres

2DS 2 °C Scenario. 7–9

A

ACV Analyse sur Cycle de Vie. 32, 185

ADEME Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. 11, 13, 75, 78

B

BEC Ballon d'Eau Chaude. 62, 83, 100, 110, 114, 128, 136, 160, 163, 166, 171, 175, 177

C

CRE Commission de Régulation de l'Énergie. 22

E

EASI Exact Affine Stone Index. 79, 92, 95

ECS Eau Chaude Sanitaire. 62

EDF Électricité de France. 12

ELD Entreprises Locale de Distribution. 22

ENR Énergies Renouvelables. 9–15, 22, 24, 29, 31, 56, 65, 69–71, 78, 79, 88, 96, 100, 104, 107, 110, 112, 113, 115, 121, 122, 126, 128, 129, 135, 138, 140, 141, 143–145, 147, 148, 157, 158, 160–163, 166, 169, 171–173, 175, 178, 183, 186

G

GES Gaz à effet de serre. 9, 10

GIEC Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 7, 8

GPL Gaz de Pétrole Liquéfié. 92, 93, 96

GRD Gestionnaire du Réseau de Distribution. 22

I

IEA Agence International de l'Énergie. 7, 11, 185

IPC Indice de Prix à la Consommation. 95

J

JRC Joint Research Center. 15, 32

P

PAR Peak-to-Average Ratio. 105–107, 123, 129–131, 143, 157, 160

PD Programmation Dynamique. 119, 124, 126

PRG Pouvoir (ou potentiel) de réchauffement global. 31

PV Photovoltaïque. 142

R

RTE Réseau de transport d'électricité. 22, 31

S

SED Squared Euclidean Distance. 123, 129–131, 157

SHS Sciences Humaines et Sociales. 2, 35, 38, 81, 85, 185

SI Sciences de l'Ingénieur. 35, 37, 38, 185

V

VE Véhicule Électrique. 14, 65–67, 70, 83, 111, 114, 141, 147, 159, 160, 163, 164, 167, 177

Symboles

A | B | E | F | G | H | K | L | P | Q | R | S | T | U | W | X

A

- \mathcal{A} Ensemble des appareils. 118
- a Indice de référence des appareils. xiii–xvi, 113, 115, 118, 121, 129, 130
- $\mathcal{A}_{\text{fi}}^h$ Ensemble des appareils de type fixe de l'utilisateur h . 115, 116
- \mathcal{A}^h Ensemble des appareils de l'utilisateur h . 116
- A^h Nombre d'appareil de l'utilisateur h , $A^h = \text{card}(\mathcal{A}^h)$. 118, 121, 129, 130
- $\mathcal{A}_{\text{cy}}^h$ Ensemble des appareils de type cycle de l'utilisateur h . 115, 116, 128
- $\mathcal{A}_{\text{tor}}^h$ Ensemble des appareils de type Tout-ou-Rien de l'utilisateur h . 115, 116
- $\mathcal{A}_{\text{flex}}^h$ Ensemble des appareils de type flexible de l'utilisateur h . 116
- α_{enr}^h Sensibilité du foyer h vis-à-vis de sa consommation d'ENR. 121, 130, 134, 171, 172
- α_{flex}^h Sensibilité du foyer h vis-à-vis de la flexibilité acceptée. 113–115, 121, 130, 134, 149, 172
- α_{prix}^h Sensibilité du foyer h vis-à-vis du prix de l'énergie. 121, 130, 134, 171, 172

B

- β_{enr}^h Indicateur de consommation d'énergie renouvelable relativement à un cas non-supervisé. 157, 171
- $\beta_{\text{coût}}^h$ Indicateur de coût total relativement à un cas non-supervisé. 157, 171
- β_{sat}^h Indicateur de satisfaction global relativement à un cas non-supervisé. 157, 176

E

- $E_{a,\text{conso}}(k)$ Énergie consommée par l'appareil a sur la journée jusqu'au pas de temps k . 149
- $E_{a,\text{totale}}$ Énergie consommée par l'appareil a sur la journée. 149

F

- Flex_a Variable de flexibilité temps réel pour l'appareil a . 149, 151

G

- $\gamma_{\text{déc}}^h$ Indicateur de décalage moyen des appareils de type cycle. 128
 γ_{enr}^h Indicateur de consommation d'énergie renouvelable. 128
 $\gamma_{\text{coût}}^h$ Indicateur de coût total. 126
 γ_{sat}^h Indicateur de satisfaction global. 128

H

- h Indice de référence des consommateurs. xiii–xvi, 118, 120, 121, 123, 127, 129, 134, 135
 \mathbb{H} Ensemble des consommateurs. 118, 120, 121, 123
 H Nombre de consommateurs, $H = \text{card}(\mathbb{H})$. xv, 118, 120, 121, 123, 129, 135

K

- k Indice de référence du pas de temps. xiii, xv, xvi, 115, 121, 122, 126, 128–130, 135, 149, 157
 \mathbb{K} Ensemble des pas de temps. 115, 120
 K Nombre de pas de temps, $K = \text{card}(\mathbb{K})$. xiv, xv, 114, 120, 121, 129, 130, 135
 K_a Durée d'un cycle en nombre de pas de temps de l'appareil a . 149
 k_a^e Temps de fin d'utilisation de l'appareil a . 115, 116
 k_a^d Temps de départ de l'appareil a déclaré avant optimisation. 113, 114, 128
 k_a^f Temps de fin de l'appareil a déclaré avant optimisation. 113, 114
 \hat{k}_a^{\max} Temps de fin maximal autorisé pour l'appareil a . 114–116, 149
 \hat{k}_a^{\min} Temps de départ minimum autorisé pour l'appareil a . 114–116, 149
 k_a^s Temps de début de l'utilisation de l'appareil a . 115, 116, 128

L

- L Vecteur de taille K contenant la charge totale sur le réseau. 123, 125, 127, 157
 L^* Vecteur de taille K contenant la charge totale sur le réseau sauvegardée par le joueur après chaque optimisation. 126, 127

P

- P_a Puissance nominale de l'appareil a . 115, 116, 149
PAR Peak-to-Average Ration, rapport du pic de puissance maximum sur la puissance moyenne. 123, 157, 176
 $P_{a,\text{step}}$ Pas de puissance de l'appareil a . 116
 ϕ_{enr}^h Fonction du potentiel de satisfaction du foyer h vis-à-vis du prix de l'énergie. 121, 122
 ϕ_{prix}^h Fonction du potentiel de satisfaction du foyer h vis-à-vis du prix de l'énergie. 121
 ψ Fonction de l'évolution du prix de l'énergie sur la journée. 121, 123, 126, 128, 147, 157

P_s^h	Puissance souscrite par le foyer h . 116
p_x	Prix d'un bien x . 90, 91
Q	
q_x	Quantité consommée d'un bien x . 90, 91
R	
R	Revenu d'un individu. 90, 91
ρ^h	Fonction des préférences du foyer h au pas de temps k . 121, 128–130, 135, 157
S	
SED	Squared Euclidean Distance, somme des distances de la charge à la charge moyenne au carré. 123, 157, 176
σ	Écart type. 128
T	
τ_a	Durée de fonctionnement totale d'un appareil a . 115
τ	Pas de temps de la modélisation (10 min ici). 124, 126, 128, 157
U	
U^h	Fonction objectif du foyer h . 118, 135
U_a^h	Fonction objectif de l'appareil a du foyer h . 118, 120, 121, 129, 130
W	
w_j	Part du budget allouée à la consommation d'un bien j . 92
X	
X	Matrice de taille $K \times H$ contenant la consommation de tous les consommateurs, et pour chaque pas de temps. 120
\mathbb{X}^h	Ensemble des stratégies de consommation possible pour le foyer h . 120, 135
\mathbb{X}_a^h	Ensemble des stratégies de consommation possible pour l'appareil a du foyer h . 118, 121, 129, 130
X^h	Vecteur de consommation du foyer h sur la journée. 120, 123, 127, 129, 130, 135
X_a^h	Vecteur de consommation de l'appareil a du foyer h sur la journée. 118, 121, 127, 129, 130
X_a^{h*}	Vecteur de consommation optimal de l'appareil a du foyer h sur la journée. 118
X_{-a}^{h*}	Vecteur de consommation optimal de l'ensemble des appareils sauf a du foyer h sur la journée. 118

X^{-h}	Vecteur de consommation de l'ensemble des foyers sauf h sur la journée. 118
ξ	Fonction de l'évolution du ratio d'ENR sur la journée. 121–123, 128, 147, 157
x_k	Consommation de l'ensemble des foyers au pas de temps k . 157
x_k^h	Consommation du foyer h au pas de temps k . 120, 126, 128, 135, 157
$x_{k,a}^h$	Consommation de l'appareil a du foyer h au pas de temps k . 115, 116, 121, 129, 130
$\hat{x}_{k,a}^h$	Consommation prédéfinie de l'appareil a du foyer h au pas de temps k , avant optimisation. 115, 116
\hat{x}_k^h	Consommation prédéfinie du foyer h au pas de temps k , avant optimisation. 126, 128, 157

Sommaire

Résumé	vii
Remerciements	ix
Acronymes	xi
Symboles	xiii
Sommaire	xvii
Liste des tableaux	xxiii
Table des figures	xxv
Introduction générale	1
I Méthodologie	5
1 Contexte et enjeux du réseau électrique	7
1.1 Une transition nécessaire	7
1.1.1 Problématique sociétale et environnementale	7
1.1.2 Contexte énergétique	8
1.1.3 Secteur de l'électricité	10
1.2 Évolution des réseaux électriques	12
1.2.1 Des réseaux traditionnels... au concept de smart-grid	12
1.2.2 Projets démonstrateurs et recherche	13
1.2.3 Évolutions actuelles en France	16
1.3 Problématiques abordées	16
2 Développement de la méthodologie	19
2.1 Introduction	20
2.2 Système d'acteurs dans le réseau	20
2.2.1 Rôles des acteurs	20
2.2.2 Gestionnaire de réseau	21

2.2.3 Agrégateur	23
2.2.4 Producteur	23
2.2.5 Consommateur	24
2.2.6 Consommateur-producteur	25
2.3 Structure méthodologique	25
2.3.1 Définition des termes principaux utilisés	25
2.3.2 Présentation globale de la méthode	27
2.3.3 Questionnements clés de la méthode	29
2.4 1 ^{re} étape : définition des profils d'acteurs	34
2.4.1 Approche	34
2.4.2 Profils existants	35
2.4.3 Profils observables	38
2.4.4 Profils intégrables	39
2.5 2 ^e étape : supervision J-1	40
2.5.1 Cahier des charges	40
2.5.2 Introduction des profils	42
2.5.3 Structure du superviseur	43
2.5.4 Optimisation des flux d'énergie	44
2.5.5 Indicateurs	45
2.6 3 ^e étape : supervision temps réel	46
2.6.1 Cahier des charges	46
2.6.2 Continuité avec l'optimisation J-1	47
2.6.3 Ajustement des flux d'énergies	48
2.6.4 Indicateurs	49
2.7 Discussion et conclusion	49

II Application 53

3 Modélisation d'un cas d'étude résidentiel 55	55
3.1 Introduction	55
3.2 Techniques de modélisation de la consommation	56
3.2.1 À l'origine : un besoin de données	56
3.2.2 Approche descendante	58
3.2.3 Approche ascendante	59
3.2.4 Approche hybride	59
3.3 Modèle CREST	60
3.3.1 Choix du modèle	60
3.3.2 Principe	61
3.4 Consommation résidentielle modélisée	62
3.4.1 Adaptation des flux thermiques	62
3.4.2 Adaptation des entrées statistiques	64
3.4.3 Modélisation des véhicules électriques	65
3.5 Modélisation finale	68

3.5.1 Quartier modélisé	68
3.5.2 Limites du modèle	68
3.5.3 Modélisation des facteurs extérieurs	69
3.6 Conclusion	70
4 Profils de l'acteur résidentiel	73
4.1 Introduction	74
4.2 État de l'art	75
4.2.1 Retour de démonstrateurs	75
4.2.2 Recherche des profils de consommateurs	75
4.2.3 Approches sociologiques de l'acceptation à participer à la gestion du réseau	77
4.2.4 Approches économiques de l'implication des consommateurs	78
4.2.5 Apports nécessaires	80
4.3 Caractérisation de la flexibilité	80
4.3.1 Approche multidisciplinaire	80
4.3.2 Flexibilité technique	81
4.3.3 Flexibilité sociale	84
4.4 Paramètres influents	85
4.4.1 Discussion des facteurs influents	85
4.4.2 Prix	86
4.4.3 Impact environnemental	87
4.5 Profils en présence	89
4.5.1 Sensibilité au prix - approche micro-économique	89
4.5.2 Sensibilité à l'environnement - approche sociologique	98
4.6 Profils retenus	99
4.6.1 Économes	99
4.6.2 Éco-sensibles	100
4.6.3 Technophiles	100
4.6.4 Indifférents - opportunistes modérés	100
4.6.5 Désengagés	100
4.6.6 Discussion	100
4.7 Conclusion	102
5 Superviseur J-1	103
5.1 Introduction	104
5.2 État de l'art	105
5.2.1 Contexte et approches	105
5.2.2 Optimisation J-1 et préférences utilisateurs dans la littérature	106
5.2.3 Apports nécessaires	108
5.3 Cahier des charges	109
5.3.1 Situation de départ et hypothèses	109
5.3.2 Objectifs	109
5.3.3 Moyens d'actions	110

5.3.4	Contraintes	111
5.3.5	Indicateurs	111
5.4	Modélisation des profils	112
5.4.1	Introduction des sensibilités	112
5.4.2	Décalage accepté	113
5.4.3	Contraintes liées aux appareils	115
5.4.4	Sensibilités des profils retenus	116
5.5	Structure du superviseur	118
5.5.1	Approche	118
5.5.2	Informations	119
5.6	Optimisation globale	120
5.6.1	Formulation mathématique	120
5.6.2	Algorithme global	122
5.6.3	Indicateurs globaux	123
5.7	Optimisation locale	124
5.7.1	Informations	124
5.7.2	Application de la Programmation dynamique	124
5.7.3	Algorithme local	125
5.7.4	Indicateurs locaux	126
5.8	Simulations	128
5.8.1	Scénario de référence	128
5.8.2	Scénarios de formulation des objectifs	129
5.8.3	Résultats	130
5.8.4	Discussions	135
5.9	Conclusion	137
6	Superviseur temps réel	139
6.1	Introduction	140
6.2	État de l'art	141
6.2.1	Contexte et approches	141
6.2.2	Optimisation temps réel et préférences utilisateurs dans la littérature	142
6.2.3	Apports nécessaires	144
6.3	Continuité avec le superviseur J-1	144
6.3.1	Cadre de la supervision	144
6.3.2	Modélisation des profils	145
6.4	Superviseur temps réel en logique floue	146
6.4.1	Présentation de la logique floue	146
6.4.2	Cahier des charges	146
6.4.3	Structure du superviseur	147
6.4.4	Graphes fonctionnels	150
6.4.5	Fonctions d'appartenance	152
6.4.6	Graphes opérationnels	153
6.4.7	Règles floues	154
6.4.8	Indicateurs	157

6.5 Tests du superviseur sur une journée	158
6.5.1 Présentation des simulations	158
6.5.2 Aléa de production d'énergie renouvelable	158
6.5.3 Aléa de prix	162
6.5.4 Aléa de consommation	166
6.6 Simulations prospectives sur deux semaines	169
6.6.1 Scénarios	169
6.6.2 Segmentation de profils équilibrée	170
6.6.3 Segmentation à forte sensibilité environnementale	173
6.6.4 Segmentation à forte sensibilité économique	174
6.6.5 Segmentation à faible engagement	175
6.6.6 Résumé global des simulations	176
6.7 Discussion	176
6.8 Conclusion	179
Conclusion générale	181
Résumé & discussion	181
Perspectives	183
Sur le plan des sciences humaines et sociales	184
Sur le plan technique	184
Test démonstrateur	186
Bibliographie	187

Liste des tableaux

1.1	Expérimentations Smart-grids en France	14
3.1	Forces et faiblesses des approches de modélisation de la demande . . .	60
3.2	Types de foyers introduits par énergie de chauffage	62
3.3	Ensemble des appareils du modèle CREST	63
3.4	Taux de pénétration appareils domestiques	65
3.5	Statistiques du nombre d'occupants par foyer	65
3.6	Principaux véhicules électriques en France	66
3.7	Type de recharge des véhicules électriques	67
3.8	Modélisation des trajets effectués par les véhicules électriques	67
4.1	Retours de démonstrateurs Smart-grids en France sur la flexibilité rési- dentielle	76
4.2	Caractéristiques retenues des foyers (26 225 ménages étudiés entre juin 2013 et juin 2014)	94
4.3	Variables économiques des ménages (26225 ménages observés entre juin 2013 et juin 2014)	95
4.4	Coefficients du système de demande de l'énergie	98
4.5	Profils retenus pour la population de 140 foyers modélisés	101
4.6	Description d'un profil d'acteur résidentiel	101
5.1	Cahier des charges du superviseur J-1	112
5.2	Type d'appareils modélisés	116
5.3	Distribution des profils dans la population modélisée	117
5.4	Valeurs des indicateurs pour le scénario de référence	129
5.5	État initial du réseau - référence	129
5.6	Évolution des indicateurs réseau pour chaque scénario	130
5.7	Scénario 1 - Évolution des indicateurs par groupe de profil	132
5.8	Scénario 2 - Évolution des indicateurs par groupe de profil	132
5.9	Scénario 3 - Évolution des indicateurs par groupe de profil	132
6.1	Distribution des profils dans la population modélisée	145
6.2	Cahier des charges du superviseur temps réel	147
6.3	Règles floues du superviseur temps réel	156
6.4	2 ^e distribution de profils testée : sensibilité environnementale dominante	173

6.5	3 ^e distribution de profils testée : sensibilité aux coûts dominante	174
6.6	4 ^e distribution de profils testée : implication globale faible	175
6.7	Principaux résultats de la supervision $TR + J-1$ pour les quatre segmen- tations	176

Table des figures

1.1	Évolution de la consommation d'énergie primaire selon un scénario de référence et le scénario 2DS	9
1.2	Évolution de la consommation d'énergie finale selon un scénario de référence et le scénario 2DS	9
1.3	Le mix d'ENR en France dans la production d'électricité 2018	11
1.4	Principaux points d'évolution des réseaux électriques	13
1.5	Axes principaux abordés par les démonstrateurs Smart-grids en Europe	15
2.1	Acteurs et rôles considérés dans la méthodologie présentée	21
2.2	Méthodologie globale	27
2.3	Points clés à traiter en parallèle du développement du superviseur . . .	29
2.4	Première étape de la méthodologie : définition des profils d'acteurs . .	34
2.5	Critères caractéristiques d'une flexibilité	40
2.6	Deuxième étape de la méthodologie : optimisation amont des flux d'énergie	41
2.7	Troisième étape de la méthodologie : supervision temps réel	47
3.1	Techniques de modélisation de la demande	57
3.2	Schéma de principe du modèle CREST version 2.2	61
3.3	Schéma initial du chauffage dans le modèle CREST	64
3.4	Différentiation des sources de chauffage	64
3.5	Consommation agrégée de la flotte de véhicules électriques modélisée .	68
3.6	Consommation agrégée des 140 foyers sur un mois	68
3.7	Ratio d'ENR dans la production	70
3.8	Évolution du prix de l'énergie journalier	70
4.1	Positionnement de la recherche de profils dans la méthodologie globale	74
4.2	Environnement de l'acteur	82
4.3	Articulation multi-disciplinaire pour la recherche des profils	82
4.4	Résumé de l'approche micro-économique dans la recherche de profil .	90
4.5	Index de prix déflaté et indice de prix à la consommation (2012-2014) .	96
4.6	Courbe d'Engel pour la consommation d'électricité en France	97
5.1	Positionnement de l'optimisation J-1 dans la méthodologie globale . . .	105
5.2	Schéma du réseau étudié	110
5.3	Modélisation de la flexibilité des consommateurs	114

5.4	Répartition des profils d'implication sur les trois axes de sensibilité . . .	117
5.5	Circulation des informations	120
5.6	Modélisation du potentiel de satisfaction relatif à la production d'ENR et au prix	122
5.7	Informations traitées localement pour l'optimisation de la consommation de l'acteur	124
5.8	Principe de la programmation dynamique appliquée à la consommation d'énergie, pour un appareil à quatre pas de puissance.	125
5.9	Exemple de recherche du minimum de la fonction objectif sur un pas de temps	126
5.10	Évolution de la charge totale sur le réseau sur le 1 ^{er} jour	133
5.11	Évolution de la charge de l'acteur 1	134
6.1	Positionnement de la gestion temps réel dans la méthodologie globale .	140
6.2	Structure du superviseur temps réel décentralisé	148
6.3	Graphes fonctionnels du superviseur temps réel, niveaux 1 & 2	151
6.4	Graphes fonctionnels du superviseur temps réel, niveau 3	152
6.5	Fonctions d'appartenance des entrées du superviseur logique floue . .	153
6.6	Fonctions d'appartenance des sorties du superviseur logique floue . . .	154
6.7	Graphes opérationnels du superviseur temps réel, niveaux 1 & 2	154
6.8	Graphes opérationnels du superviseur temps réel, niveau 3	155
6.9	Aléa sur la prévision du ratio d'ENR (a) et évolution correspondante de la charge totale sur le réseau (b)	158
6.10	Somme d'énergie cumulée pour les appareils participants à la flexibilité - aléa d'ENR	159
6.11	Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type ENR	161
6.12	Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type ENR	162
6.13	Aléa Prix	163
6.14	Charge totale sur le réseau	163
6.15	Somme d'énergie cumulée pour les appareils participants à la flexibilité - Aléa de prix	164
6.16	Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type prix	165
6.17	Aléa de consommation	166
6.18	Charge totale sur le réseau	166
6.19	Somme d'énergie cumulée pour les appareils participants à la flexibilité - Aléa de consommation	167
6.20	Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type Conso	168
6.21	Aléa sur deux semaines	170
6.22	Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel sur deux semaines	171

6.23	Indicateurs par profil en sortie du superviseur temps réel en réaction à 2 semaines d'aléa	172
6.24	Sensibilité des gains aux facteurs de sensibilité des profils	173
6.25	Indicateurs en sortie du superviseur sur deux semaines - segmentation à sensibilité environnementale	174
6.26	Indicateurs en sortie du superviseur sur deux semaines - segmentation à sensibilité économique	175
6.27	Indicateurs en sortie du superviseur sur deux semaines - segmentation à faible implication	176

Introduction générale

Les préoccupations environnementales sont au cœur de l'actualité : des émissions de gaz à effet de serre à l'épuisement des ressources naturelles, l'impact environnemental de nos modes de vie entraîne de nombreuses conséquences. Les répercussions pour la planète, pour notre société de manière générale, mais aussi pour nous l'humanité, sont nombreuses. Pour en souligner l'importance et ne citer qu'une seule étude récente sur un des aspects de cette problématique, [1] montre les dangers que fait peser l'accroissement des aléas climatiques (tempêtes, inondations, vagues de chaleur...) dus à l'augmentation des gaz à effet de serre, et leur réalité : chacun d'entre nous sera confronté à au moins un de ces aléas, et à une forte amplitude, d'ici à 2100.

Pour faire face à ces problématiques et en tant que contributeur principal, le secteur de l'énergie est confronté à d'importants changements. Le domaine de la production électrique notamment, voit de nouvelles problématiques émerger : une augmentation constante de la part d'énergie renouvelable dans les mixes électriques nationaux à travers le monde [2], l'arrivée de nouvelles technologies (numérisation de nombreux usages, véhicules électriques...), et une production qui se décentralise. La préoccupation principale des réseaux électriques étant l'équilibre production-consommation qui ne souffre d'aucun écart, cette transformation du paysage énergétique entraîne un changement de paradigme du fait d'une production qui devient très dépendante des conditions climatiques. Il faut donc passer d'une production pilotée par la demande, à une demande que l'on cherche à rendre plus prévisible et plus flexible que par le passé. Pour répondre aux besoins de stabilité du réseau, cela impose de modifier la manière de gérer l'énergie, tout en intégrant la variabilité de ces sources ainsi que les nouveaux usages et modèles émergents. Une des pistes de flexibilité repose sur le stockage qui ne cesse de se développer mais qui ne constitue pas une solution viable à grande échelle en l'absence d'avancée majeure dans ce domaine. C'est alors à l'ensemble des acteurs du réseau qu'il est fait appel pour participer à cet équilibre, et la nouvelle gestion du réseau va donc passer par leur implication. Face à cette évolution et grâce à l'avènement des technologies de l'information et de la communication permettant une surveillance et un contrôle plus poussés du réseau, l'idée de *smart-grid* a alors émergé. Le concept d'*intelligence* du réseau renvoie ici à une information disponible plus détaillée et à des capacités de calcul accrues, permettant de nouvelles stratégies de gestion et un ajustement allant jusqu'au temps réel grâce à une automatisation des tâches de contrôle, et ce malgré une complexité accrue des flux d'énergie.

Permettre et organiser cette implication des acteurs du réseau (producteurs, consommateurs, gestionnaires...) pour obtenir plus de flexibilité en prenant en compte leurs différents objectifs, demande de sortir de l'approche techno-centrée de la gestion énergétique classique. En effet, les variables de décisions ne sont plus uniquement *électro-techniques* (e.g. état de charge, fréquence, tension, puissance produite/consommée...), mais aussi liées aux objectifs, contraintes et moyens d'action de ces acteurs ayant des comportements et rationalités différentes. L'idée développée tout au long de ce travail est donc de construire une méthodologie en s'appuyant sur les domaines scientifiques nécessaires, afin de définir une stratégie de gestion de l'énergie adéquate permettant d'intégrer les acteurs dans un réseau donné, en satisfaisant, dans la mesure du possible, les objectifs de chacun. Les problématiques d'acceptation et d'implication étant plus complexes chez l'acteur résidentiel, l'accent est mis sur celui-ci dans ce travail au travers de l'application de la méthodologie développée à un cas d'étude résidentiel, permettant ainsi de détailler le fruit de ces recherches.

Le résultat de ces trois années de travail exploratoire au croisement des sciences de l'ingénieur et des **Sciences Humaines et Sociales (SHS)**, et qui s'intègre dans le cadre local de la chaire Smart Buildings as nodes of Smart Grids (SBnodesSG), est donc présenté dans cette thèse, scindée en deux parties :

Partie A. Une première partie axée sur l'introduction du contexte de ces travaux ainsi que sur les aspects méthodologiques :

Le premier chapitre présente les enjeux environnementaux globaux, et le rôle joué par le secteur énergétique sur ces questions. Une présentation des réseaux électriques d'hier, d'aujourd'hui et de demain est discutée ensuite, afin de comprendre et de présenter les futurs possibles pour celui-ci dans le contexte évolutif qui se profile. Enfin, les problématiques moteurs de cette thèse et les questions qui y sont abordées sont présentées.

Le deuxième chapitre présente et discute la méthodologie développée dans cette thèse. Dans un premier temps, une discussion sur les acteurs du réseau électrique et leur rôle est proposée, avant de décrire chaque étape de la méthodologie visant à prendre en compte l'implication des acteurs dans la gestion énergétique. Ces réflexions se veulent volontairement générales, car chacune de ses étapes est un sujet de recherche en lui-même, et que quel que soit l'acteur du réseau, il se doit de pouvoir être appréhendé par cette méthodologie.

Partie B. La deuxième partie est la partie applicative de la méthodologie présentée. En s'appuyant sur un cas d'étude résidentiel, chaque étape y est alors décrite et analysée :

Le chapitre trois présente le cas d'étude modélisé, en discutant des approches possibles de la littérature et en présentant le modèle de consommation résidentielle retenu qui sera utilisé par la suite.

Le chapitre quatre discute des profils d'acteurs résidentiels, de leur flexibilité et de ses caractéristiques. L'approche interdisciplinaire est présentée, en mêlant les apports des

sciences de l'ingénieur, de la sociologie de l'énergie et de la micro-économie. L'objectif est d'appréhender les profils existants que l'on peut intégrer dans un système de gestion de l'énergie.

Le chapitre cinq présente la première étape du superviseur appliquée au cas d'étude, en intégrant les profils dans l'optimisation de l'interaction *la veille pour le lendemain* des consommateurs, basée sur l'application de la théorie des jeux au partage de l'énergie.

Le chapitre six est la suite naturelle du chapitre précédent, où l'ajustement des consommations pour le cas d'étude est proposé en développant un superviseur temps réel à base de logique floue.

Enfin, suite au résumé de ces travaux, une discussion générale est proposée, afin de présenter les nombreuses pistes de recherche qui en découlent et les perspectives qui s'en dégagent.

Première partie

Méthodologie

Contexte et enjeux du réseau électrique

Sommaire du présent chapitre

1.1 Une transition nécessaire	7
1.1.1 Problématique sociétale et environnementale	7
1.1.2 Contexte énergétique	8
1.1.3 Secteur de l'électricité	10
1.2 Évolution des réseaux électriques	12
1.2.1 Des réseaux traditionnels... au concept de smart-grid . .	12
1.2.2 Projets démonstrateurs et recherche	13
1.2.3 Évolutions actuelles en France	16
1.3 Problématiques abordées	16

1.1 Une transition nécessaire

1.1.1 Problématique sociétale et environnementale

Il est maintenant largement reconnu que l'activité humaine est à l'origine du changement climatique. Afin d'en limiter l'impact, plusieurs scénarii ont été pensés, dont celui du **2°C Scenario (2DS)** prôné par **Agence International de l'Énergie (IEA)** par exemple, limitant la montée de la température du globe à 2 °C d'ici 2100 [3]. Ce chiffre est défini par le **Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)**¹ comme étant la limite au delà de laquelle les conséquences d'un réchauffement seraient trop graves, notamment à cause du risque d'emballement du climat. En effet, de nombreuses études visent à établir et prévoir l'impact de l'augmentation des aléas climatiques sur notre société, et montrent les dangers encourus sur six grands piliers de notre système actuel [1] :

- L'alimentation (qualité, valeurs nutritionnelles, prix...);

1. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

- L'eau (qualité, accessibilité...)
- La sécurité (démocratie, inégalité, conflit, immigration...);
- L'économie (salaires, coût de la vie, coûts de la résilience...);
- Les infrastructures (communication, transport, énergie...);
- La santé (maladie, stress, bien-être...).

Le cinquième rapport du **GIEC** montre bien cette urgence et l'ampleur de la tâche qu'il reste à accomplir pour limiter au maximum ces effets [4]. Les engagements pris par tous les pays, notamment ceux pris lors de la conférence de Paris sur le climat (COP21) en 2015 (dit *accords de Paris*), ainsi que les actions réellement engagées apparaissent comme trop faibles au vu de l'objectif. La trajectoire actuelle semble mener à un réchauffement climatique de plus de 3 °C d'ici à la fin du siècle. La nécessité d'agir est d'autant plus grande que chaque pas dans cette direction engendre des conséquences de longue durée difficilement réversibles qu'il est difficile de prévoir. Cette urgence pousse à transformer notre société et nos modes de vie dans tous les domaines, et notamment pour le secteur qui nous intéresse plus particulièrement : l'énergie.

1.1.2 Contexte énergétique

Essentielle pour assurer le fonctionnement de nos organisations sociales, la question de l'énergie est cruciale dans le monde d'aujourd'hui : source de tension dans certaines parties du globe, d'opportunité de développement dans d'autres, elle s'immisce bien souvent dans les relations internationales. On parle d'énergies fossiles, d'énergies renouvelables, du nucléaire, de sobriété... Les débats, souvent houleux et passionnés, touchent à des questions d'éthique, d'économie, d'environnement et même de santé publique. Les choix en matières d'approvisionnement énergétique sont des paris sur l'avenir qu'il faut faire maintenant et il est difficile de passer à côté de cette idée de *transition énergétique* dans laquelle nous évoluons actuellement.

D'un point de vue purement énergétique, les chiffres sont là : malgré des progrès en termes d'efficacité, la demande énergétique croît sans cesse. Cela s'explique par une croissance démographique et un développement continu des usages énergivores au sein de nos sociétés conduisant à des modes de vie toujours plus énergivores. De 6101 Mtep en 1973 à 8922 Mtep en 1993, la production mondiale d'énergie primaire a atteint 13 761 Mtep en 2016 [5]. Cette production étant assurée en majeure partie par des énergies fossiles (81,4% en 2016 [5]), dont on sait que les ressources sont limitées, il faut donc dès à présent y trouver une alternative viable.

Pour atteindre cet objectif, de nombreux efforts doivent être engagés dans les années à venir afin de modifier les systèmes énergétiques par l'utilisation de technologies plus sobres en carbone et avec un impact moindre. Différents acteurs se sont en effet penchés sur la question, et on estime aujourd'hui que la consommation mondiale d'énergie primaire en 2060 avoisinera les 843 EJ² selon la trajectoire actuelle (Reference Technology Scenario - RTS) [3]. Le scénario **2DS** envisage d'une part de limiter la hausse globale de consommation à 665 EJ, tout en diminuant la part d'énergies fossiles au profit

2. 1 exajoule correspond à 277.8 térawatt-heure ou encore à 23.9 mégatonnes équivalent pétrole

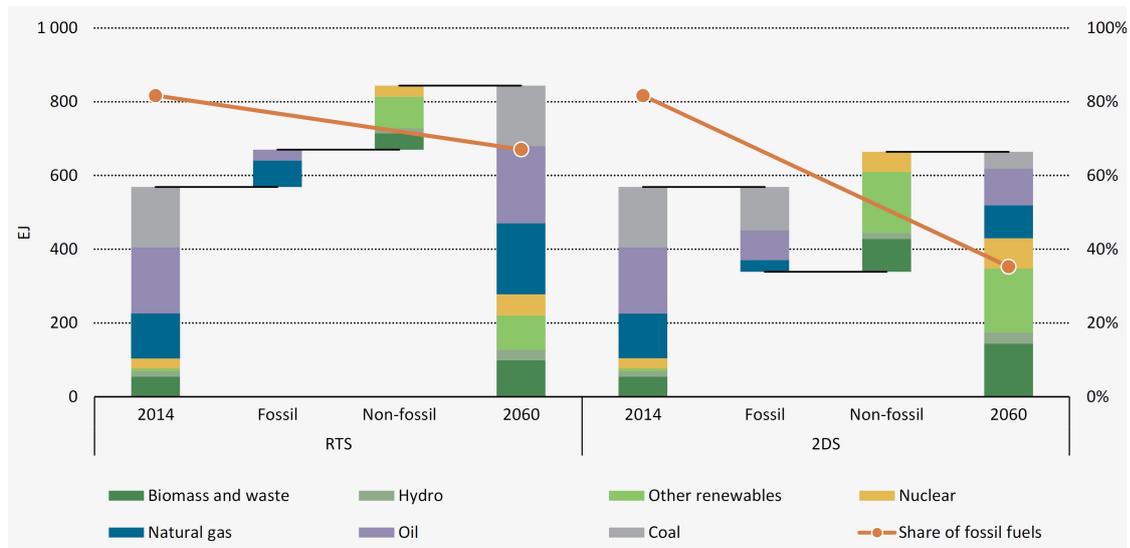


FIGURE 1.1 – Évolution de la consommation d’énergie primaire selon un scénario de référence et le scénario 2DS [3]

notamment des **Énergies Renouvelables (ENR)** (52% en 2060) (voir figure 1.1).

Cette transformation passe entre autre par l’augmentation de la part d’énergie électrique dans la consommation énergétique finale comme illustré sur la figure 1.2. Cela pose de nombreuses questions pour la gestion de l’énergie que nous aborderons par la suite.

En France par exemple, la question de l’énergie est aussi d’actualité sur le plan national : en juillet 2015 a été votée la *loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, dont l’objectif est d’instaurer un nouveau modèle énergétique. Les principaux objectifs de cette loi sont de [6] :

- Réduire les émissions de **Gaz à effet de serre (GES)** de 75% sur la période 1990-2050 ;

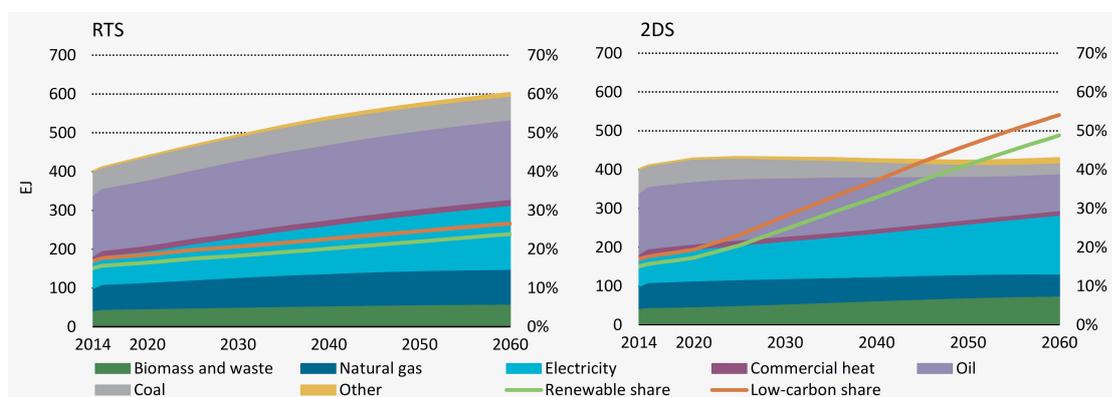


FIGURE 1.2 – Évolution de la consommation d’énergie finale selon un scénario de référence et le scénario 2DS [3]

- Réduire la consommation énergétique finale de 50% de 2012 à 2050 ;
- Réduire la consommation d'énergie primaire fossile de 30% de 2012 à 2030 ;
- Porter la part d'**ENR** à 32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030, et celle du nucléaire à 50% de la production électrique d'ici 2025 (objectif repoussé de 10 ans en 2018).

Au vu de ces problématiques, trois piliers de la transition énergétique sont identifiés, notamment par [7] et [8] :

- Efficacité : Améliorer les taux de conversion et de consommation, en passant non seulement par la réduction des pertes mais aussi par la réduction de l'énergie utilisée sur l'ensemble du cycle de vie des produits ;
- Renouvelable : Tendre vers un mix énergétique à haut ratio d'**ENR** pour diminuer l'impact environnemental de la production d'énergie ;
- Sobriété : Ramener le besoin de services énergétiques au plus près de leur utilité réelle, en agissant sur le dimensionnement, la durée d'usage, la mutualisation, l'organisation de l'espace et de la société.

Du point de vue de la gestion énergétique, les deux premiers piliers sont les objectifs directs de celle-ci. En effet, l'intégration des **ENR** nécessite de revoir la façon de gérer l'énergie dans les réseaux. Le dernier pilier, s'il n'est pas directement imputable à la gestion énergétique, n'est toutefois pas à négliger et doit être considéré en parallèle pour la question énergétique. Sur une vision long terme, il est en effet difficile d'imaginer un monde durable avec un besoin sans cesse croissant d'énergie, même si celle-ci est produite le plus proprement possible et consommée de manière la plus efficace possible : aucun processus technique actuel ne permet d'impact nul dans la production d'énergie. Ces avancées doivent donc être suivies en parallèle d'une modification de nos manières consommer en tant que société. Ce dernier aspect, celui de la sobriété, rejoint une évolution nécessaire qui n'est pas propre qu'à l'énergie, mais qui jouera sur l'acceptation d'un changement de comportement et l'acceptation de nouvelles contraintes.

1.1.3 Secteur de l'électricité

Le mix énergétique français actuel pour la production électrique (548,6 TWh en 2018, pour une consommation intérieure d'énergie électrique de 474 TWh, hors secteur de l'énergie), est essentiellement couvert par le nucléaire à 71.7%. Le bilan carbone national est ainsi faible comparé aux autres pays industrialisés, mais cela ne permet pas une prise en compte réelle de l'impact environnemental de notre production d'énergie, qui ne doit pas se réduire aux seules émissions de **GES**. Toutefois, cette prédominance du nucléaire pourrait changer. Les installations se faisant vieilles, la question des nouveaux investissements est au cœur de l'actualité nationale récente comme l'illustre la loi de transition énergétique évoquée précédemment. Les questions sont nombreuses : remettre en état les centrales actuelles ? En construire de nouvelles ? Ou bien s'en séparer au fur et à mesure afin d'accompagner la transition ?

Quoi qu'il en soit, la part d'**ENR** dans le mix électrique français augmente au fil des ans et a atteint 22.7% de la consommation d'électricité en 2018 [9] (À titre de

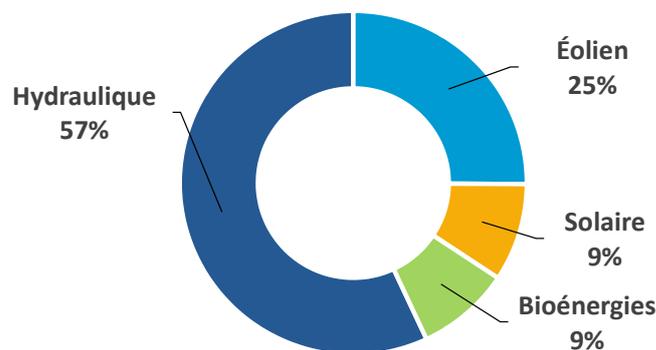


FIGURE 1.3 – Le mix d’ENR en France dans la production d’électricité 2018

comparaison, ce chiffre est estimé à 25% pour le monde en 2018 [10]), répartie entre l’hydraulique, le solaire, l’éolien et les bioénergies (déchets, biogaz, biomasse). La figure 1.3 montre la répartition de cette production : en première place figure la production issue de l’énergie hydraulique, mais qui sera amenée à stagner en valeur absolue dans le futur, au profit des autres sources solaire et éolienne qui ont un très fort potentiel.

Ces ENR représentent aujourd’hui une formidable opportunité pour changer la manière dont nous exploitons et impactons notre environnement. Le critère économique est bien souvent l’élément central des discussions, mais ne devrait pas être un frein, car comme le montre et le rappelle l’IEA : « *il est réaliste et économiquement bénéfique de se diriger vers un système énergétique à bas carbone* » [11]. On entend ainsi souvent parler de l’empreinte carbone ou encore de l’analyse énergétique sur cycle de vie pour comparer la pertinence des différents modes de production d’énergie, mais il ne faut pas oublier de prendre en compte tous les bénéfices environnementaux, sociétaux et sanitaires (par exemple : les pertes sur la phase de fonctionnement n’ont pas la même *poïds* environnemental pour les ENR que pour un moteur thermique, on n’épuise pas les ressources naturelles, on ne produit pas de particules fines sur les lieux de production, etc.) afin de comparer les différents moyens de production sur un pied d’égalité.

Ces transformations ne sont pas sans conséquences pour le secteur de l’énergie électrique, en particulier l’augmentation du taux d’ENR . Une transition vers une production électrique à fort ratio d’ENR nécessite une forte adaptation des réseaux actuels, et l’Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Énergie (ADEME) identifie entre autre deux points clés de cette transition [7] :

- Un développement essentiel dans le domaine de la maîtrise de la demande d’électricité, notamment en période de pointe. Le risque, sans cela, étant de ne plus maîtriser le coût du système électrique, et ce quel que soit le l’augmentation du taux d’intégration d’ENR ;
- Les conditions de réalisation et de réussite concrète d’un mix électrique à faible impact environnemental passe par la notion d’acceptabilité sociale afin de remplir les conditions nécessaires : complémentarité entre productions domestiques et productions centralisées, interconnexion renforcée par le réseau électrique,

redistribution des revenus générés par la production d'énergie et les efforts d'effacement.

1.2 Évolution des réseaux électriques

1.2.1 Des réseaux traditionnels... au concept de smart-grid

De par sa construction (et reconstruction d'après-guerre) et les moyens de production utilisés, le réseau électrique français s'est construit autour de grandes centrales (énergie fossile, nucléaire ou hydraulique). De ce fait, le réseau est fortement centralisé autour de ces sites, ce qui a nécessité la construction d'un réseau haute tension (réseau de transport HTB : 50 kV-400 kV) à travers le pays, dans une logique de flux d'énergie unidirectionnel des centrales vers les lieux de consommation. Ainsi, chaque acteur possède un rôle qui lui est propre et les consommateurs sont cantonnés par l'organisation du réseau à un rôle passif, consommer et payer. Ce réseau était géré par un monopole de l'opérateur historique **Électricité de France (EDF)**, de la production à la fourniture en passant par les réseaux de transports et de distribution (sauf pour quelques entreprises locales de distribution).

Mais comme décrit précédemment, l'arrivée de nouveaux usages, de nouvelles technologies et l'introduction de moyens de productions intermittents requiert une adaptation du réseau traditionnel et unidirectionnel pour assurer son bon fonctionnement tout en répondant aux problématiques émergentes.

Ces changements sont dus d'une part à l'évolution et la disponibilité des technologies, et d'autre part à la libéralisation du secteur de l'énergie. Suite à la directive européenne 96/92/CE en 1996 [12] (remplacée en 2003 par la directive 2003/54/EC [13]), l'ouverture du marché de l'électricité signe la fin du monopole historique d'**EDF**, l'obligeant alors à séparer ses activités. Cette ouverture est suivie par la France en 2000 au travers de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) [14]. Son objectif est de maintenir les tarifs réglementés pour les particuliers, et de mettre en place le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH), obligeant **EDF** à céder une partie de la production nucléaire (jusqu'à 100 TWh par an) aux fournisseurs alternatifs.

Les principales caractéristiques du réseau traditionnel et celles du réseau vers lequel il évolue sont résumées sur la figure 1.4. Il faut noter que ces deux visions ne s'affrontent pas, mais sont à mettre en parallèle, car il faut d'une part s'appuyer sur le réseau existant pour ne pas tout reconstruire, et d'autre part car le réseau actuel apporte une sécurité d'approvisionnement non négligeable. Trois sources de déséquilibres sont identifiées dans le réseau, qu'il faut contrebalancer malgré ses évolutions [15] :

1. La variation de consommation ;
2. La pénétration des **ENR** ;
3. Les aléas sur les groupes de productions.

Pour réussir ces changements, le concept exploré aujourd'hui est celui du *smart-grid*, à l'intersection du système électrique et des technologies de l'information et de

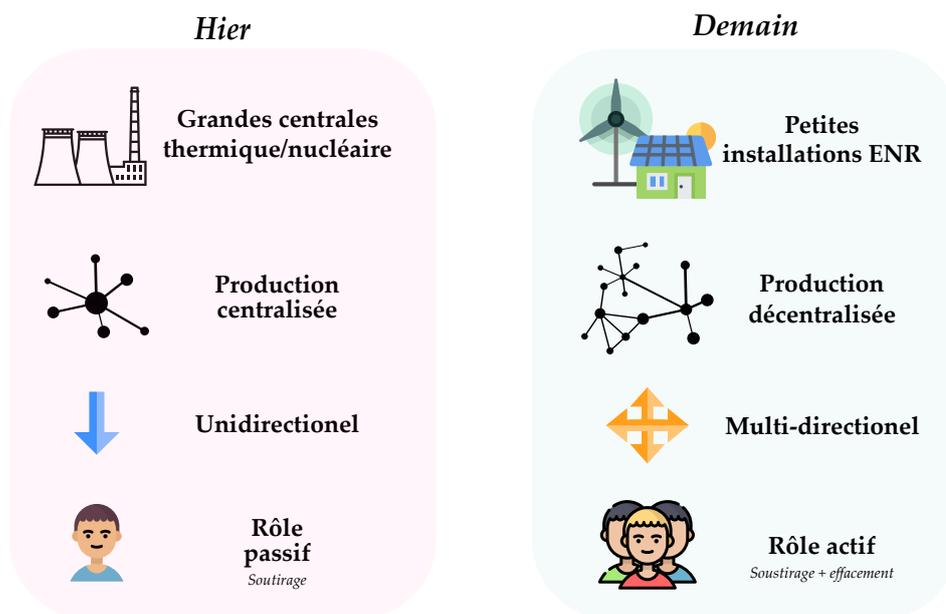


FIGURE 1.4 – Principaux points d'évolution des réseaux électriques

la communication. Il combine les problématiques de décentralisation, de flexibilité, de prévision, d'observation et d'implications des acteurs pour le management du réseau. Selon l'ADEME, les smart grids représentent ainsi une opportunité aussi bien sur le plan industriel qu'environnemental et social [16]. Par ce biais, chaque acteur du réseau peut techniquement rendre des services à celui-ci : s'effacer pour un consommateur ou participer au réglage de tension ou de fréquence pour un producteur par exemple. Ce faisant, il est possible de faciliter l'intégration des ENR, de limiter le surdimensionnement des réseaux dus aux pointes de consommation et ainsi limiter les investissements dans le temps.

Au-delà du concept de smart-grid permettant techniquement une nouvelle souplesse des échanges d'énergie, la distribution progressive de la production entre de nombreux acteurs, l'information disponible qu'il est possible d'échanger grâce aux nouvelles technologies et la libéralisation du secteur de l'énergie cassant les monopoles existants conduisent au concept d'*internet de l'énergie* (IoE en anglais) appelé aussi *enernet*, basé sur le concept de démocratisation où chacun peut prendre part à ces nouveaux réseaux [17, 18].

1.2.2 Projets démonstrateurs et recherche

1.2.2.1 National

Sur le territoire français, de nombreux projets qui étudient les différentes facettes des Smart-grids sont mis en œuvre pour répondre aux problématiques actuelles. Chacun de ces projets s'attache justement à comprendre les interactions complexes entre tous les acteurs pour réfléchir à de nouvelles façons de les impliquer. Un aperçu des plus

importants d'entre eux est donné par le tableau 1.1. Loin d'être exhaustive, cette liste montre bien que la préoccupation est aujourd'hui d'inclure les acteurs dans le réseau, de les faire participer, et notamment les acteurs consommateurs.

TABLEAU 1.1 – Expérimentations Smart-grids en France

Projet	Objectifs principaux	Source
GreenLys	- Tester de nouvelles stratégies de gestion, en faisant appel à l'effacement volontaire.	[19]
REFLEXE ³	- Tester des solutions d'effacement pour les secteurs tertiaires et industriels.	[20]
Nice Grid	- Intégration massive de PV décentralisée, réduction des pics de consommation, îlotage de quartier.	[21]
Modelec	- Étude des effacements pilotés (par le gestionnaire ou le ménage) et volontaires chez l'acteur résidentiel.	[22]
Écowatt	- Démarche visant à empêcher les déséquilibres du réseau en recourant à l'effacement volontaire.	[23]
Affihéco	- Déterminer l'impact de l'affichage des consommations sur la consommation elle-même au sein des ménages.	[24]

Les laboratoires de recherche français en génie électrique se tournent eux aussi vers cette problématique de réseau multi-acteurs et d'intelligence partagée, comme en témoignent de récentes publications. Les enjeux soulignés sont non seulement d'ordre technique (logiciel, technique d'optimisation, modèles physiques utilisés, etc.), mais résident aussi dans des approches ouvertes à d'autres disciplines. Sans être exhaustif non plus, quelques exemples représentatifs de cette ouverture et du changement de paradigme opéré ces dernières années dans les recherches nationales : au sein du G2Elab par exemple, les auteurs de [25] mettent en avant une approche dite d'*Humain dans la boucle*⁴ dans la gestion d'énergie au sein de foyer en s'appuyant sur un *living lab*, le GreEn-ER ; Le laboratoire AVENUES s'intéresse à la participation de **Véhicules Électriques (VE)** de particuliers pour rendre des services réseaux, et se pose donc la question de l'acceptabilité sociale de réseaux dédiés à la recharge de **VE** [26] ; Enfin, on notera aussi les expérimentations de la plateforme smart-grid du Liten⁵ du CEA [27], ou encore la volonté du laboratoire SATIE⁶ de faire évoluer ses recherches vers les problématique d'intégration d'**ENR** et de consommation à l'échelle d'un logement [28].

3. Réponse de Flexibilité Électrique

4. Human in the loop

5. Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Energies Nouvelles et les nanomatériaux

6. Systèmes et Applications des Technologies de l'information et de l'énergie

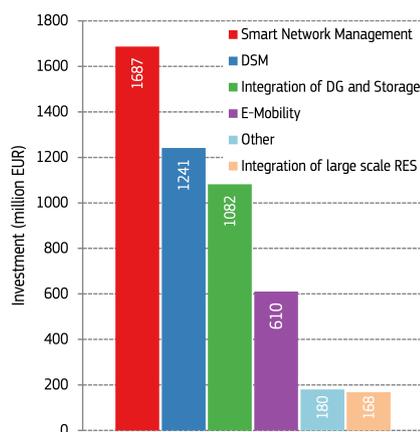


FIGURE 1.5 – Axes principaux abordés par les démonstrateurs Smart-grids en Europe [29]

1.2.2.2 International

Ce même constat peut se faire au niveau international : de nombreux projets démonstrateurs peuvent être recensés. Une étude du **Joint Research Center (JRC)** donne par exemple un aperçu des principaux résultats sur les expériences en matière de smart-grid en Europe [29]. Les principales thématiques abordées par ces démonstrateurs sont présentées sur la figure 1.5.

Au cœur de ces projets, la problématique principale reste l'introduction d'**ENR** dans le réseau, qui entraîne alors l'ensemble des autres problématiques pour y parvenir, comme en témoigne par exemple le projet européen MIGRATE⁷ [30] : l'objectif est d'étudier la possibilité d'un réseau fonctionnant sans l'inertie des masses tournantes des alternateurs, la stabilité d'un réseau à fort ratio d'**ENR** étant assurée par l'électronique de puissance. Toutefois, ce qui ressort de tous ces projets, au-delà des difficultés techniques (matériel, stabilité, protocoles de communication...), ce sont justement les problématiques de réglementations et d'implication [31]. Décrit comme l'obstacle le plus significatif, la définition du rôle des différents acteurs est source d'inquiétude car celui-ci est souvent flou. Cela entraîne des incertitudes en termes de partage des coûts (financiers mais aussi les risques de manière plus générale) et des bénéfices qui freinent l'investissement et l'implication dans ces nouveaux modèles de réseaux. On notera aussi que les deux objectifs principaux de ces études sont souvent tournés vers les consommateurs résidentiels : en comprendre les fonctionnements et favoriser leur implication [32]. Pour cela, en s'appuyant sur ces expérimentations et en proposant un changement de paradigme, [33] suggère que pour profiter pleinement des possibilités qu'offrent les smart grids, les utilisateurs du réseau doivent être vus comme des citoyens de l'énergie, et non comme de simples consommateurs/producteurs d'énergie que l'on contrôle et qui restent au final ignorants.

7. Massive InteGRATion of power Electronic devices

1.2.3 Évolutions actuelles en France

Au-delà de la recherche et des démonstrateurs, ces transformations au sein des réseaux électriques ont déjà commencées. Comme évoqué précédemment, le contexte législatif français évolue : une bonne illustration en est l'arrivée récente du TURPE5⁸ (au 1^{er} Août 2017), renforçant cette idée de *consommer différemment* (augmentation de l'incitation heure pleine/heure creuse, nouveaux contrats proposés), de manière *plus flexible* (discrétisation des puissances souscrites au pas du kVA, option tarifaire à quatre plages temporelles), tout en incluant les *nouvelles technologies de l'énergie* et les *nouveaux usages* (la volonté affichée étant de mieux s'adapter à l'autoconsommation et au développement des moyens de production d'électricité décentralisés). On notera aussi l'arrivée des compteurs dit *intelligents*, permettant techniquement cette flexibilité, mais pouvant aussi permettre de développer une culture de l'énergie en affichant finement la consommation ou production chez les acteurs les possédants, culture nécessaire au développement de l'implication sur lesquels les réseaux s'appuieront à l'avenir.

De même, de récents changements ont été opérés sur le code de l'énergie français, notamment par l'autorisation et la définition des limites de l'autoconsommation individuelle et collective, au travers de l'ordonnance n° 2016-1019 en 2016 [34] ratifiée ensuite en 2017 (loi n° 2017-227) [35]. Il est intéressant de remarquer qu'une directive plus récente de l'union européenne (directive 2018/2001 [36]) prend les mêmes dispositions (article 21) au niveau européen et va encore plus loin en introduisant et définissant le terme de *communauté d'énergie renouvelable* (article 22) : des particuliers, entreprises et/ou collectivités peuvent se rassembler en une entité juridique autour de la production, la consommation et la fourniture d'énergies renouvelables. Le but de cette directive est notamment de s'assurer que les états membres veillent à mettre en place *un cadre favorable visant à promouvoir et à favoriser le développement de communautés d'énergie renouvelable*, sans discriminer ses membres et en les mettant sur un pied d'égalité (même droits et même devoirs) avec les autres membres du réseau ayant les mêmes rôles (clients finaux, producteurs, fournisseurs ou gestionnaires de réseau de distribution).

1.3 Problématiques abordées

Ces changements législatifs et ces explorations techniques reconnaissent le rôle plus actif que les citoyens peuvent jouer individuellement ou en communauté, avec ou sans l'appui du secteur public ou privé local. Cette redistribution des rôles amène une réflexion nouvelle sur la gestion de l'énergie multi-acteur [37], en intégrant pleinement les outils d'équilibrage du réseau (centrale de production programmable, stockage, gestion de la demande, interconnexions [15]). Dans ce travail, on cherche à les comprendre, à leur donner les moyens de participer en réfléchissant à un cadre qui satisfasse tous les acteurs, pour ensuite voir quels comportements émergent. Cette thèse veut poser la question suivante : *comment prendre en compte les comportements des acteurs dans la gestion du réseau ?* Deux visions sont alors possibles pour définir l'*intelligence* affichée

8. Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

des futurs réseaux : soit une intelligence reposant sur l'automatisation et l'optimisation des tâches sans intervention humaine (e.g. dans [38]), soit par l'implication des acteurs, qui demande d'aller au-delà des aspects techniques pour mettre en place un cadre facilitant et rendant possible cette implication.

Des expérimentations et de la littérature, il ressort un besoin de cadre pour répondre à toutes les incertitudes posées par les évolutions évoquées : c'est là qu'intervient ce travail de thèse, en cherchant à prendre en compte ces questions qui s'éloignent de la technique pure mais qui, comme on a pu le voir, jouent un rôle dans le jeu des acteurs qui composent le réseau. L'appréhension et l'intégration des comportements énergétiques dans un réseau étant parmi les principaux challenges de la question énergétique relevés par [39], elles seront ici abordées sous l'angle de l'interdisciplinarité. C'est donc au croisement du génie électrique, de l'économie et de la sociologie que se situe ce travail exploratoire, avec comme finalité une gestion de réseau qui soit efficace et qui permette de passer ces barrières en assurant le respect des sensibilités de chaque partie prenante de ces nouveaux smart-grids.

Dans ce contexte, cette thèse aborde les nouvelles questions posées par ces nouveaux réseaux d'énergie, et le fort enjeu de ce travail réside dans l'imbrication des différentes disciplines scientifiques, qui sont habituellement traitées de façons indépendantes. Pour ce faire, l'aspect méthodologique est très important, afin de définir dans un premier temps les questions à se poser, et dans un second temps les moyens et outils possibles pour y répondre.

Le but est d'imaginer une manière de prendre en compte les différentes implications possibles pour les acteurs dans la gestion du réseau, en essayant de comprendre les différents profils qui peuvent exister. Comprendre ne veut pas dire seulement d'un point de vue technique en étudiant un profil de consommation par exemple, mais aussi s'attacher à comprendre un profil en terme d'implication possible, en cherchant ses objectifs, ses contraintes, qui peuvent aussi être de l'ordre de l'usage, du social, ou autre. Ce faisant, trouver un cadre à l'implication qui puisse respecter ces rationalités et dans lequel chacun puisse y trouver un avantage, tout en participant à l'équilibre du réseau. Pour reprendre les termes du sujet, l'*acceptabilité* peut être vue comme le cadre que l'on essaiera de respecter tout au long de la thèse, permettant d'arbitrer entre des solutions techniques si le cas se présente, celle-ci variant selon la nature de la transaction. De son côté, l'*implication* se traduira dans la concrétisation des interactions entre les acteurs, et entre les différents profils d'implication que l'on essaiera de simuler. La finalité étant de trouver une gestion du réseau qui puisse exploiter ces différentes implications.

Pour résumer et pour mieux appréhender le travail et la problématique de cette thèse, on peut la voir comme les réponses apportées aux trois questions suivantes :

1. *Quels sont les profils d'implication d'acteurs du réseau?* Au sein d'une famille d'acteurs, on trouve une certaine diversité des profils, résultats d'objectifs et de sensibilités différents. On cherche à les comprendre pour pouvoir les modéliser.
2. *Comment modéliser ces profils?* Une fois appréhendés, le but étant la gestion du réseau, ces profils doivent être modélisés d'une manière adéquate, afin de pouvoir imaginer leurs interactions. Attention, on ne cherche pas à modéliser

l'acteur lui même, mais plutôt à modéliser les composantes de son implication qu'il est possible de prendre en compte dans la gestion de l'énergie.

3. *Comment utiliser ces profils pour la gestion de l'énergie?* La finalité de la thèse est de développer une stratégie de gestion de l'énergie entre tous ces acteurs, la dernière question vise donc à permettre à chaque profil d'implication modélisé de s'exprimer en imaginant leurs interactions au sein du réseau.

Développement de la méthodologie

Sommaire du présent chapitre

2.1 Introduction	20
2.2 Système d'acteurs dans le réseau	20
2.2.1 Rôles des acteurs	20
2.2.2 Gestionnaire de réseau	21
2.2.3 Agrégateur	23
2.2.4 Producteur	23
2.2.5 Consommateur	24
2.2.6 Consommateur-producteur	25
2.3 Structure méthodologique	25
2.3.1 Définition des termes principaux utilisés	25
2.3.2 Présentation globale de la méthode	27
2.3.3 Questionnements clés de la méthode	29
2.4 1^{re} étape : définition des profils d'acteurs	34
2.4.1 Approche	34
2.4.2 Profils existants	35
2.4.3 Profils observables	38
2.4.4 Profils intégrables	39
2.5 2^e étape : supervision J-1	40
2.5.1 Cahier des charges	40
2.5.2 Introduction des profils	42
2.5.3 Structure du superviseur	43
2.5.4 Optimisation des flux d'énergie	44
2.5.5 Indicateurs	45
2.6 3^e étape : supervision temps réel	46
2.6.1 Cahier des charges	46
2.6.2 Continuité avec l'optimisation J-1	47

2.6.3 Ajustement des flux d'énergies	48
2.6.4 Indicateurs	49
2.7 Discussion et conclusion	49

2.1 Introduction

Les problématiques environnementales et les évolutions techniques et sociétales en cours poussent la gestion énergétique des réseaux à se renouveler pour explorer différentes approches. La question posée à l'origine de ce travail est celle de la modélisation de l'implication des acteurs du réseau électrique à des fins de gestion de celui-ci. Cette prise en compte des acteurs et de leur participation éventuelle pour la gestion énergétique du réseau électrique, dans toutes leurs spécificités, demande de la méthode. Pour illustrer la méthodologie développée dans cette thèse, un cas résidentiel à l'échelle d'un quartier est présenté dans la deuxième partie, en intégrant un certain nombre de foyers interagissant les uns avec les autres. Si c'est autour de ce cas d'étude que s'est construit ce travail, la méthode se veut applicable à tout autre type d'acteur : tertiaire, industriel, producteur d'électricité... La problématique globale reste la même quel que soit l'acteur à qui l'on s'adresse : les questions auxquelles chaque étape cherche à répondre doivent permettre de définir chaque population dans le réseau afin d'y intégrer leurs objectifs et contraintes, différentes d'un acteur à l'autre. L'enjeu est donc de les définir précisément, d'une part pour les comprendre, et d'autre part pour définir ce qui peut être pris en compte dans la gestion elle-même.

La question sous-jacente qui guide le présent chapitre est la suivante : *Si cette méthodologie doit être appliquée à n'importe quel morceau de réseau (étendu, restreint, isolé, raccordé), et quels que soient les acteurs à intégrer, comment procéder?* Ce chapitre commence par la présentation des acteurs du réseau considérés dans ce travail. La réflexion globale sur la méthodologie, sa structure et les points clés de celle-ci sont présentés dans un deuxième temps, avec une définition des principaux termes utilisés. Vient ensuite la structuration de chacune des trois étapes définies : la première étape discutant de la définition et de l'appréhension des profils d'acteurs en présence, la deuxième étape de l'intégration de ces profils dans l'optimisation des flux énergétiques, et la troisième étape dans l'ajustement en temps réel de ces flux qui s'appuie sur les profils définis et sur l'optimisation préalable.

2.2 Système d'acteurs dans le réseau

2.2.1 Rôles des acteurs

Comme évoqué dans l'introduction, les réseaux électriques sont en constante évolution. Les rôles que les utilisateurs et le gestionnaire du réseau peuvent endosser changent avec cette évolution : de nouveaux usages et même de nouveaux acteurs apparaissent. Avant de s'interroger sur leur intégration dans un programme de management

de l'énergie, et sur la construction d'une méthodologie il faut d'abord répondre à la question suivante : Qu'est-ce qu'un *acteur du réseau*? Ce travail se base sur le réseau électrique, mais la méthodologie peut être appliquée à d'autres réseaux où on retrouve les mêmes problématiques de gestion (réseaux de chaleur par exemple).

Pour résumer les choses simplement, il y a cinq grands rôles qui influents sur les flux de puissance au quotidien sur le réseau électrique :

- Gérer le réseaux (assurer l'équilibre);
- Injecter de l'énergie;
- Soutirer de l'énergie;
- Acheter de l'énergie;
- Vendre de l'énergie.

Ces rôles peuvent être endossés simultanément et par plusieurs acteurs. Par exemple, un fournisseur d'énergie achète et vend de l'énergie, un consommateur soutire et achète de l'énergie, un consommateur possédant une installation photovoltaïque peut injecter, soutirer, acheter et vendre de l'énergie ...

Pour définir les acteurs dans ce travail, il faut en premier lieu s'interroger sur l'échelle temporelle et le niveau du réseau sur lesquels se placer. En effet, si le réseau est le lieu où s'échange physiquement l'énergie, de nombreux acteurs pèsent sur celui-ci. Au niveau des marchés de gros et de détails par exemple, avec entre autres les fournisseurs et les traders, mais aussi à plus long terme, comme par exemple l'autorité de régulation qui définit le champ des possibles en matière d'échange d'énergie.

En ne s'intéressant ici qu'aux flux de puissance journaliers, les cinq acteurs considérés dans cette méthodologie sont ceux présentés à la figure 2.1 : producteurs, consommateurs, producteurs-consommateurs, gestionnaires de réseau, et agrégateur. Les autres acteurs peuvent être inclus par la suite en suivant la même approche.

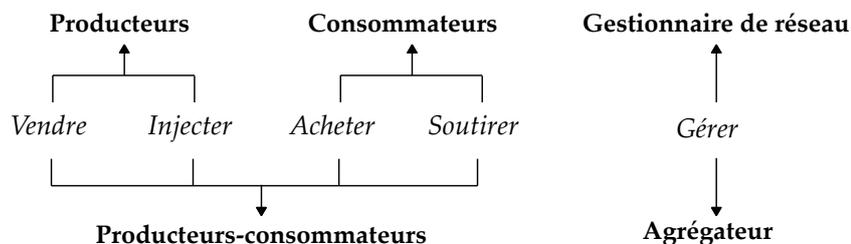


FIGURE 2.1 – Acteurs et rôles considérés dans la méthodologie présentée

2.2.2 Gestionnaire de réseau

2.2.2.1 Un acteur central pour la gestion d'énergie

En s'assurant du bon fonctionnement du réseau dont il a la charge, l'acteur gestionnaire du réseau est le premier concerné et intéressé par la gestion énergétique, que ce soit pour le transport ou la distribution (décrits par la suite). Il est en effet garant de la tenue de la fréquence et de la tension entre des bornes contractuellement définies, en agissant sur la production principalement, les réseaux étant jusqu'à maintenant

fortement *pilotés par la demande* comme évoqué dans le chapitre précédent. Deux leviers lui sont pour cela disponibles : la prévision des flux d'énergie (production et consommation) et l'adaptation de ces flux. Sur le plan technique, son intérêt est donc fort d'obtenir une flexibilité accrue pour la gestion, mais la difficulté de sa prise en compte repose sur les intérêts contradictoires qui en découlent. En effet, un programme de maîtrise de l'énergie permettrait de soulager le réseau aux moments critiques, mais dans le même temps de diminuer les retours économiques possibles si l'énergie consommée est moindre et si les services apportés doivent être rémunérés. À divers niveaux du réseau, on distingue le gestionnaire du réseau de transport, acteur ayant souvent un monopole national (comme en France, mais pas en Allemagne par exemple), du gestionnaire de réseau de distribution agissant localement et dont le rôle peut être assuré par de multiples entités à travers le pays.

2.2.2.2 Réseau de transport

Le réseau de transport d'électricité français géré par l'entreprise **Réseau de transport d'électricité (RTE)** comprend les lignes du réseau haute tension (HTB) supérieures à 50 kV (63 kV, 90 kV, 150 kV, 225 kV et 400 kV), permettant le transfert de grandes puissances sur de longues distances. En 2018, le transport d'électricité repose sur 105 857 km de lignes sous la surveillance du gestionnaire [9]. Ce sont les lignes partant typiquement des grands centres de production (centrales thermiques classiques ou nucléaires, barrage hydraulique) qui interconnectent les réseaux de distribution à travers tout le pays par les *postes sources*, alimentent les industries lourdes, et qui permettent de réaliser les liaisons avec les pays voisins.

La gestion du réseau de transport est un monopole de l'entreprise **RTE**, mais celle-ci doit rendre des comptes à une autorité administrative indépendante, la **Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)**, créé en 2000 et chargée de réguler et d'arbitrer les décisions du secteur afin de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie.

2.2.2.3 Réseau de distribution

Le réseau de distribution est géré par un **Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD)**, et comprend les lignes du réseau dont la tension est inférieure à 50 kV, c'est à dire celles de la haute tension (HTA) alimentant les plus petites industries jusqu'à celles de la basse tension (BT) alimentant les consommateurs résidentiels en 230 V. La connexion des niveaux HTA et BT se fait par les transformateurs appelés *postes de distribution* répartis sur l'ensemble du territoire. C'est sur ce réseau que sont injectées principalement les productions à base d'**Énergies Renouvelables (ENR)**.

Chaque **GRD** possède un monopole du réseau dont il s'occupe et est lui aussi soumis à l'avis de la **CRE** citée précédemment. En France, 95% du réseau est géré par l'entreprise ENEDIS qui représente 1 400 000 km de ligne, les 5% restant étant gérés par les **Entreprises Locales de Distribution (ELD)**.

2.2.3 Agrégateur

Gérer le réseau est complexe, et s'assurer du bon fonctionnement de celui-ci est le rôle du gestionnaire de réseau comme présenté précédemment. Toutefois, la flexibilité possible et demandée étant de plus en plus grande, un nouvel acteur apparaît sur le réseau : l'*agrégateur*. Si son rôle n'est pas toujours bien défini, il fait office de figure centrale à l'intersection de tous les autres acteurs et du marché de l'énergie. Il est possible de le résumer à un *gestionnaire* ou *opérateur de flexibilité*. Il est en effet dédié uniquement à gérer les flexibilités sur le réseau, flexibilités qui peuvent être contractualisées. La difficulté de sa tâche est la prise en compte des contraintes de chacun et des objectifs qui peuvent être contradictoires, tout en apportant plus de flexibilité au réseau.

Le flou dans sa définition est due notamment à sa concrétisation : ce pourrait être une personne, une entreprise ou un algorithme, et à une échelle globale ou locale (une entité "agrégateur" gérerait alors un morceau de réseau et plusieurs entités pourraient interagir les unes avec les autres). Son rôle est de permettre de répondre à la demande du gestionnaire de réseau dans son besoin d'équilibrer le réseau, en communiquant avec un portefeuille de clients dont il connaît les capacités d'effacement ou de consommation, et qu'il rémunère alors pour le service rendu. L'exemple actuel de cette flexibilité est le gisement technique et économique français d'effacement de l'industrie sidérurgique, estimé à une fourchette allant de 0,9 à 1,5 GW pour une rémunération de 30 €/kW [15]. Au-delà de la participation de ces grosses industries, et du tarif historique EJP (Effacements Jours de Pointe) proposé pour les consommateurs résidentiels, le cadre législatif et contractuel est en pleine évolution : pour les avancées les plus récentes, on citera par exemple le mécanisme NEBEF (Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement) ouvert aux consommateurs résidentiels et aux entreprises, mis en place en 2015 [40] ou encore le mécanisme de capacité introduit en 2017, qui permet aux exploitants d'échanger des garanties de capacité aux fournisseurs sur le marché de capacité [41].

2.2.4 Producteur

Le producteur d'énergie injecte et vend l'énergie sur le réseau, que ce soit à faible ou grand volume. Son objectif principal est la rentabilité de sa production en faisant face aux lois du marché. Pour cela, il peut s'aider des prévisions de sa production, lui permettant notamment de vendre de l'énergie sur le marché de gros jusqu'à plusieurs années à l'avance, sous forme de produits à terme. Avec les récentes évolutions du marché de l'électricité et des enjeux environnementaux qui sont de plus en plus présents dans le débat public, de nouvelles contraintes et incertitudes viennent complexifier sa stratégie.

En effet, l'augmentation des coûts de production, l'impact environnemental de la production d'énergie couplé aux enjeux environnementaux croissants, et la prise de conscience sociétale en cours entraînent une modification des comportements vis-à-vis des usages de l'énergie (que ce soit sur le plan économique ou environnemental), et une augmentation des politiques publiques poussant à une production plus vertueuse environnementalement parlant.

La pression sur les producteurs qui en découle pour limiter l'impact de la production en améliorant les processus ou en diversifiant la production de l'énergie fossile vers de l'énergie renouvelable, entraîne des coûts de mise œuvre importants. Pour les producteurs d'énergie renouvelable, au-delà de l'aspect économique, les fluctuations de production et les difficultés de prévision entraînent elles aussi des contraintes fortes dans l'utilisation optimale de cette production. L'enjeu est donc d'injecter cette production tout en garantissant l'équilibre du réseau et la rentabilité économique pour le producteur.

2.2.5 Consommateur

Le consommateur suture et achète l'énergie sur le réseau. Son objectif principal est d'assurer le besoin qu'il cherche à satisfaire en maximisant sa satisfaction, sous une contrainte économique et/ou environnementale (si celui-ci y accorde de l'importance). Une différenciation importante à faire entre le consommateur résidentiel et l'entreprise (industrielle ou non), est le comportement de l'acteur et la prédictibilité de celui-ci.

Pour le premier, la prévision est complexe, car celle-ci dépend d'un certain nombre de paramètres et est le résultat de comportements et d'interactions sociales au sein des foyers, qu'il est difficile de n'aborder que sous l'angle technique [42]. L'impact économique dépend lui du poids de la dépense énergétique dans le budget du ménage lui-même et peut donc être un levier d'implication pour celui-ci. De même, l'impact environnemental de la consommation peut être un levier de modification de comportement, à condition d'une information adéquate. Si l'agrégation des consommations résidentielles peut être prévisible, la problématique de décentralisation imposée par la production d'ENR croissante limite cette possibilité. De plus, l'utilité sociale de la maîtrise d'énergie à l'échelle d'un foyer n'est pas non plus à négliger, notamment pour encourager leur implication.

Pour les entreprises des secteurs primaire et secondaire, la consommation principale résulte de leur production et des processus internes de celles-ci, elle est plus prévisible que pour un consommateur résidentiel. La contrainte économique étant centrale pour ce type de consommateur, il est alors plus facile de contractualiser le comportement énergétique de celui-ci ainsi que les services qu'il peut rendre au réseau. L'enjeu environnemental repose lui sur l'image renvoyée et recherchée par l'entreprise, et les contraintes légales à laquelle elle peut être soumise. En revanche, le secteur tertiaire pose de nombreuses questions car si l'organisation et le management interne permettent une relative prévision de l'évolution de la consommation, celle-ci dépend d'une somme de comportements individuels, de consommateurs qui ne payent pas eux-mêmes la facture, cas de figure différent d'un comportement au sein d'un ménage.

De manière générale, cet acteur est particulièrement intéressant pour la gestion énergétique car le réseau a été créé pour lui, son intérêt est donc son bon fonctionnement mais son implication est relativement peu utilisée et complexe à exploiter, notamment pour le cas résidentiel.

2.2.6 Consommateur-producteur

Bien que la technologie soit disponible depuis de nombreuses années en permettant à un particulier ou à une entreprise de produire leur énergie eux-mêmes, les évolutions techniques et surtout législatives n'ont fait apparaître que récemment de nouveaux acteurs actifs du réseau, consommant et produisant de l'énergie. Comme évoqué dans le premier chapitre, la problématique d'autoconsommation est un sujet d'actualité, dont la plus marquante avancée est l'apparition du terme de *communauté énergétique*. Que ce soit à titre individuel ou en regroupement, ces acteurs ne sont plus de simples consommateurs ou de simples producteurs, mais les deux, simultanément ou à des moments différents, et dont l'intérêt repose alors aussi bien sur la réalisation de la consommation souhaitée que sur l'utilisation optimale de leur production. Intérêt qui peut être individuel et/ou collectif, économique ou non. Cette nouvelle complexité invite particulièrement à de nouvelles réflexions dans la gestion du réseau, du fait de la multiplication des flux d'énergie à double sens.

2.3 Structure méthodologique

2.3.1 Définition des termes principaux utilisés

2.3.1.1 Acceptation

Le terme d'**acceptation** utilisé dans ce travail renvoie à la notion d'*adhésion* à un programme de gestion énergétique. Il ne présuppose pas du niveau de participation, mais est nécessaire à considérer avant de pouvoir parler d'*implication*. Pour un consommateur résidentiel par exemple, cela implique d'être prêt à modifier son comportement, pour une entreprise consommatrice ou un producteur d'énergie, de modifier sa stratégie ou son organisation. Il est important que la proposition faite soit alors désirable pour l'acteur ciblé, de son point de vue et suivant une rationalité qui lui est propre, dépendante de ses valeurs. Là réside l'importance de comprendre les profils d'acteurs comme nous le verrons dans le déroulement de la méthodologie.

Du point de vue de l'individu en société, on parle notamment d'*acceptabilité sociale* : une définition intéressante de cette notion est celle de Véronique Yelle¹, qui semble résumer et lier au mieux les définitions de la littérature [43] :

« L'acceptabilité sociale est l'agrégation de jugements individuels portant sur l'acceptation (ou non) d'une pratique ou d'une condition, par lesquels, les individus la comparent avec ses alternatives possibles pour en déterminer la désirabilité. Elle est véhiculée par des groupes politiquement significatifs au sein de la société partageant un même jugement par rapport à cette pratique. »

Au sein de la société, c'est un processus collectif qui demande un seuil d'adhésion défini pour pouvoir diffuser ensuite dans la population ciblée, d'où la notion de *sociale*.

1. Université de Laval, Canada

2.3.1.2 Implication

Une fois la participation à la gestion du réseau acceptée, différents degrés d'investissement peuvent être observés. Ces différents degrés sont définis comme l'**implication** de l'acteur. Plus celle-ci est élevée, plus l'acteur pourra dévier de son comportement non sollicité (ou *non-supervisé*, dans le cadre d'une supervision énergétique) pour répondre à un stimulus du réseau. Dans la suite de ce travail, on parlera de *comportement* dans le sens énergétique du terme, qui fera référence à la consommation ou la production électrique de l'acteur.

En revanche, si l'acceptation est nulle, l'implication le sera elle aussi. On parle alors d'**acteur passif** qui se cantonne à son rôle premier de consommation ou de production et ne participe pas à l'équilibrage du réseau. Les signaux reçus quant à l'état du réseau n'ont donc pas d'influence sur celui-ci.

2.3.1.3 Flexibilité

La **flexibilité** évoquée dans le cadre de la gestion énergétique repose entièrement sur la notion d'*énergie décalable*. Il s'agit du volume d'énergie que l'acteur consommateur ou producteur met à disposition dans sa participation au programme de supervision énergétique et pour atteindre ses objectifs. Elle a deux facettes :

- une technique, la technologie disponible pour l'acteur déterminant le champ des possibles dans ce qu'il peut décaler ou non ;
- une organisationnelle, le fonctionnement de l'acteur restreignant ou augmentant les possibilités de décalages énergétiques.

En d'autres termes, avoir une flexibilité requiert d'avoir de l'énergie à décaler (en production ou en consommation), de pouvoir techniquement la décaler, et de pouvoir la décaler au moment opportun.

Le terme de *flexibilité* employé par la suite est rattaché à l'idée d'une consommation et d'une production *flexible*, mais ceci l'est uniquement d'un point de vue réseau. Il est important de garder à l'esprit que du point de vue de l'acteur consommateur ou producteur, la mise à disposition de son potentiel de flexibilité induit des contraintes nouvelles dans la réalisation quotidienne de ses tâches et de fait, réduit la flexibilité des opérations qu'il souhaite réaliser. Pour les consommateurs par exemple, une étude portant sur l'effacement résidentiel fait ressortir que le décalage d'appareils tels que le lave-vaisselle ou le lave-linge est considéré comme "*gérable, mais perçu comme un effort supplémentaire et une chose en plus à se rappeler*", dans un planning déjà chargé [44].

2.3.1.4 Confort et satisfaction

La notion de **confort** dans ce travail renvoie à l'idée de *disposer de l'énergie comme on le souhaite*, c'est à dire d'injecter ou de soutirer de l'énergie en quantité souhaitée et au moment voulu pour un producteur ou un consommateur respectivement. Un inconfort représente donc l'empêchement de réaliser une tâche à priori souhaitée pour un acteur. Ce terme de *confort* ne doit pas être confondu avec celui de **satisfaction**, qui renvoie à

l'agrégation du niveau de confort obtenu (degré de réalisation d'une tâche souhaitée au moment souhaité) et de la compensation morale ou financière parallèlement obtenue.

La confusion ne doit pas non plus être faite, pour l'acteur résidentiel en particulier, avec l'idée de *confort thermique* fréquemment évoquée dans la littérature : on ne parle pas dans ce travail de confort physiologique, mais plutôt du confort psychologique, l'inconfort étant la charge mentale possiblement récupérée pour un individu lors d'une modification de comportement.

2.3.2 Présentation globale de la méthode

La question centrale de la thèse, "*Comment prendre en compte les comportements des acteurs, pour les inclure dans une supervision énergétique ?*", fait ressortir deux notions importantes : *acteurs* et *supervision énergétique*. La méthodologie reflète ce découpage, avec d'un côté l'appréhension et la compréhension des acteurs, et de l'autre l'introduction de cette réflexion dans le développement du superviseur énergétique, lui-même découpé en une partie d'optimisation préalable la veille pour le lendemain et un ajustement temps réel des flux. L'objectif de la méthode présentée est de rassembler les questions qui doivent être traitées en réponse à la problématique, afin d'en aborder les aspects essentiels dans le développement d'une stratégie de supervision. Chacune de ces trois étapes doit être vue comme composante de la méthodologie globale et non de manière isolée, c'est là un des enjeux de ce travail : la recherche des profils se fait dans l'optique d'une supervision et oriente donc la méthode, et les deux étapes du superviseur découlent de cette étude des profils. La vision globale et l'articulation de cette méthodologie sont représentées sur la figure 2.2.

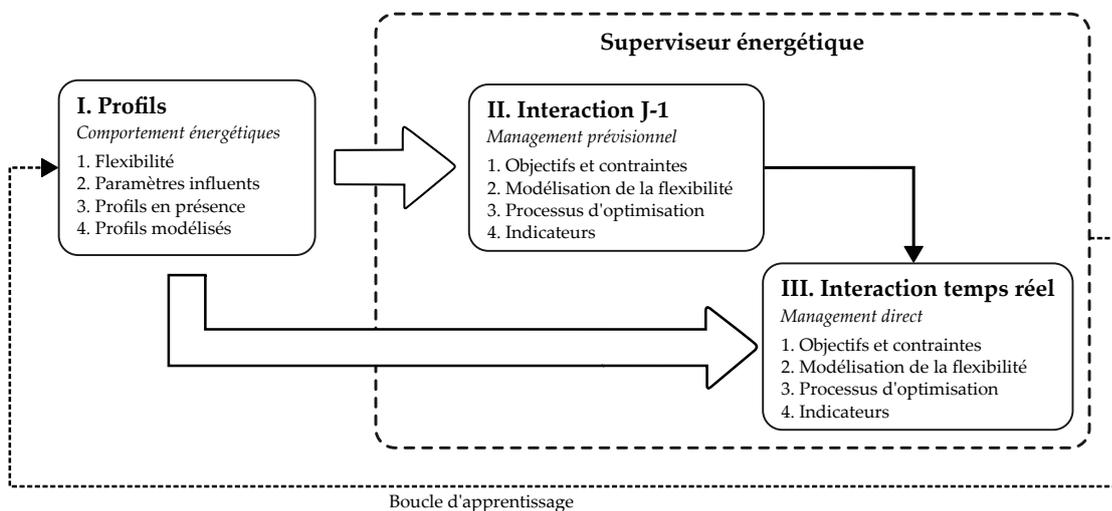


FIGURE 2.2 – Méthodologie globale

La **première étape** cherche la flexibilité des acteurs qu'il est possible de faire participer au réseau, en répondant à la question : *Comment aborder et définir les profils d'acteurs présents dans un réseau donné ?* L'objectif est de modéliser les composantes

de cette participation qu'il est possible de prendre en compte dans le superviseur énergétique, et de les formuler de façon appropriée. L'interdisciplinarité est forte à cette étape, car la pluralité et la diversité des acteurs nécessitent de combiner les approches en fonction de leur nature (individu, organisation, industrie ...), et c'est sur une définition adéquate des profils que repose la pertinence du superviseur développé par la suite pour chacun des acteurs.

La **deuxième étape** répond à la question *Connaissant les profils d'acteur, quel cadre et quelle interaction optimisée peuvent être utilisés pour gérer les flux d'énergie, en se plaçant la veille du jour étudié ?* L'enjeu à cette étape est non seulement l'optimisation, mais aussi l'approche choisie pour modéliser les profils : une réflexion est nécessaire pour assurer cette intégration, car leur modélisation va elle-même influencer sur l'architecture du superviseur retenue et les arbitrages à réaliser.

La **troisième étape** répond à la question *Connaissant les profils d'acteur et l'optimisation des flux d'énergie effectuée la veille, comment ajuster ces flux en réponse aux aléas observés en temps réel ?* Les points clés de cette étape sont là aussi l'interfaçage avec la première étape (sous quelle forme introduire les profils retenus à la première étape ?), la réflexion sur la structure de supervision et les arbitrages de la gestion, mais cette fois-ci en s'appuyant sur la sortie de l'étape précédente.

Il faut bien faire la différence entre la deuxième et troisième étape, en séparant optimisation et ajustement : les temporalités ne sont pas les mêmes, car l'optimisation peut se faire à très court terme, elle doit prendre en compte les possibilités techniques permises par l'infrastructure en place, mais aussi les capacités des acteurs à réagir et à planifier. L'optimisation procède sur une vision de plusieurs pas de temps tandis que l'ajustement réagit à un signal sur un pas de temps précis en fonction des aléas, sans vision amont ou aval. Pour plus d'efficacité, l'ajustement doit donc se baser sur une optimisation préalable. Une optimisation glissante seule est possible, mais la flexibilité qui pourra être prise en compte dans ce cadre sera alors très restreinte, comparée à un superviseur à deux niveaux.

Suivant le cas d'étude et le nombre d'acteurs, notamment pour des populations importantes, la réflexion doit aussi se porter sur les seuils de participation. Dans la mise en place d'un nouveau dispositif de gestion de l'énergie, il est important de se poser la question de la flexibilité recherchée : doit-elle atteindre un certain niveau pour permettre le bon fonctionnement du réseau considéré ou doit-elle être maximale ? Ces deux points de vues sont différents car de cela dépendra les efforts à mettre en œuvre dans la recherche de participants à impliquer et le seuil requis pour assurer l'objectif voulu. De plus, bien que difficile à évaluer a priori, un effet de *norme sociale* (effet de seuil) peut apparaître lorsqu'un grand nombre d'acteurs participe : un basculement de la participation peut être observé, entraînant alors l'implication du reste des acteurs.

Avant d'entrer dans les détails de ces différentes étapes qui seront présentées une à une dans la suite de ce chapitre, plusieurs points clés méritent d'être discutés en parallèle. Ceux-ci sont présentés ci-après et résumés sur la figure 2.3 ci-dessous.

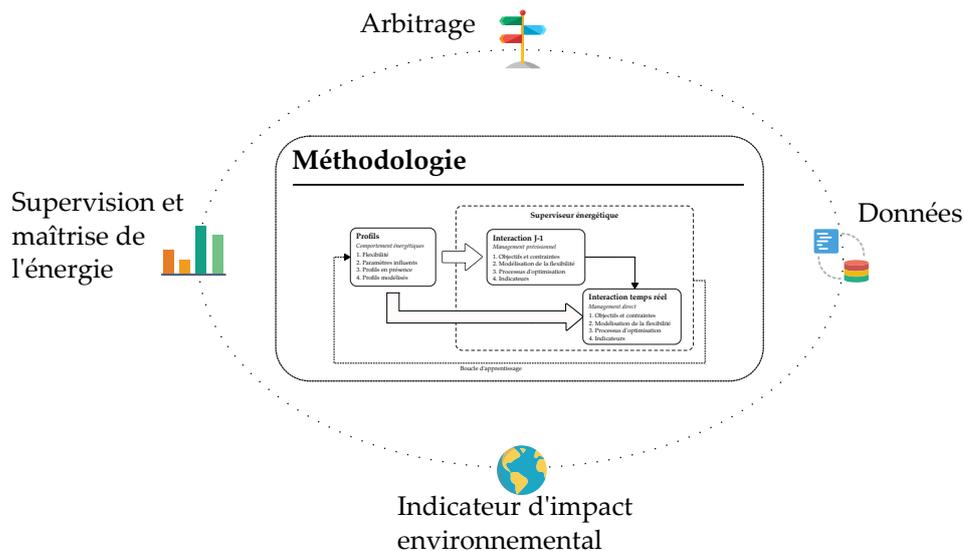


FIGURE 2.3 – Points clés à traiter en parallèle du développement du superviseur

2.3.3 Questionnements clés de la méthode

2.3.3.1 Arbitrage

Une première question essentielle porte sur l'arbitrage des décisions pour le réseau et la liberté laissée aux acteurs dans leur participation à l'équilibre. La question doit être traitée aussi bien d'un point de vue technique que financier et organisationnel, car le modèle mis en place doit prendre en compte cette liberté et réagir en conséquence si une participation prévue n'est pas réalisée. Cette problématique nécessite d'être traitée tout le long du développement, et accompagnée d'une réflexion préalable pour gérer aussi bien les modes normaux que les modes dégradés du réseau, où le besoin d'équilibre du réseau peut être amené à primer sur les objectifs des acteurs en cas de faible flexibilité disponible. Cette problématique est intéressante dans le cadre de tels travaux car les acteurs sont ici définis par leurs profils et leurs objectifs, il est alors possible d'effectuer des choix d'arbitrage basés sur ceux-ci. De plus, la liberté laissée étant un facteur influant de l'acceptation et de l'implication [45], elle ne doit pas être traitée avec légèreté.

2.3.3.2 Supervision et maîtrise de l'énergie

Il ne faut pas oublier que le smart grid ne permet pas en lui-même de réduction significative de la consommation électrique [46], mais avant tout une meilleure utilisation de l'énergie, en permettant notamment de favoriser la pénétration des ENR et en évitant l'utilisation de moyens coûteux sur les plans financier et environnemental. La meilleure énergie restant celle que l'on ne consomme pas. Toutefois, ce type de programme de gestion énergétique doit s'inscrire dans une approche plus large de maîtrise de l'énergie, afin de développer une société plus vertueuse, avec l'objectif non seulement de réduire les impacts de la production et de la consommation, mais aussi

d'augmenter la culture de l'énergie, gage d'acceptation et d'implication à participer à un programme de supervision énergétique. Le dispositif repose en effet sur la participation qu'il faut susciter mais aussi entretenir, ce qui ne peut être du seul fait d'un superviseur technique.

La méthodologie vise ainsi à mieux gérer les flux d'énergie, mais aussi à créer les conditions favorables à l'acceptation dont la réalisation doit se faire plus globalement. Elle s'applique donc aux évolutions qui influent sur la supervision énergétique, aussi bien d'un point de vue technique et que de celui de la participation. En effet, ces évolutions sur différents horizons temporels modifient les possibilités de supervision :

- Sur le court terme : l'évolution de l'acceptation et de l'implication font évoluer la flexibilité à disposition immédiate.
- Sur le moyen terme : l'évolution des équipements et de la technologie disponible modifient les niveaux d'énergie atteignables mais aussi les possibilités de décalage.
- Sur le long terme : l'évolution législative, organisationnelle ou structurelle pour les acteurs, viennent aussi faire évoluer leur flexibilité.

2.3.3.3 Indicateurs environnementaux

L'aspect environnemental étant à la base de ce travail, et plus généralement de celle de la réflexion actuelle sur l'énergie, l'évaluation des apports d'une nouvelle gestion de l'énergie doit être suivie conjointement par une évaluation des impacts environnementaux de celle-ci. Une réflexion doit donc être menée en ce sens et une discussion des indicateurs appropriés s'impose, car cet aspect n'est pas traité dans la littérature sur la gestion énergétique, alors qu'elle est pourtant une des principales motivations dans ce domaine de recherche.

De plus, la communication sur l'impact des flux d'énergie et de leur modification est un facteur déterminant, éducatif, et influant sur la flexibilité. Le feedback correspondant permet d'agir de manière éclairée et d'aider les acteurs les plus sensibles à arbitrer leur choix, en faisant appel à leur système de valeurs ou à l'image qu'ils veulent renvoyer [47]. Contrairement au coût qui peut se résumer à une variable unique, l'indicateur environnemental est bien plus complexe à appréhender. Vis à vis de l'énergie, de nombreux indicateurs peuvent être mesurés et calculés, mais la question qui en découle est : sur quel critère se baser pour définir une énergie à faible impact environnemental auprès des acteurs ? Ce point-ci peut être discuté, car si le CO₂ est souvent choisi, d'autres peuvent être pris en compte, en valeur absolue ou marginale, et qui sont tout aussi pertinents d'un point de vue technique. La difficulté est l'appréhension et la compréhension de ce critère pour les acteurs. La mise en place d'un tel indicateur et la prise en compte de la sensibilité environnementale de la flexibilité ne peuvent être réalisés sans un travail de pédagogie et de concertation pour définir les impacts pertinents à considérer, renforçant ainsi l'idée d'une approche multi-disciplinaire pour améliorer l'implication des acteurs dans le réseau. Les pistes envisagées pour cet indicateur sont les suivantes :

Pourcentage d'énergie renouvelable : Le taux d'**ENR** dans la production ou la consommation est l'indicateur le plus direct, rapidement et facilement calculable par le gestionnaire de réseau. En France par exemple, la volonté de transparence dans le domaine de l'énergie a conduit à la création de l'application *éco2mix* par le gestionnaire du réseau de transport **RTE**, qui permet de consulter en temps réel le mix énergétique de la production d'électricité monitorée sur le réseau français [48].

Le grand avantage de l'utilisation de cet indicateur est la facilité à communiquer dessus et à informer les acteurs, sans besoin de pédagogie préalable. La limite de cet indicateur est que toutes les technologies d'**ENR** ne se valent pas en termes d'impact et dépendent fortement de leur lieu de production, des matériaux utilisés pour leur fabrication, et de leur production énergétique durant leurs phases de fonctionnement.

Émissions de GES : La donnée la plus courante est l'équivalent CO_2 (notée CO_{2eq}), qui représente le **Pouvoir (ou potentiel) de réchauffement global (PRG)** des gaz à effet de serre émis. Le dioxyde de carbone (dont la durée de vie dans l'atmosphère est de l'ordre de 100 ans) est pris comme référence et son **PRG** est l'unité. Pour les autres gaz, on donne donc la quantité équivalente de CO_2 qui aurait le même **PRG** sur 100 ans.

Il faut être prudent car on lui préfère parfois des données en équivalent carbone (C_{eq}) : la connaissance de leurs masses molaires respectives (12 g/mol pour le carbone et 44 g/mol pour le dioxyde de carbone) permet toutefois une rapide conversion : $1 \text{ gCO}_{2eq} = \frac{12}{44} \text{ gC}_{eq}$.

L'utilisation de cette donnée seule est critiquable car l'effet de serre est loin d'être la seule conséquence environnementale inhérente à tout processus, mais elle permet néanmoins une rapide comparaison lors de l'évaluation des différentes solutions, par l'utilisation d'un seul chiffre. Il est ainsi l'indicateur le plus parlant aux yeux de la société, car c'est aujourd'hui le plus utilisé pour la communication environnementale.

Consommation d'énergie primaire : Un autre indicateur pertinent est celui de la consommation d'énergie primaire non renouvelable. On entend par énergie primaire (souvent en *kilowatt-heure primaire* - kWh_p), l'énergie sous sa forme telle que disponible dans la nature avant toute transformation. On la distingue de l'énergie finale, qui est issue de la transformation des ressources primaires.

L'énergie primaire non renouvelable peut se scinder en deux catégories : les énergies fossiles (stockées sous forme chimique, dont la source la plus importante est le pétrole) et les énergies fissiles (matériaux radioactifs). La réduction de leur utilisation représente un enjeu considérable car, d'une part, ces énergies s'épuisent jour après jour, et d'autre part, une grande partie des impacts environnementaux de ce secteur leur sont associés. Le calcul de la consommation d'énergie primaire non renouvelable est intéressant car il représente un bon indicateur d'impacts agrégés. Il est parlant et facilement compréhensible.

Impacts environnementaux : Il est aussi possible de raisonner en termes d'impacts environnementaux, bien que plus difficilement appréhendables, mais scientifiquement

éprouvés dans l'approche **Analyse sur Cycle de Vie (ACV)** dont le principe et le cadre sont définis par la norme ISO 14040/44 [49] et complétés notamment par les guides référence du laboratoire de recherche européen **Joint Research Center (JRC)** [50].

Il permet de calculer et de comparer des indicateurs selon différents impacts et de manière normalisée. On retrouve pour les principaux : le changement climatique, la destruction de la couche d'ozone, l'acidification des océans et des sols, la dispersion de radioisotopes², l'eutrophisation³, l'écotoxicité⁴, l'appauvrissement des sols, l'épuisement des ressources ...

2.3.3.4 Réflexion sur les données

L'application de la méthodologie nécessite de faire appel à un certain nombre de données, que ce soit dans l'étude préalable des profils, la définition des paramètres d'optimisation ou la réalisation du système de gestion énergétique.

Tout superviseur énergétique, quelle que soit sa temporalité, a besoin de données d'entrée pour être développé. Les données nécessaires ne seront pas les mêmes suivant les hypothèses et l'objectif recherché. Afin de prendre en compte les acteurs du réseau, il faut savoir si on veut forcer les comportements, les prévoir, les inciter, ou les permettre. Les forcer relève par exemple plutôt de la législation. On distingue ici trois grandes catégories, quel que soit l'acteur considéré, du plus général au plus détaillé. Chacune d'entre elle revêt plus ou moins d'importance en fonction de l'objectif recherché :

1. Données de **description** : les données socio-économiques pour décrire la population d'acteurs en présence comme le milieu, la catégorie sociale, le revenu pour les individus, ou le secteur d'activité et la nature des activités pour les secteurs économiques ; et les données techniques sur les bâtiments comme la surface, l'isolation, le type d'énergie utilisée... (qui vont donner les contraintes à prendre en compte).
2. Données d'**activité** : les habitudes, horaires de présence, activités, équipements utilisés, pouvoir d'action sur la gestion du bâtiment ...
3. Les données de **perception** : les données qui font appel à la rationalité de l'acteur et à son ressenti. Pour un acteur tertiaire ou un acteur industriel par exemple elles peuvent être non pas de l'ordre du "ressenti" mais de l'ordre stratégique, donc plus facile à définir et à faire remonter au moyen d'indicateurs pertinents. Pour un individu utilisateur d'un bâtiment, c'est la notion de confort au sens large qui rentre en jeu et qui va influencer sur l'acceptation d'une modification du comportement. Ces données sont difficilement mesurables pour ce dernier, mais peuvent être remontées à l'aide d'applications dédiées, par exemple.

Ces données nécessitent des études poussées et spécifiques, mais on montre dans cette thèse l'utilisation qui peut être faite de données de *description* dans la détermination

2. Atomes radioactifs

3. Déséquilibre d'un milieu dû à une accumulation de nutriments

4. Toxicité d'une substance pour le milieu vivant

de profils résidentiels, pour trouver à qui s'adresser pour proposer des actions de maîtrise de consommation. Elles peuvent être d'ordre technique ou comportemental.

Dans un second temps, la caractérisation des données nécessaires doit se faire sur plusieurs critères :

- Responsabilité : Qui est responsable de la donnée produite ?
- Valeur ajoutée : Quelle valeur ajoutée résulte de l'utilisation de la donnée ? Aussi bien pour la gestion de l'énergie que pour les acteurs concernés.
- Confidentialité : La donnée est-elle sensible et nécessite-t-elle d'être anonymisée ou pseudonymisée, ou d'obtenir un accord préalable de l'acteur concerné ?
- Utilisation : Comment et par qui va être utilisée la donnée ?
- Priorisation : Si besoin d'arbitrer entre l'acquisition de plusieurs données, quel niveau de priorité donner à chacune d'entre elle ?
- Fiabilité : Quelle fiabilité est nécessaire sachant l'utilisation qui va en être faite par la suite ?
- Fréquence : À quelle fréquence l'information doit-elle être relevée ?
- Durée : Combien de temps cette donnée doit-elle être conservée ?

Cette définition des données est importante à réaliser en amont du projet, et ce pour plusieurs raisons :

- Juridique : la manipulation de données touchant les acteurs du réseau demande de s'assurer de rester dans le cadre légal, si besoin de demander les autorisations nécessaires ou mettre en place les restrictions et protections requises.
- Technologique : si une donnée est requise, il est nécessaire de s'assurer d'avoir ou de mettre en place l'infrastructure de capteurs ou de gestion nécessaire pour l'acquérir.
- Technique : suivant le type de donnée et leurs fréquences de collecte, la capacité technique de les stocker, les traiter et les rendre accessibles doit être rendue possible suivant les modalités établies
- Accessibilité : définir qui peut y accéder quand et comment.
- Environnementale : chercher à diminuer l'impact environnemental de la consommation d'énergie au travers d'un système plus gourmand sur le plan énergétique que ce qu'il permet d'économiser n'aurait pas de sens. Il est donc nécessaire de s'assurer que la récupération des données n'engendre pas un surcoût (au sens d'impact) contrebalançant les effets recherchés.
- Économique : l'acquisition, le stockage et la manipulation de données engendrent des coûts qui ne doivent pas être négligés, notamment si une infrastructure nouvelle doit être mise en place.

Ces différentes raisons peuvent être liées les unes aux autres, d'où l'intérêt d'une réflexion précise et complète sur le sujet. En effet, le système de gestion repose sur les données.

2.4 1^{re} étape : définition des profils d'acteurs

2.4.1 Approche

La première étape de la méthodologie consiste à étudier et définir les profils d'acteurs qui seront considérés dans le superviseur énergétique développé par la suite. Les points clés de cette étape sont résumés sur la figure 2.4. L'enjeu est double : il faut dans un premier temps étudier les profils existants dans la population d'acteurs à superviser pour comprendre les rationalités propres à chacun d'entre eux, en déterminant notamment comment se répartissent les sensibilités et les objectifs ; dans un second temps, ces profils doivent être formulés de manière adéquate pour les rentrer dans le superviseur à l'étape suivante.

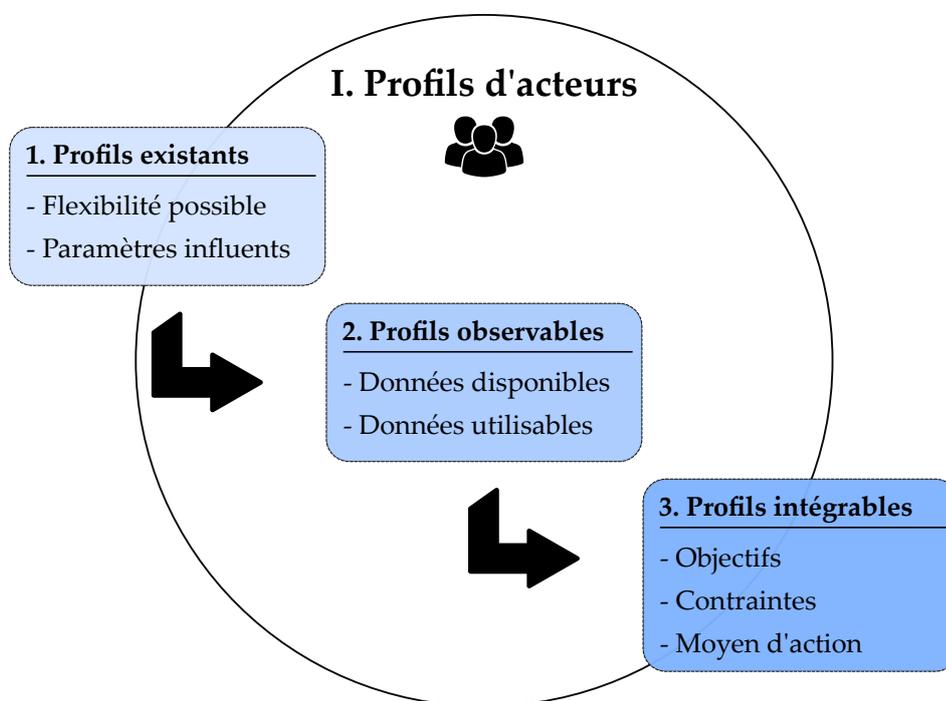


FIGURE 2.4 – Première étape de la méthodologie : définition des profils d'acteurs

On détermine d'abord la flexibilité disponible sur les plans technique et organisationnel, avant d'en définir les facteurs influents. Des profils ainsi découpés, il faut ensuite faire ressortir ceux qu'il est possible d'observer dans une population donnée en fonction des données disponibles et des données utilisables. L'acquisition et l'utilisation des données est une étape clé de l'approche, et une réflexion approfondie doit être menée comme discuté à la section 2.3.3.4. Enfin, ces profils doivent être triés pour ne garder que ceux qu'il est possible de prendre en compte dans le superviseur énergétique, en déterminant pour chacun d'entre eux ses objectifs, ses contraintes, et ses moyens d'action découlants de l'étude menée.

Le but du superviseur n'est pas d'obliger les acteurs à participer, mais de proposer un chemin à chacun d'eux leur permettant d'atteindre leurs objectifs tout en participant

à l'équilibre du réseau. Il faut donc bien cerner les profils, leur répartition pouvant changer ensuite au cours du temps, le plus important est de bien considérer tous les aspects des profils d'implication des acteurs, car au-delà de la gestion énergétique en tant que telle, la construction et la mise en place de celle-ci doit passer par une phase de concertation avec les acteurs présents pour assurer sa réussite avec la plus grande efficacité possible, comme discuté dans [51] pour l'acteur résidentiel par exemple.

2.4.1.1 Interdisciplinarité

Pour répondre à ces enjeux, l'interdisciplinarité est incontournable. Si la gestion de réseau est naturellement portée par le génie électrique, cette discipline s'ouvre déjà aux autres disciplines techniques en s'appuyant sur l'intelligence artificielle [52] ou sur l'internet des objets [53] par exemple. Cette ouverture à la interdisciplinarité est nécessaire car la gestion de réseau entremêle de plus en plus d'acteurs différents en cherchant à proposer de nouveaux services, l'architecture des réseaux étant amenée à évoluer dans le futur. Au-delà du *smart grid*, de nouveaux concepts émergent ainsi progressivement, comme les *réseaux multi-énergies* qui peuvent être amenés à être gérés conjointement, suivis ensuite par le concept de *smart building* apparaissant comme un nœud possible du smart grid [54]. Ce concept fait se confronter les habitudes, les usages, les réseaux (informatiques, électricité, chaleur) et les flux (individus, air, eau, chaleur), qu'il faut comprendre pour gérer les réseaux. La gestion et le contrôle du bâtiment sont alors une des clés de la réussite du smart-grid, qui ne peut se faire sans l'apport d'autres sciences [54].

Ainsi, de nombreuses approches peuvent être appelées pour appréhender les acteurs, leurs objectifs, leurs contraintes, et apporter un cadre pour leur interaction : des **Sciences de l'Ingénieur (SI)** comme le génie électrique, thermique, civil, informatique, aux **Sciences Humaines et Sociales (SHS)** comme l'économie, le droit, la sociologie, les sciences politiques en passant par les sciences de gestion (production, organisation, logistique, management, ...). Une réflexion en amont doit donc être menée suivant le contexte et les acteurs du réseau étudié pour déterminer les disciplines les plus à même de répondre au cas considéré. [39] montre à cet effet que la compréhension et l'inclusion des profils d'implication d'acteurs dans un réseau d'énergie est un des thèmes principaux à traiter par l'approche interdisciplinaire.

2.4.2 Profils existants

2.4.2.1 Définition de la flexibilité de l'acteur

La première étude à effectuer pour chaque acteur est de déterminer la flexibilité, sur le plan technique et organisationnel. Il s'agit ici de la **comprendre** pour ensuite **déterminer** dans quelle mesure ces acteurs peuvent participer au réseau, que ce soit en décalant la consommation ou la production, en définissant la quantité d'énergie qui peut être mis à disposition et les contraintes qui y sont attachées.

Si un acteur dans toute sa complexité n'est pas modélisable, on peut se poser

la question de son implication dans un réseau électrique. Pour un consommateur résidentiel par exemple, comprendre les tenants et les aboutissants de la consommation énergétique.

D'un aspect méthodologique, il faut comprendre le *système d'activité* qui caractérise chaque acteur [43], car celui-ci détermine son utilisation de la ressource énergétique et permet de faire ressortir les flexibilités possibles qu'il peut avoir dans un second temps. Pour cela, un système d'activité est défini selon quatre composantes :

Vocation : quelle est l'activité ou les activités de l'acteur ?

Personnel : effectif, type, activité ...

Situation de travail : intérieur/extérieur, statique/mobile, heure du jour ...

Régularité des activités : plage horaire, fréquence, régularité ...

Pour chacune de ces composantes, il est alors possible de déterminer son impact sur la consommation ou production d'énergie, résultant du fonctionnement de l'acteur, de ses besoins et de son organisation.

La flexibilité de chaque acteur peut ensuite être déterminée par une approche multi-disciplinaire en cherchant les sources potentielles de décalage. Comme évoqué précédemment (Section 2.3.1.3), il faut pour cela étudier les deux aspects de la flexibilité :

- D'une part étudier le système technique en place chez l'acteur pour déterminer les possibilités techniques offertes, en s'appuyant sur les sciences de l'ingénieur. Cette capacité dépend en effet des appareils énergétiques possédés, de leurs conditions d'utilisation, et de l'environnement dans lequel ils opèrent. Leur modulation demande une connaissance de leur nature (production de froid, de chaleur, ou de travail). La question est donc : est-il possible de moduler les processus en puissance et dans le temps, tout en assurant le service demandé ? En s'appuyant sur une meilleure efficacité, sur l'inertie (thermique ou mécanique), ou un moyen de stockage dédié. Il faut aussi définir le contrôle de l'acteur sur son processus. Pour donner un exemple simple : un producteur photovoltaïque ne peut techniquement pas injecter de l'énergie sur le réseau s'il n'y a pas de soleil et ne possède pas de moyen de stockage, contrairement à un producteur exploitant une centrale thermique au gaz qui peut injecter et moduler la puissance.
- D'autre part étudier l'organisation de l'acteur en s'appuyant cette fois-ci sur les sciences humaines et sociales. Au-delà de l'aspect technique, il s'agit de déterminer dans quelle mesure celui-ci peut moduler son énergie (injectée ou soutirée) en modifiant son organisation. Cela se résume simplement à la possibilité de décaler une tâche dans le temps, d'un point de vue organisationnel, pour l'effectuer à un autre moment. Cette capacité repose sur la stratégie de l'acteur et les contraintes auxquelles il fait face. À titre d'exemple, une entreprise consommatrice peut être en capacité de décaler techniquement un processus, mais ne pas pouvoir (ou vouloir) le faire pour des raisons d'organisation, de disponibilité du personnel, d'un autre processus en dépendant, ou pour conserver un avantage stratégique par exemple.

2.4.2.2 Facteurs d'influences

Une fois le volume énergétique décalable défini, la réflexion doit se porter sur la problématique suivante, les facteurs d'influence : *Qu'est-ce qui influe sur (encourage ou contraint) l'utilisation de cette flexibilité ?* Il s'agit de définir les sensibilités de l'acteur à des facteurs extérieurs pour pouvoir gérer cette flexibilité au mieux. La finalité étant de faire ressortir les profils d'acteurs, qui vont être définis au regard des flexibilités, des facteurs d'influence et des sensibilités associées.

À cette étape, les préférences individuelles et différenciées ne sont pas tant importantes que leur répartition globale dans la population d'acteurs. L'intelligence sous-jacente à ce travail peut être aussi bien technologique que collective, une flexibilité pouvant être permise par un contrôle du gestionnaire ou d'une entité centrale, mais aussi par un comportement individuel en réponse à une information donnée.

Ces facteurs peuvent être d'ordre météorologique (luminosité extérieure, irradiation, température, vitesse du vent ...), économique (prix de l'énergie, rémunération de la flexibilité), technique (information reçue, mix énergétique), social (image, pression du groupe, événement, culture), et peuvent être liés entre eux ou non suivant la stratégie et la rationalité de l'acteur.

Il est important à ce niveau de séparer les facteurs de l'acceptation qui permettent de définir les profils, de ceux de l'implication qui définissent le cadre à respecter pour le développement du superviseur. L'objectif ici est la gestion quotidienne de l'énergie, mais il faut aussi prendre en compte tous les facteurs qui influent sur l'acceptation, notamment les réglementations et les politiques publiques qui peuvent contraindre ou favoriser certains comportements et évoluer dans le temps [15, 37, 47, 55], voire aider à contractualiser certains services apportés. Le superviseur développé doit permettre de donner un cadre propice à cette acceptation, mais doit aussi s'inscrire dans un projet de société au sens large, en développant le contexte juridique parallèlement [56, 57, 58, 59, 60].

Pour appréhender les facteurs d'influence, il est particulièrement intéressant d'aborder cette question à l'aide des disciplines concernées, comme discuté précédemment. Au-delà des SI, on peut relever par exemple pour les consommateurs [15, 47] :

- Résidentiels : la micro-économie, pour comprendre les comportements économiques dans les arbitrages de consommation d'énergie ; les sciences sociales (en comprenant la sociologie de l'énergie, la psychosociologie, l'anthropologie ...), pour comprendre les interactions sociales qui ont lieu dans le foyer et dans l'environnement social de l'acteur.
- Tertiaires : la sociologie pour comprendre le comportement des individus dans un environnement qu'ils influent mais dont ils ne contrôlent pas tout ; les sciences de gestion pour comprendre comment l'organisation influe sur l'implication et la flexibilité qu'il est possible de faire ressortir.
- Industriels : les sciences de gestion et l'économie pour comprendre comme l'organisation des processus influe sur la flexibilité et les avantages stratégiques qui en découlent. Cette flexibilité est par ailleurs moins sujette à de nombreux facteurs et plus facilement contractualisable, comme ce qui se fait pour les

industries les plus consommatrices en France par exemple.

Pour les producteurs, au-delà des **SI**, les profils sont plus facilement contractualisables car les intérêts sont directement liés à l'énergie. L'économie est donc l'approche principale à mettre en œuvre pour appréhender leur rationalité, car sans expliquer tout, elle permet d'évaluer un potentiel d'adhésion en fonction de la présence des profils d'acteurs. Une étude plus poussée doit être menée en revanche pour le producteur individuel ou les communautés énergétiques dont les décisions peuvent relever d'interactions et de rationalités plus complexes à appréhender, nécessitant l'appui des **SHS**.

Les sciences économiques occupent logiquement une place importante car les rapports à l'énergie sont surtout monétaires, ce qui est illustré notamment par les contrats proposés historiquement permettant différentes implications. Au-delà de la compréhension des profils, les méthodologies utilisées en économie peuvent aussi permettre de découper les profils dans une population donnée, et de réfléchir au modèle à mettre en place pour diriger la flexibilité. La difficulté d'un nouveau modèle économique est alors d'encourager la participation, mais sans faire peser de poids plus lourd sur les moins participants [61, 62].

2.4.3 Profils observables

Connaissant les profils existants, leur utilisation pour la gestion énergétique nécessite de pouvoir les observer à partir de données à disposition. Les données concernant les différents aspects de la flexibilité et les facteurs l'influençant peuvent ne pas exister ou ne pas être accessibles, ce qui peut être le cas pour de larges populations d'acteurs ou pour les acteurs ne souhaitant pas divulguer leurs données (données personnelles ou stratégiques).

Une réflexion s'impose alors pour récupérer les profils d'acteurs observables de l'ensemble des profils connus, et trois cas sont possibles :

1. Les données nécessaires à la définition des profils existants existent et sont accessibles ;
2. Les acteurs sont parties prenantes de la construction du superviseur et apportent les informations nécessaires à l'appréhension de leur flexibilité ou bien la possibilité technique est laissée aux acteurs de déclarer leur profil, et sont alors sollicités une fois le dispositif mis en place ;
3. Les données n'existent pas ou ne sont pas accessibles.

Dans ce dernier cas, si un modèle suffisamment précis ne peut être utilisé, les flexibilités et sensibilités correspondantes ne peuvent pas être utilisées dans le superviseur. Dans les deux autres cas se pose alors la question de leur récupération et de leur utilisation comme évoquée en point clé de la méthode en section 2.3.3.4.

2.4.4 Profils intégrables

Cette étape finale permet de caractériser, parmi les acteurs, les profils existants, en définissant leurs objectifs, leurs contraintes et leurs moyens d'action. Cette dernière réflexion vise à récupérer le volume d'énergie de la flexibilité et les facteurs l'influençant qui sont observables et qu'il est physiquement possible de prendre en compte pour gérer le réseau. Ce sont donc soit des signaux directement mesurables (prix, température, production actuelle, horaires ...), soit des préférences individuelles ou propres à l'acteur, qui, si elles ne peuvent pas être mesurées, doivent pouvoir être anticipées ou déclarées. À l'inverse, les facteurs qui ne peuvent être traduits en une information précise devront être écartés.

Le degré de précision dans la définition de la flexibilité dépend alors de l'acteur et des données obtenues aux étapes précédentes. Plus la définition de la flexibilité possible est précise plus il sera facile de s'appuyer dessus et plus la gestion de réseau pourra aisément les prendre en compte. Dans le cas contraire, une étude d'incertitude devra être menée en parallèle, en prenant en compte les possibilités de défaillance, ou en augmentant les exigences de fiabilité.

Pour définir ce cas idéal, on peut s'appuyer sur les critères définis par les règles de participation aux mécanismes de valorisation sur le marché de l'électricité [15]. Ces critères sont définis pour les effacements de consommation, mais peuvent aussi permettre de définir précisément les capacités de production flexibles pour les acteurs producteurs. Ils sont au nombre de douze, donc les cinq premiers sont explicités sur la figure 2.5 :

1. Puissance effacée P_{flex} ;
2. Délai de mobilisation (DMO) ;
3. Durée minimale d'utilisation (DU_{min}) ;
4. Durée maximale d'utilisation (DU_{max}) ;
5. Durée d'activation et de désactivation (DA, DD) ;
6. Plage de disponibilité ;
7. Répétitivité ;
8. Stock ;
9. Fiabilité technique, pour prévoir le taux de défaillance ;
10. Condition de mise à disposition ;
11. Condition de mise en œuvre (Manuel vs. asservi) ;
12. Effet report ou effet rebond (comment l'acteur rattrape-t-il l'énergie qui a été décalée).

Ces critères peuvent ensuite servir à discriminer les flexibilités qui peuvent être prises en compte pour la gestion. Pour ce faire, il est nécessaire d'établir les contraintes auxquelles ces flexibilité devront se conformer, comme c'est le cas par exemple pour la valorisation contractuelle définie par le code de l'énergie [63].

À la fin de cette étape, les profils qui sont obtenus pour chaque acteur sont alors synthétisés en deux temps :

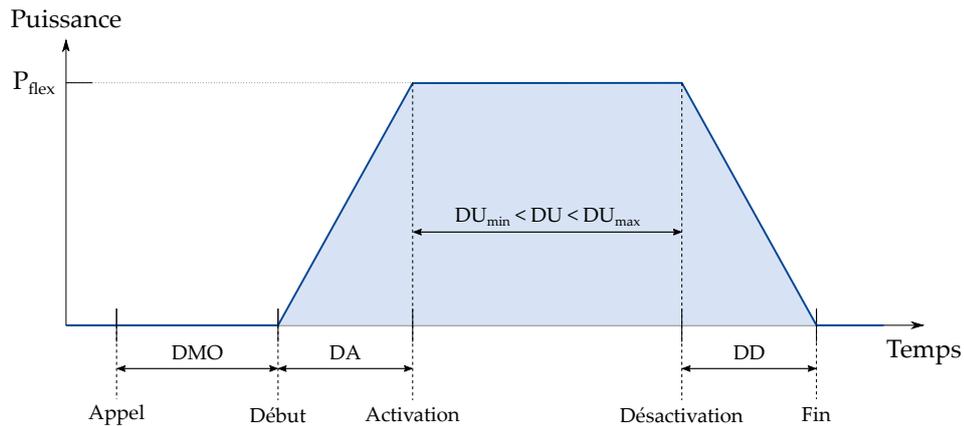


FIGURE 2.5 – Critères caractéristiques d'une flexibilité

- La flexibilité retenue est décrite comme **moyen d'action** en parallèle des **contraintes** qui lui sont associées.
- Les **objectifs** et **sensibilités** de l'acteur qui vont définir l'utilisation de cette flexibilité sont rassemblés de manière à pouvoir les inclure dans le superviseur.

2.5 2^e étape : supervision J-1

2.5.1 Cahier des charges

La question à laquelle cette étape répond est la suivante : *Comment optimiser les flux d'énergie étant donné les objectifs des acteurs et leurs contraintes tels que définis à la première étape ?* Pour ce faire, cette étape se décompose en 5 niveaux, rassemblés sur la figure 2.6 et développés par la suite. Ces niveaux doivent tous être interconnectés car le processus est itératif.

Le premier niveau est la définition du cahier des charges préalable à la construction du superviseur, dont le but est de rassembler :

- Les hypothèses qui influenceront les décisions et les arbitrages. Les hypothèses qu'il faudra peut-être modifier une fois le superviseur en marche, d'où l'importance de bien les poser.
- Les objectifs et profils d'acteurs qui vont être pris en compte et qu'il faut intégrer au superviseur (→ sorties de l'étape précédente).
- Les contraintes de l'ensemble des acteurs définis à l'étape précédente, qui délimiteront l'optimisation.
- Les indicateurs définis qui seront remontés lors de la phase d'optimisation et communiqués aux acteurs. Ils doivent être pertinents pour évaluer l'apport de la supervision et assurer un gain pour tous les acteurs.

L'optimisation des flux d'énergie effectuée à cette étape se fait en amont du jour considéré, on parle donc de supervision J-1, supervision faite par les gestionnaires de réseau. La temporalité de cette supervision peut être discutée à ce niveau, en consi-

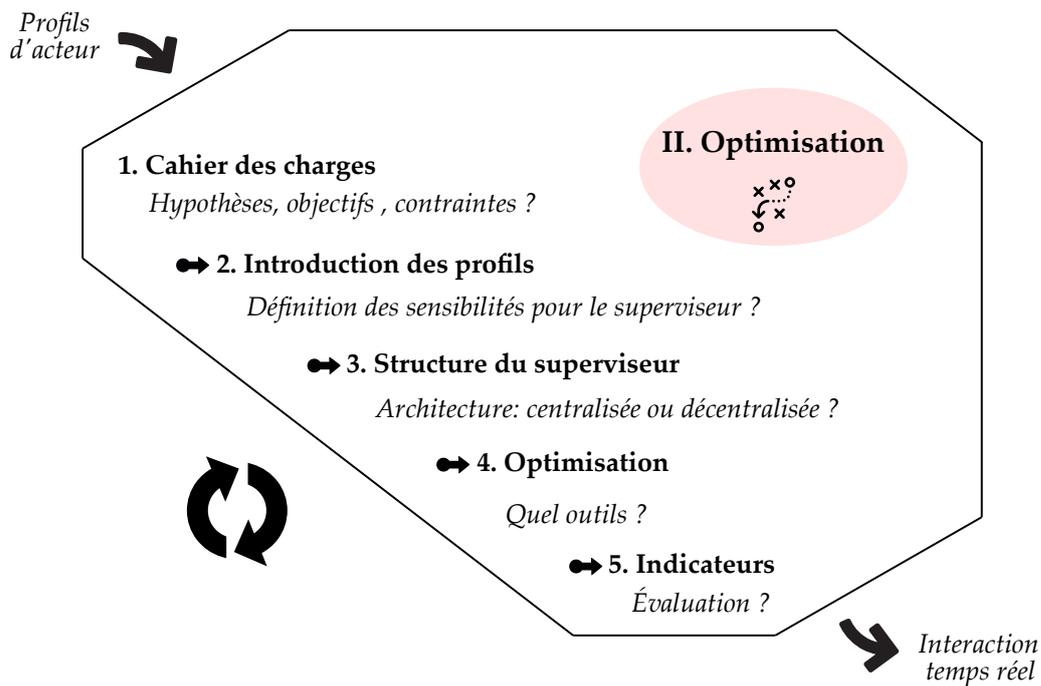


FIGURE 2.6 – Deuxième étape de la méthodologie : optimisation amont des flux d'énergie

dérant les informations disponibles pour la prévision, les capacités de calcul et de communication influant sur le temps d'optimisation, ainsi que la capacité des acteurs à anticiper et planifier leur comportement énergétique, comme évoqué en section 2.3.2. Cette temporalité choisie influera sur la flexibilité valorisable dans le superviseur, étant donnée l'aptitude des acteurs à intégrer les décalages demandés, mais aussi suivant le degré de précision de la prévision qui diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne du jour considéré.

L'automatisation ou non de la flexibilité doit aussi être décrite à cette étape, car l'impact ne sera pas le même pour l'acteur. Au moyen de stockage par exemple, la gestion de la flexibilité peut se faire de manière transparente [64, 65]. La viabilité économique de ce type de management est montrée par les auteurs de [66, 67] pour différentes technologies de stockage en résidentiel par exemple. En ce qui concerne le contrôle des décalages, on peut séparer deux catégories qui peuvent aussi être utilisées simultanément : *pilotage automatique*, où les consommations ou productions sont pilotables à distance par un organe de contrôle, et *pilotage manuel*, où l'acteur décide ou non de participer et actionne lui-même sa flexibilité. Si le raisonnement reste le même pour la production, des exemples de ces deux approches peuvent être observés dans la littérature pour l'acteur consommateur résidentiel :

- Pour la première catégorie, on retrouve un exemple d'algorithme de planification temps réel dans [68], séparant et caractérisant les charges *Time-triggered* (Chauffage, réfrigération, climatisation, ...) des charges *Event-triggered* (Four, vaisselle, lave-linge, ...) dans un foyer. Un algorithme d'ordonnancement dit de *Earliest Deadline First* est alors utilisé, et permet une réduction des pics jusqu'à

46% en mutualisant les effacements. Pour gérer ces effacements, il est possible de s'appuyer sur des algorithmes génétiques, en les associant à une tarification temps réel [69, 70].

- Pour l'effacement manuel, on pourra s'intéresser en particulier aux résultats du projet Écowatt [23] : à l'aide de diffusion des bonnes pratiques et d'alerte en cas de pics, des réductions des pics de consommation de 3% ont ainsi été réalisées. Pour une action plus quotidienne et systématique, on peut utiliser les prévisions journalières pour indiquer en avance les meilleurs moments de la journée pour consommer (en période de creux de consommation ou de production d'ENR), et laisser ainsi l'utilisateur programmer ses appareils [71]. En poussant plus loin la réflexion, on peut imaginer un système permettant de proposer le meilleur *chemin* possible pour atteindre un objectif (e.g. charger sa voiture au moindre coût sur une journée).
- Entre ces deux catégories, et sans utiliser de stockage, l'étude [72] propose trois algorithmes de gestion sur les charges minutables (définies à l'avance par le consommateur), en explorant les relations entre l'automatisation possible des charges au sein d'un foyer (ou d'un groupe de foyers) et les comportements des occupants. Par ordre de préférences pour les ménages, les propositions étaient : gestion automatique de tous les appareils en indiquant des plages de fonctionnement préalables (l'algorithme se charge ensuite de les répartir) ; Coordination des charges intermittentes fréquentes (réfrigérateur, chauffe-eau, ...); et interdiction de charges supplémentaires si dépassement de la charge totale de 70% de la charge maximale, alors mise en attente (et gérée en "First-In-First-Out").

Ces deux points, *temporalité* et *pilotage des charges*, doivent donc être traités dans le cahier des charges, car les possibilités offertes pour la gestion du réseau en dépendent, ainsi que l'acceptation des acteurs à participer.

2.5.2 Introduction des profils

Le deuxième niveau questionne l'introduction des profils : *Sous quelle forme vont être modélisés les profils dans la supervision à J-1 ?*

Si le volume des décalages acceptés est décrit précisément à l'étape précédente avec les contraintes qui s'y rattachent, introduire les sensibilités de chaque profil d'acteur nécessite une réflexion particulière. Il faut en effet traduire les sensibilités retenues et les facteurs correspondant pour les intégrer physiquement au superviseur. Les différentes questions qui en découlent et qu'il faut aborder sont les suivantes :

1. Comment introduire les signaux d'influence ?

La forme des signaux d'influence (signal prix, température ...) permet de définir ensuite le champ des possibles. En effet, si plusieurs sensibilités sont prises en compte, l'arbitrage qui va s'opérer durant la phase d'optimisation nécessite qu'une comparaison soit possible des unes par rapport aux autres, et qu'elles gardent un sens appréhendable pour les acteurs. La mise en forme de ces signaux tourne alors autour de trois questions :

- Quelle normalisation pour les intégrer ? - Définition des extremums et de leur importance dans la supervision.
- Quel lissage ou quelle discrétisation des signaux ? - Définition d'une résolution du signal suffisante et pertinente, au vu des contraintes et possibilités de modulation de la flexibilité.
- Quelles variations des signaux les uns par rapport aux autres ? - Les variations conduisant à des réactions de la part des acteurs, la variation relative des signaux à considérer.

2. Comment introduire les sensibilités ?

Chaque acteur ne réagissant pas de la même manière aux signaux d'influence, les sensibilités retenues à la première étape doivent être traduites dans la fonction objectif utilisée pour l'optimisation :

- Les sensibilités doivent-elle être bornées ? Normalisées ?
- Quelles relations entre les différentes sensibilités ? L'acteur arbitre-t-il entre ses différentes sensibilités ou sont-elles indépendantes ?

3. Quelle sensibilité de la temporalité des décalages à des facteurs extérieurs ?

- Si cette temporalité est liée à des facteurs extérieurs, comment traduire cette relation ?

Ces réflexions doivent permettre une traduction des profils de manière cohérente tant au niveau mathématique qu'au niveau de l'interaction des acteurs dont on cherche à optimiser les stratégies [73].

2.5.3 Structure du superviseur

La structure du superviseur à mettre en place découle alors de la réunion de deux aspects : de l'infrastructure disponible pour la gestion (soit existante, soit qu'il est possible de mettre en place) et des conclusions de la réflexion sur les données (voir section 2.3.3.4). En effet, les possibilités techniques vont définir les capacités du superviseur à calculer des solutions optimales au problème posé, mais aussi à faire circuler ces informations. De même, les résultats de la réflexion sur les données orientent la configuration possible du superviseur, notamment pour les plus sensibles d'entre elles qui induisent une limitation de la circulation possible des données.

À la première étape ont été définis les profils d'implication qu'il est possible techniquement de modéliser et les informations nécessaires à leur prise en compte. Définir la structure du superviseur nécessite alors de déterminer quel acteur possède quelle information et quelles sont les échanges qui vont avoir lieu, en fonction du lieu d'optimisation physique.

Deux structures s'opposent :

Approche centralisée : elle permet à l'entité centrale (agrégateur) d'avoir tous les paramètres à disposition, l'avantage principal est alors de pouvoir réaliser la meilleure optimisation possible. Les trois points clés de cette approche concernent : la puissance de calcul nécessaire très importante, la capacité et la

fiabilité du système pour l'échange des nombreuses informations nécessaires, la sensibilité des données qui entraîne un besoin fort de protection des données.

Approche décentralisée : l'optimisation se fait chez chaque acteur, l'agrégateur ne fait ici que recueillir les résultats des optimisations successives. Les points clés de cette approche sont : la capacité de calcul de chaque acteur qui doit être assurée, le coût technique que cela représente d'équiper l'ensemble des acteurs, et la convergence globale de l'optimisation qui doit être assurée malgré des calculs réalisés localement.

Le compromis se fait donc entre la protection des données, la performance requise ou souhaitée, la rapidité, la fiabilité, et l'acceptation des acteurs à participer et partager leurs données.

Quelle que soit l'approche choisie, la question de la fiabilité de l'infrastructure et de la circulation de l'information doit être traitée : Comment assurer la protection de l'information qui circule ? Cette information est d'autant plus sensible dans le cas centralisé où celles-ci sont plus nombreuses et plus détaillées. De même, quelle optimisation est réalisée s'il y a une défaillance dans les données ? Soit que la donnée n'arrive pas ou soit qu'elle est erronée. La réaction du superviseur diffère donc selon l'approche, décentralisée ou centralisée, puisque dans un cas c'est la stratégie de l'acteur qui n'est pas intégrée, et dans l'autre c'est cette stratégie qui sera incorrectement calculée

2.5.4 Optimisation des flux d'énergie

2.5.4.1 Approches

Les techniques pour le management de l'énergie et l'optimisation des flux sont bien connues et dépendent des variables du problème, de la façon dont il est posé (connaissance ou non d'un modèle mathématique), de la forme mathématique des fonctions utilisées sur l'espace des solutions, et des populations de solutions connues qui peuvent être utilisées pour sa résolution. Dans les deux grandes familles d'approche, on peut relever pour les plus utilisées dans la littérature :

- Optimisation continue : la programmation linéaire, non-linéaire ou dynamique ;
- Optimisation combinatoire : en utilisant les méthodes approchées, heuristiques ou métaheuristiques, parmi lesquelles on trouve le plus souvent les algorithmes génétiques, les essais particuliers, et toutes les combinaisons qui s'en suivent ;

Mais le problème dans ce travail n'est pas tant la technique, car de nombreuses études répertoriant les techniques et les approches d'optimisation possibles existent déjà [74, 75], que les retombées pour les acteurs : le choix de la technique d'optimisation doit s'appuyer aussi sur les possibilités de prendre en compte les profils d'acteurs, notamment leurs sensibilités, en étudiant comment chaque approche va faire appel au potentiel de flexibilité de chacun d'entre-eux, ainsi que les retombées au moyen d'indicateurs (discuté en section suivante). Le challenge est aussi de définir comment sont mêlés les objectifs réseaux et ceux des acteurs, les relations entre les différents termes de l'optimisation et les paramètres représentant les profils.

La structure du superviseur choisi va alors peser sur la technique d'optimisation :

Centralisée : dans ce cas, la quantité de données et la puissance de calcul vont orienter le choix d'optimisation vers des méthodes plus ou moins exactes pour limiter le temps de calcul nécessaire.

Décentralisée : pour cette approche, chaque acteur peut calculer lui-même la solution exacte de son problème d'optimisation, compte tenu des signaux reçus du réseau, mais un cadre global doit être mis en place pour assurer la convergence globale de l'ensemble des optimisations réalisées séparément.

Cette réflexion sur l'approche possible peut nécessiter de revenir à l'étape précédente d'introduction des acteurs, car le cadre mathématique qui doit être respecté influe sur la forme des paramètres et fonctions qui peuvent être utilisées.

2.5.4.2 Particularité du cas décentralisé

Si le cas centralisé peut se rapporter à un cadre d'optimisation classique, l'approche décentralisée requiert que chaque acteur optimise lui-même sa stratégie (voire les approches d'optimisation évoquées précédemment) et qu'un agrégateur supervise l'optimisation globale pour le réseau entier. Une approche intéressante pour gérer les flux d'énergie de manière décentralisée est celle des systèmes multi-agents, dont l'outil le plus prometteur est celui de la théorie des jeux [76, 74].

La théorie des jeux permet en effet *une analyse formelle des problèmes posés par l'interaction stratégique d'un groupe d'agents rationnels poursuivant des buts qui leur sont propres*. Elle est ici adaptée car de nombreux agents (consommateurs, producteurs, gestionnaires de réseau, agrégateurs ...) sont impliqués dans le "jeu" du réseau, en s'échangeant de l'énergie. Elle permet d'apporter un cadre à l'interaction des acteurs, pour assurer, sous conditions, l'existence et l'unicité de points d'équilibre dans le partage de la ressource. Ce cadre est d'ordre mathématique, et impose la forme des fonctions utilisées pour modéliser les différents profils d'implication, ainsi que l'espace des contraintes, image des limites techniques et des préférences des acteurs.

L'enjeu dans l'utilisation de cet outil va reposer sur l'introduction des sensibilités tout en respectant le cadre global imposé, le calcul local à effectuer par chaque acteur pouvant se ramener ensuite à un problème classique d'optimisation.

2.5.5 Indicateurs

La dernière phase de l'étape est l'évaluation de la supervision réalisée. De ce point de vue, deux aspects doivent être considérés concernant les indicateurs à calculer :

1. Durant la phase de conception : les indicateurs doivent évaluer la capacité du superviseur à intégrer les profils, en vérifiant que celui-ci a bien permis à chacun d'améliorer sa satisfaction par rapport à ses objectifs et en fonction de ses sensibilités, sinon il faut revenir à la première étape pour les définition des hypothèses, voire à la deuxième étape d'introduction des profils pour modifier la manière dont ceux-ci sont intégrés dans le superviseur.

2. Durant la phase d'exploitation : communiquer avec chaque acteur sur ses gains, et développer la culture de l'énergie et les compétences de chacun d'entre eux, en assurant et vérifiant la bonne exploitation de leur flexibilité. La réflexion doit donc se porter sur les indicateurs qu'il faut pouvoir techniquement faire remonter pour déterminer notamment qui participe et comment, en particulier si un système de récompense (ou malus) est mis en place.

L'étude des feedbacks est importante et est un champ d'étude à part entière, car au-delà de leur mode de calcul et de la valeur affichée, leur concrétisation technique est aussi importante à approfondir (fréquence, normalisation, forme ...) et doit être mise en œuvre en fonction des caractéristiques de la flexibilité de chaque acteur et de sa flexibilité [77].

Pour l'indicateur environnemental en particulier qui est valable pour chaque acteur, l'enjeu environnemental étant à l'origine de ce travail, une première réflexion est proposée en section 2.3.3.3.

2.6 3^e étape : supervision temps réel

2.6.1 Cahier des charges

La dernière étape de la méthodologie se résume à la question suivante : *Étant donné l'optimisation déjà effectuée et la connaissance des profils, comment ajuster les flux d'énergie en temps réel en réponse aux aléas observés ?*. L'approche se découpe en cinq pas, rassemblés sur la figure 2.7 et développés par la suite. Ces différents niveaux, comme à l'étape précédente, doivent être vus comme un processus itératif qui doit garder une cohérence globale, en revenant aux niveaux précédents lorsqu'un choix impose de revoir ceux effectués précédemment.

De manière similaire à l'étape d'optimisation, la définition du cahier des charges pour l'ajustement temps réel des flux d'énergie doit couvrir :

- La discussion et la compilation des hypothèses retenues et des arbitrages effectués, qui pourront devoir être ajustés par la suite.
- Les objectifs d'acteurs qui vont être pris en compte dans la temporalité choisie et qu'il faut intégrer au superviseur.
- Rassembler les contraintes propres au temps réel qui limiteront l'ajustement des flux d'énergie par le superviseur.
- Les indicateurs pertinents à calculer et à communiquer pour évaluer l'approche et le gain des acteurs.

À l'image de l'optimisation préalable vue à l'étape précédente, il est nécessaire de déterminer comment seront contrôlés les décalages (manuels ou pilotés), bien que la contrainte de temps réel amène la supervision à cette étape à ne considérer que les appareils les plus pilotables.

Le *temps réel* doit être ici abordé au sens large, car la temporalité va être définie en fonction de la flexibilité à disposition et des besoins du réseau. Plus le pas de temps considéré sera court, plus la participation des acteurs sera restreinte car seuls ceux disposant de moyens pilotables pourront réagir.

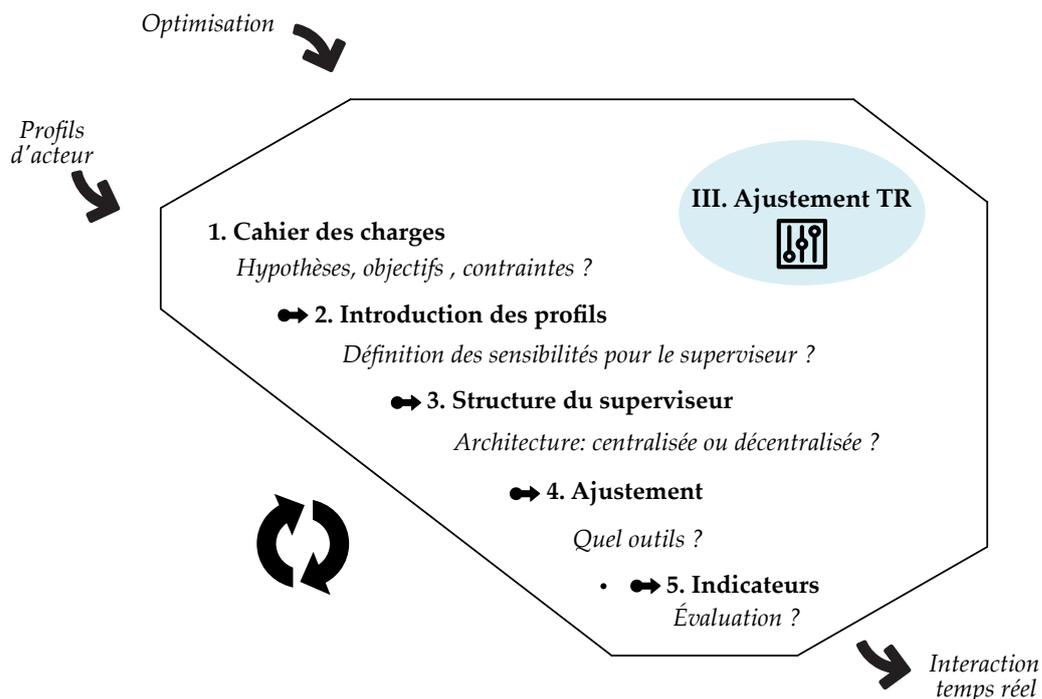


FIGURE 2.7 – Troisième étape de la méthodologie : supervision temps réel

La réflexion doit se porter aussi sur l'arbitrage nécessaire des flexibilités : s'il est possible à J-1 de réajuster l'équilibre production-consommation en prévoyant à l'avance les pas de temps critiques, le superviseur en temps réel doit réagir dans le pas de temps suivant. Il faut donc décider des acteurs sur lesquels va s'appuyer le besoin de régulation du réseau et dans quelle mesure les acteurs augmentant le déséquilibre vont être sollicités, même si cela va à l'encontre de leurs objectifs.

2.6.2 Continuité avec l'optimisation J-1

2.6.2.1 Introduction des profils

Les réflexions effectuées pour l'optimisation restent les mêmes pour le développement de la partie temps réel, seule la temporalité est différente. La différence essentielle avec l'étape précédente est donc que la prise en compte des profils ne va concerner que la flexibilité qui peut être appelée dans le laps de temps considéré, en gardant à l'esprit qu'une optimisation préalable a déjà eu lieu : il faut s'assurer que, toutes choses égales par ailleurs, les acteurs ne modifient pas leurs comportements. Les sensibilités ne vont plus se baser sur les signaux de facteurs d'influence nominaux, mais sur leurs variations par rapport à la prévision. Ceci étant dit, les questions restent les mêmes que précédemment (cf. section 2.5.2).

- Introduction des signaux d'influence : Sous quelle forme introduire leur décalage relatif par rapport à la prévision faite à l'étape précédente ?
- Introduction des sensibilités : Comment les sensibilités définies à la première

étape et utilisées dans la deuxième vont être prises en compte et vont venir pondérer l'écart relatif sur les facteurs d'influence ?

- Sensibilité des décalages : Avec la temporalité à court terme de cette étape, comment ajuster les décalages si ceux-ci sont liés aux facteurs d'influence ? Quel arbitrage faire entre les flexibilités ?

Se pose à cette étape-ci la même question de la variation relative des signaux les uns par rapport aux autres, qu'il faut étudier pour modéliser au mieux les réactions des acteurs et assurer que chaque acteur voit sa flexibilité utilisée selon ses intérêts quand l'équilibre du réseau le permet.

2.6.2.2 Structure du superviseur

Les deux approches à considérer sont celles d'une gestion centralisée et décentralisée. De même qu'à l'étape précédente, la structure de supervision repose sur deux facteurs : l'infrastructure disponible et la sensibilité des données (cf. 2.3.3.4). La réflexion entraîne donc à considérer la même structure que pour le superviseur J-1 où les facteurs d'acceptation et les facteurs techniques ont déjà été pris en compte. Dans le cas d'une optimisation préalable décentralisée, il peut être envisagé de revenir à un ajustement centralisé si une temporalité très courte est considérée et si l'infrastructure le permet, mais la flexibilité appelée devra être 100% pilotable, ce qui réduit fortement l'acceptation et l'implication sur lesquelles il sera possible de s'appuyer. La cohérence globale des deux étages du superviseur doit passer par un aller-retour entre les deux étapes correspondantes de la méthodologie pour traiter toutes les questions que le choix d'une ou de plusieurs approches fait ressortir.

2.6.3 Ajustement des flux d'énergies

L'approche temps réel peut se faire de deux manières dans la littérature : soit par des techniques d'optimisation comme évoquées à l'étape précédente et si cela est possible dans le pas de temps considéré, optimisation qui peut être réalisée sur une fenêtre de temps glissante ; soit par un ajustement des flux basé sur une optimisation préalable. C'est cette seconde approche qui est considérée dans ce travail, car la première relève uniquement d'une flexibilité asservie et non de l'implication que l'on cherche à modéliser ici.

Là encore, la technique n'est pas le cœur de la problématique car de nombreuses approches sont discutées dans la littérature. L'enjeu propre à la prise en compte des acteurs dans le superviseur est double :

1. L'objectif premier est de satisfaire les acteurs en adaptant les flux à leurs objectifs, mais lorsque le déséquilibre sur le réseau augmente, une compensation est nécessaire. Les valeurs de seuil définissant la criticité du déséquilibre sont donc à étudier précisément, car *ramener à l'équilibre* peut signifier d'aller à l'encontre des objectifs et sensibilités de l'acteur. Le choix de faire appel aux flexibilités de tel ou tel acteur doit alors s'inscrire dans une réflexion plus globale sur la répartition de l'effort et la liberté laissée à chacun d'eux (cf. section 2.3.3.1).

2. Que ce soit dans une approche centralisée ou décentralisée, l'ordre d'appel des flexibilités est aussi important à considérer. Son influence sur l'état du réseau mais aussi sur l'effort fourni par les acteurs doit être évaluée. L'ordre d'appel des flexibilités est peu étudié dans la littérature, bien qu'il soit critique notamment pour les approches décentralisées. L'évaluation de cet aspect permet non pas de juger, mais de prendre conscience des efforts demandés. Par exemple, l'équilibrage peut reposer sur les acteurs à plus grande flexibilité et dont les objectifs vont dans le sens du réseau, ou au contraire, sur l'utilisation en priorité de la flexibilité des acteurs dont le comportement va à l'encontre des objectifs réseau. Le choix réalisé doit se faire en tenant compte des problématiques d'acceptation et doit être fait en parallèle du modèle mis en place pour récompenser/gérer les efforts fournis par les acteurs.

2.6.4 Indicateurs

Le choix et le mode de calcul des indicateurs est indispensable dans l'évaluation de la plus-value et de la pertinence de la supervision développée. À l'instar de l'étape d'optimisation, la réflexion sur la définition des indicateurs se fait en deux temps :

1. En phase de conception : s'assurer que les indicateurs soient pertinents dans l'évaluation de l'aptitude du superviseur (*temps réel* ou *J-1 et temps réel*) à inclure les profils d'implication. Les gains de chaque acteur sont donc à évaluer au regard de ses objectifs et en fonction de ses sensibilités. Le cas échéant, il peut être nécessaire de revenir aux étapes précédentes pour évaluer la pertinence des hypothèses et les choix concernant l'introduction des profils dans la supervision.
2. En phase d'exploitation : les enjeux en phase d'exploitation sont de communiquer à chaque acteur ses gains obtenus, de développer la culture de l'énergie et les compétences de chacun d'entre eux, et leur permettre de s'assurer de la bonne exploitation de leur flexibilité. Du point de vue global, des indicateurs doivent être mis en place pour évaluer la répartition de la participation et son niveau, en particulier si un système de récompense (ou malus) est mis en place, ou si l'appel à la flexibilité est contraignant pour certains acteurs.

2.7 Discussion et conclusion

En présentant la méthodologie globale développée durant cette thèse, ce chapitre fait ressortir l'ensemble des questions nécessaires et indispensables à la prise en compte des acteurs. Sortir de l'aspect purement technique demande en effet de la méthode et ce travail vise à baliser l'approche à mettre en œuvre. La définition des acteurs, de leurs profils et de leurs objectifs et contraintes est la première étape, qui nécessite de faire appel à l'interdisciplinarité pour les appréhender. Cette première étape est primordiale pour assurer ensuite une gestion énergétique développée dans les deux étapes suivantes, d'abord par une optimisation en amont des flux d'énergie, puis par un ajustement le jour même de ces flux.

L'intérêt principal de la méthodologie présentée dans ce chapitre est son adaptabilité, et-ce, sur plusieurs aspects : tout d'abord vis-à-vis des acteurs en permettant de considérer chaque acteur du réseau sur lequel on souhaite mettre en place une nouvelle gestion de l'énergie. Ensuite, tout type de réseau peut être appréhendé par cette approche, qu'il soit isolé ou relié au réseau national. De même, la méthode se veut durable dans le temps, en permettant d'intégrer les futures évolutions aussi bien techniques que législatives, pour prendre en compte les modèles émergents d'échange d'énergie (réflexion sur l'autoconsommation notamment). Enfin, l'approche peut s'appliquer selon deux paradigmes possibles :

- Tout automatiser avec l'arrivée de la domotique et des compteurs intelligents. Les signaux adéquats sont ainsi transmis à l'entité qui gère la consommation au sein du foyer, et l'optimisation se fait en prenant en compte les paramètres rentrés lors de l'installation définissant les souhaits du consommateur,
- Une approche centrée sur la pédagogie et le partage d'information. L'acteur est capable de prévoir sa consommation ou production optimale en fonction des signaux reçus, et s'y conforme de lui-même en adaptant son comportement, comme cela est déjà fait par exemple avec le dispositif Ecowatt en Bretagne ou région PACA pour la consommation résidentielle, où la dimension financière n'entre pas en ligne de compte.

Ces deux voies possibles de comportement *piloté* ou *informé* sont très importantes à définir car comme il a été discuté précédemment, le contrôle laissé à l'acteur est un facteur jouant sur son implication. L'approche peut donc être différente suivant l'acteur considéré, et contractualisée au besoin comme il est fait avec les dispositifs d'effacement actuels. La vision la plus efficace réside dans cette souplesse, en s'adaptant à chaque acteur, puisque le cadre technique (notamment celui de la communication), législatif et contractuel évolue dans le sens de cette souplesse, comme discuté dans ces deux premiers chapitres. Au niveau contractuel par exemple, c'est déjà le cas pour les industries fortement consommatrices durant les pointes en hiver, et un fonctionnement similaire pour des consommateurs particuliers est aujourd'hui permis par les nouveaux mécanismes : des contrats de fourniture d'énergie de plus en plus personnalisés et une information de plus en plus précise sur le prix ou la production d'énergie renouvelable en temps réel, permettant ainsi à l'acteur une flexibilité qui lui est propre, mais aussi à l'acteur gestionnaire de prévoir plus finement l'évolution du réseau, connaissant les signaux pertinents à prendre en compte.

C'est sur cette idée d'adaptabilité que s'achève cette première partie, qui a permis dans un premier temps de présenter le contexte énergétique et notamment celui qui touche les réseaux électriques aujourd'hui avec les évolutions en cours qu'il faut pouvoir accentuer et accompagner pour les années à venir, et qui entraînent la nécessité d'une nouvelle réflexion sur la gestion de l'énergie. Dans un second temps, ce chapitre présente les acteurs du réseau influant sur la gestion et qui sont pris en compte dans ce travail, avant de discuter de la structure globale de l'approche et des trois étapes de la méthodologie proposée à la suite de cette recherche, en discutant à chaque fois des apports nécessaires pour répondre à la problématique posée.

La deuxième partie de ce travail de recherche est l'application de cette méthodologie

à un cas d'étude de consommation résidentielle, dont on présentera d'abord la modélisation, avant d'appliquer les trois étapes présentées dans ce chapitre : définition des profils d'acteurs, optimisation la veille pour le lendemain des consommations, et ajustement de la consommation en temps réel. Chaque étape est discutée, et une discussion globale termine cette seconde partie, en présentant notamment les perspectives de ce travail.

Deuxième partie

Application

Modélisation d'un cas d'étude résidentiel

Sommaire du présent chapitre

3.1 Introduction	55
3.2 Techniques de modélisation de la consommation	56
3.2.1 À l'origine : un besoin de données	56
3.2.2 Approche descendante	58
3.2.3 Approche ascendante	59
3.2.4 Approche hybride	59
3.3 Modèle CREST	60
3.3.1 Choix du modèle	60
3.3.2 Principe	61
3.4 Consommation résidentielle modélisée	62
3.4.1 Adaptation des flux thermiques	62
3.4.2 Adaptation des entrées statistiques	64
3.4.3 Modélisation des véhicules électriques	65
3.5 Modélisation finale	68
3.5.1 Quartier modélisé	68
3.5.2 Limites du modèle	68
3.5.3 Modélisation des facteurs extérieurs	69
3.6 Conclusion	70

3.1 Introduction

La méthodologie développée en première partie doit pouvoir être appliquée à n'importe quelle configuration de réseau, quels que soient les acteurs en présence (acteurs tels que définis au chapitre 2). Pour étudier et montrer la pertinence de l'approche, partons d'un cas d'étude précis qui servira ainsi de fil conducteur tout au long de

cette deuxième partie. L'acteur résidentiel étant un des plus difficile à appréhender, compte tenu de la multiplicité et de la diversité des profils possibles, nous porterons attention à celui-ci et le prendrons comme exemple dans ce travail pour illustrer les expérimentations à suivre.

Le réseau d'étude s'articulera donc autour de la prise en compte de cet acteur. On s'attachera à en considérer la diversité des objectifs, tout en les intégrant dans un réseau cherchant l'équilibre, ici représenté par l'objectif de diminution des pics et le lissage de la charge. Les acteurs en présence seront donc les suivants :

Le gestionnaire de réseau : son objectif sera de réduire les fluctuations de la charge totale de ce morceau de réseau et de réduire les pics de puissance ;

L'agrégateur : ici représenté comme une entité centrale chargée de dispatcher l'information de l'état du réseau (Plus précisément : le prix, l'état de la production d'**Énergies Renouvelables (ENR)** , et l'état de la charge totale sur le réseau).

Les consommateurs résidentiels : 140 foyers seront modélisés pour permettre d'étudier l'impact de leur prise en compte sur l'état du réseau, mais aussi sur l'atteinte ou non de leurs propres objectifs. Ce chapitre est dédié à la modélisation de leur consommation.

Les objectifs de chacun, leurs contraintes, les informations à leur disposition ainsi que les flux d'informations entre eux seront explicités au fur et à mesure, lors de la mise en place des modèles d'interaction J-1 et temps réel.

Ce chapitre présente donc l'approche utilisée pour simuler la consommation dans le détail du cas d'étude choisi. Étudier la flexibilité des acteurs du réseau demande de connaître précisément les appareils utilisés pour pouvoir les caractériser et définir ce qui peut être pris en compte ou non. Les différentes méthodes de modélisation de consommation dans la littérature seront donc présentées, puis le modèle retenu sera détaillé. Ensuite, les modifications effectuées pour adapter ce modèle à la consommation française seront explicitées. Enfin, la consommation totale qui servira de donnée d'entrée des différentes étapes de la méthodologie sera alors décrite en détail, afin d'assurer la reproductibilité des expérimentations menées.

3.2 Techniques de modélisation de la consommation

3.2.1 À l'origine : un besoin de données

Modéliser précisément la charge d'un groupe de consommateurs est un enjeu stratégique de la gestion de réseau. En effet, même si cela tend à changer avec l'apparition des programmes de management de la demande, le réseau est *piloté par la demande*, signifiant que c'est traditionnellement la production qui doit s'adapter en permanence pour subvenir aux besoins énergétiques des consommateurs. Cette problématique de modélisation est importante pour la recherche, comme dans ce travail, qui vise à reproduire des scénarios réalistes sur lesquels tester différentes approches pour en mesurer l'efficacité, la pertinence, mais aussi les conséquences pour les acteurs du réseau

à l'échelle la plus fine possible. Par ailleurs, cet enjeu est d'importance stratégique pour les gestionnaires de réseau et les fournisseurs d'énergie. Pour les premiers, il s'agit de s'assurer de l'équilibre du réseau en modélisant ensuite électriquement les charges [78] pour notamment étudier les plans de tension ou de fréquence ; pour les seconds, de couvrir les besoins de leur portefeuille de clients en avance, afin de limiter des écarts pouvant coûter cher à rattraper en temps réel.

Pour ce qui est de l'application de travaux de recherche, l'idéal reste toutefois de pouvoir utiliser de vraies données mesurées sur le terrain, mais les difficultés sont nombreuses concernant leur obtention aussi bien en terme de coûts (financier, humain, technique, temps) que d'un point de vue juridique.

Ainsi, pour construire des données de consommation d'un quartier qui soient plausibles, trois types de stratégies de modélisation peuvent être utilisées [79], résumés sur la figure 3.1 :

- Les modèles ascendants (bottom-up) : en partant de la modélisation de la consommation d'un foyer, au détail de chaque appareil ou non, les données sont agrégées à partir d'entrées statistiques pour obtenir la consommation d'une population.
- Les modèles descendants (top-down) : en partant des courbes de charge globales, l'utilisation de données statistiques, techniques et/ou socio-démographiques permettent de retrouver des profils de consommations unitaires.
- Les modèles hybrides : mélanges des deux approches précédentes.

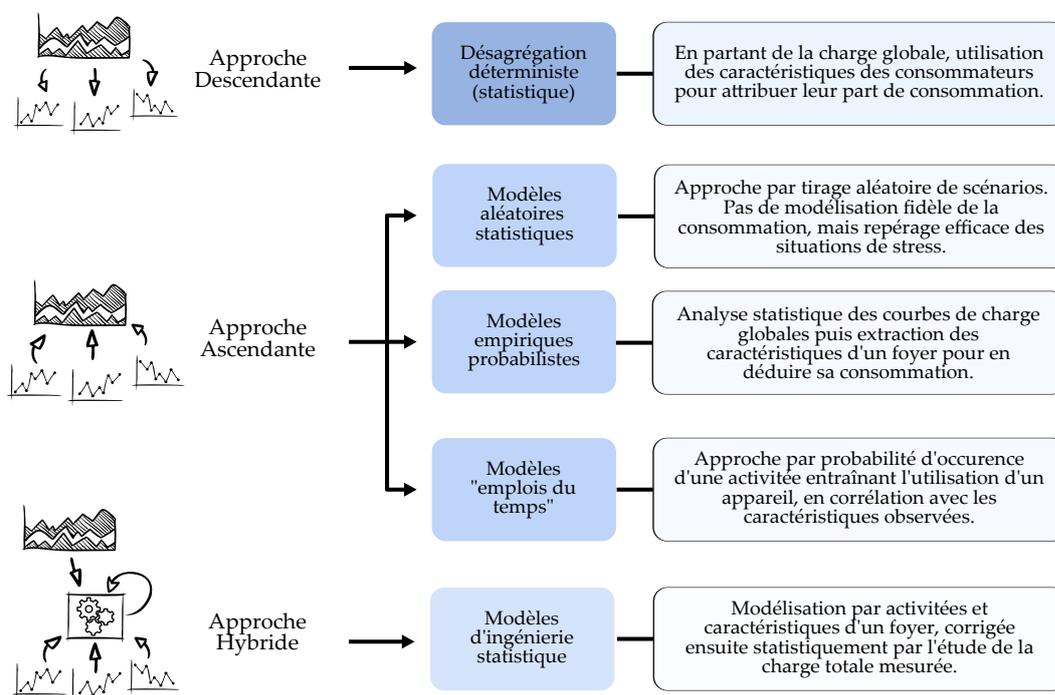


FIGURE 3.1 – Techniques de modélisation de la demande

Ces différentes approches sont détaillées par la suite, et font appels à différents types de données, grâce auxquelles il est aussi possible de segmenter les approches [80]. Les don-

nées dites *ingénieur*, sont celles concernant l'énergie moyenne, l'efficacité énergétique, la consommation des appareils et leur taux de pénétration. Les données *macro-économiques* incluent les niveaux de revenu, la taille de la population, les prix de l'énergie, etc. Les données de prix à court terme renseignent notamment sur les élasticités des offres dynamiques sur une population donnée. Enfin les données *climatiques*, sur lesquelles se basent des études incluant uniquement les données de température ou d'ensoleillement.

Parmi toutes les stratégies de modélisation, les critères de choix principaux sont au nombre de deux : la granularité souhaitée en termes de pas de temps mais aussi d'échelle (consommation à l'échelle d'un foyer ou de l'appareil), et la fidélité requise du modèle vis-à-vis du profil de puissance totale observé sur la population globale. C'est donc l'application visée qui guidera le choix du modèle.

3.2.2 Approche descendante

Les modèles de type *descendant* se basent sur la charge globale du réseau étudié. Les données utilisées sont soit de type *macro-économique* ou *ingénieur* couplées ou non avec des données *climatiques* [81]. Elles permettent de cerner le type de population en présence et d'en déduire des consommations unitaires par régression. Cette approche se retrouve dans [82] ou encore dans [83]. L'avantage de ce type de méthodes repose dans leur simplicité, mais surtout dans l'accès aux données relativement aisé.

Parmi ces méthodes, celle du profilage illustre bien l'approche. Utilisée notamment par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) en France [83]. En partant de la consommation globale sur le réseau, les consommations des utilisateurs sont segmentées en fonction du type d'abonnement, de la période tarifaire et de la date considérée (mois, semaine, heure, mais aussi jour de semaine ou week-end ou férié). Il en ressort des coefficients à chaque pas de temps et pour chaque profil, décorrélés de la température extérieure et de la consommation d'énergie. Pour les profils résidentiels par exemple, 33 catégories de coefficients existent dans [83]. Il est alors possible de reconstruire la consommation d'une partie de réseau P_{totale} à un instant donné en connaissant la puissance moyenne consommée \bar{P} par les N acteurs, la répartition des types d'abonnements en présence, le facteur de puissance, la puissance souscrite de chacun P_s^n , ainsi que l'évolution de la température extérieure :

$$P_{\text{totale}}(t) = \sum_{n=1}^N \left(\bar{P}_{\text{totale}} \cdot C^n(t) \cdot \frac{P_s^n \cos(\varphi^n)}{\sum_{n=1}^N P_s^n \cdot \cos(\varphi^n)} \right) \quad (3.1)$$

où, à l'heure h du jour j de la semaine s , pour une température T , le coefficient de profil corrigé par la température (coefficient C_M) est donné par :

$$C(s, j, h) = C_s(s) \cdot C_j(s, j) \cdot C_H(s, j, h) \cdot C_M(s, h, T) \quad (3.2)$$

Si la consommation de n'importe quelle partie du réseau peut être ainsi obtenue, le désavantage de cette méthode est de ne pas avoir le détail de la consommation expliquant la contribution de chaque acteur. Cela ne pose pas de problème pour une

gestion à grande échelle du réseau, et peut servir de base pour étudier d'autres aspects du réseau, comme la gestion d'une flotte de véhicules dans [84] par exemple.

3.2.3 Approche ascendante

Les modèles de type *ascendant* peuvent reposer aussi sur des données *ingénieur* et/ou *macro-économique*, couplées parfois elles aussi à des données *climatiques*. En partant de consommations modélisées à l'échelle d'un foyer, le but est de retrouver la consommation d'un quartier, voir de les extrapoler à plus grande échelle [85]. Trois approches sont différenciées :

Premièrement, l'approche aléatoire par agrégation de tirage au sort du démarrage de chaque appareil. Ici, la diversité introduite est purement mathématique. Les modèles sont simples mais très utiles pour obtenir des courbes de charges reflétant les situations de stress pour le réseau, mais pas très fidèles d'une consommation réelle.

Deuxièmement, en partant des données d'historiques de consommation de plusieurs foyers, il est possible de retrouver empiriquement les données unitaires par analyse statistique, afin de simuler de nouveaux jeux de données sur un quartier. Pour cela, les réseaux de neurones peuvent être mis à profits [81], en simulant ou non l'utilisation d'appareils. Sans rentrer dans les détails des appareils, les auteurs de [86] introduisent l'utilisation simplifiée des lois normales sur les caractéristiques de l'habitat et de ses habitants pour expliquer les variations de consommations, et ainsi pouvoir appliquer le modèle obtenu à d'autres cas de figure.

Enfin, l'approche *emplois du temps* est très utilisée dans la littérature car pertinente au vue de la très fine granularité obtenue, très recherchée pour le développement des stratégies de management de la demande énergétique. Le principe repose soit sur des campagnes d'enquêtes menées auprès des populations ciblées pour faire ressortir les activités quotidiennes et les situer temporellement, soit en postulant des activités et en calibrant le modèle a posteriori. Chaque activité est ensuite liée à l'utilisation d'appareils domestiques dont la consommation est une entrée du modèle. La courbe de charge totale est finalement l'agrégation, par habitation puis par territoire, des charges de chaque appareil. On retrouve cette approche dans [87], [88], [89], [90], dans [91] en faisant appel à la psychologie comportementale, ou encore dans [92] qui rajoute un niveau de corrélation activité/données socio-démographiques. Cette approche ascendante se prête aussi bien à la modélisation multi-énergies [93].

Comme souligné dans [94] et [95], le désavantage de ce type de modèles est l'écart qui peut apparaître entre les données agrégées et les données mesurées, en particulier lorsque la méthode est appliquée à de nouveaux cas d'études dans d'autres parties de réseau (ou de pays), ou lors d'un changement d'échelle.

3.2.4 Approche hybride

L'approche hybride représente l'évolution des deux approches précédentes, pour s'attacher à n'en garder que les avantages. La précision mais aussi la finesse sont recherchées. Pour cela, l'approche de base est de type bottom-up pour recréer une

consommation globale qui va ensuite permettre de réajuster statistiquement le modèle par comparaison à une observation terrain de la consommation globale.

Cette approche est prônée dans [94] qui suggère justement une approche hybride basée sur le modèle bottom-up de [87]. En constatant que ce dernier ne prend pas suffisamment en compte la diversité des profils observée, un réajustement est proposé en modifiant les distributions statistiques d'entrée du modèle par les données obtenues ultérieurement et décortiquées. Dans [95], les auteurs proposent une méthodologie basée sur une approche ascendante statistique, pour l'évaluer et la rajuster suivant les applications souhaitées.

Ces modèles sont plus complexes que les approches précédentes, mais ont l'avantage de proposer des modèles de consommation jusqu'au détail de l'appareil, tout en étant suffisamment précis une fois agrégés. Ce type d'approche est utilisé dans des modèles de prévision de consommation [96] où le détail des consommations est souhaité, pour appliquer des stratégies de gestion.

3.3 Modèle CREST

3.3.1 Choix du modèle

Parmi tous ces modèles existants, le choix doit se faire en fonction du but recherché. Pour cela, un aperçu succinct de leurs forces et faiblesses est donné dans le tableau 3.1. Notre travail cherchant à s'appuyer sur les flexibilités des acteurs pour en modéliser les interactions possibles, le détail des appareils et de leur consommation est donc nécessaire. De plus, une distribution réaliste est souhaitée afin de simuler un scénario faisant ressortir non seulement les problématiques observées sur le réseau (congestions, pics...), mais aussi de simuler la complexité des appareils domestiques. Le but est d'observer a posteriori l'implication concrète des méthodes développées. En effet, une optimisation aboutissant par exemple à un décalage de tous les appareils sur une période réduite de la journée, n'aurait que peu de sens.

C'est donc un modèle de type bottom-up qui a été retenu, détaillé à l'échelle des appareils domestiques. Le choix se porte sur le modèle CREST¹ [87], développé par une

1. Center for Renewable Energy Systems Technology

TABLEAU 3.1 – Forces et faiblesses des approches de modélisation de la demande

Modèle	Adaptabilité	Détails	Précision	Simplicité
Descendant	+	-	+	+
Ascendant				
<i>Statistique</i>	-	+	-	+
<i>Empirique</i>	-	-	+	+
<i>Emplois du temps</i>	-	+	+	-
Hybride	+	+	+	-

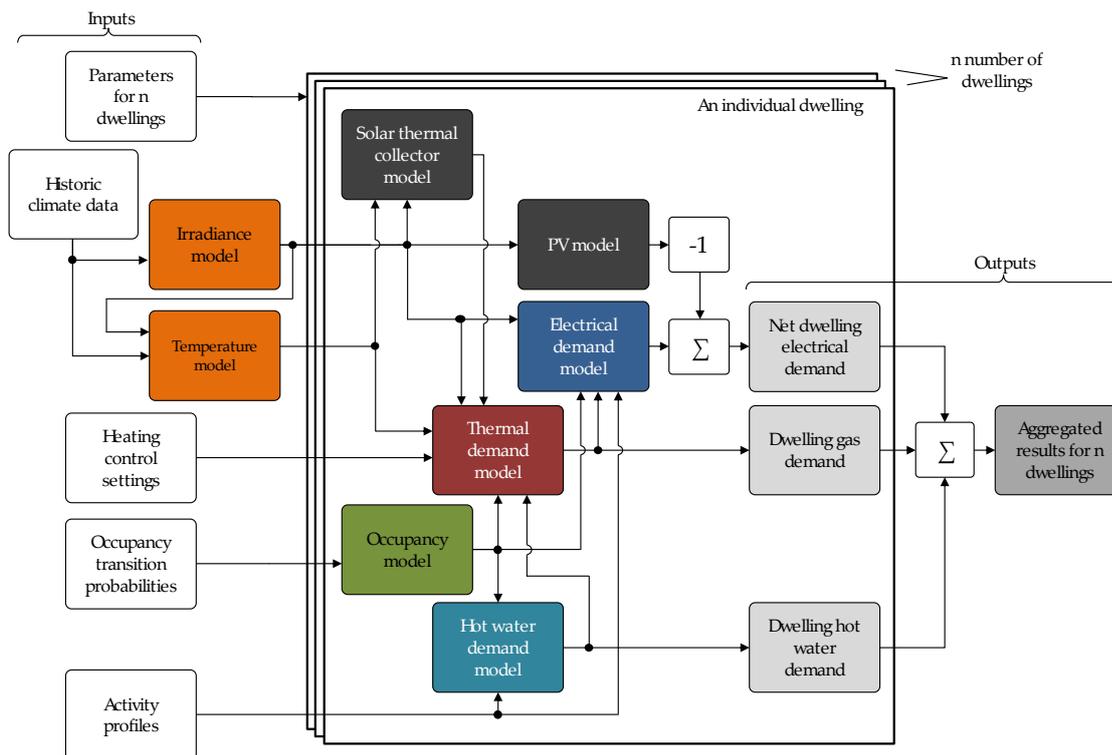


FIGURE 3.2 – Schéma de principe du modèle CREST version 2.2 [98]

équipe de l'Université de Loughborough au Royaume-Uni. Il vise à produire des courbes de charge résidentielles afin d'évaluer la demande pour les réseaux de distribution. L'avantage de ce modèle, qui a notamment été utilisé dans d'autres études sur le management de la demande (e.g. dans [97]), est aussi d'être disponible en open source [98].

3.3.2 Principe

En partant de données démographiques, du taux de pénétration des appareils domestiques, de probabilité d'activité, de données climatiques ou encore des types de bâti que l'on retrouve dans le secteur résidentiel, l'outil simule une courbe de charge journalière pour un nombre de foyers défini par l'utilisateur. C'est un modèle de type *emploi du temps*, dont le principe est schématisé sur la figure 3.2. La méthode développée dans [99], est basée sur l'association de l'usage et du démarrage d'un appareil avec la probabilité de réaliser une activité au cours de la journée. De plus, les démarrages des appareils sont étalonnés avec leur demande annuelle moyenne en énergie, afin d'obtenir un résultat cohérent sur des simulations couvrant plusieurs jours. Au cœur de ce modèle, les habitations sont modélisées thermiquement (plusieurs types de bâtis sont considérés), et les besoins en eau chaude et chauffage sont pris en compte. Une bonne approximation de la demande d'énergie associée est ainsi obtenue en modélisant les masses d'air et d'eau par des capacités thermiques, dont le système d'équations

correspondant est résolu simplement par méthode itérative.

Notons que 36 appareils domestiques par logement sont pris en compte, et sont tous reliés aux activités prédéfinies et à la présence ou non d'occupants dans l'habitation. La liste de ces appareils ainsi que les caractéristiques associées sont répertoriées dans le tableau 3.3 (les valeurs non référencées dépendent d'autres paramètres comme la taille du foyer ou de la météo).

3.4 Consommation résidentielle modélisée

3.4.1 Adaptation des flux thermiques

Pour rendre compte des spécificités locales, le modèle CREST doit être adapté car la majorité des habitations anglaises utilisent des chaudières au gaz de ville pour la production de chaleur et d'eau chaude. Une des principales particularité du réseau électrique français est en effet sa forte thermo-sensibilité : lorsque la température passe sous les 15 °C, la consommation évolue de 2400 MW °C⁻¹ [9]. Cela est dû à la forte utilisation du chauffage électrique : près de 50% des foyers utilisent l'électricité pour chauffer l'eau et 36% l'utilisent pour le chauffage domestique [100].

Le modèle initial ne prenant en compte qu'une source de chaleur au gaz (voir figure 3.3), deux autres types de configurations sont donc introduits dans le modèle pour traduire ces statistiques, en convertissant une partie de la demande de gaz, en demande d'électricité (uniquement pour le *Ballon d'Eau Chaude (BEC)* ou pour l'ensemble *BEC + chauffage*). L'hypothèse sous-jacente est la suivante : les foyers utilisant une énergie autre que l'électricité pour le chauffage ont plus de probabilité de l'utiliser aussi pour la production d'*Eau Chaude Sanitaire (ECS)* . Les trois types de foyers du modèle final et leurs distributions sont résumées dans le tableau 3.2, et leurs implémentations présentées sur les figures 3.3,3.4a et 3.4b.

TABLEAU 3.2 – Types de foyers introduits par énergie de chauffage

Foyer	ECS	Chauffage	Répartition
Type 1 (fig. 3.3)	Non-élec.	Non-élec.	50%
Type 2 (fig. 3.4a)	Élec.	Non-élec.	14%
Type 3 (fig. 3.4b)	Élec.	Élec.	36%

TABLEAU 3.3 – Ensemble des appareils du modèle CREST [87]

Appareil	Puissance nom. [W]	Consommation moy. [kWh/an]
Pompe circuit chauffage	20	-
Pompe Therm. PV	20	-
Éclairage	-	-
Congélateur coffre	190	271,132
Réfrigérateur-congélateur	190	386,000
Réfrigérateur	110	201,820
Congélateur armoire	155	354,000
Répondeur	1	8,760
Lecteur CD	15	33,286
Réveil	2	17,520
Téléphone	1	8,760
Hi-fi	100	88,798
Fer à repasser	1000	17,730
Aspirateur	2000	73,578
Fax	37	29,743
PC	141	348,608
Imprimante	335	49,500
TV1	124	241,844
TV2	124	241,844
TV3	124	243,361
Magnétoscope & DVD	34	73,731
Décodeur	27	152,464
Plaques de Cuisson	2400	276,106
Four	2125	236,160
Four micro-ondes	1250	76,562
Bouilloire	2000	160,666
Petit électroménager cuisine	1000	32,107
Lave-vaisselle	1131	163,000
Sèche-linge	1500	200,000
Lave-linge	406	92,000
Lave & sèche-linge	792	520,157
BEC	3000	2684,997
Chauffe-eau inst.	3000	1802,158
Chauffe-eau inst. douche	9000	130,678
Chauffage électrique	2000	-

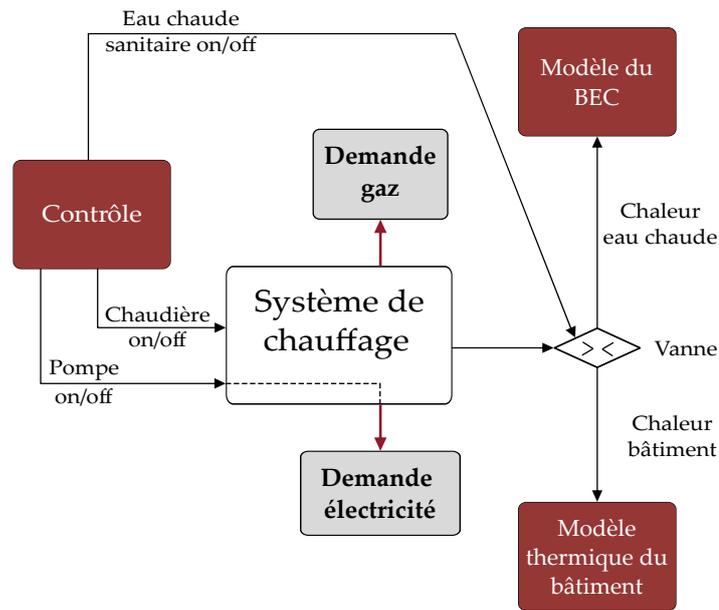


FIGURE 3.3 – Schéma initial du chauffage dans le modèle CREST [98]

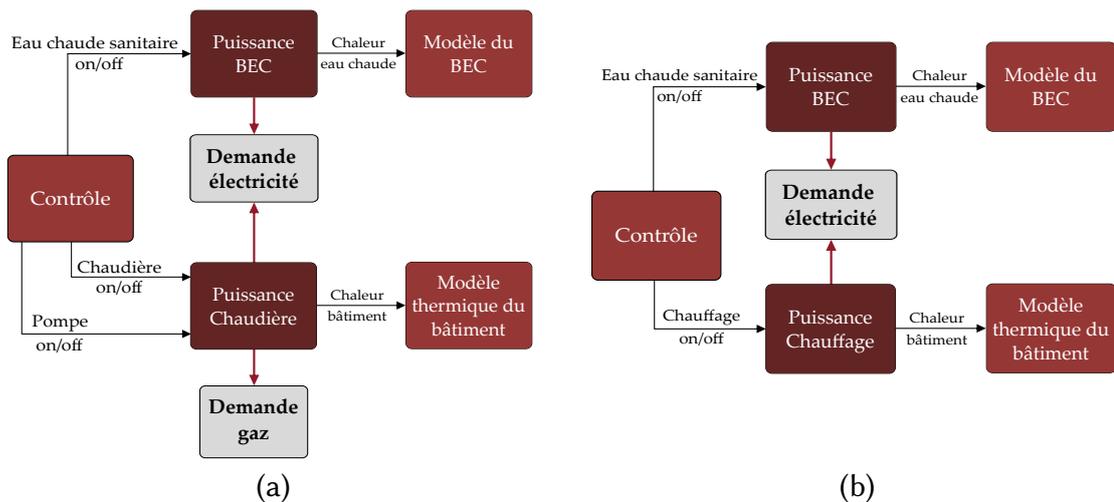


FIGURE 3.4 – Différentiation des sources de chauffage : ajout d'un modèle mixte (3.4a) et d'un modèle tout électrique (3.4b)

3.4.2 Adaptation des entrées statistiques

Pour adapter le modèle CREST aux réalités du secteur résidentiel français, les données d'entrée statistiques doivent aussi être modifiées. Les entrées qui ne sont pas évoquées ici (appareils, type de foyer, bâti ...) doivent être considérées comme inchangées vis à vis du modèle existant. Le but premier de cette thèse n'étant pas la modélisation de la consommation en elle-même, le lecteur intéressé trouvera les informations nécessaires dans l'outil open source mis à disposition par ses auteurs [98].

Concernant le taux de pénétration des appareils domestiques, les données d'entrée

TABLEAU 3.4 – Taux de pénétration corrigés des appareils domestiques

Appareil	Taux de pénétration	Source
Congélateur coffre	0,000	[102]
Réfrigérateur-congélateur	0,692	[101]
Réfrigérateur	0,327	[101]
Congélateur armoire	0,523	[101]
Téléphone	0,871	[103]
Hi-fi	0,540	[102]
Aspirateur	0,900	[102]
PC	0,811	[103]
TV1	0,963	[103]
TV2	0,440	[103]
Magnétoscope & DVD	0,699	[103]
Décodeur	0,592	[103]
Four micro-ondes	0,890	[103]
Lave-vaisselle	0,608	[103]
Sèche-linge	0,305	[102]
Lave-linge	0,964	[103]
BEC	0,419	[104]

TABLEAU 3.5 – Statistiques du nombre d'occupants par foyer en France [104]

Nombre d'occupants	1	2	3	4	5+
Pourcentage	0,322	0,321	0,147	0,134	0,076

du modèle sont adaptées à partir des bases de données de l'INSEE et de l'ADEME [101, 102, 103, 104] et sont regroupées dans le tableau 3.4. De même, la variable démographique du nombre d'habitants par foyer est aussi modifiée, en se basant sur l'enquête logement [104] dont les données sont résumées dans le tableau 3.5.

Seul l'acteur résidentiel *consommateur* étant étudié ici (et non le *consommateur-producteur*), les taux de pénétrations des systèmes photovoltaïques de particuliers du modèle seront considérés comme nuls, une production globale d'ENR sera introduite par la suite dans la modélisation. Si ces situations ne sont pas prises en compte dans ce cas d'étude, elles sont à mettre en perspectives de ce travail, car les comportements résidentiels dans des situations d'autoconsommation individuelles et collectives sont intéressants à étudier vis-à-vis des services réseau potentiels.

3.4.3 Modélisation des véhicules électriques

Parmi les charges modélisées, le modèle CREST ne considère pas de **Véhicule Électrique (VE)**, un appareil pourtant très impactant et qui est amené à avoir une influence

TABLEAU 3.6 – Principaux véhicules électrique en France (2018)

Voiture	Capacité [kWh]	Autonomie [km]	Conso réseau [Wh/km]	Pénétration
Renault Zoé 40	41	300	150	0,39
Renault Zoé	22	130	186	0,40
Nissan Leaf 30	30	190	174	0,13
Nissan Leaf	24	160	165	0,07

croissante dans les réseaux, de par sa forte consommation mais aussi par la flexibilité qu'il peut offrir [105]. Une flotte de VE est donc ici modélisée en s'appuyant sur l'approche développée dans [84] et utilisée notamment par [106], nécessitant les données d'entrées suivantes :

- Taux de pénétration des VE dans la population ;
- Types de véhicules à prendre en compte ;
- Types de recharge ;
- Besoin en énergie lors de la charge (dépendant des trajets quotidien) ;
- Temps de départ et d'arrivée des véhicules dans le foyer.

Pour le parc de VE, un nombre significatif doit être modélisé pour en observer l'impact. Pour cela un ordre de grandeur d'un taux de pénétration de 15% dans les 15 années à venir semble être réaliste, bien que très dépendant des contextes politiques et économiques et de leurs évolutions respectives [105]. Le plus important est ici leur prise en compte et les résultats obtenus pour ceux-ci, ce taux pouvant être aisément modifié pour de futures études.

Des types de véhicules modélisés vont dépendre les caractéristiques techniques et donc la demande en énergie sur le réseau. Pour simplifier le modèle et en s'appuyant sur les parts de marchés des immatriculations sur les 8 dernières années, les deux véhicules les plus vendus seront introduits : La Renault Zoé et la Nissan Leaf, qui représentent environ 65% du parc français des VE [107, 108] et dont on ramènera les proportions à 100%. Les données caractéristiques moyennes pour ces véhicules sont rassemblées dans le tableau 3.6 [109, 110], la consommation au réseau prenant en compte 10% de pertes de conversion alternatif \rightarrow continu et énergie électrique \rightarrow énergie chimique pour le calcul de l'énergie demandée par la batterie [111].

Concernant la charge, les différents types de recharges pour les VE disponibles sont rassemblés dans le tableau 3.7 [109, 110], mais la consommation au sein des foyers étant à l'étude ici, seules les recharges domestiques compatibles avec les puissances souscrites modélisées et une utilisation quotidienne seront introduites. Les puissances considérées seront donc de 3,7 kVA et 7,4 kVA, distribués avec des probabilité respectives de 0.75 et 0.25. En effet, la recharge à plus faible puissance prendrait un temps trop long pour une modélisation non glissante, et les puissances trop élevées sont incompatibles avec l'installation électrique d'un particulier.

Enfin, la demande énergétique de chaque véhicule étant due aux trajets effectués au cours de la journée, les hypothèses suivantes sont utilisées [84] :

- Seule la recharge du trajet travail → domicile est considérée, en admettant que les utilisateurs de VE ont la possibilité de recharger le véhicule sur leur lieu de travail pour l’aller ;
- Comme indiqué précédemment la modélisation n’est pas glissante, la recharge s’effectue donc soit le matin (50% de l’effectif) soit le soir (pour les 50% restants) ;
- Une distribution gaussienne est utilisée pour modéliser les distances des trajets et les temps d’arrivée et de départ, ainsi les paramètres de la densité de probabilité (3.3) sont donnés dans le tableau 3.8 :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.3)$$

L’ajout de la flotte de véhicules électriques se déroule donc ainsi pour chaque utilisateur :

1. Suivant le taux de pénétration, attribution ou non d’un VE ;
2. Attribution d’un type de VE (Tableau 3.6) puis d’un type de charge (Tableau 3.7) ;
3. Assignation d’un trajet (Tableau 3.8) ;
4. Calcul de la charge demandée au réseau (50% – 50% début ou fin de journée).

La charge totale de l’ensemble des véhicules ainsi modélisée pour une journée est présentée sur la figure 3.5.

TABLEAU 3.7 – Type de recharge des véhicules électriques

Type de charge	Puissance [kVA]	réseau
Rapide	43	Triphasé
Accélééré	22	Triphasé
	11	Triphasé
	7	Monophasé
Normale	3.7	Monophasé
	2.3	Monophasé

TABLEAU 3.8 – Modélisation des trajets effectués par les véhicules électriques

Distance μ [km]	Écart-type σ [km]	Départ μ [h]	Écart-type σ [h]	Arrivée μ [h]	Écart-type σ [h]
35	10	7,5	0,5	18,5	0,5

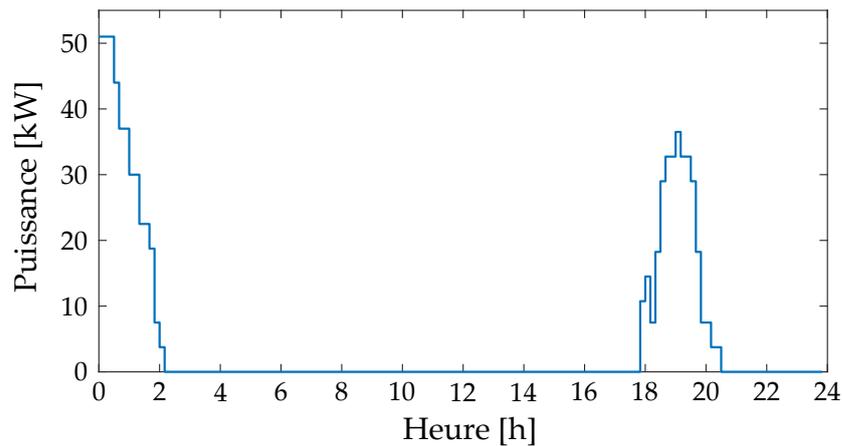


FIGURE 3.5 – Consommation agrégée de la flotte de véhicules électriques modélisée

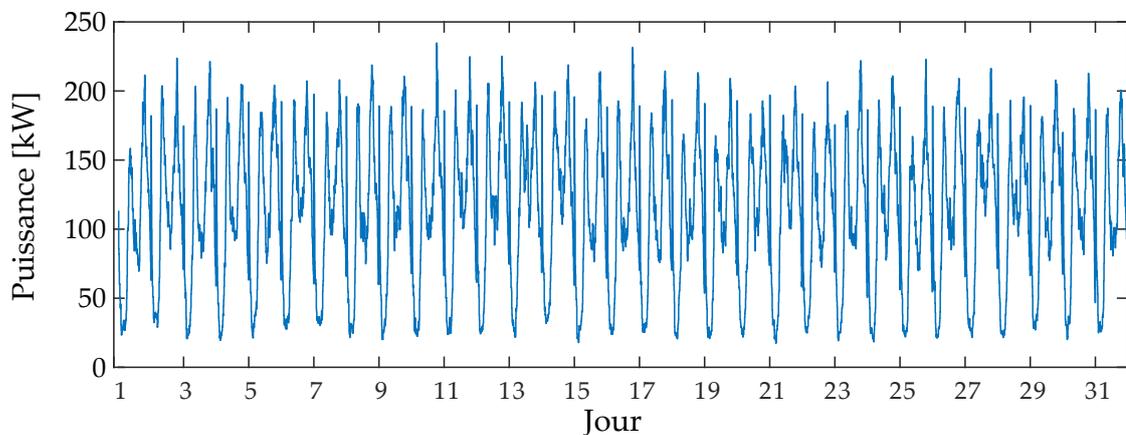


FIGURE 3.6 – Consommation agrégée des 140 foyers sur un mois

3.5 Modélisation finale

3.5.1 Quartier modélisé

En partant du modèle retenu et adapté, la consommation de 140 foyers est simulée sur un mois, avec un pas de temps de 10 min, en assurant notamment la continuité de la température intérieure de l'habitat et de la température du ballon d'eau chaude. Cette charge agrégée est présentée sur la figure 3.6.

3.5.2 Limites du modèle

Si le modèle retenu et adapté permet un détail intéressant pour la suite de ce travail, quelques limites peuvent être toutefois soulevées. Elles devront être traitées si d'avenir ce travail continue d'être développé sur des données simulées.

- La puissance du chauffage électrique modélisée est fixe (ici à 2 kW) et ne dépend donc pas de la surface de l'habitation. Cette absence de corrélation peut entraîner

- une sur- ou sous-évaluation de la puissance consommée suivant le type de foyer. De plus, la température des pièces n'est pas considérée et le chauffage est modélisé en "Tout-ou-Rien". Sa puissance consommée est donc toujours la puissance nominale lorsque celui-ci est allumé.
- Pour chaque foyer, l'attribution de la puissance souscrite se fait en tenant compte du marché de détail en France (par pas de 3 kVA). Elle est choisie en première approximation en attribuant la puissance souscrite possible immédiatement supérieure à la puissance instantanée maximale observée pour le foyer. Ce faisant, la modélisation du chauffage et la simultanéité d'utilisation de certains appareils entraîne une sur-représentation de foyers à 9 kVA de puissance souscrite.
 - Concernant l'ordre de démarrage des appareils, seules les probabilités d'occurrence d'activité étant prises en compte, il n'y a pas d'interaction entre les différents usages. Par exemple, un sèche-linge peut être démarré avant l'utilisation d'un lave-linge. Ce qui n'est pas impossible en soit, et qui peut être aisément corrigé dans la phase d'optimisation si besoin.
 - La simulation de l'irradiation solaire est basée sur la probabilité de passer d'un état d'ensoleillement à un autre, mais ne dépend pas du moment de l'année. Or cela devrait être le cas, notamment pour modéliser plus fidèlement l'utilisation du chauffage et de l'éclairage au sein du foyer.
 - Enfin, la modélisation sur le mois n'est pas glissante, ce qui empêche l'utilisation d'un appareil à cheval sur deux jours, bien que cela puisse être envisagé en temps normal.

3.5.3 Modélisation des facteurs extérieurs

La consommation des acteurs résidentiels étant modélisée, deux autres données d'entrée sont importantes à considérer pour les simulations qui suivront : La production d'**ENR** sur le réseau considéré ainsi que le prix. Des données du réseau français sont ici présentées et serviront par la suite pour tester les différentes étapes de supervision dans le contexte des réseaux actuel. La fin du chapitre 6 introduira de nouvelles données d'entrées pour étudier l'ensemble du superviseur sur des scénarios prospectifs de prix dynamiques et de distribution des profils dans la population.

3.5.3.1 Production renouvelable

Pour obtenir une production réelle, ces données sont prises sur l'application *éCO2mix* proposée par RTE pour le mois de janvier 2018 [48], en agrégeant les données de production éolienne, solaire, hydraulique, et de bioénergie, et en calculant le pourcentage dans la production totale. Ces données au pas de 30 min sont représentées sur la figure 3.7.

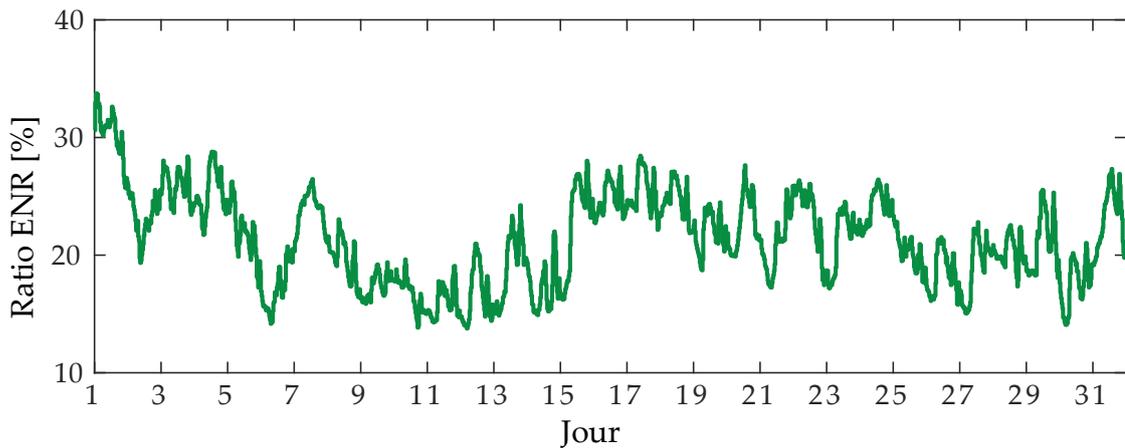


FIGURE 3.7 – Part d'ENR dans la production totale (France - janvier 2018)

3.5.3.2 Prix de l'énergie

Étant un des facteurs de sensibilité prépondérants de la gestion de réseau, le prix est l'autre entrée importante à introduire. L'évolution du prix considéré est un tarif heure pleine/heure creuse (HP/HC) proposé aux clients résidentiels sur le réseau français, et est présenté pour une journée sur la figure 3.8 [48].

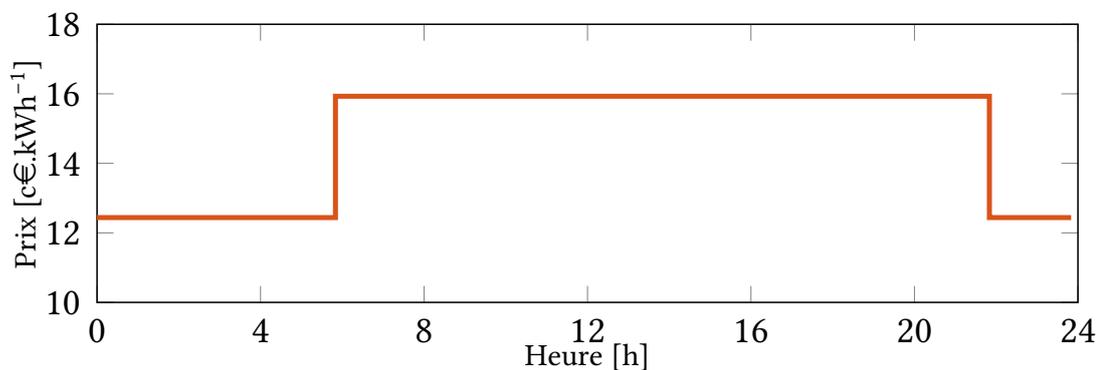


FIGURE 3.8 – Évolution du prix de l'énergie journalier

3.6 Conclusion

L'inventaire des méthodes de modélisation nous a permis de dégager un modèle intéressant et d'une précision suffisante pour permettre de tester l'approche proposée au chapitre 2. Le modèle (CREST) ayant été développé pour la demande résidentiel au Royaume-Uni, des adaptations ont été réalisées pour rendre compte de la réalité du secteur résidentiel français (forte thermo-sensibilité). Les données statistiques sur la possession et les caractéristiques des appareils domestiques au niveau national ont été adaptées. De plus, la modélisation d'une flotte de VE à partir de données statistiques

françaises, a été introduite pour tenir compte de l'impact à venir de cette charge sur les réseaux électriques de demain. La consommation finale de 140 foyers est alors présentée, et celle-ci sera utilisée dans la suite de cette simulation. Si cette modélisation présente quelques limites, elle reflète toutefois bien les problématiques qui se posent (pics de consommation, diversité des appareils, contraintes de puissance souscrite, contraintes techniques et par la suite contraintes d'usage) et servira donc de référentiel pour tester les approches proposées.

La suite de notre travail va donc consister dans un premier temps à analyser et définir les profils d'acceptation et d'implication existants chez les consommateurs d'énergie. Ces profils seront alors appliqués aux foyers modélisés dans le présent chapitre pour rendre compte de la diversité au sein de ce groupe d'acteur. Ces couples *profils de charge/profils d'implication* seront alors les entrées du superviseur énergétique. Ils permettront en premier lieu de tester et d'évaluer les interactions possibles à J-1 compte-tenu des prévisions de production d'ENR et de prix sur le réseau. Ensuite, l'ajustement temps réel sur le réseau s'appuiera non-seulement sur ces profils d'implication, mais aussi sur l'optimisation faite la veille pour le lendemain, afin d'assurer l'équilibre recherché. Pour cela, les indicateurs utilisés seront détaillés au fur et à mesure.

Profils de l'acteur résidentiel

Sommaire du présent chapitre

4.1 Introduction	74
4.2 État de l'art	75
4.2.1 Retour de démonstrateurs	75
4.2.2 Recherche des profils de consommateurs	75
4.2.3 Approches sociologiques de l'acceptation à participer à la gestion du réseau	77
4.2.4 Approches économiques de l'implication des consomma- teurs	78
4.2.5 Apports nécessaires	80
4.3 Caractérisation de la flexibilité	80
4.3.1 Approche multidisciplinaire	80
4.3.2 Flexibilité technique	81
4.3.3 Flexibilité sociale	84
4.4 Paramètres influents	85
4.4.1 Discussion des facteurs influents	85
4.4.2 Prix	86
4.4.3 Impact environnemental	87
4.5 Profils en présence	89
4.5.1 Sensibilité au prix - approche micro-économique	89
4.5.2 Sensibilité à l'environnement - approche sociologique	98
4.6 Profils retenus	99
4.6.1 Économes	99
4.6.2 Éco-sensibles	100
4.6.3 Technophiles	100
4.6.4 Indifférents - opportunistes modérés	100
4.6.5 Désengagés	100

4.6.6 Discussion	100
4.7 Conclusion	102

4.1 Introduction

Le cas d'étude sur lequel est basé le travail à suivre ayant été précisé, le développement du superviseur correspondant est décrit dans le présent chapitre et les deux suivants. Comme discuté au chapitre précédent, aucune donnée de terrain n'étant disponible pour étudier une population particulière localement, une modélisation acceptable d'un quartier résidentiel a donc été proposée. Ce cas d'étude proposé ne permet pas d'observer de réels profils d'acteurs : toutefois, il est possible de discuter de la flexibilité pour le cas résidentiel. Pour ce faire, nous nous baserons sur des données nationales, afin d'étudier les méthodes applicables qui pourraient être utilisées pour la décrire, afin de définir les profils que le superviseur développé par la suite devrait pouvoir prendre en compte.

Ce chapitre présente la première étape de la méthodologie rappelée sur la figure 4.1. Pour prendre en compte et incorporer les objectifs des différents acteurs, il est nécessaire de comprendre leur flexibilité, ce qui l'influe, et dans quelle mesure. Cette étape est importante car elle permet d'assurer que la supervision agisse dans l'intérêt de chaque acteur lors de la recherche d'équilibre entre les objectifs du réseau et ceux des consommateurs.

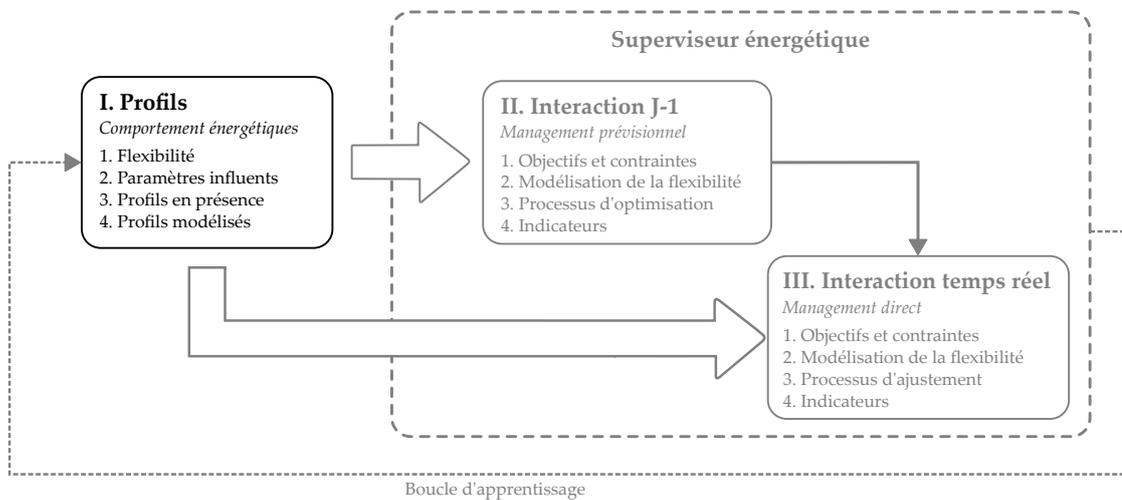


FIGURE 4.1 – Positionnement de la recherche de profils dans la méthodologie globale

Un premier état de l'art est proposé pour observer les apports de la littérature sur l'étude des consommateurs d'énergie résidentiels, notamment pour les programmes de gestion énergétique. La première étape de la méthodologie est ensuite appliquée en caractérisant d'abord la flexibilité des consommateurs : sur le plan technique d'abord, puis en cherchant à définir les paramètres influant sur celle-ci. La deuxième partie étudie les outils à disposition en sociologie et en économie pour retrouver les différentes

sensibilités dans une population donnée. La dernière partie discute des profils d'acteurs qui seront retenus en vue du développement du superviseur énergétique dans les chapitres suivants.

4.2 État de l'art

4.2.1 Retour de démonstrateurs

La recherche des profils de consommateurs dans les futurs smart-grids se fait notamment à travers les expérimentations faites à échelle 1 sur des démonstrateurs. En France pour commencer, il est intéressant d'étudier les avancées dans ce domaine grâce aux retours de quelques démonstrateurs rassemblés dans le tableau 4.1 (cité au chapitre 1.2.2.1), l'arrivée des compteurs Linky au sein des ménages étant mise en avant pour la démocratisation de ces expérimentations et l'étude de l'implication des consommateurs dans ces nouveaux réseaux. Ces retours d'expériences permettent non seulement de faire ressortir des profils de participation, mais aussi de discuter de la flexibilité potentielle et des points clés permettant de la rendre possible.

D'autre part, une synthèse de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) sur ces différents démonstrateurs [112], montre que l'information pédagogique des consommateurs résidentiels vis à vis de leur consommation permet de 1 à 10% d'économie d'énergie, mais qu'il est important de prévoir un modèle et une infrastructure adaptée (simple d'utilisation pour l'utilisateur). Une autre information intéressante à retenir est que, une fois le principe d'effacement automatisé accepté, l'implication des utilisateurs est maximale : c'est à dire qu'ils ne dérogent quasiment pas à l'ordre donné. L'importance est donc de donner le cadre pour que l'acceptation soit maximale, et ainsi optimiser l'implication.

4.2.2 Recherche des profils de consommateurs

Les démonstrateurs permettent d'observer des comportements en situation réelle, mais uniquement sur des profils déjà volontaires et dans un cadre prédéfini. Pour le cas plus général et pour imaginer un cadre cherchant à favoriser cette implication, il est intéressant de discuter de la participation possible des acteurs, ainsi que des facteurs qui l'influent. En effet, un exemple typique et récent de gestion énergétique prenant en compte les préférences de consommateurs peut s'observer dans [116], où l'on cherche à introduire la préférence des foyers dans la planification J-1 des appareils, par un arbitrage entre leur confort et leur gain économique. Cet exemple montre les aspects techniques de cette prise en compte que l'on retrouve dans de nombreuses recherches, mais ne discute pas de l'étude concrète de ces profils et de leur intégration. Cette vision observée dans la littérature sur le management de la demande dans le domaine du génie électrique sera abordée lors des deux prochains chapitres.

Or, appréhender les profils de consommateurs ne peut se faire d'un point de vue uniquement technique, et intégrer cette problématique à l'approche génie électrique

TABLEAU 4.1 – Retours de démonstrateurs Smart-grids en France sur la flexibilité résidentielle

Projet	Résultats principaux
GreenLys	- 4 profils d'implication ont été déduits chez les clients résidentiels, - Réflexion sur l'évolution de la flexibilité par une approche <i>options réelles</i> [113].
REFLEXE	- Algorithmes de prédiction de flexibilité résidentielle [114, 115], - Algorithmes d'optimisation de choix des flexibilités pour maximiser les revenus, la durée de disponibilité, ou la puissance de pic effaçable.
Nice Grid	- Flexibilité des consommateurs testée sur la base du volontariat et sur un pilotage (du chauffage) [21]. - 4 profils observés : technophile, énergiphile, économe, et écophile. - Participation de 13% pour les foyers et de 50% dans l'industrie et le tertiaire public (sur le potentiel éligible).
Affihéco	- Influence de l'affichage de la consommation sur le développement d'une culture de l'énergie, entraînant l'implication active de l'utilisateur sur ces questions.
Issy Grid	- Si les conditions techniques semblent présentes pour permettre l'implication des acteurs, il n'en manque que l'appropriation par les usagers pour permettre des résultats probants.

pure demande de s'ouvrir à l'interdisciplinarité. Si la gestion de l'énergie se fait en termes de puissance au quotidien, il est intéressant de réfléchir en termes d'énergie sur la consommation des ménages, afin d'en faire ressortir l'intérêt et ainsi la propension à participer à un programme de management de l'énergie, premier pas pour segmenter une population. Au-delà de l'aspect énergétique pur, il faut aussi garder en tête que le paradigme des réseaux électriques tend petit à petit vers la décentralisation, ce qui donne de nouvelles possibilités pour les consommateurs, en tant que citoyens, à prendre part à la gouvernance de ces réseaux au travers des évolutions techniques et réglementaires [37].

Des types de consommateurs peuvent être observés dans une population en se basant sur l'observation de l'énergie consommée, mais cela ne permet pas d'en déterminer les objectifs [117]. [118] propose par exemple une segmentation des consommateurs en se basant uniquement sur leur consommation électrique. Les groupes sont alors classés en fonction de leur intérêt potentiel à participer à un programme de réponse de la demande. De même, [119] cherche à segmenter la consommation résidentielle en se basant sur les variables socio-démographiques, sur les appareils électriques, ou encore sur l'adoption de nouvelles technologies de l'énergie (panneau solaire, batterie, pompe

à chaleur...), et montre que les variables socio-économiques explicatives principales sont la taille du foyer, le revenu, et la situation d'emploi.

À l'aide d'enquêtes menées à travers le monde, [120] montre l'hétérogénéité de l'engagement des consommateurs en établissant six profils d'implication, basés sur les sensibilités au prix et à l'environnement, mais aussi sur l'intérêt porté à l'adoption de nouvelles technologies, sur la sensibilité à un contrôle extérieur ou encore la sensibilité à la pression sociale. [121] en propose cinq, par ordre de flexibilité, selon les critères de sensibilité au prix, à l'environnement, et d'intérêt pour les nouvelles technologies.

En utilisant une méthode de partitionnement de données, six profils sont aussi retenus par [122] : au-delà des caractéristiques démographiques principales de chaque groupe, leur flexibilité est discutée au regard des gains économiques ou des pertes de confort acceptées.

4.2.3 Approches sociologiques de l'acceptation à participer à la gestion du réseau

Les conditions sociales de l'acceptabilité semblent reposer sur la simplicité des dispositifs, le contrôle que l'on laisse à l'acteur (d'autant plus important pour un acteur industriel) et enfin sur le partage des coûts/bénéfices, dans la mesure où des acteurs autrefois simples consommateurs deviennent coproducteurs [55]. De plus, comprendre une décision d'acceptation humaine n'est pas toujours chose aisée, et on peut, pour en appréhender les bases, s'appuyer sur les théories du comportement. Ces concepts cherchent à déterminer l'engagement d'un consommateur à travers ses propres perceptions. En ce qui concerne le smart grid, dans [123], à partir de la théorie d'acceptation de la technologie, qui postule que l'acceptation repose sur la perception de l'utilité et la perception de la facilité d'utilisation, un développement est ajouté avec la perception du risque. L'évaluation des critères exogènes influant sur ces perceptions dans le cas d'un smart grid a alors été faite, ces critères étant : compatibilité, compréhension, fiabilité, économies, écologie, protection des données, Rayonnement Électromagnétique (REM) et performance. De même, [124] propose, en combinant deux approches, le modèle responsable d'acceptation de la technologie¹, partant du principe que les technologies de smart grids ne vont pas être acceptées seulement pour les bénéfices personnels qu'elles génèreraient, mais aussi car elles sont perçues, dans une certaine mesure, comme un devoir envers la société et l'environnement. Les résultats montrent que les bénéfices à court terme pour un ménage étant parfois faibles, il faut aussi mettre l'accent sur les aspects environnemental et sociétal des smart grids.

S'intéresser aux profils de consommateurs et aux nouveaux réseaux d'énergie implique d'étudier aussi les facteurs du changement de ces comportements, afin de les prendre en compte ou de mettre en place un contexte favorable à l'adoption de nouveaux modèles (technologique, économique, social). L'approche se fait alors par le biais des sciences sociales, la sociologie, la psycho-sociologie, la science du comportement ... L'encouragement des comportements pro-environnementaux est par exemple dis-

1. Responsible Technology Acceptance Model

cuté dans [125] ou plus récemment par l'ADEME [47]. Ce qui ressort de ces analyses multi-disciplinaires, est qu'il ne faut pas oublier qu'un comportement est un processus complexe résultant de l'interaction entre l'individu lui-même, son environnement technique et social immédiat, et enfin avec la société dans laquelle il évolue. Bien qu'il faille en trouver des indicateurs physiques pertinents pour imaginer une gestion de l'énergie, la rationalité propre à chaque individu et les choix qu'il opère ne peuvent être résumés à de simples variables.

Enfin, et mis à part dans un paradigme où toute participation est automatisée, la question d'une indication rétro-active sur la consommation de l'acteur se pose. Cette vision *automatisée* de la gestion de l'énergie n'est pas anodine en tant que choix de société, et étudié dans de nombreuses recherches, par exemple dans [126] : les auteurs imaginent un contrôleur qui utilise les données du compteur intelligent pour d'une part prévoir la consommation, et d'autre part piloter automatiquement les appareils chez l'occupant en réponse à la production locale d'**Énergies Renouvelables (ENR)** et du signal prix, calculé alors en fonction des besoins du réseau. Si une participation manuelle ou semi-automatique des consommateurs est envisagée, une autre problématique importante et qui est une des hypothèses utilisée pour le développement du présent superviseur, est alors la capacité des consommateurs à modifier leur consommation, et donc à recevoir les informations adéquates pour effectuer ces actions [127]. L'intérêt est double : à court terme, cela permet de renseigner et d'éclairer l'utilisateur sur le meilleur choix de consommation compte tenu de ses intérêts ; à plus long terme, de créer une culture de l'énergie nécessaire pour susciter l'engagement (au-delà même du domaine de l'énergie) par le fait de rendre tangible/palpable la consommation électrique qui est difficile à estimer pour les consommateurs [51]. La forme de ces informations est donc un sujet à part entière sous-jacent à chaque programme de réponse de la demande, sur laquelle repose en partie l'efficacité de l'engagement des consommateurs à court et long terme [128, 129, 130]. Pour une plus grande efficacité, cette communication ne doit pas être d'une seule forme pour l'ensemble des foyers mais adaptée suivant les préférences [130, 45].

4.2.4 Approches économiques de l'implication des consommateurs

Un aperçu de la littérature sur les programmes de management de la demande montre que ceux-ci sont en majorité orientés par le prix [61] (voir plus en détail dans les chapitres suivants). Au-delà de l'aspect *optimisation* de la demande de chaque consommateur, la construction d'un schéma de prix est alors proposée. Cela présuppose d'une part que le prix est la motivation principale du changement, et d'autre part entraîne le risque de voir apparaître des externalités négatives pour les petits consommateurs sur le réseau [61] qui voient alors les coûts augmenter du fait de plus gros consommateurs. Une attention particulière doit donc être portée aux consommations les plus faibles (qui peuvent englober des consommateurs en situation de précarité énergétique), mais aussi aux plus gros consommateurs qui peuvent être responsables des plus gros déséquilibres sur le

réseau [131]. Ces schémas de prix doivent donc être prudemment élaborés pour assurer l'acceptation et s'assurer de l'équité de l'accès à l'énergie. C'est donc naturellement que l'on peut se tourner vers les approches économiques vis-à-vis de l'implication des consommateurs dans les programmes de management de la demande. Suite à ces réflexions, la première interrogation qui doit être abordée dans la recherche des profils et du modèle économique est alors : veut-on viser tous les consommateurs ou uniquement ceux qui sont les plus susceptibles de contribuer à l'équilibre du réseau ?

Le prix étant une barrière observée à l'adoption de comportements pro-environnementaux [132], une autre approche de cette dualité économie-environnement des profils consiste alors à se poser la question : combien les consommateurs sont-ils prêts à payer pour consommer des ENR en priorité ? La recherche de cette propension à accepter un surcoût est le parti pris de nombreuses études, cherchant alors à déterminer non seulement ce coût, mais aussi les paramètres l'influençant. On citera par exemple [133] en Italie, [134] en Slovénie, [135] en Éthiopie, [136] en Chine, ou encore [137] qui concatène 29 études utilisant cette approche. Ce qui ressort de l'ensemble de ces études, ce sont les facteurs socio-économiques indiquant la plus grande propension à accepter : le revenu, le niveau d'éducation, l'âge, mais aussi les savoirs liés à l'énergie au sein du foyer, montrant qu'il faut d'une part encourager financièrement les comportements vertueux, mais aussi augmenter la culture de l'énergie comme évoqué précédemment.

Au-delà du seul lien prix-environnement, une approche plus globale utilisée en micro-économie, est celle de la recherche des systèmes de demande (lien entre la consommation, les revenus, les prix, et les variables socio-démographiques, cf. section 4.5.1). La contribution de cette discipline au sujet est triple :

- Premièrement, le but est de comprendre la consommation des foyers en cherchant les variables explicatives dans des bases de données socio-économiques disponibles. La problématique de recherche de ces variables est traitée dans de nombreuses études : [138] et [139] sur des données françaises, [140] avec des données nord-américaines, [141] sur les données néerlandaises, [142] et [143] avec des données anglaises, [144] en Grèce, et [145] en Chine.
- Deuxièmement, de trouver un système de demande permettant une flexibilité suffisante pour la régression : la forme de fonction de demande permettant une souplesse suffisamment grande du modèle est l'Exact Affine Stone Index (EASI) [146, 147], qui sera utilisée dans ce travail. On retrouve son utilisation dans la recherche des systèmes de demande dans [148], par exemple, en se basant sur des données allemandes.
- Finalement, dans une perspective plus large, de trouver les élasticités prix/revenus de la consommation énergétique dans une population donnée, pour déterminer l'intérêt à participer à un programme de maîtrise de la consommation : cette problématique est traitée notamment dans [149] et [150] pour l'ensemble des pays du G7, ou encore dans [151] pour l'Allemagne.

4.2.5 Apports nécessaires

Cet aperçu de la littérature montre bien l'étendue de la problématique : l'intégration des profils dans un programme de gestion énergétique demande donc une méthodologie précise pour en considérer tous les aspects, tout en décalant le paradigme de l'approche techno-centrée observée en science de l'ingénieur vers une approche interdisciplinaire nécessaire à l'appréhension des différentes facettes du problème [39]. Le cas d'étude résidentiel considéré dans ce travail étant fictif, l'étude des profils d'une population précise est donc impossible. Toutefois, il est possible de discuter des points cruciaux à prendre en compte et des outils à disposition pour définir les profils à considérer. Les apports nécessaires sont donc les suivants :

- Évaluer ce que chaque science peut apporter à l'approche de recherche des profils, et comment celles-ci peuvent s'articuler les unes aux autres ;
- Évaluer pour chacune d'entre elles ce qui relève de la définition des profils, de leur découpage dans une population donnée, et de ce qui peut être pris en compte dans un superviseur énergétique ;
- Discuter des objectifs d'acteurs, des facteurs d'acceptation et d'implication ;
- À défaut d'un quartier résidentiel précis, étudier le cas français ;
- Déterminer les profils qui seront considérés pour la suite de ce travail dans le développement du superviseur.

S'il est intéressant de discuter de l'acceptation et de l'implication des consommateurs résidentiels, il est d'autant plus important non pas de caractériser chaque foyer, mais de définir dans une population les individus susceptibles de participer, afin de permettre une flexibilité suffisante.

Enfin, bien que l'on cherche à introduire ces profils d'acteurs, il faut préciser qu'on ne modélise pas les comportements humains : ce qui nous intéresse ici est de discuter et de définir les objectifs de chacun en relation avec la consommation d'énergie électrique et sur lesquels il est possible de s'appuyer pour moduler cette consommation pour apporter plus de souplesse au réseau que si on ne faisait rien. En effet, il est impossible d'être exhaustif dans la considération et la compréhension des comportements et la participation au sein d'un réseau, d'autant plus que le contexte changeant entraîne et entraînera de nouveaux usages. L'objectif de ce chapitre est donc d'apporter une réflexion qui se veut la plus complète possible sur le sujet, car un nouveau système technique n'a de sens que dans un contexte réfléchi.

4.3 Caractérisation de la flexibilité

4.3.1 Approche multidisciplinaire

Comme présenté au chapitre d'introduction, les consommateurs sont aujourd'hui plus sollicités que par le passé, et tendent à devenir des usagers actifs du réseau à part entière. L'environnement bien plus complexe dans lequel ils évoluent est résumé schématiquement sur la figure 4.2. La difficulté est donc d'anticiper les profils d'acteurs dans cet environnement changeant. L'état de l'art effectué montre bien cette complexité

ainsi que l'aspect pluri-disciplinaire du problème. L'application de la méthodologie (discutée au chapitre 2) au cas de l'acteur résidentiel comprend plusieurs interrogations, qui peuvent être résumées par les trois questions présentes sur la figure 4.3 :

1. Quels sont les profils qui existent chez les acteurs résidentiels ?
 - Répondre à cette question implique de commencer par caractériser la flexibilité, techniquement et socialement, en s'appuyant d'une part sur les sciences de l'ingénieur, et d'autre part sur l'ensemble des **Sciences Humaines et Sociales (SHS)**.
 - Définir les paramètres qui influent sur cette flexibilité et qu'il faudra prendre en compte dans la gestion de l'énergie. Les apports de la sociologie et de l'économie sont importants pour étudier dans quelle mesure des modifications de consommation peuvent être observées suivant les signaux reçus par les utilisateurs.
2. Quels sont les profils que l'on peut observer ?
 - L'idée consiste à imaginer comment les retrouver dans une population données (en se basant sur les données disponibles) en étudiant notamment l'apport de la micro-économie, qui considère que le comportement d'un ménage est la résultante du rapprochement entre deux éléments fondamentaux : le bénéfice marginal et le coût marginal associés à une modification de son comportement. Derrière ce rapport bénéfices-coûts se profile la notion de propension à accepter une modification comportementale, dont il convient de mesurer l'amplitude au niveau du ménage.
 - L'approche sociologique et les retours d'expérience en matière de smart-grid peuvent alors permettre de déterminer les sensibilités non-économiques des profils observés.
3. Quels sont les profils que l'on peut prendre en compte ?
 - De tous les profils qui existent et qui peuvent être observés, tous ne peuvent être introduits dans la gestion de l'énergie (J-1 et temps réel), il faut en effet des caractéristiques mesurables sur les temporalités de la gestion (24h au plus large). Par exemple, si la température peut être mesurée, la sensibilité correspondante d'un ménage en temps réel est difficilement intégrable, sauf pour les plus technophiles d'entre eux.

4.3.2 Flexibilité technique

Une des grandes évolutions des usages énergétiques est le passage à l'électrification de nombreuses activités : le transport avec les véhicules électriques, et la dématérialisation croissantes, comme en témoigne l'augmentation des appareils électroniques au sein des foyers [152]. Cette croissance entraîne deux effets parallèles : une augmentation de la consommation électrique et des possibilités accrues de flexibilités au travers d'appareils permettant une programmation de leur utilisation.

Le nombre de postes de consommation électrique au sein des foyers augmente donc, mais tous les appareils ne peuvent techniquement prendre part aux décalages de

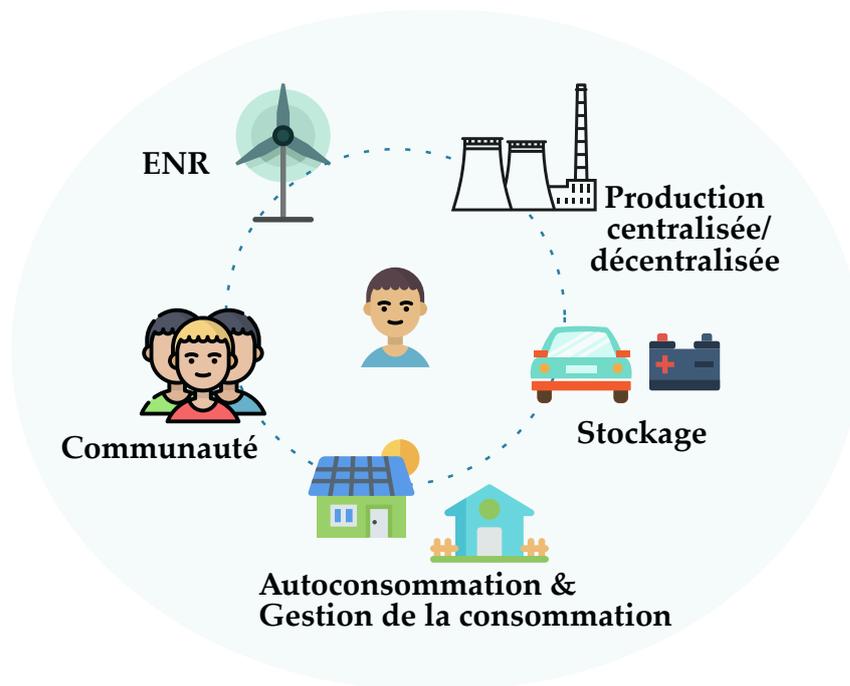


FIGURE 4.2 – Environnement de l'acteur

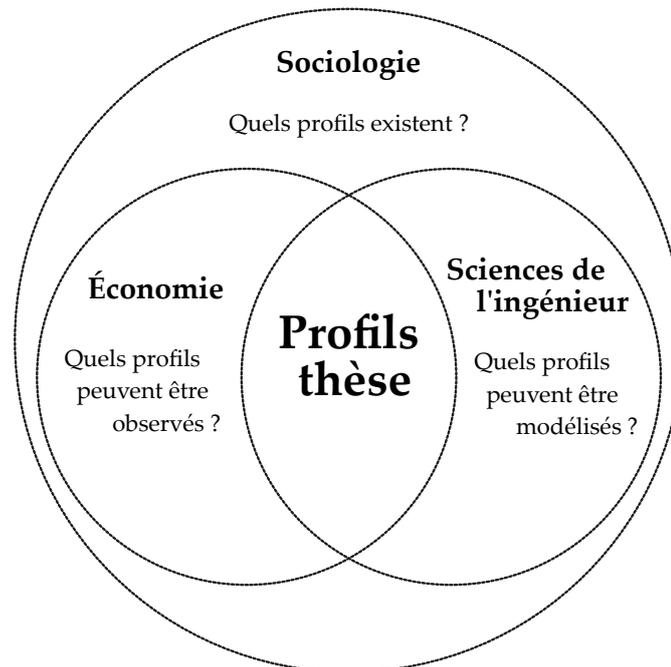


FIGURE 4.3 – Articulation multi-disciplinaire pour la recherche des profils

consommation avec la même amplitude. Pour représenter ces différences, les appareils modélisés au chapitre 3 sont rangés en quatre grandes catégories en fonction de leur participation à la flexibilité de l'acteur, pour ensuite être modélisés séparément dans le

superviseur :

Fixe : les appareils de ce type représentent la consommation qui ne participe pas à la flexibilité, soit par contrainte technique (e.g. l'éclairage ou la T.V. dont la consommation ne peut être décalée, étant liée à un usage simultané de leur bénéfice), soit du fait de la non-implication du consommateur ;

Cycle : les appareils de type cycle sont ceux dont le temps de départ peut être différé mais dont la puissance consommée durant l'utilisation ne peut être modifiée (e.g. lave-linge) ;

Tout-ou-Rien : ces appareils consomment de l'énergie uniquement à leur puissance nominale, mais peuvent être décalés durant la journée tant qu'ils consomment l'énergie nécessaire pour remplir leur tâche (e.g. le **Ballon d'Eau Chaude (BEC)**) ;

Flexible : les appareils les plus flexibles sont ceux qui sont totalement adaptables. Leur puissance peut être modifiée pendant leur utilisation et ils peuvent être décalés sur la journée, tant qu'ils remplissent leur tâche. De plus, ces appareils les plus flexibles peuvent permettre aussi de renvoyer de l'énergie sur le réseau (e.g. batterie, **Véhicule Électrique (VE)**).

De cette première segmentation, les appareils participant à la flexibilité peuvent être ensuite différenciés en deux ensembles :

- Ceux dont le décalage est *visible* pour l'utilisateur : c'est-à-dire que si leur consommation est différée, cela va être physiquement perçu par le consommateur. Dans cette catégorie se trouvent tous les appareils de type cycle (lave-vaisselle, lave-et sèche-linge), dont la flexibilité demande un effort particulier à l'utilisateur.
- Ceux dont le décalage est *invisible* pour l'utilisateur : c'est à dire ceux dont le service rendu au consommateur n'est pas simultané au soutirage de puissance sur le réseau. Tant que ce service est rendu, la date (au sens de "moment de la journée") n'a pas d'effet sur le confort de l'utilisateur. Le décalage de cette date peut donc apporter de la flexibilité au réseau. Typiquement, les deux appareils principaux sont le **BEC** et les **VE**.

Si les appareils peuvent être classés par flexibilité, la flexibilité technique totale de l'acteur peut être amenée à changer avec l'environnement dans lequel celui-ci évolue, ainsi que son penchant pour les nouvelles technologies [122, 121, 122]. Comme discuté dans les sections suivantes, un programme de gestion de la demande nécessite une approche plus globale que la simple construction d'un superviseur, en incitant non seulement à la participation mais aussi en augmentant la culture de l'énergie au sein de la population concernée. Or, une augmentation de la compréhension des enjeux et des actions réalisables sur la question de l'énergie impacterait la flexibilité à différentes échelles temporelles :

- Sur le court terme : participation plus active à la maîtrise de la consommation énergétique, et donc augmentation de la flexibilité quotidienne.
- Sur le moyen terme : l'achat d'appareils moins énergivores ou plus pilotables, diminuant la consommation et augmentant les décalages possibles de celle-ci.

- Sur le long terme : aménagement du logement ou recherche de logement moins énergivores et plus efficaces sur le plan énergétique, entraînant donc une baisse de la consommation et aussi des possibilités de flexibilité pour le réseau.

4.3.3 Flexibilité sociale

Si les possibilités techniques existent pour décaler la consommation de certains usages, encore faut-il que ce décalage soit accepté et réalisé par les habitants d'un foyer. Bien qu'un intérêt évident en terme financier ou environnemental puisse être mis en avant, une modification effective de la consommation prévue n'est pas systématiquement observée. Les rythmes collectifs au sein d'un ménage ont en effet une grande importance sur la flexibilité réelle de la consommation d'un foyer [44]. Certaines pratiques étant reliées directement aux rythmes professionnels (travail, école), comme la douche ou la cuisine, elles ne peuvent être que difficilement prises en compte dans la flexibilité d'une maison. Le gain sur le décalage occasionnel de ces activités étant faible au regard du coût social (au sens d'inconfort) payé [153] : modifier ces rythmes relève donc d'une vision plus générale de la question. De plus, faire appel à la flexibilité repose en partie sur l'anticipation des activités, planifier la consommation entraîne alors une charge mentale qui représente un frein à l'implication effective de l'acteur.

Au-delà des rythmes, les perceptions individuelles jouent aussi sur le décalage accepté. Le chauffage en est un bon exemple : il est techniquement utilisable dans le confort, mais dans les faits, difficilement adaptable. Dans cette étude par exemple, le chauffage électrique est considéré comme fixe, car la définition du confort thermique est trop complexe pour être prise en compte techniquement. En effet, la perception du confort dépend de caractéristiques physiologiques, de l'humidité, des courants d'air, d'habitudes ... Mis à part informer et permettre de régler simplement, on ne peut réellement utiliser cette flexibilité dans la gestion au jour le jour.

Le décalage des appareils participant à la flexibilité de l'acteur, même s'il peut être grand en théorie, va donc être limité en pratique :

- D'une part, par les plages temporelles que l'utilisateur accepte de laisser pour décaler ses appareils : soit calculées par une analyse de la consommation [126], soit déclarées ("entre telle heure et telle heure"), ou soit précisées au moment du lancement de l'appareil ("sur les X prochaines heures" ou "doit être effectué avant telle heure").
- D'autre part, par l'acceptation de l'utilisateur vis-à-vis de sa participation, notamment sur le traitement de ses charges *invisibles*. En effet, si certains consommateurs ne s'impliquent pas dans la participation au réseau, ils peuvent tout de même accepter que leur charge *invisible* soit contrôlée par une entité tierce, celle-ci n'ayant pas d'impact sur leur confort. À l'inverse, d'autres peuvent refuser tout contrôle de ces charges [121]. Ces différents types d'acceptation peuvent influencer grandement sur la flexibilité apportée au réseau, et il conviendra donc de les distinguer par la suite.

Pour comprendre la variété des pratiques sociales et leurs racines à différentes échelles (micro-individuelle, micro-sociale ou macro-sociale), un certain nombre de

SHS (Psychologie, psycho-sociologie, sociologie, économie) est mis à contribution par l'ADEME [47]. Il en ressort (ainsi que dans [46] par exemple) que chaque individu possède une rationalité qui lui est propre et que deux facteurs très importants sont le retour d'utilité perçue et le comportement de l'entourage (voisins, quartier...). En effet, la maîtrise de consommation au sein d'un foyer est complexe car la dépense énergétique dépend du rapport de l'utilisateur à ses appareils, compte tenu de sa perception du confort, de la configuration du ménage, de son niveau de vie, ou encore du contexte social [154]. Des pistes d'interaction peuvent donc jouer sur l'esprit de compétition ou de coopération, ou encore sur le sentiment de contrôle et d'appropriation de la gestion par le consommateur.

Si cette flexibilité d'usage au sein des foyers ne peut être que difficilement modifiée dans le cadre du développement seul d'un superviseur énergétique, car cela nécessite des mesures qui dépassent le simple réseau, elle est à garder en tête pour un futur développement autour de ces problématiques. Elle peut toutefois être dirigée par certains paramètres que nous allons discuter dans la section suivante.

4.4 Paramètres influents

4.4.1 Discussion des facteurs influents

Au-delà de la flexibilité elle-même, l'influer et la diriger peut se faire par de nombreux facteurs, encore faut-il pouvoir les prendre en compte dans le cadre d'un superviseur énergétique. Les études portant sur la segmentation des consommateurs font ressortir deux paramètres principaux et mesurables de l'implication [120, 121, 122, 155] : le coût et l'environnement. Ils seront discutés par la suite, mais d'autres paramètres sont aussi à discuter, car bien qu'ils ne puissent être pris en compte directement dans le superviseur, ils doivent être considérés dans sa mise en place pour éviter le rejet d'une solution technique qui paraît alors imposée. Deux premiers points illustrent précisément l'importance de la prise en compte des consommateurs dans la construction d'un superviseur et ressortent des démonstrateurs existants : les notions de contrôle que l'on laisse à l'acteur et le partage des coûts/bénéfices, dans la mesure où des acteurs autrefois simples consommateurs rendent un service au réseau et peuvent devenir coproducteurs. Ne pas les prendre en compte ou rajouter de l'incertitude à leur égard est prendre le risque du désengagement des consommateurs du réseau considéré [45].

Comme évoqué au chapitre 2, pour comprendre les facteurs influents sur l'implication des consommateurs, il est nécessaire de s'aider de l'apport des SHS, car la rationalité conduisant à la consommation d'énergie dépend non seulement de l'individu lui-même, mais aussi du contexte dans lequel il se trouve. Il faut en effet garder en tête que les comportements énergétiques des ménages résultent de l'interaction entre d'une part les besoins, et d'autre part l'ensemble des possibilités/contraintes techniques, légales, financières, mais aussi des croyances (savoir, valeur, moral [156]), des habitudes et de la culture [157]. Ainsi, le challenge pour les smart grids n'est pas de se focaliser sur chaque acteur, mais d'imaginer et de prévoir les interactions complexes qui vont

résulter de cette implication que l'on cherche croissante. La consommation d'énergie, ne serait-ce qu'à l'échelle d'un foyer par exemple, est plus un processus collectif et social qu'individuel [77].

Sans prétendre être exhaustif, car les nouvelles possibilités offertes par les smart-grids peuvent faire naître de nouveaux usages [51], les aspects non-économiques sont ainsi étudiés dans [55] (p.421), [158] ou encore [159]. Ces différentes études montrent plusieurs aspects des comportements et les approches possibles pour les appréhender.

L'influence du retour d'information (au sein d'un foyer, entre foyers ou entre foyers et fournisseurs, et dont la forme est aussi à étudier) sur les pratiques sociales quotidiennes a donc été étudiée. On observe des réductions de consommation du même ordre que pour une augmentation des prix entre 11 et 20%. Il est montré que l'effet rebond peut même être limité par des mesures non-économiques adaptées. De même, [160] montre que l'adaptation de l'information dans son degré de détail est un facteur important d'accompagnement des modifications de comportements.

L'étude des comportements fait appel aux théories de psychologie sociale, en portant un regard particulier sur les représentations sociales (théorie de la dissonance cognitive [161], théorie de l'engagement [162] puis théorie du noyau central [163]) dans la communication, la contractualisation, et la mise en place de nouveaux modèles de gestion de réseau, pour faciliter l'implication des acteurs. En ce qui concerne leur application aux smart grids, [123] et [124], évoqués dans l'état de l'art, font ressortir les critères de compréhension, performance, fiabilité, et simplicité d'utilisation comme favorisant l'implication.

La mise en place d'un superviseur énergétique doit donc considérer chacun de ces aspects tout au long de son développement, et une fois en place, s'appuyer sur les deux facteurs pouvant influencer l'utilisation de la flexibilité chez les consommateurs (le prix et l'impact environnemental) que nous discutons maintenant.

4.4.2 Prix

Le paramètre le plus évident et le plus utilisé avec lequel jouer sur les différentes flexibilités d'acteur est le prix : il est direct, parlant pour tous les acteurs, et facile à mettre en place et à modifier (sous réserve d'une bonne communication). Celui-ci est d'ailleurs retenu de manière législative en Allemagne comme facteur d'influence sur la demande [164]. Pour ce faire, les principaux modèles de prix sont au nombre de 4 (mais de nombreuses déclinaisons existent [165]) :

- Time of Use pricing (TOU) : principe du tarif français *HP/HC* ;
- Critical Peak Pricing (CPP) : principe du tarif français *EJP* (Effacement des Jours de Pointe), aujourd'hui tarif *Tempo* ;
- Real Time Pricing (RTP) : prix de l'énergie variant en temps réel en fonction du marché (besoin en appareils pouvant gérer la consommation en temps réel) ;
- Peak Time Rebates (PTR) : (aussi *Peak load reduction credits*) sur le même principe que le CPP est mesurée une consommation de base, et la baisse de consommation (par rapport à la base) sur les jours de pointes, est récompensée.

Une synthèse de différentes études analysant l'impact de ces modèles sur la réduction des pics de consommation montre que le modèle CPP est le plus efficace et peut permettre jusqu'à 30% de réduction des pics [166]. Il y est montré que les meilleurs résultats sont obtenus lorsque les charges sont pilotées automatiquement, mais que l'efficacité de ces solutions repose sur l'implication de l'acteur lors de leur définition, et sur la liberté qu'il a de refuser l'effacement à tout moment.

Le point à aborder pour ramener les consommateurs dans la réflexion est alors : que choisiraient-ils si on leur laissait le choix ? C'est la question posée dans [167, 168], et la réponse semble pencher du côté des modèles moins dynamiques. La conclusion principale de cette étude est que les consommateurs seraient cependant globalement favorables à des systèmes de régulation plus automatiques, par réticence à changer eux-mêmes leurs habitudes, et que la tendance reste au "grand confort à bas coût". Inverser cette tendance revient au principe de sobriété évoqué au premier chapitre (Section 1.1.2) et requiert un projet de société plus large que la simple question énergétique. De plus, l'incertitude quant à la question des gains est aussi un frein important à l'acceptation de nouveaux modèles tarifaires plus dynamiques. Toutefois, une fois testés, ces nouveaux modèles semblent remporter la préférence des consommateurs, d'où l'importance encore une fois de la pédagogie qui doit accompagner cette transition.

Cette question des gains est complexe, car la forme de l'incitation est discutable : faut-il récompenser les bons usages ou punir les dépassements et les pics de consommation ? Récompenser pourrait induire en erreur (décaler sa consommation est bien pour le réseau, mais ne pas consommer est encore mieux pour la société) et punir serait plus efficace [47], ce qui s'explique en partie par le biais cognitif d'aversion à la perte [169]. Dans cette réflexion doit aussi être prise en compte la capacité des ménages à gérer leur consommation. Or, celle-ci diffère d'un foyer à l'autre (selon le contexte technique, tarifaire, financier, cognitif), ce qui entraîne l'impossibilité de la mise en place d'un modèle de prix unique pour gérer au mieux cette flexibilité [62, 170, 171], car cela représenterait une injustice pour les consommateurs les plus précaires. Ainsi, plus le choix se porte vers des tarifs dynamiques (plusieurs niveaux de prix) et changeants (niveaux de prix à des heures différentes suivant l'état du réseau), plus les consommateurs doivent être en mesure de pouvoir gérer leur consommation (automatiquement ou à distance) [168].

4.4.3 Impact environnemental

Si le prix payé est une donnée facilement mesurable, l'impact de la consommation énergétique sur l'environnement et la perception qu'en ont les acteurs résidentiels en font une question plus complexe (voir section 2.3.3.3). Dans une consommation quotidienne de l'énergie sans indicateur ou sollicitation extérieurs, réduire son impact environnemental signifie diminuer sa consommation d'énergie. Comme discuté précédemment, cette diminution n'est pas l'objet de ce travail, car elle nécessite des programmes plus larges sur de plus longs termes, et nous nous intéressons plutôt aux décalages possibles des appareils participants à la flexibilité des acteurs, dans une consommation à énergie fixe.

L'impact environnemental est une donnée importante qui peut permettre d'expliquer

des comportements que l'aspect économique seul ne permet pas de comprendre. La complexité de ce paramètre dans son influence sur la consommation réside dans la perception de l'impact environnemental des consommateurs : comme évoqué dans les premiers chapitres, il est important d'augmenter la culture de l'énergie pour permettre aux utilisateurs de faire des choix conscients et éclairés, et de percevoir l'utilité d'un changement de comportement. [124] montre par exemple que la participation à la gestion énergétique dans un smart grid est, en partie, perçue comme un devoir au vu de l'impact environnemental que cela représente.

Deux aspects sont donc importants pour faire appel à la flexibilité en jouant sur l'impact environnemental :

- La forme du feedback : la fréquence, le détail, l'affichage des données renvoyées sont importants, car de la forme du feedback va ressortir une nouvelle compréhension ou incompréhension, et de nouveaux usages qu'il est difficile de définir a priori. Il faut penser le feedback comme un retour personnalisé et non générique [172], car l'efficacité vient aussi du besoin et de l'intérêt de l'utilisateur pour l'impact de sa propre consommation et l'investissement qu'il souhaite y accorder.
- La donnée envoyée : l'impact environnemental réel est une notion qui est difficilement résumable à une seule variable, comme évoqué et discuté avec les indicateurs en section 2.3.3.3. Toutefois, si un grand nombre de données peut être efficace pour un consommateur très engagé, une trop grande complexité peut conduire à un désintérêt pour les consommateurs moins impliqués [172]. Cette donnée doit montrer la plus-value possible pour l'utilisateur [154], tout en étant appréhendable et accessible par celui-ci, pour rendre désirable un changement de comportement allant dans le sens de ses principes [157].

Enfin, il est difficile de s'appuyer sur l'impact environnemental pour utiliser la flexibilité correspondante, en définissant son influence a priori. Car au-delà de l'information renvoyée, la perception et les croyances des utilisateurs vis-à-vis des solutions à faible impact jouent un rôle important sur l'acceptation d'un changement de comportement [173]. Les auteurs de [174] étudient par exemple la perception de la valeur des ENR au travers des dimensions fonctionnelle, sociale, émotionnelle, et conditionnelle évaluées chez les consommateurs. Ces dimensions subjectives sont aussi étudiées dans [175] et montrent bien le besoin de raisonner localement.

Aujourd'hui en France par exemple, l'évolution des comportements plus vertueux couplée à l'ouverture du marché ont contribué à l'apparition de nombreux fournisseurs *verts* sur le marché de détail, proposant d'assurer une injection d'ENR sur le réseau correspondante à la consommation de leurs clients. Toutefois, si cela représente un pas en avant pour la liberté des consommateurs à faire des choix pro-environnementaux, des interrogations se posent aujourd'hui quant à la réalité de l'aide apportée à la filière ENR : en effet, l'énergie injectée peut provenir soit de producteurs physiques auxquels on rachète la production, soit d'achat de garanties d'origine (indépendamment de l'énergie elle-même) [176]. Cela illustre bien la nécessité d'une progressivité du développement de la culture de l'énergie, nécessaire pour considérer toute la complexité de la question *environnementale*.

4.5 Profils en présence

Pour comprendre les profils et les flexibilités existants, il faut pouvoir les retrouver dans la population du réseau considéré. Le cas d'étude applicatif dans cette deuxième partie étant prospectif, aucune donnée locale d'une population précise ne peut être mise à contribution, mais il est possible de discuter les approches permettant de retrouver ces profils en s'appuyant sur des observations nationales.

4.5.1 Sensibilité au prix - approche micro-économique

4.5.1.1 Introduction à la micro-économie

Pour chercher comment déterminer la sensibilité au prix et découper des profils en conséquence dans une population donnée, il faut se tourner vers les approches économiques. Dans le cas précis de l'acteur résidentiel, la micro-économie est fort à propos puisqu'elle étudie le comportement des agents économiques, par opposition à la macro-économie qui elle s'intéresse aux grands agrégats économiques. Pour ce travail, l'approche économique appliquée aux bases de données disponibles pour le cas français est décrite sur la figure 4.4. Pour comprendre cette approche, un bref historique des fondements de la microéconomie s'impose [177].

La base de l'économie est de considérer que chaque individu agit de manière rationnelle. Partant de ce principe, Adam Smith au XVI^e siècle² présuppose que l'intérêt individuel est le fondement sur lequel repose toute interaction économique. En se détachant du concept uniquement matériel de la richesse prônée par Smith, Jeremy Bentham initie alors la théorie de l'utilitarisme en 1780 :

By the 'principle of utility' is meant the principle that approves or disapproves of every action according to the tendency it appears to have to increase or lessen—i.e. to promote or oppose—the happiness of the person or group whose interest is in question. [178, chap. 1]

En d'autres termes, l'utilité est la propriété d'une chose (objet, service...) de produire un avantage/bénéfice/plaisir ou d'éviter un(e) dommage/souffrance pour ceux dont l'intérêt est en jeu. En développant cette notion, l'économiste Stanley Jevons redéfinit en 1871³ la richesse en ne considérant plus que l'individu consomme un bien pour lui-même, mais pour la satisfaction que sa consommation génère. L'utilité peut alors être vue comme une échelle permettant de classer des choix possibles de consommation : ce n'est pas tant sa valeur absolue qui est importante, mais la valeur relative des différents biens considérés. Pour le développement de la théorie économique et pour rendre compte du phénomène de satiabilité, l'utilité est sujette à la première loi de la demande ou loi de "satiabilité des besoins", incarnée par le concept d'utilité marginale décroissante : le rapport de la variation de l'utilité sur la variation du nombre de biens est une quantité toujours positive (non-saturation des besoins) et décroissante (satiabilité).

2. dans *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, 1776

3. dans *Theory of Political Economy*, 1871

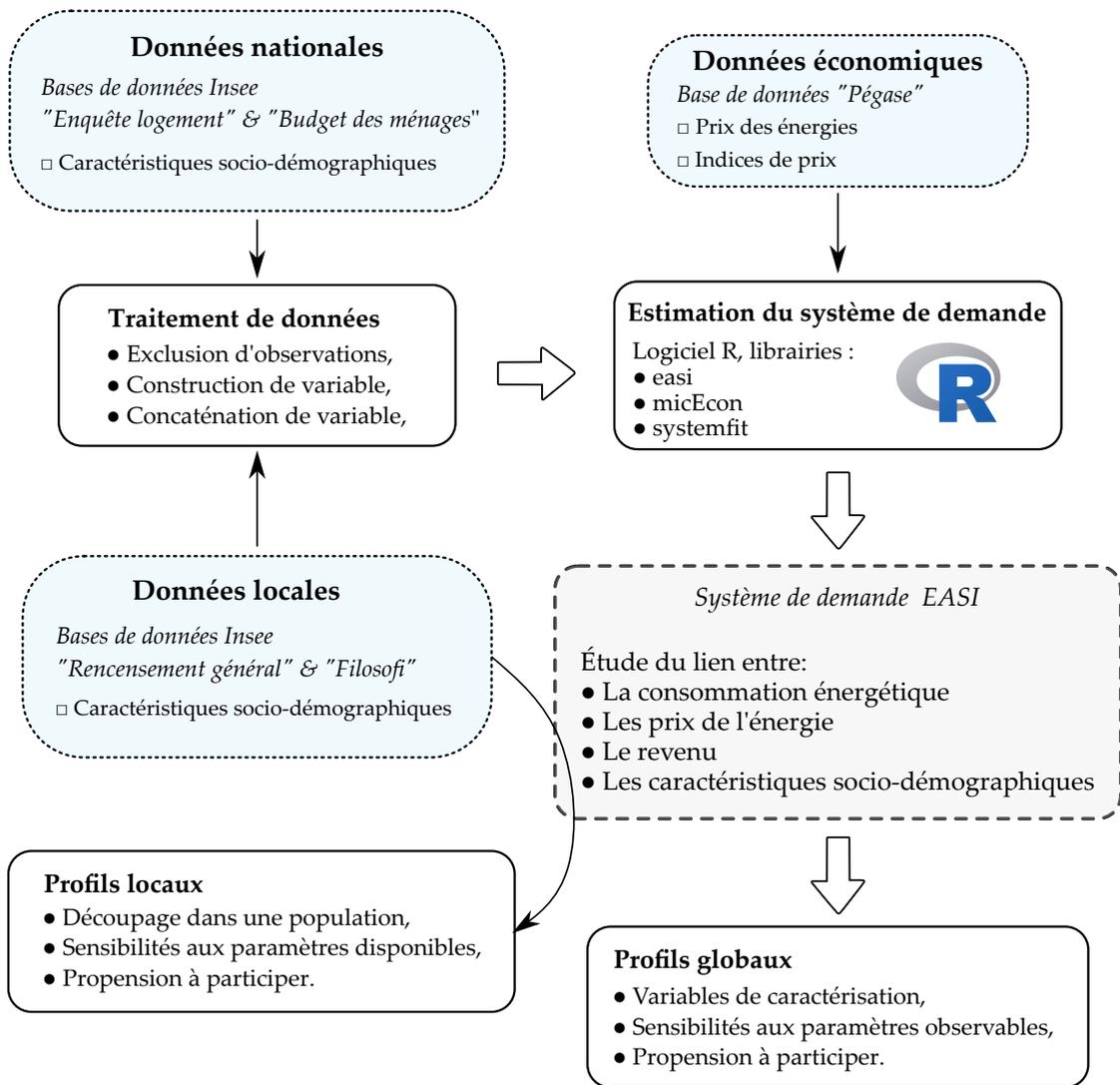


FIGURE 4.4 – Résumé de l'approche micro-économique dans la recherche de profil

L'approche micro-économique dans sa philosophie comme dans sa concrétisation mathématique se base donc sur cette notion d'utilité, et *l'hypothèse de rationalité* se traduit alors par la recherche de l'utilité maximale sous la contrainte de budget. En s'intéressant aux consommateurs, cette science étudie donc les comportements des individus et notamment leur consommation et ce qui l'affecte.

4.5.1.2 Systèmes de demande et EASI

Pour l'approche économique, les choix des individus dans la consommation d'une quantité q_x d'un bien x sont affectés par leur revenu R , le prix du bien p_x , le prix des autres biens p_y , et dans un second temps, par les caractéristiques socio-démographiques. Étudier leur comportement nécessite donc le développement d'outils pour décrire les relations entre ces facteurs : les fonctions de demande. Il en existe trois sortes :

- Simple : $q_x = f(p_x)$, liant la consommation d'un bien à son prix ;
- Engel : $q_x = f(R)$, liant la consommation d'un bien au revenu de l'individu ;
- Marshallienne : $q_x = f(p_x, p_y, R)$, liant la consommation d'un bien à l'ensemble des prix, et au revenu de l'individu.

La recherche de ces fonctions permet ensuite d'obtenir de nombreux renseignements nécessaires à l'analyse économique, comme par exemple la définition des élasticités, des types de bien, la fixation des prix, ou encore à l'étude des équilibres sur le marché. Pour un panier de biens, l'ensemble formé par les fonctions de demande de chaque bien est appelé un *système de demande*.

Les plus complètes et les plus intéressantes sont les fonctions de demande marshalliennes, desquelles il est possible de déduire les autres. L'analyse économique a donc pour but de trouver ces fonctions par régression, qui peuvent alors prendre n'importe quelle forme et qu'on ne peut présupposer. Toutefois, ces fonctions et systèmes de demande se doivent de répondre à un certain nombre de contraintes, non seulement pour rester cohérents avec la réalité et l'hypothèse de rationalité du consommateur, mais aussi pour permettre leur calcul et leur exploitation [147, 179] :

- Additivité : soit deux biens x et y , avec $q_x(p_x, p_y, R)$ et $q_y(p_y, p_x, R)$, la contrainte d'additivité impose

$$p_x \cdot q_x(p_x, p_y, R) + p_y \cdot q_y(p_y, p_x, R) = R \quad (4.1)$$

- Homogénéité de degré zéro : cette contrainte indique que si les prix et le revenu augmentent dans une même proportion α , alors la consommation ne change pas.

$$q_x(\alpha \cdot p_x, \alpha \cdot p_y, \alpha \cdot R) = \alpha^0 \cdot q_x(p_x, p_y, R) = q_x(p_x, p_y, R) \quad (4.2)$$

Cette contrainte reflète l'hypothèse d'absence d'illusion monétaire, qui suppose qu'un individu raisonne en valeurs réelles (valeurs corrigées par l'inflation) et non en valeurs nominales⁴.

- Condition de Slutsky : soit b le budget minimal nécessaire à l'atteinte d'un niveau d'utilité u dans la consommation de J biens, on appelle fonction de coût C la fonction vérifiant 4.3.

$$b = C(p_1, \dots, p_J, u) \quad (4.3)$$

La condition de Slutsky impose la concavité de cette fonction par rapport aux prix, valable pour la plupart des biens et qui repose sur l'hypothèse de rationalité des consommateurs évoquée précédemment.

- Propriété de symétrie : la variation relative entre q_x et p_y est la même que celle entre q_y et p_x .
- Les fonctions mathématiques utilisées doivent être les moins restreintes possible dans leur forme, pour traduire au mieux les observations avec la souplesse nécessaire.

4. L'illusion monétaire se traduit par exemple par le fait de croire que le salaire augmente lorsque sa valeur nominale augmente, alors que l'ensemble des prix augmente simultanément.

- Enfin, ces fonctions doivent être facilement estimables par des méthodes d'estimation linéaires itératives.

L'idée est qu'il existe un lien statistique entre la propension à participer à un programme de réduction des dépenses énergétiques et l'impact de la consommation énergétique sur les dépenses du ménage. Une mesure efficace de ce lien est fournie par la relation entre la dépense énergétique (ou son coefficient budgétaire) et le revenu, appelé courbe d'Engel. La mesure des *élasticités revenu* permet ainsi de définir des catégories selon leur propension à accepter.

Or, la condition de l'utilisation des courbes d'Engel dans la mesure de cette inclination à accepter une modification de comportement est la possibilité de définir des courbures dans la relation entre coefficient budgétaire et revenu. Or, les méthodes classiques d'estimation, comme la fonction de demande AIDS [180], se caractérisent par la définition de courbes d'Engel linéaires, ne permettant donc pas de définir des contrastes dans les situations.

Parmi les systèmes de demande existants et respectant toutes ces conditions, l'approche retenue est celle de l'EASI introduite par [146, 147]. L'expression de la part du budget w_j pour un bien j parmi $J - 1$ autres bien se fait selon (4.4). L'intérêt de ce système en particulier est de permettre de définir des courbes d'Engel non linéaires, en se basant sur le calcul des parts de budget allouées à chaque type d'énergie (cinq pour cette étude : l'électricité, le fuel, le bois, le gaz et le **Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)**).

$$w_j = \sum_{r=1}^R b_{jr} y^r + \sum_{t=1}^T g_{jt} z_t + \sum_{k=1}^J a_{jkt} \ln(p_k) + \sum_{k=1}^J b_{jk} y \ln(p_k) + \epsilon_j \quad (4.4)$$

où y est la dépense réelle totale (le revenu), p^k le prix de chaque bien, z_t une des T caractéristiques démographiques, ϵ_j le terme d'erreur interprété comme l'hétérogénéité des préférences inobservables, et R le degré maximum en y (déterminée empiriquement). Les termes de (4.4) représentent respectivement :

1. l'élasticité revenu de la demande : rapport du taux de croissance des quantités consommées sur le taux de croissance du revenu ;
2. la dépendance aux variables démographiques introduites ;
3. les élasticités prix directes et croisées : rapport du taux de croissance des quantités consommées d'un bien sur le taux de croissance du prix du bien (cas *directes*), ou de celui des autres biens (cas *croisées*) ;
4. l'interaction entre les prix et le revenu ;
5. et enfin les préférences inobservables.

4.5.1.3 Description des données

Dans cette étude, l'analyse de la consommation résidentielle est basée sur les données de l'Enquête Nationale Logement (ENL) menée par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE) [104]. Cet institut est celui en charge de produire et de publier les statistiques officielles du pays, et de conduire les grandes enquêtes

nationales, tel que le recensement de la population. L'enquête logement 2013, conduite entre juin 2013 et juin 2014, permet d'obtenir des informations très détaillées sur la composition des ménages, les caractéristiques des foyers, les dépenses, les revenus et autres variables démographiques. Ce sont en effet 33 670 foyers qui ont été observés sur 1500 variables pour cette enquête. En particulier, dans cette enquête sont disponibles les informations sur les dépenses liées aux énergies, telles que l'électricité, le fuel, le bois, le gaz et le GPL.

De cette base de données brute, 26 225 observations⁵ sont retenues, le reste étant exclu selon les critères suivants :

1. Observations incomplètes sur les variables explicatives (597 cas exclus);
2. Données des DOM-TOM, étant donné que le focus est sur la France métropolitaine et que les conditions de vie et l'environnement diffèrent significativement (6533 cas exclus);
3. Logement gratuit sans aucune contribution aux coûts (37 cas exclus);
4. Logement dans un hôtel ou une construction provisoire (39 cas exclus);
5. Dépenses de gaz et d'électricité indivisibles (43 cas exclus);
6. Revenu annuel nul (7 cas exclus);
7. Part du budget pour l'électricité supérieure à 30%, aberrantes ou non représentatives (189 cas exclus);

La base de données donne accès à un ensemble de variables qui nécessite un traitement préalable pour retenir les plus pertinentes et éliminer celles entraînant des multi-colinéarités. La seconde étape est d'éliminer les variables qui ne respectent pas la contrainte d'additivité telle que requise par l'analyse économique. Le but final de l'étude étant dans un premier temps de pouvoir appliquer l'approche localement, sur des données accessibles pour une population dans un périmètre donné, la référence des variables utilisables pour le modèle est prise sur les données du recensement 2013, et celles du dispositif Fichier localisé social et fiscal (Filosofi) 2013. Le travail sur la base de données nécessite alors :

- De supprimer les données n'ayant pas d'équivalent local;
- De concaténer les données ayant une segmentation différente;
- De construire les données qui le nécessitent.

Les variables finales et leurs statistiques finalement utilisées pour l'analyse sont présentées dans le tableau 4.2, avec les variables économiques concernant les revenus et les dépenses de ménages résumées dans le tableau 4.3.

5. Une observation correspond à la réponse d'un foyer sur l'ensemble des variables

TABLEAU 4.2 – Caractéristiques retenues des foyers (26 225 ménages étudiés entre juin 2013 et juin 2014)

Nom	Moy.	Méd.	Éc.Typ.	Var.
Année de construction (Dummies)				z_1
Avant 1990	0.801	-	0.400	
1990 et après	0.199	-	0.400	
Nombre d'enfants par foyer	0.60	0.00	1.02	
≤ 6 ans	0.21	0.00	0.54	z_2
7-18 ans	0.39	0.00	0.79	z_3
Age de la personne de référence	53.98	53.00	16.82	z_4
Dummies : < 25 ans	0.018	-	0.134	
25-29 ans	0.051	-	0.220	
30-34 ans	0.073	-	0.260	
35-39 ans	0.081	-	0.273	
40-44 ans	0.100	-	0.300	
45-49 ans	0.099	-	0.299	
50-54 ans	0.101	-	0.302	
55-59 ans	0.100	-	0.300	
60-64 ans	0.095	-	0.294	
65-69 ans	0.083	-	0.276	
70-74 ans	0.114	-	0.318	
75-79 ans	0.056	-	0.229	
≥ 80 ans	0.083	-	0.275	
Nombre de personnes par foyer	2.42	2.00	1.37	z_5
Catégorie socio-professionnelle (Dummies)				
Agriculteurs exploitants	0.009	-	0.095	z_6
Artisans, commerçants, chef d'entreprise, professions libérale	0.048	-	0.213	z_7
Cadres et professions intellectuelles supérieures sauf professions libérales	0.118	-	0.323	z_8
Profession intermédiaires	0.146	-	0.353	z_9
Employés	0.143	-	0.350	z_{10}
Ouvriers	0.164	-	0.370	z_{11}
Retraités	0.327	-	0.469	z_{12}
Sans activité professionnelle	0.039	-	0.193	z_{13}
Non renseignée	0.007	-	0.082	z_{14}

TABLEAU 4.3 – Variables économiques des ménages (26225 ménages observés entre juin 2013 et juin 2014)

Nom	Moy.	Med.	Éc. Typ.	Variable
Revenu réel des ménages	40299	32180	47474	
Part du budget pour l'électricité	0.028	0.019	0.030	p_{elec}
Part du budget pour le bois	0.002	0.000	0.007	p_{wood}
Part du budget pour le fuel	0.006	0.000	0.023	p_{fuel}
Part du budget pour le gaz	0.011	0.000	0.023	p_{gas}
Part du budget pour le GPL	0.002	0.000	0.010	p_{lpg}
Part du budget des autres usages	0.952	0.964	0.044	p_{other}

4.5.1.4 Calculs préliminaires

De la dépense nominale totale x , l'indice de stone P^* introduit par [181] est utilisé pour maîtriser l'endogénéité du système et calculer la dépense totale réelle y telle que définie dans le système de demande **EASI**, et telle que décrite par l'équation suivante :

$$y = \ln(x) - \ln(P^*) \quad (4.5)$$

L'indice de Stone est calculé grâce à (4.6) : pour un consommateur de J biens faisant face aux prix p_k de chaque bien k , ses choix de consommation sont alors décrits par les parts de budget w_k :

$$\ln(P^*) = \sum_k^J w_k \cdot \ln(p_k) \quad (4.6)$$

Afin de corriger les effets de l'inflation pour la période d'observation (de juin 2013 à juin 2014), l'**Indice de Prix à la Consommation (IPC)** est obtenu des statistiques de l'INSEE [182]. Les indices de prix pour chaque type d'énergie (relatifs à l'IPC) basés sur les valeurs de PCI⁶ sont alors calculés en s'appuyant sur la base de données française PEGASE (Pétrole, Électricité, Gaz et Autres Statistiques de l'Énergie) mise à disposition par le Ministère de la Transition écologique et solidaire [183]. La figure 4.5 montre l'évolution des valeurs mensuelles des cinq indices de prix des énergies en parallèle de l'indice de prix à la consommation.

4.5.1.5 Résultats

L'estimation de ce système de demande est alors réalisée avec le logiciel R, en utilisant la méthode des triples moindres carrés⁷. La courbe d'ENGEL résultante du modèle **EASI** pour la dépense d'électricité est présentée sur la figure 4.6 (avec les valeurs médianes des coefficients budgétaires ainsi que la courbe d'Engel lissée), et les

6. Pouvoir Calorifique Inférieur

7. Three-stage least squares, 3SLS

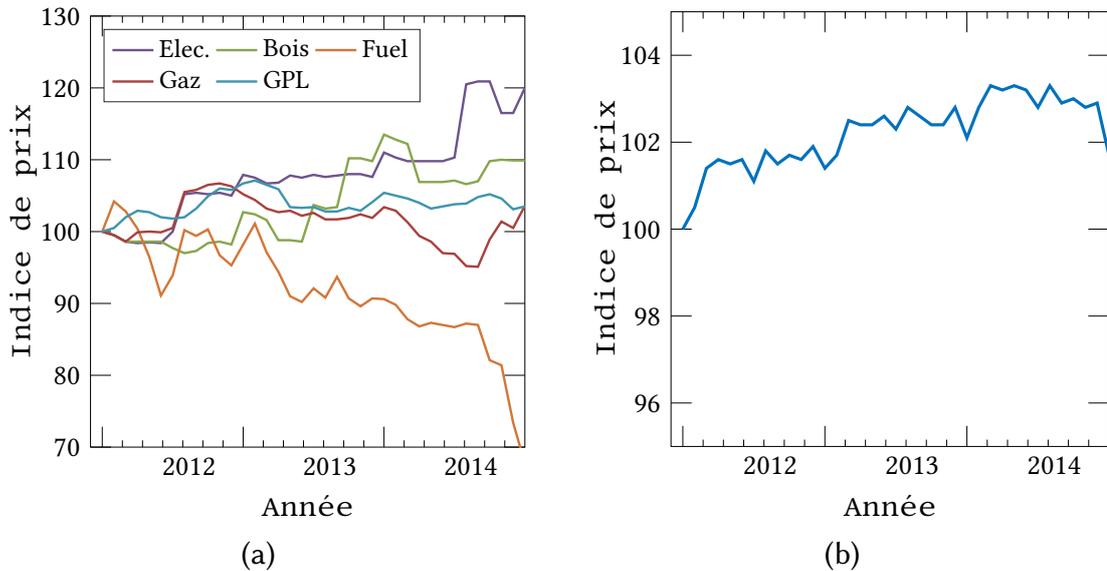


FIGURE 4.5 – Index de prix déflaté pour l'électricité, le bois, le fuel, le gaz et le GPL (a) et l'indice de prix à la consommation (b) sur la période 2012 - 2014, normalisés à 100 en janvier 2012

coefficients du système de demande correspondant sont rassemblés dans le tableau 4.4. Cette courbe donne de précieuses informations sur la segmentation de la population et sa sensibilité économique et donc sur sa propension à prendre part à un programme de maîtrise de la demande. Trois profils sont observables sur la figure 4.6 :

Précaires : une élasticité revenu décroissante forte est observée sur les plus faibles revenus jusqu'à 23%. Ce signe de précarité énergétique montre à quel point la dépense énergétique de ces ménages est un point de tension, qu'il ne faut donc pas exacerber par des dispositifs couteux ou discriminatoires dans la définition de nouveaux modèles économiques. L'élasticité observée relève ici plutôt d'une contrainte sur laquelle il ne faut donc pas s'appuyer dans la gestion du réseau.

Intérêt fort : la deuxième partie de la courbe montre une élasticité revenu positive croissante dans un premier temps, puis décroissante après le point d'inflexion jusqu'à 70%. L'intérêt économique est donc fort à participer à un programme de gestion d'énergie, afin de maîtriser la hausse du poids de la dépense énergétique au sein du ménage.

Désintéressés : au-delà de 70%, l'élasticité revenu décroît fortement, et on observe un effondrement du poids des dépenses énergétiques. L'intérêt économique est donc ici très faible, et seul l'aspect environnemental peut être un facteur déterminant agissant sur la flexibilité. L'investissement dans les ENR est en effet plus facile chez les plus aisés, car la considération financière n'est plus un frein, comme le montre par exemple [184].

En dehors de profils pour la gestion du réseau électrique, il est intéressant de constater le signe négatif des élasticités-prix croisées dans le tableau des coefficients

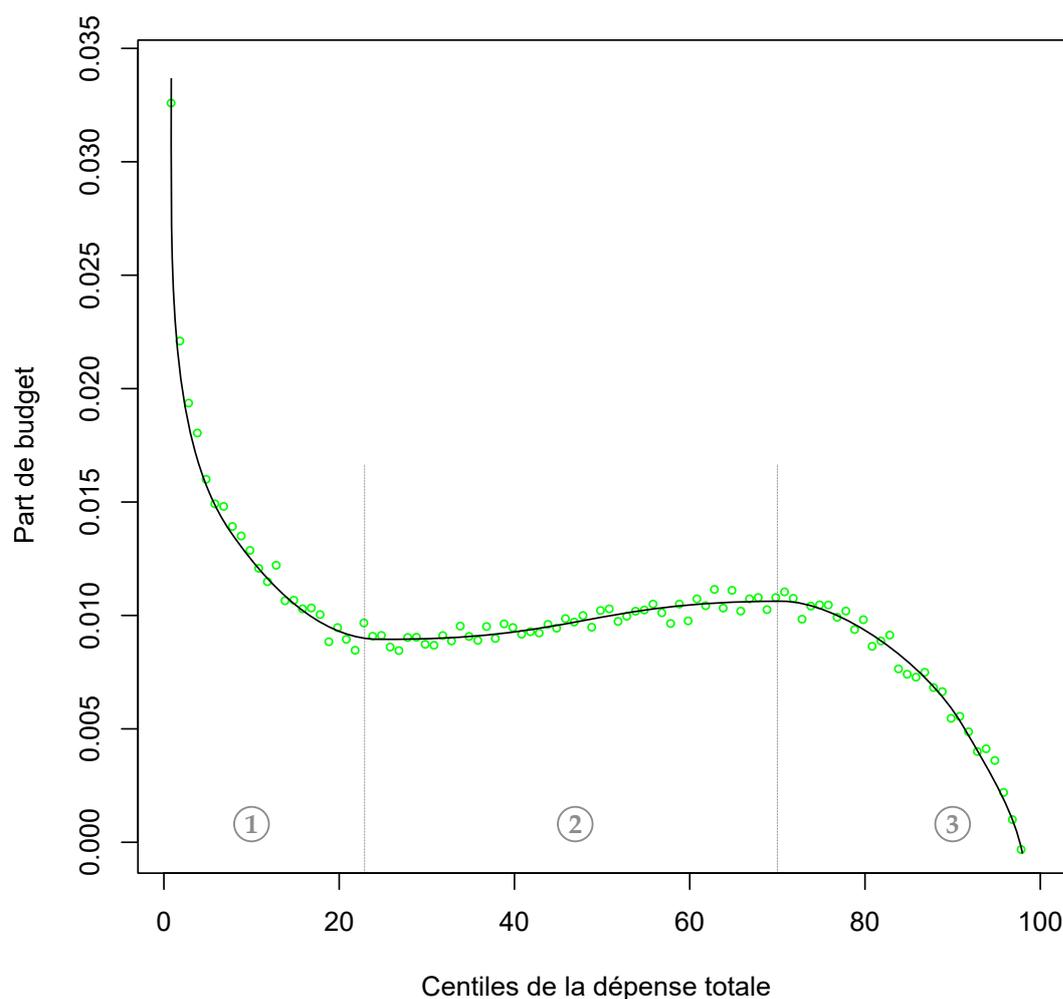


FIGURE 4.6 – Courbe d'Engel pour la consommation d'électricité en France : part de la dépense en électricité en fonction des centiles de la dépense totale (valeurs médianes et courbe lissée)

4.4, montrant que les différents types d'énergie sont des biens complémentaires et non substituables. Des points de vues politique et économique, les actions les plus efficaces sont donc celles qui prennent en compte les énergies dans leur globalité : une bonne politique économique est donc celle qui cherche en priorité à isoler et augmenter l'efficacité énergétique du bâti, pour réduire la consommation globale d'énergie, plutôt que de chercher à les substituer entre elles.

Cette première étude permet de déterminer les profils existants dans la population française avec leur variables importantes. Pour retrouver localement les profils, afin d'appliquer ce travail à un périmètre précis, il est nécessaire de pouvoir observer les caractéristiques retenues. Pour ce faire, des bases de données locales sont disponibles à la demande avec les données souhaitées, à l'échelle d'une unité urbaine en s'appuyant sur le Recensement Général de la Population (RGP) [185] et sur le dispositif Fichier localisé social et fiscal (Filosophi) [186], ou à une échelle plus petite en faisant une demande

spécifique sur la segmentation souhaitée.

TABLEAU 4.4 – Coefficients du système de demande de l'énergie

	Élec.	Bois	Fuel	Gaz	GPL
ϵ	0.0587 ***	0.0024 ***	0.0079 ***	0.0135 ***	0.0038 ***
$\ln(y)$	-0.0424 ***	-0.0009 ***	-0.0016 **	-0.0124 ***	-0.0027 ***
$\ln(y)^2$	0.0117 ***	-0.0001	-0.0017 ***	0.0005	0.0010 ***
$\ln(y)^3$	-0.0010 ***	0.0001	0.0005 **	0.0009 ***	-0.0003 ***
z_1	-0.0020 ***	-0.0005 ***	0.0003	-0.0006 .	-0.0002
z_2	-0.0018 ***	-0.0002 **	0.0002	-0.0001	-0.0002
z_3	0.0049 ***	0.0002	-0.0024 ***	-0.0026 ***	0.0000
z_4	-0.0007 ***	0.0001 ***	0.0011 ***	0.0009 ***	0.0002 ***
z_5	0.0032 ***	0.0005 ***	0.0003	0.0020 ***	0.0004 ***
z_6	0.0016	0.0025 ***	0.0105 ***	-0.0087 ***	0.0045 ***
z_7	0.0033 ***	0.0004 .	0.0026 ***	0.0013 .	0.0006 *
z_8	-0.0023 **	-0.0001	0.0003	0.0018 **	0.0004
z_9	-0.0016 *	0.0000	0.0003	0.0010 .	0.0002
z_{10}	-0.0029 ***	-0.0005 **	-0.0015 *	0.0004	-0.0002
z_{11}	-0.0017 **	-0.0001	-0.0010 .	-0.0003	0.0002
z_{12}	-0.0006	-0.0006 *	-0.0020 *	0.0035 ***	-0.0001
z_{13}	0.0003	0.0008	-0.0008	-0.0010	-0.0008
p_{elec}	-0.0742 *	-0.0183 ***	-0.0259 *	-0.0111	-0.0414 **
p_{wood}	-0.0183 ***	-0.0071 ***	-0.0049 .	0.0007	-0.0059 *
p_{fuel}	-0.0259 *	-0.0049 .	0.0249 **	0.0033	-0.0082 .
p_{gas}	-0.0111	0.0007	0.0033	0.0618 **	0.0121
p_{lpg}	-0.0414 **	-0.0059 *	-0.0082 .	0.0121	-0.0053

Significativité statistique : ' ' p<1 , ' ' p< 0.1, '**' p < 0.05, '***' p < 0.01, '****' p < 0.001 ;

Écart type non présenté par soucis de clarté.

4.5.2 Sensibilité à l'environnement - approche sociologique

Dans un contexte où la consommation d'énergie renouvelable entraîne un coût plus élevé de l'énergie, les populations avec la plus forte propension à s'impliquer dans des décalages de consommations seront celles pour qui l'impact économique a le moins d'effet. Elles peuvent être abordées dans un premier temps par l'approche économique présentée précédemment.

Connaissant l'existence des profils et leurs facteurs correspondants, les retrouver dans une population donnée ou un territoire précis peut être réalisé de plusieurs manières :

- Par enquête au sein de la population ciblée :
 - Soit par un questionnaire directement relié aux usages énergétiques et à l'implication possible des consommateurs [120].

- Soit par un questionnement des valeurs, qui peut alors servir pour d'autres projets à but environnementaux pour comprendre plus largement la population donnée [173, 156].
- Par déclaration individuelle des foyers, par exemple en enregistrant les préférences directement dans le système de gestion locale de la consommation individuelle [187];
- Par une analyse statistique de la consommation et des variables socio-démographiques comme effectué pour l'aspect économique, mais il faut pour cela que les données pertinentes relatives aux comportements pro-environnementaux soient disponibles et accessibles [82, 188], ce qui revient souvent à des données d'enquêtes.

Pour ce faire, il est important de raisonner sur le groupe et non l'individu, car le comportement du groupe social dans lequel évolue un foyer a un fort impact sur ce dernier [51, 174, 77]. L'étude du groupe montre bien l'intérêt d'étudier la population locale et non de définir une gestion de l'énergie globale, d'où l'intérêt d'une méthodologie plutôt qu'une gestion de l'énergie clé en main.

L'application à un cas d'étude réel n'étant ici pas possible, la définition des sensibilités environnementales d'une population précise dans le but de l'introduire dans un système de gestion de l'énergie ne peut être étudiée ni réalisée. Comme discuté précédemment à la section 4.4, il est toutefois possible de définir le contexte à mettre en place pour favoriser l'implication en jouant sur cette sensibilité, que l'on peut résumer à : augmenter et favoriser la culture de l'énergie, réfléchir et personnaliser les feedbacks renvoyés au sein des foyers. Cette application et approche terrain nécessaire est donc une perspective importante de ce travail de thèse, qui sera discutée dans la conclusion générale.

Au regard des sensibilités au prix et à l'environnement qui encouragent ou limitent la flexibilité chez les consommateurs et qui sont utilisables par le superviseur, il est possible de définir maintenant les profils d'implication qu'il faut pouvoir prendre en compte dans la supervision du réseau. Il faut alors garder à l'esprit que leur répartition et leur définition pourra se faire localement et être ajustée par la suite, l'important étant dans un premier temps de réfléchir à leur prise en compte.

4.6 Profils retenus

4.6.1 Économes

Pour ces profils, le facteur d'influence principal est le prix, l'objectif du consommateur est alors de réduire sa facture d'électricité. Pour atteindre cet objectif et profiter des incitations tarifaires, leur flexibilité est variable mais plutôt grande, étant donné qu'une flexibilité faible est alors associée aux profils *indifférents* ou *désengagés*.

4.6.2 Éco-sensibles

Leur objectif principal est de réduire leur impact environnemental. Pour cette étude, le ratio d'ENR consommé est considéré comme facteur pour la gestion énergétique (mais d'autres facteurs peuvent être pris en compte comme discuté en section 2.3.3.3). Leur flexibilité est aussi variable mais à tendance forte, étant donné là aussi qu'une flexibilité faible est alors associée aux profils *indifférents* ou *désengagés*.

4.6.3 Technophiles

L'objectif peut être aussi bien tourné vers la réduction de l'impact environnemental que vers la réduction des coûts pour ces profils. L'intérêt porté aux nouvelles technologies et aux possibilités offertes par ces dernières les range dans les catégories à forte flexibilité, grâce au taux de pénétration élevé d'appareils programmables et d'applications dédiées. L'implication est donc haute pour ce type de profil.

4.6.4 Indifférents - opportunistes modérés

Aucun objectif particulier ne prime pour ces profils. Si une préférence environnementale ou économique peut être observée, l'engagement pour atteindre l'objectif correspondant est faible. En revanche, un contrôle est accepté pour les appareils dont la consommation est invisible pour l'utilisateur (e.g. BEC). Leur flexibilité dépend donc des appareils possédés permettant ou non cette flexibilité. Ce type d'acteur est par exemple sensible aux actions de type *set and forget*, où une action (accepter un engagement ou régler une application) doit être effectuée une fois, mais ne demande ensuite plus d'engagement.

4.6.5 Désengagés

Ces profils ne participent pas à la gestion de l'énergie et ne permettent aucun décalage ni contrôle de leur consommation. Ils sont donc insensibles aux signaux extérieurs, soit par indifférence, soit par ignorance/méconnaissance, ou tout simplement par rejet. Quelques soient les valeurs de leur sensibilité au prix et à leur impact environnemental, leur implication est nulle et leur flexibilité est très faible. L'ensemble de leur consommation peut être considéré comme fixe.

4.6.6 Discussion

Pour conclure sur ces profils, leur segmentation est présentée sur la figure 4.5. Cette répartition arbitraire et régulièrement distribuée dans la population permet surtout de pouvoir présenter les autres étapes de la méthodologie et l'intérêt pour chaque groupe de profil. Mais l'hypothèse sous-jacente est que tout profil réel peut être un mélange de ceux-ci. Il est donc intéressant dans les prochains chapitres, de discuter de l'intégration de ces profils précis dans le superviseur. En complément de cette réflexion, d'autres

segmentations de population seront testées dans les simulations du superviseur en section 6.6.

TABLEAU 4.5 – Profils retenus pour la population de 140 foyers modélisés

Profils	Population	Coût	Envir.	Flex.
Économes	28	Forte	Faible	Forte
Éco-sensibles	28	Faible	Forte	Forte
Technophiles	28	Quelconque	Quelconque	Forte
Indifférents	28	Quelconque	Quelconque	Faible sauf charge <i>invisible</i>
Désengagés	28	Quelconque	Quelconque	Faible

Si les trois axes de sensibilités retenues permettent de couvrir un large panel de foyers à prendre en compte, la représentation d'un foyer particulier par un de ces profils dépend aussi du contexte dans lequel on se place. À titre d'exemple, un foyer qui connaît la précarité énergétique ne sera pas représenté par le même profil (tel que défini ci-dessus) suivant le modèle économique du réseau considéré. Sur un réseau fortement contraint par les prix sans tarification spéciale pour les plus précaires, celui-ci pourra être considéré comme *économe* en réagissant fortement aux variations de coûts possibles. En revanche, il pourrait être vu comme un consommateur *désengagé* dans un modèle économique où une énergie de base est assurée à un prix fixe pour chaque acteur, et que seuls les dépassements sont sujets à des coûts variables.

Enfin, comme évoqué précédemment, les programmes de réponse de la demande n'entraînent pas de réduction de l'énergie, mais une meilleure répartition de la puissance au cours du temps [189]. L'intégration de ces profils se fera à énergie constante, hypothèse qui sera rappelée et discutée dans les chapitres suivants.

Chaque profil va être résumé en trois dimensions à ses objectifs, ses moyens d'actions, et les contraintes qui y sont associés, comme résumés dans le tableau 4.6

TABLEAU 4.6 – Description d'un profil d'acteur résidentiel

Objectifs	<ul style="list-style-type: none"> • Satisfaire sa demande en énergie • Augmenter sa satisfaction vis-à-vis de ses sensibilités (réduction de sa facture et/ou réduction de son impact environnemental)
Moyen d'action	<ul style="list-style-type: none"> • Décalages (en puissance et dans le temps) des appareils mis à disposition pour la flexibilité (voir section 4.3.2)
Contraintes	<ul style="list-style-type: none"> • Contraintes techniques et sociales (voir sections 4.3.2 et 4.3.3) • Variation du prix de l'énergie • Disponibilité des énergies renouvelables (Production effective)

4.7 Conclusion

Suite à la modélisation de la consommation d'une population résidentielle, la première étape de la méthodologie a été appliquée pour la recherche des profils d'usagers résidentiels. La revue de littérature préalable montre la complexité du problème ainsi que les multiples approches possibles qui sont développées par la suite. Dans un premier temps, une caractérisation de la flexibilité chez le consommateur résidentiel est nécessaire, tant sur le plan technique que sur le plan social, le comportement à l'échelle d'un foyer étant un processus complexe qui ne peut être abordé d'un seul point de vue. Les facteurs de cette flexibilité sont ensuite observés, permettant ainsi de définir des profils d'implication. Enfin, les approches possibles pour retrouver ces profils dans une population donnée sont discutés, en se basant notamment sur l'approche micro-économique.

Les résultats de cette analyse sont, entre autres, les cinq profils d'implication qui ont été retenus au travers de trois critères, à la frontière entre les objectifs existants, observables, et incorporables techniquement dans un superviseur énergétique. Ces trois critères sont la sensibilité aux coûts, la sensibilité à l'impact environnemental, la sensibilité au décalage de consommation (ou flexibilité). L'hypothèse de cette approche est que tout autre profil observable et techniquement intégrable dans le superviseur est une combinaison de ceux-ci. L'un des objectifs de ce travail est alors de montrer comment ils peuvent être pris en compte.

Dans l'éventualité d'une application à un cas réel, une boucle de retour (boucle d'apprentissage) doit toutefois être envisagée pour parfaire cette segmentation. En effet, d'autres facteurs influencent la flexibilité de ces acteurs, mais il n'est pas possible de tous les prendre en compte dans le superviseur, notamment ceux qui touchent aux représentations sociales ou encore aux interactions au sein du foyer ou de la communauté. De plus, s'il est possible de trouver les profils avec la plus grande propension à s'engager dans un système de gestion énergétique, la démarche ne peut s'y réduire, car comme on l'a vu au cours de ce chapitre, un sentiment d'injustice ou d'isolement peut conduire à un désengagement pur et simple de l'acteur. L'approche, si elle est technique par la suite (la supervision se concentrant sur les aspects physiques de la consommation), doit aussi être pensée plus globalement que de seulement chercher les profils volontaires pour s'appuyer dessus dans la gestion de l'énergie. Un véritable projet de société ou du moins de communauté doit faire partie de l'environnement du réseau considéré.

En continuité avec cette réflexion sur les profils de consommateurs, la suite de ces travaux concerne le superviseur énergétique en lui-même, avec dans un premier temps l'optimisation la veille pour le lendemain dite à $T-1$ des consommations et dans un second temps la gestion temps réel de l'énergie, nécessaire pour s'adapter aux aléas rencontrés. Le prochain chapitre introduit la recherche de l'équilibre dans les interactions la veille pour le lendemain entre les objectifs et les contraintes des profils décrits ici, et les besoins du réseau.

Superviseur J-1

Sommaire du présent chapitre

5.1 Introduction	104
5.2 État de l'art	105
5.2.1 Contexte et approches	105
5.2.2 Optimisation J-1 et préférences utilisateurs dans la littérature	106
5.2.3 Apports nécessaires	108
5.3 Cahier des charges	109
5.3.1 Situation de départ et hypothèses	109
5.3.2 Objectifs	109
5.3.3 Moyens d'actions	110
5.3.4 Contraintes	111
5.3.5 Indicateurs	111
5.4 Modélisation des profils	112
5.4.1 Introduction des sensibilités	112
5.4.2 Décalage accepté	113
5.4.3 Contraintes liées aux appareils	115
5.4.4 Sensibilités des profils retenus	116
5.5 Structure du superviseur	118
5.5.1 Approche	118
5.5.2 Informations	119
5.6 Optimisation globale	120
5.6.1 Formulation mathématique	120
5.6.2 Algorithme global	122
5.6.3 Indicateurs globaux	123
5.7 Optimisation locale	124
5.7.1 Informations	124
5.7.2 Application de la Programmation dynamique	124

5.7.3 Algorithme local	125
5.7.4 Indicateurs locaux	126
5.8 Simulations	128
5.8.1 Scénario de référence	128
5.8.2 Scénarios de formulation des objectifs	129
5.8.3 Résultats	130
5.8.4 Discussions	135
5.9 Conclusion	137

5.1 Introduction

La question des profils étant traitée, celle de leur intégration dans un superviseur énergétique se pose alors. Comme rappelé au chapitre 2, superviser l'énergie en temps réel est un véritable challenge pour le réseau. En effet, assurer l'alimentation en énergie et en puissance lors de pics de demande ou maintenir l'équilibre du réseau lors d'une chute brutale de la consommation ou d'une variation de la production locale d'**Énergies Renouvelables (ENR)** requiert la modulation, la connexion ou la déconnexion des moyens de production nécessaires. Ces modulations nécessaires ne pouvant s'effectuer de manière instantanée, l'activité d'équilibrage sur le réseau consiste en une étape de planification à plus ou moins long terme (pouvant aller jusqu'à plusieurs années en avance pour les fournisseurs par exemple) et une activité de gestion des flux d'énergie et de puissance au quotidien. Cette gestion doit donc être anticipée, sur une échelle allant de plusieurs années à quelques minutes. Se basant sur la participation des consommateurs, les programmes de réponse de la demande s'étudient habituellement la veille pour le lendemain.

Avant d'aborder la gestion temps réel, nous nous intéressons à la première étape de ce superviseur : l'optimisation à J-1 des consommations du réseau considéré. Ce chapitre montre ainsi l'application de la deuxième étape de la méthodologie (voir figure 5.1). La réflexion s'est tournée vers les approches décentralisées de cette optimisation ainsi que vers l'étude d'indicateurs adaptés pour chaque acteur.

Après une revue de littérature sur les approches de l'optimisation J-1 pour la prise en compte des profils de consommateurs, le cahier des charges pour la gestion développée est présenté en développant les hypothèses posées pour le réseau et ses consommateurs. L'approche décentralisée choisie et la structure du superviseur sont alors expliquées, avant de développer les bases mathématiques de l'optimisation et les indicateurs calculés. Ensuite, les algorithmes modélisant les interactions entre les acteurs du réseau puis les différents scénarios étudiés sont décrits. Les résultats pour chaque scénario et pour les différents groupes d'acteurs sont alors présentés, avant de discuter de la pertinence, des apports et des améliorations possibles de l'approche développée.

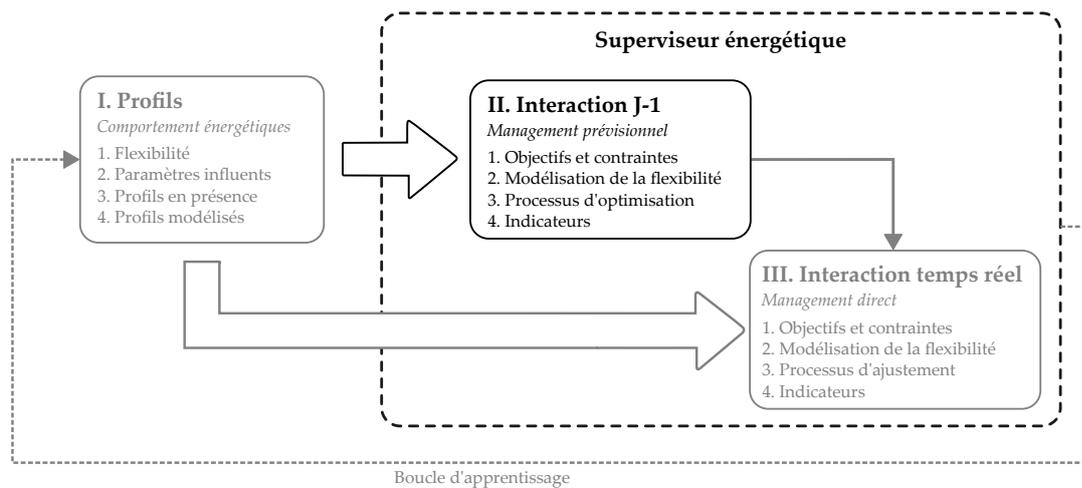


FIGURE 5.1 – Positionnement de l'optimisation J-1 dans la méthodologie globale

5.2 État de l'art

5.2.1 Contexte et approches

Le contrôle des charges résidentielles à l'échelle des foyers est traditionnellement abordé par l'aspect prix [190], levier principal des programmes de management et de réponse de la demande. La littérature récente offre pour cela de nombreuses études sur l'introduction de prix dynamiques [61, 97, 191, 131, 192, 193, 194, 195] dans le management de la demande : l'objectif pour le gestionnaire est de limiter la consommation aux moments de pics critiques pour éviter la congestion du réseau. Pour cela, les consommateurs sont encouragés à réduire leur facture (ou éviter que celle-ci n'augmente) en diminuant leur consommation ou en la décalant durant la journée. Ceci est possible soit manuellement, soit par le biais de charges automatisées qui suivent alors le signal de prix [196]. Un exemple récent d'optimisation par les prix est observable dans [197] : en utilisant des techniques de programmation linéaire en nombres entiers, le but est de réduire le **Peak-to-Average Ratio (PAR)** ainsi que les coûts pour les consommateurs. Dans cet article toutefois, l'objectif de réduction de la facture est le seul pris en compte et a la même influence sur tous les acteurs. Bien que considérant des plages temporelles préférentielles pour le décalage des appareils dans chaque foyer, cela sous-entend que le prix est le seul facteur de motivation pour l'implication des consommateurs, et qu'il est de même ampleur pour chacun d'eux.

Or, comme discuté dans les chapitres précédents, le prix n'est pas le seul levier pour induire l'implication des consommateurs, les profils d'acteurs étant plus complexes. Le besoin en flexibilité du réseau étant de plus en plus grand, il est inévitable de s'y intéresser pour retirer le maximum de souplesse des acteurs et prévoir au mieux l'état du réseau. Cette absence de prise en compte des différentes sensibilités dans les approches d'optimisation à J-1 est discutée dans cette partie en présentant les différentes stratégies proposées dans la littérature. Inclure les préférences des acteurs est en effet complexe,

et influe grandement sur les résultats des programmes de management de l'énergie [198, 199].

La problématique centrale des programmes de réponse de la demande est l'optimisation de la charge d'un certain nombre de consommateurs, étant donnés leurs contraintes et leurs objectifs, tout en assurant l'équilibre du réseau [200]. Pour répondre à ce défi, plusieurs approches sont utilisées : soit en considérant les charges résidentielles comme continues [201, 199], soit comme des blocs de consommation décalables [97], ou soit comme un mélange des deux en répartissant les charges par catégories [198]. Le point faible de la première approche est l'incapacité à prendre en compte la complexité de la consommation résidentielle, ce qui entraîne une flexibilité irréaliste à l'échelle d'un foyer.

Au-delà de cette topologie des charges, le processus d'optimisation global sur le quartier peut être centralisé ou décentralisé, comme présenté au chapitre 2. Les approches centralisées permettent d'obtenir de meilleurs résultats en termes d'optimisation, mais demandent des investissements élevés en termes de structures de communication [202] et soulèvent de nombreuses questions vis-à-vis de la protection de la vie privée et d'acceptation par les utilisateurs. *Centralisé* implique en effet de laisser une entité tierce calculer et gérer la consommation, et pour ce faire de récolter toutes les données nécessaires, comme par exemple dans [203]. Les approches préférées pour la gestion de la consommation résidentielle tendent donc à être décentralisées [191, 194, 200], en laissant à l'utilisateur le contrôle total de sa consommation et de ses données personnelles.

Parmi toutes les stratégies de gestion, de nombreuses formulations mathématiques sont considérées et étudiées, chacune étant développée autour d'une formulation initiale propre au problème considéré, la diversité des approches est donc grande. Ces méthodes mathématiques ne sont pas l'enjeu de ce travail, mais la question qui se pose plutôt dans le cadre de notre recherche concerne la prise en compte des sensibilités de l'acteur dans cette littérature, en particulier au regard des profils définis au chapitre précédent. Analysons pour cela les publications les plus récentes et significatives traitant des préférences utilisateurs pour le management de la consommation résidentielle.

5.2.2 Optimisation J-1 et préférences utilisateurs dans la littérature

Un exemple typique d'étude est présenté par les auteurs de [198] qui proposent un algorithme distribué basé sur une méthode de sub-gradients prenant en compte trois types d'appareils, en cherchant à minimiser la facture de l'utilisateur et les décalages tout en réduisant le PAR pour le réseau. Les objectifs de réduction des coûts et des décalages sont donc mis en compétition l'un contre l'autre. En outre, le confort (considéré comme une image du décalage de consommation) est un objectif parmi les autres, et les pondérations correspondantes n'ont pas de sens physique (leur maximum étant ajustable entre 1 et l'infini). L'optimisation n'offre alors aucune garantie de résultat à l'utilisateur concernant le décalage final des appareils, à moins de fixer arbitrairement le coefficient de pondération correspondant à une très grande valeur.

En s'appuyant sur une tarification dynamique dans un jeu Bayésien, [204] se propose aussi de réduire le PAR ainsi que les coûts de l'énergie pour les consommateurs mais aussi pour le gestionnaire. Cet objectif de réduction des coûts est aussi introduit par une sensibilité sous la forme d'un facteur pondérant dans la fonction objectif, mais qui peut être choisi aléatoirement, n'ayant là encore pas de limite haute. De plus, seuls des blocs d'énergies sont pris en compte comme flexibilité des acteurs, et non la consommation réelle d'appareils. La même approche paramétrique est utilisée dans [205] avec la théorie des jeux, en étudiant l'apport d'une blockchain dans les interactions entre les usagers et le réseau. À noter ici, les paramètres pour la sensibilité aux décalages sont définis pour chaque appareil. L'utilité du cadre de la théorie des jeux pour décentraliser l'optimisation est aussi soulignée par les auteurs de [199]. Toutefois, une flexibilité totale de la charge résidentielle est ici considérée, ce qui ne permet pas d'assurer la répliquabilité de l'approche pour des charges hétérogènes. En revanche, deux sensibilités (prix et confort) sont incorporées au moyen d'un unique coefficient de pondération dans la fonction objectif. Le problème de cette réunion des objectifs est que la sensibilité au prix est directement contrainte par la préférence vis-à-vis du confort, ce qui ne permet donc pas de prendre en compte un profil hautement flexible mais avec une faible sensibilité au prix par exemple.

Une autre approche décentralisée est aussi présentée par [191], en cherchant à augmenter le taux de pénétration local d'ENR par la gestion du stockage et des appareils de type cycle. En utilisant un algorithme génétique, les auteurs arrivent à diminuer le PAR pour le réseau, ainsi que la facture pour les consommateurs, mais ne prennent pas en compte de paramètre de préférence ou d'implication des foyers.

[206] propose un algorithme d'optimisation basé sur la décomposition de Benders pour la gestion de la consommation résidentielle multi-appareils. L'attention est surtout portée sur l'aspect mathématique afin d'obtenir des solutions quasi optimales quelle que soit la convexité du problème posé. En revanche, comme observé précédemment, seuls deux facteurs de sensibilité sont pris en compte, ici au regard du prix et de l'énergie consommée, ce qui restreint aussi la prise en compte de profils réels. Toutefois, il est aussi intéressant de noter que les fonctions objectifs ne sont pas définies par foyer, mais pour chaque appareil possédé.

Une approche différente de la notion de confort est proposée par [207], dans un réseau cherchant à absorber une production d'ENR, en utilisant une méta-heuristique de type VNS¹. L'utilisateur programme différentes stratégies de consommation qui lui conviennent en fonction de ses activités, puis sélectionne sa stratégie préférée. L'optimisation prend alors en compte les plans de chaque utilisateur. La déviation de la stratégie finale au regard de la stratégie préférée est alors une mesure de l'inconfort. Cette mesure est ajoutée à l'inconfort total du quartier considéré et prise en compte dans l'optimisation. L'index d'inconfort global est alors le nombre d'utilisateurs n'ayant pas obtenu leur stratégie préférée après optimisation, ce qui ne permet pas de mesurer l'inconfort individuel perçu par chaque consommateur.

1. Variable Neighborhood Search

5.2.3 Apports nécessaires

Pour résumer, de nombreuses formulations sont à l'étude pour le management de la demande, et de nombreux algorithmes sont proposés pour les résoudre. La question de la prise en compte des profils d'acteur n'est pas traitée en tant que telle, et certains points peuvent être mis en exergue :

- L'unique variable de réglage sur le réseau est le prix, en considérant que tous les utilisateurs impliqués chercheront à réduire leur facture ;
- Quand elle est prise en compte, la notion de confort est approchée de plusieurs manières. Si on considère le confort uniquement comme le suivi ou non d'une stratégie préalablement définie², la littérature offre deux solutions pour son optimisation :
 - Soit le confort est un objectif additionnel au même titre que le prix et/ou la réduction des pics, ce qui n'implique aucune garantie d'être borné.
 - Soit le confort est considéré comme la déviation ou non d'une stratégie initialement prévue, en le considérant alors de manière dichotomique : *respecté/non respecté*, ce qui ne permet pas d'évaluer la satisfaction réelle de l'acteur.

Ces points évoqués posent problème car les notions de contrôle et de gain vis-à-vis des utilisateurs sont essentielles : ne pas les prendre en compte ou rajouter de l'incertitude à leur égard est prendre le risque de leur désengagement [45].

En se basant sur les profils présentés au chapitre précédent et en présentant différents scénarios de leur intégration dans une supervision J-1, les contributions de ce chapitre sont donc multiples :

- Proposer une gestion énergétique décentralisée multi-acteurs et multi-appareils, sans restriction sur leur type, leur nombre ou leur répartition dans la population ;
- Représenter des profils réels suivant les objectifs présentés au chapitre précédent. De plus, la sensibilité au décalage des appareils, souvent associée au confort, est ici indépendamment introduite vis-à-vis des deux autres sensibilités. En effet, une faible flexibilité acceptée ne présuppose en rien de la sensibilité aux coûts par exemple.
- Les paramètres de sensibilité sont introduits de manière à garder une signification appréhendable, en gardant leur valeur entre 0 et 1 (de non sensible à fortement sensible) ;
- L'impact de la stratégie de gestion de l'énergie proposée est évaluée non seulement du point de vue du réseau, mais aussi du point de vue des utilisateurs par six indicateurs. Cette analyse est faite au travers de plusieurs scénarios d'intégrations des préférences utilisateurs.

2. c'est à dire en termes d'énergie consommée et de temporalité, sans considérer la notion de confort thermique par exemple (voir section 2.3.1.4)

5.3 Cahier des charges

5.3.1 Situation de départ et hypothèses

Le cahier des charges est défini sur la base du réseau considéré, mais doit évoluer si d'autres acteurs sont pris en compte. Celui-ci est représenté sur la figure 5.2, avec d'un côté l'agrégateur, capable à minima de communiquer avec les consommateurs, afin de calculer la charge totale sur le réseau. De l'autre côté, chaque consommateur est supposé pouvoir connaître sa charge un jour en avance, soit par déclaration, soit par prévision de manière automatique [187]. En effet, les récents développements en termes de gestion de charge non intrusive (ou NILM³) [208], permettent l'identification, l'estimation et la prévision de la consommation des équipements ainsi que l'évaluation de leur potentiel d'effacement. Ces informations sont donc supposées être disponibles localement (c'est à dire à l'échelle du foyer) comme entrées du superviseur énergétique J-1.

L'hypothèse sous-jacente à l'approche utilisée est aussi la capacité des ménages à gérer leurs charges manuellement ou par un dispositif automatique centralisé (smart home appliances) [187], tant sur le plan technique que sur le plan de l'implication. Par le biais d'applications dédiées, et sans que celui-ci ne connaisse les détails techniques, l'utilisateur peut par exemple déclarer ses activités qui seront alors traduites en termes d'appareils et de consommation, à l'instar de [207]. De même, comme évoqué dans le chapitre 4 et sans complexifier l'installation existante, la transmission d'une information pertinente à des utilisateurs volontaires contrôlant manuellement leurs charges amène déjà de nouveaux services pour le réseau.

Enfin, la dernière hypothèse est celle d'une énergie constante. Chaque consommateur réalise un certain nombre d'activités faisant appel ou non aux appareils qu'il possède : le principe du superviseur développé est alors de calculer la meilleure stratégie de consommation (c'est à dire la puissance à consommer pour chaque pas de temps) pour réaliser ses activités, étant données les contraintes imposées. Comme rappelé dans les chapitres précédents, les programmes de réponse de la demande ne permettent pas en effet de réduire l'énergie consommée sur le réseau, mais seulement de modifier la puissance au cours de la journée.

5.3.2 Objectifs

Comme évoqué au chapitre précédent, un certain nombre d'objectifs doivent être pris en compte pour les différents groupes de consommateurs, mais aussi pour le réseau. Si les objectifs de prix, de lissage ou de décalage sont techniquement et mathématiquement facilement implémentables, il n'en est pas de même pour la sensibilité environnementale. Les possibilités sont multiples pour cet objectif (voir section 2.3.3.3) et dans une optique de représentativité et de simplicité, la consommation d'énergie renouvelable est retenue comme indicateur d'impact environnemental. Toutefois, celui-ci peut être facilement changé en remplaçant par exemple l'entrée du modèle correspondante par les émissions

3. Non-Intrusive Load Monitoring

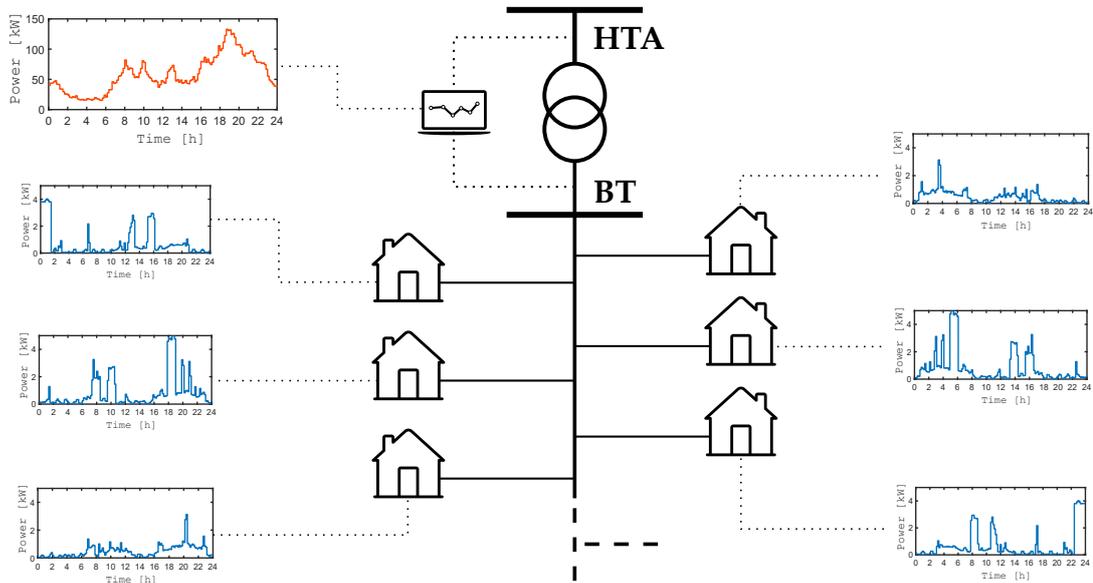


FIGURE 5.2 – Schéma du réseau étudié

de CO₂ équivalente, l'énergie primaire consommée, ou tout autre indicateur découlant d'analyse sur cycle de vie de la production d'électricité, qui soit compréhensible pour le consommateur.

Cinq objectifs sont donc ici introduits dans le superviseur, d'une part ceux propres au réseau lui-même :

- La diminution des pics de puissance ;
- Le lissage de la charge.

Et ceux propres aux consommateurs résidentiels, pondérés pour chaque profil :

- La diminution de la facture ;
- L'augmentation de la consommation d'ENR ;
- Le respect du décalage accepté des appareils.

5.3.3 Moyens d'actions

Le moyen d'action pour les consommateurs est le décalage de leurs appareils évoqué en section 4.3, pour lequel on différencie :

- la consommation invisible : la consommation des appareils dont le décalage ne crée pas d'inconfort pour l'utilisateur, typiquement la charge du **Ballon d'Eau Chaude (BEC)** ;
- et la consommation visible : celle qui demande un effort à l'utilisateur de type charge mentale ou modification de ses activités, typiquement les appareils *cycle*.

5.3.4 Contraintes

Les contraintes visent à prendre en compte aussi bien les contraintes techniques que les contraintes d'usage. L'enjeu du superviseur développé est donc de permettre de respecter ce qui est faisable techniquement mais aussi ce qui est accepté par les consommateurs. Les contraintes doivent représenter cette complexité :

- Sur le plan technique sont à introduire : la puissance souscrite, les pas de puissance consommée et puissance nominale des appareils, leur puissance de veille, leur cycle caractéristique éventuel (durée, profil de puissance), ainsi que les temps de charge pour les appareils de stockage (thermique ou électrochimique) pour assurer la réalisation effective des activités résidentielles.
- Sur le plan de l'usage sont à prendre en compte : Les plages de temps de décalage des appareils acceptées par l'utilisateur, les heures possibles de charge pour le **Véhicule Électrique (VE)** en fonction du temps d'arrivée et de départ du foyer, de l'état de charge de la batterie, ainsi que les appareils qui participent ou non à la flexibilité.

Enfin, la définition des préférences des utilisateurs, ainsi que de leurs contraintes et l'optimisation de leur consommation doivent être réalisées localement et non pas par une entité centralisée, afin de respecter la vie privée des consommateurs et de limiter l'échange de données avec l'agrégateur.

5.3.5 Indicateurs

Le tableau 5.1 résume le cahier des charges présenté jusque ici :

Au delà de ces différents aspects, un point crucial de la méthodologie proposée est le calcul et l'étude d'indicateurs pertinents permettant d'évaluer l'impact de l'approche proposée et l'atteinte ou non des objectifs pris en compte, et-ce pour chaque acteur.

- Du point de vue réseau, dont l'objectif que nous considérons est le lissage de la charge, deux indicateurs correspondants sont introduit :
 1. La mesure des pics de puissance ;
 2. La mesure des fluctuations autour de la valeur moyenne.
- Du point de vue des consommateurs, dont les intérêts sont multiples, trois indicateurs seront calculés vis-à-vis de chaque sensibilité définissant les profils ainsi qu'un indicateur plus global. Les quatre indicateurs sont les suivants :
 1. L'évaluation de la satisfaction globale ;
 2. L'évolution de la facture d'électricité ;
 3. L'évolution de la consommation d'énergie renouvelable ;
 4. La mesure des décalages des appareils.

TABLEAU 5.1 – Cahier des charges du superviseur J-1

Objectifs	<ul style="list-style-type: none"> ▷ Lisser la charge totale sur le réseau ▷ Augmenter la satisfaction des consommateurs en considérant : <ul style="list-style-type: none"> • les coûts, • la consommation d'ENR . ▷ Respecter les décalages de consommation acceptés
Contraintes	<ul style="list-style-type: none"> ▷ Techniques : <ul style="list-style-type: none"> • la puissance souscrite, • La puissance nominale et durée d'utilisation des appareils, • Les cycles caractéristiques éventuels. ▷ Usage : <ul style="list-style-type: none"> • plages temporelles autorisées, • heures de charge possibles, • cycles caractéristiques éventuels • appareils participants, ▷ Approche décentralisée ▷ Énergie journalière constante
Moyens d'action	<ul style="list-style-type: none"> ▷ Décalage des appareils de type cycle ▷ Modulation de la puissance des appareils Tout-ou-Rien et flexibles

5.4 Modélisation des profils

5.4.1 Introduction des sensibilités

Comme évoqué dans la revue de littérature, le problème de la simple mise en somme pondérée des trois objectifs d'acteurs retenus réside dans le fait que l'atteinte d'un objectif est souvent imprévisible et dépendante du coefficient correspondant (qui peut varier arbitrairement sans borne supérieure). De plus, le confort est un objectif qui peut alors ne pas être respecté. Or, comme introduit dans la réflexion sur les acteurs au chapitre 4, un gage d'acceptation et d'implication de la part des acteurs notamment résidentiels, est le contrôle qu'ils peuvent garder sur le processus de consommation. Même si l'optimisation reste un guide à suivre et que l'utilisateur peut choisir de le respecter ou non, optimiser la consommation globale du réseau et n'avoir qu'un faible taux de participation au regard de la planification obtenue n'aurait que peu de sens.

Pour cela, la prise en compte du confort de l'acteur est considérée comme une image de sa flexibilité. La sensibilité associée est donc introduite comme contrainte pour le superviseur, et ainsi toujours respectée. L'hypothèse posée est qu'un acteur acceptant une modification de son confort pour atteindre ses objectifs autorisera une plage de manœuvre plus grande pour décaler ses appareils qu'un utilisateur peu enclin à s'impliquer. A posteriori, tous auront leurs appareils consommant dans la plage temporelle autorisée, qui est soit déclarée, soit définie par leur sensibilité. La notion de confort est ainsi prise en compte et toujours respectée puisque si cela ne convient

pas, cette plage peut être restreinte à volonté. Nous considérons ici que les utilisateurs déterminent adéquatement leur flexibilité dans la phase d'optimisation de leur stratégie. Cette modélisation est présentée à la section suivante.

Pour ce qui est des autres objectifs des acteurs, un des problème mis en exergue par l'état de l'art, est la représentativité des coefficients vis-à-vis des sensibilités. Dans cette étude, pour la sensibilité environnementale, elle est modélisée comme la sensibilité au taux d'énergie renouvelable dans l'électricité disponible sur le réseau, comme discuté précédemment, et ce taux est normalisé sur la journée. En ce qui concerne le prix, il est lui aussi normalisé sur la journée. Ces normalisations (présentées à la section 5.6.1) permettent d'introduire les objectifs sur un pied d'égalité, afin de les pondérer par les sensibilités retenues pour chaque acteur. Ces sensibilités introduites sont elles aussi bornées entre 0 et 100 % (d'insensible à entièrement sensible) et leur somme égale à 1. Cette approche permet d'avoir une même amplitude des sensibilités et des objectifs introduits, de rendre compte de l'importance relative des uns par rapport aux autres, et ainsi de représenter de manière cohérente les préférences des utilisateurs, comme souligné dans [73].

5.4.2 Décalage accepté

Comme premier paramètre définissant les profils et discuté précédemment, la flexibilité acceptée par chaque acteur peut être soit déclarée, soit définie mathématiquement à partir du paramètre correspondant déterminé à l'étape précédente. Ainsi, les profils peuvent être vus sous deux paradigmes : des profils observés (sous réserve d'une information adéquate) sur une partie du réseau et dont les paramètres seraient calibrés automatiquement ; ou des profils déclarés par les utilisateurs eux-mêmes, soit fixes, soit dynamiques, pour le jour ou pour l'année. Il ne faut pas oublier en effet que ces paramètres peuvent varier suivant les périodes ou les situations, le plus important n'étant pas qu'ils soient fixes, mais de les connaître la veille pour le lendemain. Ils peuvent être fixés pour la journée (ou une plus grande période) ou calculés en fonction des informations disponibles, aussi bien par l'utilisateur que par le réseau. Le paramètre de flexibilité peut dépendre ainsi de ce que l'utilisateur a à gagner en mettant sa flexibilité à disposition. Si le prix est fixe sur la journée, un utilisateur sensible uniquement au prix n'a donc aucun intérêt à décaler sa consommation, il peut alors décider de ne pas être flexible sur cette journée-là. Tout cela peut être calculé ou déclaré (ou les deux) en posant $\alpha_{\text{flex}}^n = f(\text{prix}, \text{ENR})$. Le même principe peut être adopté pour la sensibilité à la consommation d'ENR, celle-ci variant beaucoup plus.

L'intervalle de temps autorisé pour décaler un appareil lors de l'optimisation J-1 de la consommation est ici défini comme un pourcentage du temps maximum possible (entre minuit et minuit), à l'aide du coefficient α_{flex}^h déterminé à l'étape précédente et modélisant la flexibilité de l'acteur (de nulle, 0%, à totale, 100%). Nous cherchons à montrer comment intégrer cette notion de confort, mais il est tout à fait possible d'imaginer que cet intervalle soit tout simplement déclaré par l'utilisateur, ce qui ne changerait rien au processus d'optimisation. Pour un appareil a , les temps de départ et d'arrêt initialement définis sont enregistrés sous $[[k_a^d, k_a^f]]$. Les temps de départ minimum

et d'arrêt maximum autorisés pour planifier l'appareil sont alors notés $[\hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max}]$ et calculés à l'aide de (5.1), en introduisant α_{flex}^h :

$$\begin{cases} \hat{k}_a^{\min} = k_a^d \cdot (1 - \alpha_{\text{flex}}^h)^2 \\ \hat{k}_a^{\max} = k_a^f + (K - k_a^f) \cdot \alpha_{\text{flex}}^h \end{cases} \quad (5.1)$$

Cette modélisation, schématisée graphiquement sur la figure 5.3, est donc introduite comme contrainte dans la formulation du problème, pour chaque appareil de type cycle. Par exemple (figure 5.3), pour un appareil initialement planifié entre 8h et 12h, un utilisateur ayant un coefficient de flexibilité de 0.4 accepte un décalage de 16% de la période de temps totale disponible (ici entre minuit et 8h et entre 12h et minuit), soit une planification possible entre 6h40 et 14h.

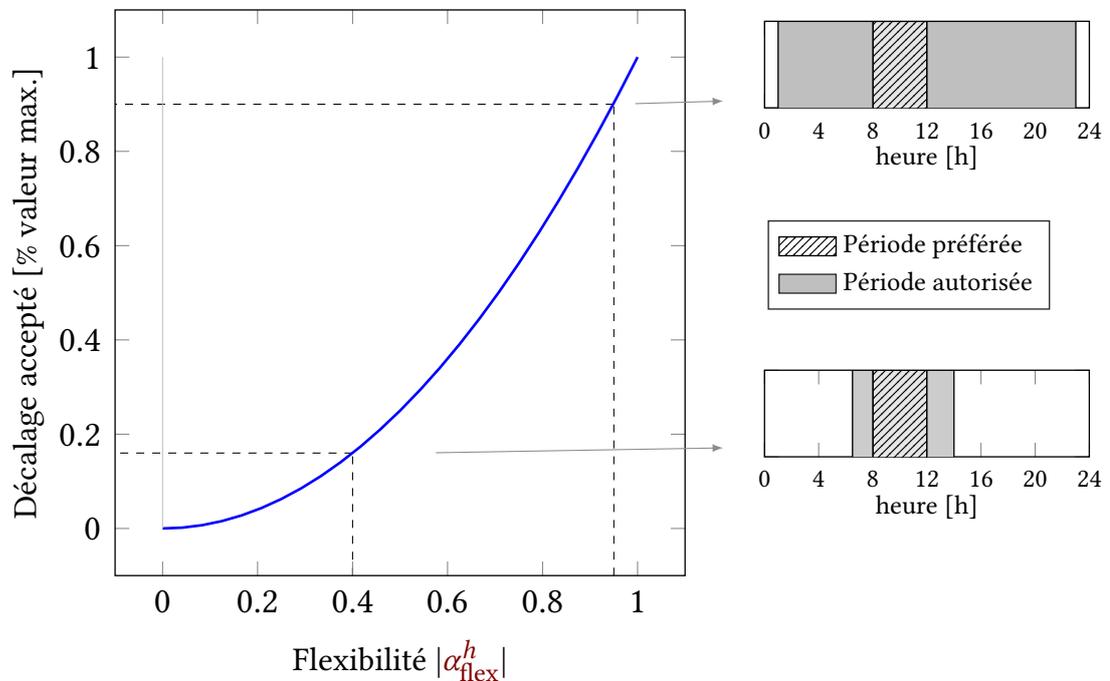


FIGURE 5.3 – Modélisation de la flexibilité des consommateurs

Pour les autres appareils comme les **VE** ou le **BEC**, leur consommation est invisible pour les utilisateurs. Seuls importent en effet la possibilité d'utiliser sa voiture au moment voulu (donc d'avoir un état de charge minimum à une heure définie) ou le fait d'avoir de l'eau chaude tout au long de la journée. Toutefois, faire appel à ses appareils pour servir une entité tierce ou les faire contrôler par cette même entité n'est pas accepté par tout le monde, comme discuté au chapitre 4. Dans le même raisonnement, des consommateurs *indifférents* qui ne souhaitent pas participer activement à un programme de gestion de l'énergie peuvent tout de même accepter de mettre à disposition leurs charges *invisibles* (comme c'est le cas pour le **BEC** actuellement par exemple). Pour différencier ces différentes implications dans la modélisation, le signe du coefficient de

flexibilité traduit cette acceptation vis-à-vis de ces appareils, permettant ainsi de placer tous les profils d'implication sur trois axes distincts (prix, consommation d'ENR et flexibilité). Un signe négatif de α_{flex}^h signifie alors que l'utilisateur ne met pas à disposition ce type de charge, et que la flexibilité qu'il utilise pour améliorer sa satisfaction n'est due qu'aux appareils de type cycle qu'il décide lui-même d'activer ou non. À l'inverse, un signe positif de ce paramètre traduit l'acceptation de l'utilisation de l'ensemble des appareils de l'utilisateur dans la recherche d'une plus grande satisfaction. Pour la population considérée dans ce travail, ce graphique est présenté par la suite en section 5.4.4.

5.4.3 Contraintes liées aux appareils

La flexibilité de chaque acteur, discutée précédemment, représente les décalages de consommation possibles (ou acceptés) que celui-ci peut effectuer. Toutefois, ces décalages dépendent aussi des appareils possédés et de leurs possibilités. Les différents types de charges qui vont participer ou non à la flexibilité de l'acteur, avec les contraintes techniques et d'usage qui leur correspondent doivent donc être modélisés. L'ensemble des appareils domestiques pris en compte pour les acteurs (modélisés au chapitre 3), trié par ordre de flexibilité, est résumé dans le tableau 5.2.

La notation \hat{x} est défini pour indiquer les valeurs de consommation issues de la prévision (ou préférées par l'utilisateur dans le cas d'une implication déclarative) qui seront prises en compte dans l'optimisation. Par ordre de flexibilité croissante, les ensembles et contraintes associées à chaque type d'appareil sont les suivants :

Fixe La consommation fixe (e.g. l'éclairage, TV) est celle qui ne prend pas part au processus d'optimisation (mais qui doit être prise en compte), la contrainte associée à un appareil a de cet ensemble $\mathcal{A}_{\text{fi}}^h$ est donc :

$$\forall a \in \mathcal{A}_{\text{fi}}^h, \forall k \in \mathbb{K}, \quad x_{k,a}^h = \hat{x}_{k,a}^h \quad (5.2)$$

Cycle Les appareils de type cycle (e.g. le lave-linge) ont un profil de consommation fixe sur leur durée de fonctionnement τ_a . Ainsi, l'optimisation ne modifie que la planification du cycle complet en considérant la flexibilité de l'acteur comme définie à la section précédente. L'heure de début de cycle de l'appareil k_a^s doit donc être comprise dans l'intervalle de temps autorisé $[[\hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max}]]$, en respectant :

$$\forall a \in \mathcal{A}_{\text{cy}}^h, k_a^s \in [[\hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max} - \tau_a]] \quad (5.3)$$

ToR La consommation des appareils de type Tout-ou-Rien (e.g. le BEC) d'une puissance nominale P_a est contrainte par :

$$\forall a \in \mathcal{A}_{\text{tor}}^h \left\{ \begin{array}{l} x_{k,a}^h \in \{0, P_a\} \\ [[k_a^s, k_a^e] \subset [[\hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max}]] \\ \sum_{k=1}^K x_{k,a}^h = \sum_{k=1}^K \hat{x}_{k,a}^h \end{array} \right. \quad (5.4)$$

Flexible Les appareils les plus flexibles (e.g. véhicules électriques ou stockage éventuel) sont contraints par leur pas de puissance $P_{a,step}$ et leur puissance nominale P_a :

$$\forall a \in A_{flex}^h \left\{ \begin{array}{l} x_{k,a}^h = |n| \cdot P_{a,step} \leq P_a, \quad n \in \mathbb{Z} \\ \llbracket k_a^s, k_a^e \rrbracket \subset \llbracket \hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max} \rrbracket \\ \sum_{k=1}^K x_{k,a}^h = \sum_{k=1}^K \hat{x}_{k,a}^h \end{array} \right. \quad (5.5)$$

Enfin, la contrainte de chaque acteur due à la puissance souscrite du foyer, P_s^h , s'exprime :

$$\forall (h, k) \in \mathbb{H} \times \mathbb{K}, \quad \sum_{a \in A^h} x_{k,a}^h \leq P_s^h \quad (5.6)$$

TABLEAU 5.2 – Type d'appareils modélisés

Type	Appareil a
<i>Fixe</i> Ensemble A_{fi}^h	Éclairage, réfrigongélateur, réfrigérateur, congélateur armoire, répondeur, lecteur CD, réveil, téléphone, HiFi, fer à repasser, aspirateur, fax, PC, TV1, TV2, magnétoscope DVD, décodeur, plaques de cuisson, four, four micro-ondes, bouilloire, chauffe-eau inst., chauffage électrique, petit électromenager
<i>Cycle</i> Ensemble A_{cy}^h	Lave vaisselle, sèche linge, lave linge, lave et sèche linge
<i>Tout ou rien</i> Ensemble A_{tor}^h	Ballon d'eau chaude
<i>Flexible</i> Ensemble A_{flex}^h	Véhicule électrique

5.4.4 Sensibilités des profils retenus

Les groupes de profils présentés au chapitre précédent sont donc finalement introduits dans le superviseur énergétique à travers les trois coefficients image de leurs sensibilités. Chacun des cinq profils représente le cinquième de la population étudiée le plus sensible aux paramètres correspondants, afin d'en observer la prise en compte et

d'étudier l'influence du modèle sur l'évolution de leur consommation et de leur satisfaction. Cette segmentation doit permettre d'évaluer l'approche, et peut être adaptée en fonction du réseau d'application du superviseur.

Les groupes de profils sont résumés dans le tableau 5.3 et représentés sur la figure 5.4 le long des trois axes considérés. Pour introduire de la variabilité au sein de la population, une randomisation des paramètres de $\pm 20\%$ autour des valeurs indiquées pour les sensibilités concernant les prix et la consommation d'ENR est introduite. Quand à la variabilité de la flexibilité, elle est indiquée directement dans le tableau.

TABLEAU 5.3 – Distribution des profils dans la population modélisée

Profils	Population	Coût	ENR	Flexibilité
		α_{prix}	α_{enr}	α_{flex}
Économes	28	80%	20%	75..100%
Éco-sensibles	28	20%	80%	75..100%
Technophiles	28	50%	50%	80..100%
Indifférents	28	50%	50%	0..20%
Désengagés	28	50%	50%	-20..0%

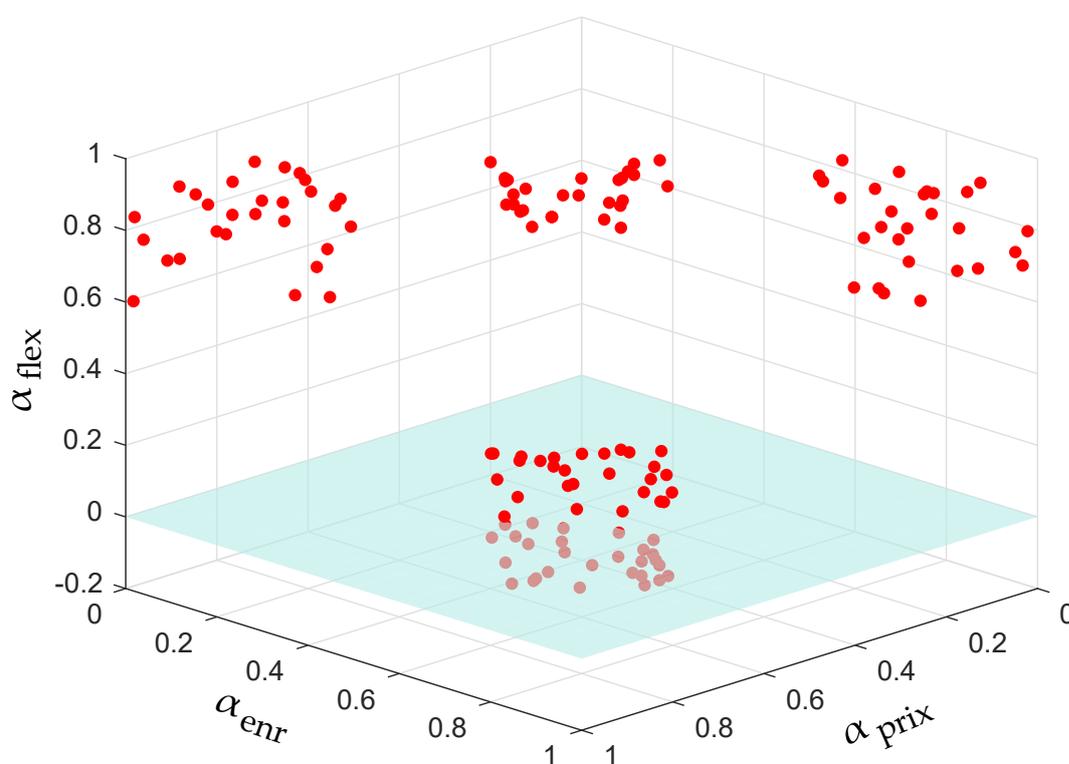


FIGURE 5.4 – Répartition des profils d'implication sur les trois axes de sensibilité

5.5 Structure du superviseur

5.5.1 Approche

5.5.1.1 Théorie des jeux et décentralisation

L'étude des interactions au sein d'un groupe relève des modèles multi-agents. Parmi ceux-ci et pour raisonner de manière décentralisée, la théorie des jeux apporte un cadre mathématique à l'étude des équilibres et des modes d'interactions entre les joueurs (ici les consommateurs). La théorie des jeux se définit en effet comme l'*étude des modèles mathématiques de conflits et de coopération entre des agents rationnels*, et a fait ses preuves dans le cadre des smart-grids [76, 209, 210]. Comme évoqué dans l'état de l'art (section 5.2), la littérature offre des exemples d'utilisation de cet outil, mais les différentes études ne prennent pas en compte la diversité des profils de consommateurs. L'idée est donc d'utiliser la théorie des jeux pour assurer l'équilibre du réseau en laissant les utilisateurs optimiser indépendamment leur propre consommation en accord avec leurs objectifs et sensibilités.

Le concept utilisé est celui d'un jeu non coopératif dit de jeu convexe à N-joueurs (concave en cherchant une maximisation). L'application du formalisme de la théorie des jeux pour notre problématique est la suivante :

- Ensemble des joueurs \mathbf{A} : les joueurs sont les A^h appareils des H consommateurs ;
- Ensemble des stratégies \mathbf{X}_a^h : la stratégie d'un joueur a est son profil de puissance X_a^h vis-à-vis du réseau (Puissance envoyée ou soutirée), et est définie à l'aide des contraintes correspondantes présentées précédemment. La stratégie de l'ensemble des autres foyers est notée X^{-h} ;
- La fonction objectif (ou fonction d'utilité) U_a^h : elle permet de hiérarchiser les différentes stratégies possibles, chaque joueur cherchant donc à en trouver l'extremum (présentée à la section 5.6.1).

Le jeu s'écrit alors $\mathcal{J} = \{ \mathbf{A}, \{ \mathbf{X}_a^h \}_{(a,h) \in \mathbf{A} \times \mathbf{H}}, \{ U^h \}_{(a,h) \in \mathbf{A} \times \mathbf{H}} \}$. Chaque joueur va chercher individuellement à maximiser son gain en optimisant sa consommation pour atteindre sa meilleure stratégie X_a^{h*} . Pour ce type d'interaction, la théorie des jeux étudie les différents équilibres qui peuvent exister lors du processus d'optimisation global. L'équilibre qui nous intéresse ici est celui de Nash, découlant de la définition 1. Défini par la stratégie $[X_a^{h*}, X_{-a}^{h*}]$, cet équilibre désigne l'état dans lequel aucun joueur a ne peut améliorer son gain en changeant unilatéralement de stratégie d'équilibre X_a^{h*} . En ce point, aucun joueur n'a alors intérêt à dévier de sa stratégie. De manière décentralisée, si les joueurs calculent indépendamment leur meilleure stratégie à tour de rôle, alors le jeu atteindra un équilibre de Nash.

Definition 1 La stratégie $[X_a^{h*}, X_{-a}^{h*}]$ est un équilibre de Nash si et seulement si $\forall (a, h) \in \mathbf{A} \times \mathbf{H}$ et $\forall X_a^h \in \mathbf{X}_a^h$

$$U^h(X_a^{h*}, X_{-a}^{h*}) \geq U_a^h(X_a^h, X_{-a}^{h*}) \quad (5.7)$$

Les conditions d'existence de ce point d'équilibre de Nash dans ce type de jeux sont les suivantes [209] :

- L'ensemble des joueurs est un ensemble fini ;
- L'ensemble des stratégies est fermé, borné (compact) et convexe.
- Les fonctions d'utilités sont continues et quasi-convexes sur l'espace des stratégies.

5.5.1.2 Optimisation locale

Le cadre global permet d'assurer que si chaque acteur propose sa meilleure stratégie, le point d'équilibre sur le réseau existe et sera atteint. Une solution exacte du problème d'optimisation locale auquel chaque appareil fait face peut être trouvée et le nombre de pas de temps et de puissance étant limité, l'appel à des méthodes méta-heuristiques utilisées classiquement pour l'optimisation énergétique ne se justifie pas ici.

De plus, le pas de temps est fixe et la puissance consommable à chacun de ces pas est bornée, on fait donc appel à un algorithme de **Programmation Dynamique (PD)** pour calculer la meilleure stratégie. En effet, le problème se pose alors comme la recherche du meilleur chemin parmi un ensemble de niveau d'énergie intermédiaire, pour atteindre un certain niveau d'énergie final. La recherche de la solution exacte au problème posé se base sur le principe d'optimalité de Bellman [211] : "*Une stratégie optimale possède la propriété que, quelque soit l'état initial et les décisions précédentes, les décisions restantes doivent constituer une stratégie optimale au regard de l'état résultant de ces précédentes décisions*⁴".

L'application de la **PD** au problème de gestion énergétique est présentée à la section 5.7.2 et se base sur les travaux de [212].

5.5.2 Informations

L'ensemble des communications entre les acteurs est résumé sur la figure 5.5. Les informations possédées et communiquées sont donc compartimentées ainsi :

Au niveau de l'agrégateur : Les seules informations connues sont celles de la charge totale sur le réseau pour la journée (qui est mise à jour dès qu'un foyer modifie sa consommation), du prix et de la production d'ENR sur la journée considérée, qui seront ensuite transmises à chaque foyer.

Au niveau des foyers : Chaque foyer est le seul à connaître ses paramètres de sensibilité, ses appareils et ses contraintes. À partir des informations reçues par l'agrégateur, l'utilisateur va alors calculer sa consommation optimale et la renvoyer à l'agrégateur.

4. "An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state resulting from the first decision"

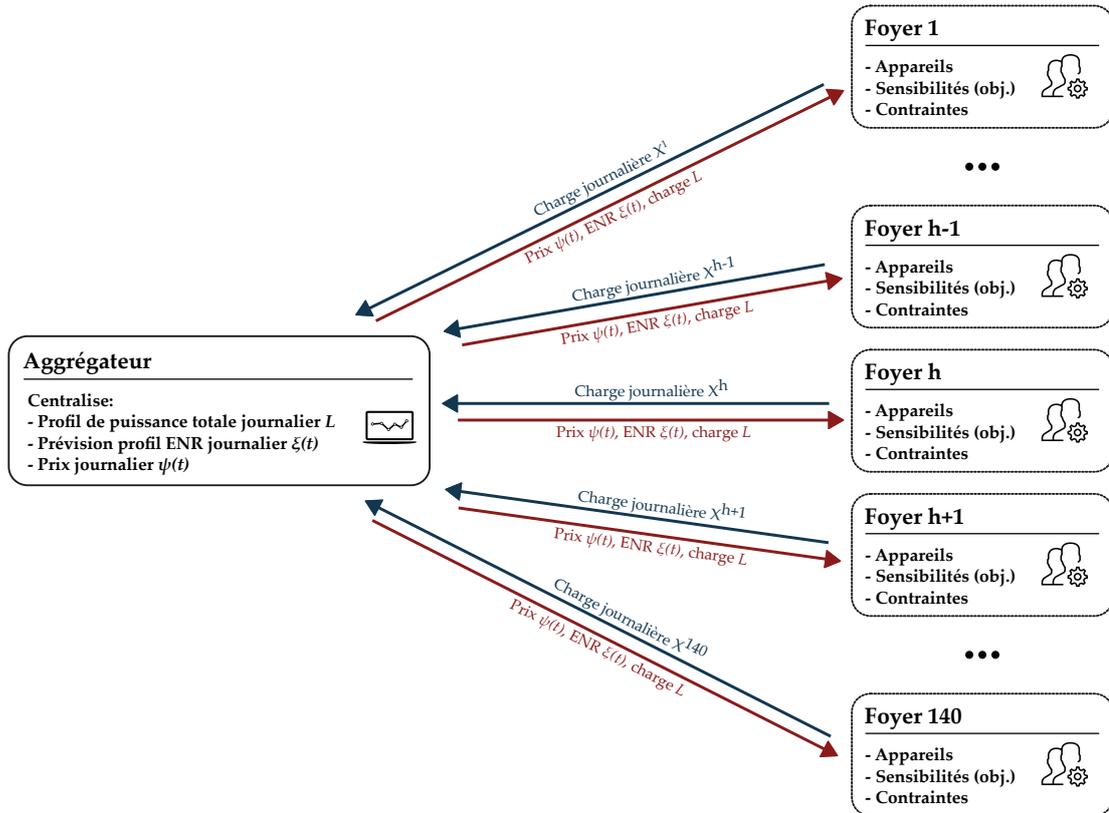


FIGURE 5.5 – Circulation des informations

5.6 Optimisation globale

5.6.1 Formulation mathématique

Le cadre global ainsi que les différents profils et contraintes à prendre en compte étant définis, la formulation mathématique du problème peut être abordée. Cette formulation vise à introduire l'objectif du réseau et ceux des consommateurs en parallèle. L'objectif réseau de réduction des fluctuations doit être en effet intégré par tous étant donné que son état est gage de réalisation du service attendu par les consommateurs. Cet objectif sera introduit comme la minimisation du carré de la charge totale (équivalent à la minimisation de la distance de la charge à la moyenne) pondérée par les préférences des utilisateurs. L'intérêt du consommateur réside donc dans la minimisation du carré de la charge, en décalant la partie flexible de sa charge vers les créneaux qui vont dans le sens de ses préférences et qui respectent ses contraintes.

Les notations utilisées sont les suivantes : X est une matrice $K \times H$ contenant la consommation des H foyers (formant l'ensemble \mathbb{H}) et pour chacun des K pas de temps divisant la journée (et formant l'ensemble \mathbb{K}). Ainsi, la consommation d'un foyer h sur la journée est notée $X^h = X(:, h) = [x_1^h, \dots, x_k^h, \dots, x_K^h] \in \mathbb{X}^h$, avec \mathbb{X}^h l'ensemble des profils de consommation possibles (stratégies possibles) sur la journée étant donné les appareils possédés et les contraintes du foyer h . La fonction objectif U_a^h à minimiser

par chaque foyer h lors de l'optimisation de l'appareil a est donc donnée par l'équation (5.8), et sera déclinée pour modéliser différents scénarios, à la section 5.8.

$$\min_{\forall X_a^h \in \mathbb{X}_a^h} U_a^h(X_a^h) = \sum_{k=1}^K \left((1 - \rho^h(k)) [x_{k,a}^h + \sum_{n=1, n \neq a}^{A^h} x_{k,n}^h + \sum_{j=1, j \neq h}^H x_k^j] \right)^2 \quad (5.8)$$

Dans (5.8), la fonction ρ^h représente la satisfaction du foyer h vis-à-vis du prix, de l'impact environnemental de sa consommation et de ses sensibilités :

$$\rho^h(k) = \alpha_{\text{prix}}^h(k) \cdot \phi_{\text{prix}}^h(k) + \alpha_{\text{enr}}^h(k) \cdot \phi_{\text{enr}}^h(k) \quad (5.9)$$

Les coefficients α dans (5.9) introduisent les sensibilités du foyer correspondant, qui doivent alors respecter les contraintes suivantes (présentées à la section 5.4.1) :

$$\begin{cases} \forall h \in \mathbb{H}, \alpha_{\text{prix}}^h(k) + \alpha_{\text{enr}}^h(k) = 1 \\ \forall h \in \mathbb{H}, \{\alpha_{\text{prix}}^h, \alpha_{\text{enr}}^h, \alpha_{\text{flex}}^h\} \in [0, 1] \end{cases} \quad (5.10)$$

Pour définir la satisfaction concernant les facteurs externes influant sur les objectifs de l'acteur, la fonction ρ^h s'appuie sur les fonctions de potentiel de satisfaction du prix ϕ_{prix}^h , et de la production d'ENR ϕ_{enr}^h . Ces deux fonctions sont les rapports des valeurs instantanées prévisionnelles du signal prix et du ratio d'ENR avec leurs valeurs minimales et maximales sur la journée, elles sont donc bornées entre 0 et 1 (voir section 5.4.1). À titre d'exemple la satisfaction maximum atteignable vis-à-vis du prix se situe au moment de la journée où le prix est minimum, et celle maximum vis-à-vis de la consommation d'ENR se situe au pas de temps où le ratio d'ENR est maximum. En effet, l'hypothèse sous-jacente est que l'acteur ne peut espérer obtenir plus de satisfaction concernant ces deux facteurs sur la journée que lors de leurs extremums quotidiens respectifs, ce qui rejoint d'ailleurs l'hypothèse initial de travailler à énergie constante. Il est possible d'imaginer un calcul en absolu, mais cela reviendrait à prêter à l'acteur la faculté de pouvoir décaler sa consommation au-delà d'une journée, ce qui pourrait être envisagé sur une semaine, mais pas sur un mois. De plus, la mise en parallèle des objectifs de réduction de la facture et de consommation d'ENR implique d'intégrer les deux de manière comparable dans la formulation. Leur normalisation s'effectue donc ainsi :

- En considérant le prix $\psi(k)$ au pas de temps k durant la journée, la fonction de satisfaction liée au prix ϕ_{prix}^h est alors définie par (5.11), et est représentée sur la figure 5.6b :

$$\phi_{\text{prix}}^h(k) = \frac{\max_k \psi(k) - \psi(k)}{\max_k \psi(k) - \min_k \psi(k)} \quad (5.11)$$

- En notant $\xi(k)$ le ratio instantané d'ENR au pas de temps k dans la production totale sur le réseau, la fonction de potentiel de satisfaction liée à la consommation

d'ENR est alors calculée selon (5.12), et modélisée sur la figure 5.6a :

$$\phi_{\text{enr}}^h(k) = \frac{\xi(k) - \min_k \xi(k)}{\max_k \xi(k) - \min_k \xi(k)} \quad (5.12)$$

On remarquera l'inversion de la courbe pour le prix, traduction du potentiel de satisfaction le plus élevé au moment où le prix est minimum, contrairement à la production d'ENR .

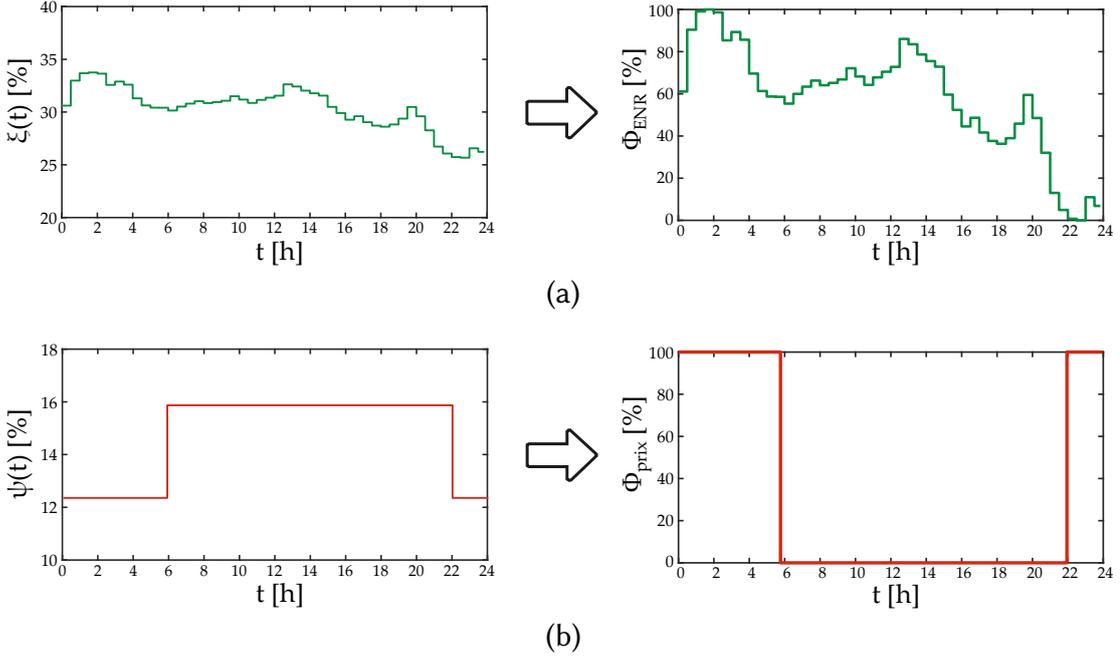


FIGURE 5.6 – Modélisation par normalisation du potentiel de satisfaction relatif à la production d'ENR (5.6a) et au prix (5.6b)

5.6.2 Algorithme global

Le rôle de l'agrégateur dans le processus d'optimisation est de faire circuler l'information de l'état du réseau et de s'assurer de l'atteinte de l'équilibre. Pour ce faire, il utilise l'algorithme 1. Les informations concernant le prix et la production d'ENR peuvent être envoyées à la première itération seulement, en considérant qu'elles ne changent pas durant l'optimisation. En effet, si ces deux données venaient à changer, le processus complet d'optimisation devrait être relancé.

Au niveau local, lorsqu'un foyer reçoit l'information de la charge totale sur le réseau et si celle-ci a changée depuis sa dernière optimisation (et seulement si), l'utilisateur recalcule sa meilleure stratégie de consommation en utilisant l'algorithme 2 (présenté à la section 5.7.3) et la renvoie à l'agrégateur. Lorsqu'un foyer n'a plus d'intérêt à modifier sa consommation (lorsque la charge sur le réseau n'a pas variée entre deux tour d'optimisation), sa variable d'équilibre passe de zéro à un. Ainsi, lorsque tous les

utilisateurs conservent leur stratégie entre deux tours successifs, l'équilibre est atteint et l'algorithme s'arrête alors. En effet, en optimisant la consommation, la fonction objectif (5.8) d'un foyer ne peut que stagner ou diminuer : étant quadratique, elle est donc non-négative et admet ainsi une borne inférieure. L'optimisation globale converge alors vers un point fixe. La fonction objectif de chaque utilisateur étant convexe et l'espace des stratégies à chaque optimisation étant convexe, fermé et borné (les contraintes étant linéaires), ce point d'équilibre est donc un équilibre unique de Nash d'après les travaux de [213, 214].

Algorithme 1 Algorithme global

```

1: eq ← 0                                     ▷ Index d'équilibre
2:  $L \leftarrow \sum_{h=1}^H X^h$ 
3: envoie  $\xi$  et  $\psi$  à  $\mathbb{H}$ 
4: ordre ← randperm( $H$ )                       ▷ Randomisation de l'ordre
5: tant que eq ≠ 1 faire
6:   pour  $h \leftarrow 1$  à  $H$  faire
7:     envoie  $L$  to  $h$ 
8:     Le foyer  $h$  applique l'algorithme 2 (→ section 5.7.3)
9:     reçoit  $X^h$ 
10:     $L \leftarrow \sum_{h=1}^H X^h$ 
11:   fin pour
12:   tour ← tour + 1
13: fin tant que

```

5.6.3 Indicateurs globaux

Pour évaluer l'intérêt de l'approche développée d'un point de vue du réseau, deux indicateurs sont calculés pour rendre compte de la diminution des pics et du lissage de la charge :

- Le **PAR**, est le rapport entre la puissance maximale et la puissance moyenne mesurées sur la journée sur le réseau, calculé selon (5.13).

$$\text{PAR} = \frac{\max_k L}{\bar{L}} \quad (5.13)$$

- Le carré de la distance euclidienne (**Squared Euclidean Distance (SED)**), déterminé selon (5.14), est la somme des carrés des distances entre la puissance à chaque pas de temps et la puissance moyenne.

$$\text{SED} = \sum_{k=1}^K (L_k - \bar{L})^2 \quad (5.14)$$

5.7 Optimisation locale

5.7.1 Informations

Localement, le consommateur doit intégrer les informations reçues de l'agrégateur (figure 5.5) à sa propre connaissance de sa consommation, pour calculer la stratégie de consommation qui augmentera son utilité, étant donné ses contraintes. Un schéma résumant ces informations est proposé sur la figure 5.7.

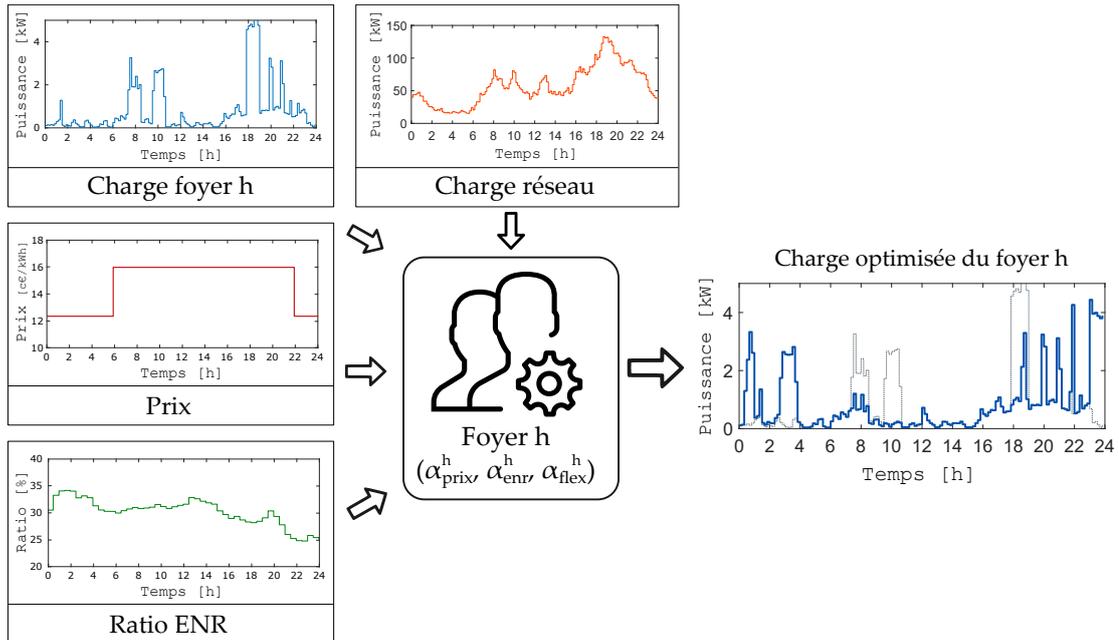


FIGURE 5.7 – Informations traitées localement pour l'optimisation de la consommation de l'acteur

5.7.2 Application de la Programmation dynamique

La **PD** est une méthode d'optimisation décomposant un problème en une multitude de sous-problèmes qui, une fois résolus, permettent d'obtenir la solution globale. Utilisée pour de la supervision énergétique dans [212], le principe de cette décomposition est schématisé sur la figure 5.8 : La période considérée est découpée en pas de temps, pour chacun desquels la puissance qui sera consommée doit être déterminée afin de consommer l'énergie totale prévue sur la journée. Cette énergie est fixée, d'après l'hypothèse d'énergie constante discutée à la section 5.3.1.

Comme illustré sur la figure 5.8, l'ensemble des niveaux d'énergies atteignables sur l'ensemble de la journée est défini par les variables suivantes :

- La durée du pas de temps τ ;
- Les pas de puissances de l'appareil P_{step} ainsi que la puissance nominale ;
- L'énergie initiale E_{min} et l'énergie finale E_{max}

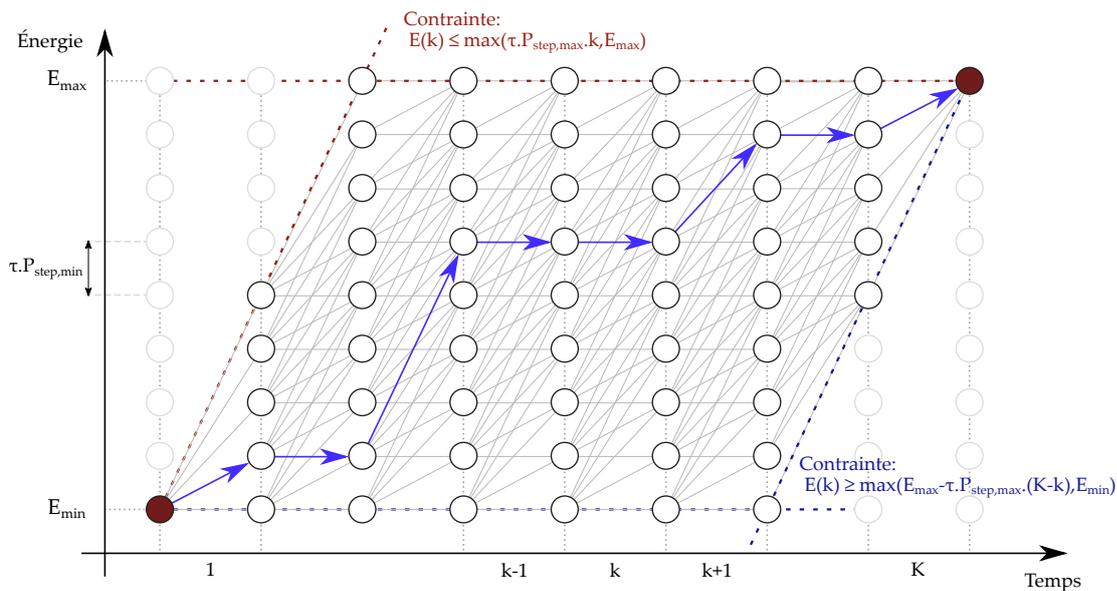


FIGURE 5.8 – Principe de la programmation dynamique appliquée à la consommation d'énergie, pour un appareil à quatre pas de puissance.

À ces contraintes, peuvent être ajoutées les contraintes temporelles pour la réalisation d'une activité particulière (E.g charge d'un véhicule avant une heure précise) en définissant l'énergie maximum au pas de temps souhaité. De même, l'énergie minimum est définie comme nulle pour les appareils de type cycle, et correspond à l'état de charge initial pour les appareils permettant de stocker de l'énergie.

Pour comprendre la résolution du problème pour l'atteinte d'un niveau d'énergie sur un pas de temps particulier, zoomons sur la figure 5.8, comme illustré sur la figure 5.9. Prenons le niveau E^{p+5} atteignable après le pas de temps k , chaque pas de puissance possible x_k pour arriver à ce niveau d'énergie est évalué en tenant compte du coût (défini par la fonction objectif (5.8)) nécessaire pour arriver au niveau d'énergie de départ, c'est à dire U_{k-1} . Le chemin retenu est alors celui qui minimise la somme $U(x_k) + U_{k-1}$. Ainsi, pour chaque niveau d'énergie atteignable sur l'ensemble des stratégies, le pas de puissance précédent amenant au minimum de la fonction objectif est enregistré. En procédant ainsi pour chaque pas de temps, le coût minimum pour atteindre le dernier pas de puissance est donc le dernier coût obtenu. Il suffit alors de reparcourir l'ensemble de l'espace du dernier pas de temps au premier, en sélectionnant pour chaque pas de temps le meilleur chemin enregistré. La stratégie obtenue est donc celle qui minimise la fonction objectif (5.8) sur l'ensemble des stratégies possibles.

5.7.3 Algorithme local

L'algorithme 2 est la procédure que suit chaque consommateur lorsqu'il reçoit l'information de la charge sur le réseau L . Si cette charge est la même que la dernière information reçue, il n'a donc aucun intérêt à recalculer sa stratégie et sa variable

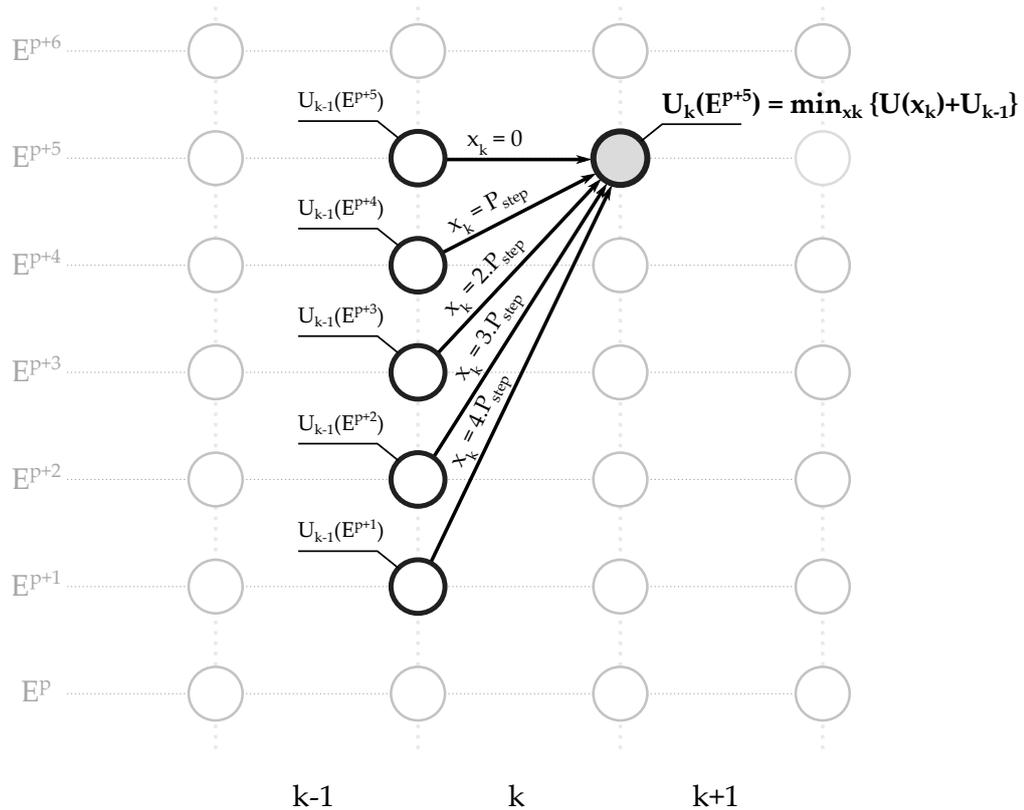


FIGURE 5.9 – Exemple de recherche du minimum de la fonction objectif sur un pas de temps

d'équilibre passe à 1. Si celle-ci est différente, le foyer recalcule sa consommation pour le lendemain par **PD** et la renvoie à l'agrégateur, en stockant alors l'information de la charge totale L^* .

5.7.4 Indicateurs locaux

Pour chaque consommateur, quatre indicateurs sont introduits pour rendre compte :

- de l'évolution des coûts (5.15),
- de la consommation d'ENR (5.16),
- du décalage moyen dans le temps des appareils de type cycle (5.17),
- et de l'évolution globale de la satisfaction (5.18).

Pour chacun de ses indicateurs, les valeurs avant et après optimisation seront comparées, avec comme convention qu'une évolution positive signifie un gain du point de vue de l'acteur. Ainsi, les deux premiers indicateurs sont calculés respectivement :

$$\gamma_{\text{coût}}^h = \frac{\sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \psi(k) \tau - \sum_{k=1}^K x_k^h \psi(k) \tau}{\sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \psi(k) \tau} \quad (5.15)$$

Algorithme 2 Niveau local

```

1: L'utilisateur  $h$  reçoit  $L$ 
2:  $\text{eq}(h) \leftarrow 0$ 
3: si  $L \neq L^*$  alors
4:   pour chaque appareil de type cycle faire
5:      $X^h \leftarrow X^h - X_a^h$ 
6:     pour chaque stratégie possible faire
7:        $h$  résout (5.8) avec (5.3) et (5.6)
8:     fin pour
9:      $h$  ajoute sa meilleure réponse à  $X^h$ 
10:  fin pour
11:  pour Pour chaque appareil de type Tout-ou-Rien faire
12:     $X^h \leftarrow X^h - X_a^h$ 
13:    pour  $k = 1$  à  $K$  faire
14:       $h$  résout (5.8) avec (5.4) et (5.6) par PD.
15:    fin pour
16:     $h$  ajoute sa meilleure réponse à  $X^h$ 
17:  fin pour
18:  pour Pour chaque appareil de type Flexible faire
19:     $X^h \leftarrow X^h - X_a^h$ 
20:    pour  $k = 1$  à  $K$  faire
21:       $h$  résout (5.8) avec (5.5) et (5.6) par PD.
22:    fin pour
23:     $h$  ajoute sa meilleure réponse à  $X^h$ 
24:  fin pour
25: sinon
26:    $\text{eq}(h) \leftarrow 1$ 
27: fin si
28:  $L^* \leftarrow L$ 
29: envoi  $X^h$  et  $\text{eq}(h)$ 

```

$$\gamma_{\text{enr}}^h = \frac{\sum_{k=1}^K x_k^h \xi(k) \tau - \sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \xi(k) \tau}{\sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \xi(k) \tau} \quad (5.16)$$

avec, comme présenté plus haut, ψ l'évolution du prix et ξ l'évolution du ratio ENR sur la journée.

Le 3^e indicateur représente, en heure, le délais moyen de décalage des appareils contribuant à la flexibilité et dont le retard ou l'avance n'est pas sans conséquence pour le consommateur. C'est à dire l'ensemble des appareils de type cycle (par opposition aux appareils dont le décalage est *invisible*, comme le BEC).

$$\gamma_{\text{déc}}^h = \frac{\sum_{a \in A_{\text{cy}}^h} (k_a^s - k_a^d)}{\text{card}(A_{\text{cy}}^h)} \quad (5.17)$$

Finalement, le dernier indicateur est celui de la satisfaction globale de l'acteur, calculé en fonction de ses sensibilités. Le décalage des appareils n'est pas pris en compte dans cet indicateur, car cette sensibilité est déjà incluse en tant que contrainte, et toujours respectée lors de l'optimisation. Ce décalage de consommation est donc toujours dans la plage acceptée et définie par l'utilisateur et mise à disposition pour atteindre ses objectifs. Le bénéfice perçu dépendant des objectifs recherchés, la satisfaction globale γ_{sat}^h est calculée comme le ratio entre l'énergie satisfaite (définie par la fonction ρ^h) et l'énergie totale consommée sur la journée suivant :

$$\gamma_{\text{sat}}^h = \frac{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \rho^h(k) \cdot \tau}{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \tau} \quad (5.18)$$

Pour rendre compte de l'évolution de ces indicateurs en fonction des scénarios et au sein de la population ou au sein même des groupes de profil, on utilisera l'écart type σ comme variable d'observation. On rappelle que pour des observations (v_1, v_2, \dots, v_n) d'une variable, l'écart type est donné par la relation :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2} \quad (5.19)$$

5.8 Simulations

5.8.1 Scénario de référence

La consommation modélisée au chapitre 3 sert ici de référence pour étudier les algorithmes proposés. Elle correspond au cas non-supervisé dont les indicateurs correspondants sont calculés et rassemblés dans le tableau 5.4. L'indicateur de décalage $\gamma_{\text{déc}}^h$ est absent de ce tableau car logiquement nul avant optimisation. L'évolution des résultats pour tous les scénarios présentés dans la suite de cette partie est donc relative à ces données. De même, l'état de référence du réseau sur les deux indicateurs présentés est résumé dans le tableau 5.5.

Les indicateurs sont calculés à l'aide des données d'entrée de prix et de production d'ENR présentées au chapitre 3.5.3.

TABLEAU 5.4 – Valeurs des indicateurs pour le scénario de référence

Groupe	Satisfaction		Coûts		ENR	
	[%]	σ	[€]	σ	[kWh]	σ
<i>Global</i>	53,36	20,75	90,40	54,29	35,87	33,42
Économés	38,27	21,87	111,21	54,03	41,36	32,29
Éco-sensibles	62,85	19,36	92,69	61,18	37,78	33,78
Technophiles	60,02	18,77	76,20	49,44	24,43	32,40
Indifférents	48,71	14,52	90,01	54,36	43,41	36,62
Désengagés	56,96	19,71	81,91	48,72	32,38	30,52

TABLEAU 5.5 – État initial du réseau - référence

PAR	SED
[10 ¹¹ kW ²]	
1.91	3.93

5.8.2 Scénarios de formulation des objectifs

Plusieurs scénarios peuvent être envisagés pour montrer la plus-value apportée par l'originalité de l'approche, en modulant la formulation (5.8) présentée précédemment vis-à-vis de la prise en compte des sensibilités des utilisateurs.

Objectif réseau seul (Scénario 1) : Seul l'objectif réseau est pris en compte et les sensibilités des acteurs ne sont pas considérées durant l'optimisation.

$$\min_{\forall X_a^h \in \mathbb{X}_a^h} U_a^h(X^h) = \sum_{k=1}^K \left(x_{k,a}^h + \sum_{n=1, n \neq a}^{A^h} x_{k,n}^h + \sum_{j=1, j \neq h}^H x_k^j \right)^2 \quad (5.20)$$

Objectif mixte (Scénario 2) : L'objectif des consommateurs vient balancer l'objectif du réseau, comme (5.8) présentée à la section 5.6.1 pour chercher un équilibre entre les deux.

$$\min_{\forall X_a^h \in \mathbb{X}_a^h} U_a^h(X^h) = \sum_{k=1}^K \left((1 - \rho^h(k)) [x_{k,a}^h + \sum_{n=1, n \neq a}^{A^h} x_{k,n}^h + \sum_{j=1, j \neq h}^H x_k^j] \right)^2 \quad (5.21)$$

Objectif mixte centré sur le consommateur (Scénario 3) : Le scénario est non-coordonné, dans le sens où l'objectif du réseau est introduit seulement sur la

consommation de l'acteur. L'état du réseau n'est donc pas pris en compte lors de l'optimisation de la consommation de l'utilisateur.

$$\min_{\forall X_a^h \in \mathcal{X}_a^h} U_a^h(X^h) = \sum_{k=1}^K \left((1 - \rho^h(k)) [x_{k,a}^h + \sum_{n=1, n \neq a}^{A^h} x_{k,n}^h] \right)^2 \quad (5.22)$$

5.8.3 Résultats

Les résultats concernant les indicateurs réseaux sont réunis dans le tableau 5.6, et une représentation de la charge totale et de son évolution pour chaque scénario est présenté sur la figure 5.10. À titre d'exemple, l'illustration de l'évolution de la charge du premier foyer ($h = 1$, avec comme sensibilités : $\alpha_{\text{prix}}^h = 0.76$, $\alpha_{\text{enr}}^h = 0.24$, $\alpha_{\text{flex}}^h = 0.89$) et pour le premier jour du mois est visible pour chaque scénario sur la figure 5.11.

TABLEAU 5.6 – Évolution des indicateurs réseau pour chaque scénario

Indicateurs	Référence	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
PAR [-]	1.91	-28%	-10%	-5%
SED [10^{11} kW ²]	3.93	-87%	-60%	-31%

5.8.3.1 Résultats scénario 1 (Objectif réseau seul)

Du point de vue du réseau, ce scénario entraîne les meilleurs résultats en termes de **PAR** et de **SED** (respectivement -28% et -87%), visibles sur la figure 5.10a. Concernant les consommateurs (voir tableau 5.7), la satisfaction globale augmente légèrement (8.4%), mais la satisfaction des profils *éco-sensibles* et *désengagés* diminue. De plus, le décalage de consommation est maximum pour ce scénario.

5.8.3.2 Résultats scénario 2 (Objectif mixte)

Le meilleur compromis est atteint pour ce 2^e scénario (voir figure 5.10b). D'une part, la réduction des pics et la diminution des fluctuations atteignent respectivement -10% et -60%. D'autre part, non seulement la satisfaction globale augmente de 20.2%, mais celle de chaque groupe de consommateur aussi sans exception (voir tableau 5.8). De plus, chaque profil obtient une augmentation de sa satisfaction au regard de son objectif principal avec un effort (décalage moyen) correspondant à la flexibilité définie, montrant ainsi la capacité de l'approche à respecter les profils de consommateurs tout en aidant le réseau.

5.8.3.3 Résultats scénario 3 (Objectif mixte centré sur le consommateur)

Le dernier scénario présente des résultats similaire au précédent pour les consommateurs avec une augmentation de la satisfaction globale de 20.5% (voir tableau 5.9)), mais

avec une évolution des indicateurs réseau divisée par deux, c'est à dire une réduction du **PAR** de -5% et de la **SED** de -31% (voir figure 5.10c). De même, l'évolution des indicateurs concernant chaque paramètre et pour chaque groupe de profil est similaire à celle observée pour le scénario précédent.

Avant toute discussion, ce résultat est déjà intéressant en soi car il montre une participation des consommateurs utile pour le réseau, même en réduisant l'échange d'information nécessaire entre celui-ci et les usagers et en formulant l'objectif de façon *égoïste* (c'est à dire en ne prenant en compte que la consommation du consommateur et sans considérer l'état du réseau).

TABLEAU 5.7 – Scénario 1 - Évolution des indicateurs par groupe de profil

Objectif réseau seul

Groupe	Satisfaction		Coûts		ENR		Décalage	
	γ_S [%]	σ	γ_C [%]	σ	γ_E [%]	σ	γ_{Sc} [h]	σ
<i>Global</i>	8,44	-9,02	2,69	-3,89	4,24	-4,65	2,79	3,12
Économes	36,98	-54,78	3,34	-3,85	5,42	-4,79	4,37	2,45
Éco-sensibles	-11,57	25,57	3,32	-4,70	5,00	-5,86	3,85	3,21
Technophiles	9,27	-17,42	3,01	-4,62	6,24	-6,08	5,51	2,73
Indifférents	7,57	-30,38	3,41	-4,78	4,51	-5,66	0,11	0,08
Désengagés	-0,02	-0,20	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,11	0,08

TABLEAU 5.8 – Scénario 2 - Évolution des indicateurs par groupe de profil

Objectif mixte

Groupe	Satisfaction		Coûts		ENR		Décalage	
	γ_S [%]	σ	γ_C [%]	σ	γ_E [%]	σ	γ_{Sc} [h]	σ
<i>Global</i>	20,25	-15,72	2,55	-3,35	-0,22	-0,73	2,57	2,96
Économes	51,27	-66,34	4,52	-5,15	-3,44	-3,64	4,45	2,51
Éco-sensibles	17,31	-18,17	-0,61	0,53	7,95	7,49	2,28	1,64
Technophiles	17,17	-44,89	4,03	-6,27	-4,34	-4,65	5,87	2,91
Indifférents	15,30	-41,38	4,43	-6,20	-2,16	-4,19	0,12	0,09
Désengagés	0,21	0,61	0,00	0,00	0,05	-0,01	0,11	0,09

TABLEAU 5.9 – Scénario 3 - Évolution des indicateurs par groupe de profil

Objectif mixte centré consommateur

Groupe	Satisfaction		Coûts		ENR		Décalage	
	γ_S [%]	σ	γ_C [%]	σ	γ_E [%]	σ	γ_{Sc} [h]	σ
<i>Global</i>	20,46	-16,44	2,53	-3,47	0,24	-0,30	2,43	2,78
Économes	51,43	-66,67	4,52	-5,15	-3,18	-3,31	4,38	2,54
Éco-sensibles	17,26	-21,83	-0,17	-0,10	7,73	6,97	2,35	1,78
Technophiles	17,65	-45,99	3,61	-5,78	-2,27	-2,05	5,18	2,68
Indifférents	15,82	-40,67	4,23	-6,08	-1,47	-3,77	0,12	0,09
Désengagés	0,16	0,47	0,00	0,00	0,05	-0,01	0,12	0,09

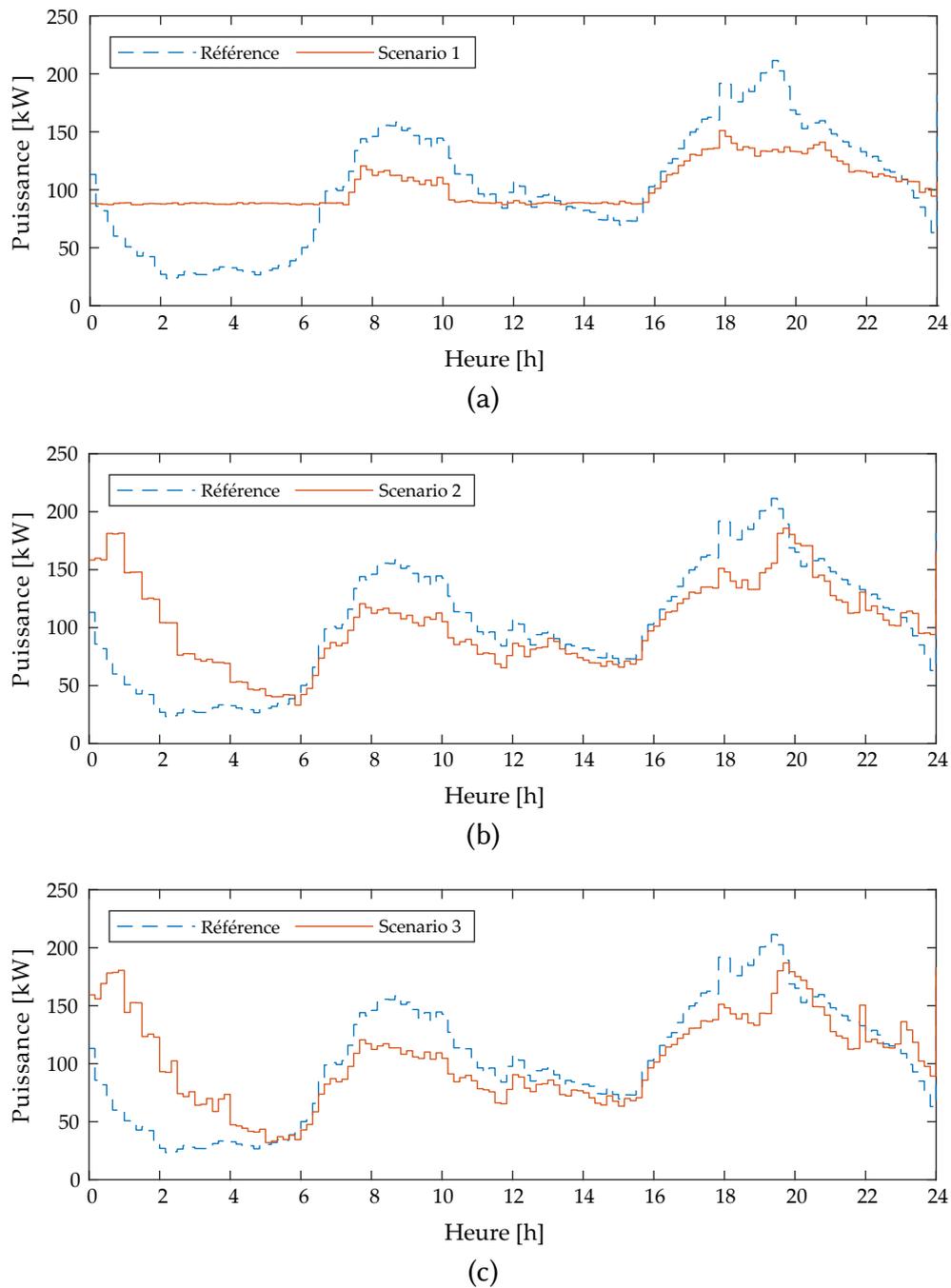
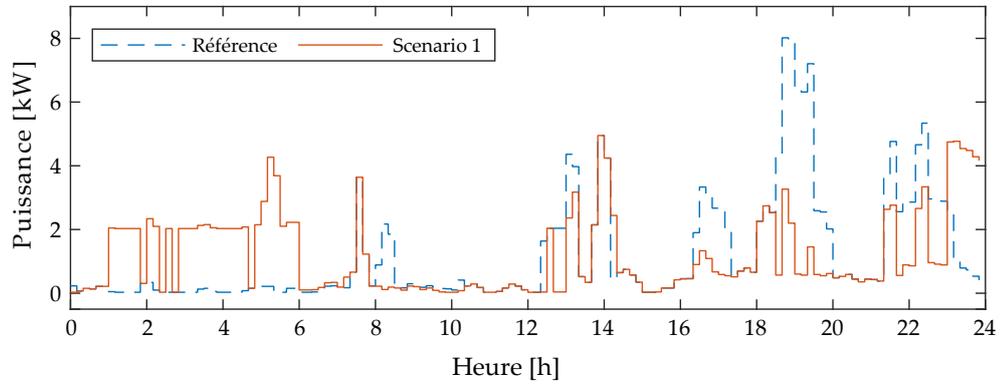
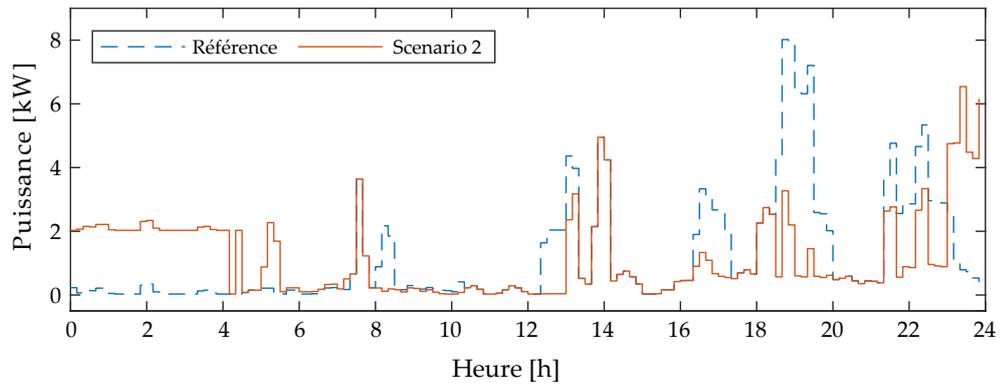


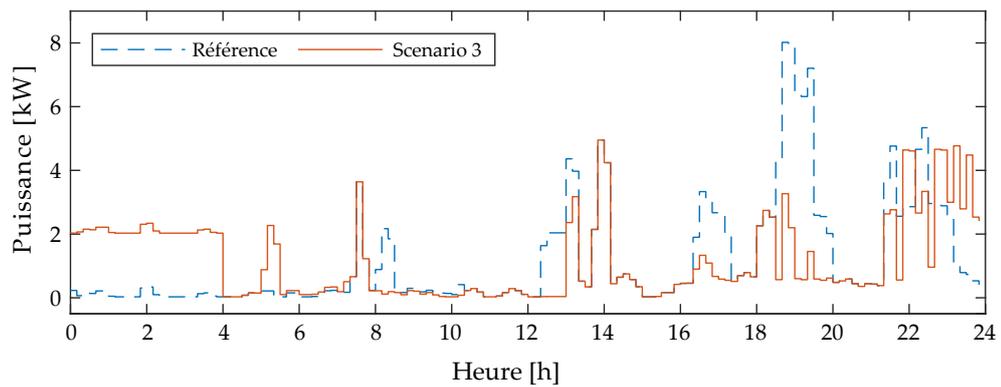
FIGURE 5.10 – Évolution de la charge totale sur le réseau sur le 1^{er} jour, pour les scénarios 1 (a), 2 (b) et 3 (c)



(a)



(b)



(c)

FIGURE 5.11 – Évolution de la charge du foyer $h = 1$ ($\alpha_{\text{prix}}^h = 0.76$, $\alpha_{\text{enr}}^h = 0.24$, $\alpha_{\text{flex}}^h = 0.89$) sur le 1^{er} jour, pour les scénarios 1 (a), 2 (b) et 3 (c)

5.8.4 Discussions

Pour comprendre et appréhender ces résultats, il faut garder à l'esprit que l'évolution des indicateurs observés est limitée non seulement par la distribution de la charge initiale, mais aussi par l'évolution des facteurs externes (prix et ENR) sur lesquels l'utilisateur n'a pas de contrôle, et finalement par les contraintes du consommateur (décalage accepté, appareils possédés, puissance limite). Les profils désengagés ne modifient quasiment pas leur satisfaction, et ce quelque soit l'objectif, ce qui s'explique logiquement par le fait que leur flexibilité est nulle.

Il est donc important de comprendre et d'intégrer aussi bien les différents profils que ces considérations pour juger des résultats. Par exemple, il faut noter que les profils sensibles aux coûts augmentent le plus leur satisfaction sur tous les scénarios notamment du fait que leur satisfaction était la plus basse au départ comme observé suite à la modélisation faite au chapitre 3. La forte augmentation de satisfaction des consommateurs les plus sensibles à leur facture s'explique aussi par le prix à deux niveaux qui est par construction seulement à sa valeur maximale ou sa valeur minimale sur la journée. Cela entraîne donc la possibilité d'une grande augmentation de la satisfaction, même avec un faible décalage de consommation. Cet effet peut être réduit soit en introduisant un prix plus dynamique, soit en augmentant le pas de discrétisation du signal d'entrée de la production d'ENR. De plus, leur objectif de réduction de la facture coïncide avec l'objectif de diminution des pics, ce qui s'explique logiquement par la corrélation du prix avec l'objectif réseau, par opposition avec la production renouvelable qui quant à elle, est stochastique par nature. Ainsi, les profils sensibles à leur impact environnemental subissent une diminution de leur satisfaction si leur préférences ne sont pas prises en compte (avec un passage de +17.3% à -11.6% du scénario 2 au scénario 1) montrant l'importance de la prise en compte des profils lorsque les objectifs réseau et consommateurs ne vont pas dans le même sens. La complexité de la modélisation apparaît avec les profils *mixtes*, qui ne sont pas focalisés sur un seul objectif. Ceux-là voient leur satisfaction globale augmenter, mais pas nécessairement une augmentation de leur satisfaction sur les deux objectifs, la diminution du coût et l'augmentation de la consommation d'ENR pouvant être antagonistes sur la journée.

En se projetant sur le long terme, on peut alors voir qu'une forte pénétration de la production renouvelable limitera ces effets, en entraînant une adéquation plus forte de l'objectif d'équilibre du réseau avec l'objectif de réduction de l'impact environnemental, et ainsi du prix. L'approche proposée ici peut en effet s'adapter à une formulation axée sur la production, tout en gardant la même forme de fonction. Ainsi, le suivi d'une production d'ENR $\text{Prod}(k)$ peut être un objectif pour l'équilibrage du réseau et être facilement introduite dans la modélisation proposée dans ce chapitre en utilisant une fonction objectif pour chaque consommateur de la forme :

$$\min_{\forall X^h \in \mathcal{X}^h} U^h(X^h) = - \sum_{k=1}^K \left((1 - \rho^h(k)) [x_k^h + \sum_{j=1, j \neq h}^H x_k^j - \text{Prod}(k)] \right)^2 \quad (5.23)$$

Pour en revenir aux résultats, avec le scénario 2, l'approche réussit à prendre en

compte aussi bien la problématique du réseau que les sensibilités des consommateurs. Ce scénario, avec le 3^e, montre que ces acteurs peuvent être satisfaits tout en respectant les contraintes des utilisateurs et l'effort accepté par chacun. Si le scénario 3 entraîne un gain moindre pour le réseau, la réduction du pic de 5% et des fluctuations de 31% est tout de même importante. La satisfaction des utilisateurs quant à elle, ne varie que très peu par rapport au scénario 2. Localiser l'objectif du réseau au niveau d'un foyer permettrait ainsi de diminuer l'échange d'information entre l'agrégateur et les consommateurs, l'arbitrage entre les deux formulations peut être alors fait en fonction de l'état du réseau. Sur une partie de réseau uniquement résidentielle par exemple, l'objectif de réduction des pics influe de la même manière dans une logique *coopérative* (scénario 2) que dans une logique *individualiste* (scénario 3). La formulation du scénario 2 permet tout de même le meilleur compromis en toute situation, car un déséquilibre trop grand sur le réseau ne provenant pas des consommateurs peut être évité grâce à la participation de tous, ce qui ne serait pas possible pour une formulation *individualiste*.

Enfin, l'approche d'une formulation comprenant des coefficients de sensibilité bornés entre 0 et 1 et un confort toujours respecté permet de clarifier les profils d'utilisateurs et de respecter précisément leur degré d'acceptation et d'implication, ce qui n'était pas observable dans la littérature, comme discuté en début de chapitre (section 5.2). Cette clarification et cet équilibre entre objectifs réseau et consommateurs est en effet essentiel pour encourager l'implication des usagers du réseaux, mais il faut pour cela sortir des approches techno-centrées et dirigées par le signal prix. L'option de tout contrôler par le prix, comme observé dans les récents développements des programmes de management de la demande n'est pas viable si le modèle économique n'est pas revu, pour ne pas tomber dans l'extrême où seuls ceux qui peuvent se le permettre consomment ce qu'ils veulent. L'intérêt est aussi d'avoir pu quantifier la plus-value de ce programme de gestion de l'énergie aussi bien pour le réseau (ce qui est fait classiquement comme relevé dans la littérature) que pour les utilisateurs, avec des indicateurs concrets.

Concernant la participation des consommateurs, l'intérêt n'est pas uniquement de savoir ce qui est mieux ou pas en termes de résultats absolus puisque quelque soit la formulation il y aura toujours un compromis entre les objectifs réseau, les objectifs des acteurs volontaires et ceux moins volontaires. L'intérêt réside aussi dans le fait qu'il est possible de les prendre en compte et de les quantifier. À partir d'un certain point, ce n'est pas la formulation des objectifs en elle-même qui aidera le réseau et fera une différence, mais la prise de conscience de chacun à la nécessité de s'investir pour le bon fonctionnement de celui-ci. Rester dans un paradigme où chaque sensibilité est respectée n'est pas viable à long terme si aucune prise de conscience de l'implication nécessaire n'est faite en parallèle et que ce ne sont pas les profils les plus impliqués qui prédominent. Les formulations proposées présupposent en effet que chaque consommateur intègre le besoin du réseau de diminuer les pics (ou autre), ce qui reste une hypothèse forte. Cela est possible sur des charges automatiques (ce qui est le cas avec les BEC par exemple), mais n'est envisageable sur d'autres types de charges qu'au moyen d'une sensibilisation forte [215].

5.9 Conclusion

Ce chapitre a présenté l'application de la méthodologie pour le développement d'un superviseur J-1 optimisant la consommation sur le réseau tout en introduisant les profils d'acteurs dans cette gestion. Cette gestion ne présuppose pas du paradigme, qui peut soit être du côté d'une automatisation toujours croissante du réseau (introduction des compteurs intelligents, emploi de *smart-appliances*) mais qui pose des problèmes d'acceptation ; soit du côté de la sensibilisation et de celui de la pédagogie, en dispaissant les informations adéquates aux utilisateurs qui peuvent alors enclencher leurs appareils au moment opportun, ou régler eux-mêmes les temps de départs de ceux-ci. Les possibilités sont en effet multiples pour la concrétisation de cette gestion au sein des foyers.

Les étapes de la méthodologie ont donc été appliquées une à une, en définissant le cahier des charges, une modélisation des profils, une structure possible de superviseur et les différentes étapes de l'optimisation globalement et localement, avant d'en présenter les résultats. Il est montré qu'avec la formulation et l'approche proposées, chaque acteur du réseau (ici le gestionnaire du réseau et les consommateurs résidentiels) peut améliorer sa satisfaction : pour le scénario apportant le meilleur compromis (scénario 2), la diminution du pic sur le réseau atteint 10% et la réduction des fluctuations de charges 60%, tandis que les consommateurs augmentent leur satisfaction moyenne globale de 20%.

Ce chapitre permet d'apporter une réflexion sur les possibilités offertes pour la gestion du réseau. En France par exemple, peu d'informations sont disponibles pour les consommateurs pour faire des choix éclairés (si ce n'est le prix), et les stimuli sont très statiques. Pourtant, des programmes démonstrateurs, comme le programme Ecowatt [23] en région Bretagne et région PACA, montre qu'il est possible de faire appel à la flexibilité au-delà de l'aspect financier avec une approche adéquate et en relayant la bonne information. Il est donc intéressant de constater les possibilités offertes par la prise en compte des attentes et contraintes des acteurs du réseau dans la gestion de celui-ci, en proposant ici une information sur la production d'ENR et sur l'état du réseau.

L'approche développée est à même d'améliorer l'état du réseau en prenant en compte les profils de consommateurs, et de nombreux points peuvent être encore étudiés : aussi bien la formulation des objectifs avec l'approche des coefficients, que les flux de données et la puissance de calcul nécessaire, ou encore d'autres équilibre en théorie des jeux que celui de Nash (équilibre de Berge notamment). Tout cela en gardant à l'esprit qu'il faut mener l'étude et la discussion de ces approches sur le plan technique mais aussi sur celui de leur acceptabilité par les différents acteurs.

De nombreuses recherches sont encore à effectuer sur cette étape, mais les résultats montrent déjà les perspectives possibles pour la gestion J-1 du réseau. Il ne faut pas oublier que ces résultats ne sont pas exactement les gains *réels* obtenus par les acteurs, car toute prévision n'est jamais parfaite. L'optimisation dans ce chapitre vise en effet à trouver un équilibre *en l'état des connaissances*. L'étape suivante du superviseur est alors la gestion temps réel, intégrant les résultats de cette optimisation à J-1. L'enjeu est

de se reposer sur le J-1 tout en continuant à prendre en compte les profils d'implications, dans la mesure du possible, tout en s'adaptant aux aléas de consommation, de prix ou de prévision de la production d'ENR survenant au cours de la journée. L'approche sera donc présentée en appliquant là encore la méthodologie proposée et en discutant chaque point, aussi bien de l'angle de vue technique et réseau que d'un point de vue utilisateur. L'intérêt des différentes étapes du superviseur pourra alors être montré en comparant l'optimisation J-1 seule, le gestion temps réel basée sur cette optimisation, et l'ajustement temps réel dans le cas où aucune optimisation J-1 n'est effectuée préalablement.

Superviseur temps réel

Sommaire du présent chapitre

6.1 Introduction	140
6.2 État de l'art	141
6.2.1 Contexte et approches	141
6.2.2 Optimisation temps réel et préférences utilisateurs dans la littérature	142
6.2.3 Apports nécessaires	144
6.3 Continuité avec le superviseur J-1	144
6.3.1 Cadre de la supervision	144
6.3.2 Modélisation des profils	145
6.4 Superviseur temps réel en logique floue	146
6.4.1 Présentation de la logique floue	146
6.4.2 Cahier des charges	146
6.4.3 Structure du superviseur	147
6.4.4 Graphes fonctionnels	150
6.4.5 Fonctions d'appartenance	152
6.4.6 Graphes opérationnels	153
6.4.7 Règles floues	154
6.4.8 Indicateurs	157
6.5 Tests du superviseur sur une journée	158
6.5.1 Présentation des simulations	158
6.5.2 Aléa de production d'énergie renouvelable	158
6.5.3 Aléa de prix	162
6.5.4 Aléa de consommation	166
6.6 Simulations prospectives sur deux semaines	169
6.6.1 Scénarios	169
6.6.2 Segmentation de profils équilibrée	170

6.6.3	Segmentation à forte sensibilité environnementale	173
6.6.4	Segmentation à forte sensibilité économique	174
6.6.5	Segmentation à faible engagement	175
6.6.6	Résumé global des simulations	176
6.7	Discussion	176
6.8	Conclusion	179

6.1 Introduction

La première étape du superviseur a été décrite au chapitre précédent, en optimisant la veille pour le lendemain les consommations des foyers du cas d'étude, tout en introduisant leurs profils d'implication. La gestion de l'équilibre du réseau étant indispensable, l'optimisation à J-1 donne un guide à suivre pour gérer au mieux les fluctuations connues de production ou de consommation. Toutefois, les prévisions étant toujours imparfaites et d'autres aléas pouvant survenir au cours de la journée, une gestion court-terme de l'énergie s'impose.

Nous nous intéressons dans ce chapitre à l'ajustement de la consommation du cas d'étude résidentiel lorsque la consommation, la production d'**Énergies Renouvelables (ENR)** et/ou le prix dévient des valeurs initialement prévues à J-1. Pour ce faire, les différents profils de consommateurs doivent, comme au chapitre précédent, être intégrés au superviseur afin de les prendre en compte dans la gestion de l'énergie. C'est donc l'étape 3 de la méthodologie développée au chapitre 2 qui sera présentée, comme schématisé sur la figure 6.1.

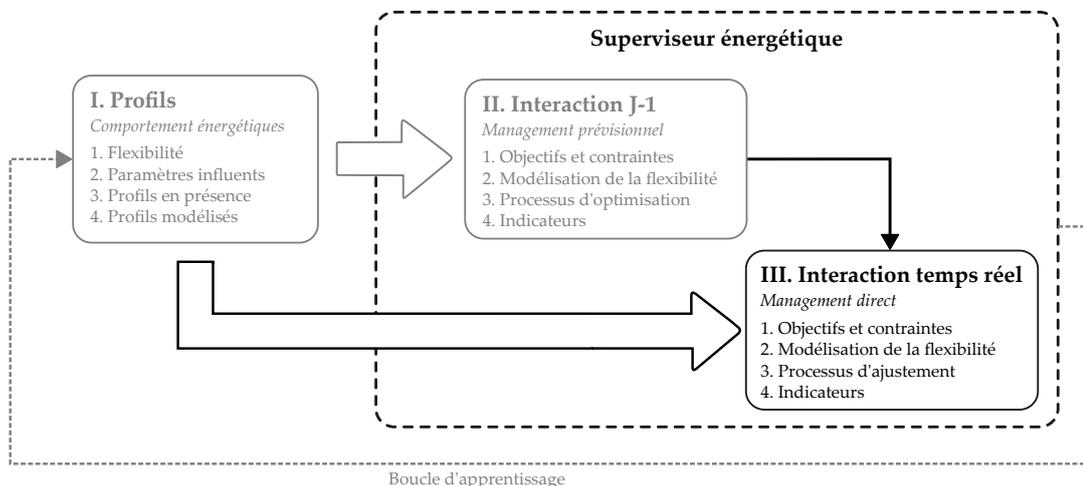


FIGURE 6.1 – Positionnement de la gestion temps réel dans la méthodologie globale

Suite à une revue de littérature sur les approches de supervision temps réel et l'intégration des préférences utilisateurs dans celles-ci, le cahier des charges du superviseur développé est présenté parallèlement aux hypothèses posées. La présentation de la modélisation des profils dans cette étape est ensuite discutée avant d'introduire la logique

floue et les différentes étapes du développement du superviseur prenant en compte les profils. Enfin, différents scénarios sont présentés ainsi que leurs résultats, afin de discuter de la pertinence du superviseur pour le réseau et pour les consommateurs. L'étude se fait ici en analysant une supervision temps réel basée sur l'optimisation J-1, comparée à un scénario non supervisé, un scénario seulement optimisé à J-1, et un scénario où seul le superviseur temps réel sera utilisé. Les apports du superviseur global sont alors présentés dans la conclusion ainsi que les perspectives d'étude possible pour un futur développement.

6.2 État de l'art

6.2.1 Contexte et approches

L'état d'un réseau électrique évolue à une échelle de temps très petite. Sur le réseau de transport par exemple, le réglage primaire de fréquence (image de l'équilibre production/consommation) se fait à l'échelle de la seconde (le temps de réponse doit être compris entre 15 et 30 secondes). L'optimisation des flux de puissance à J-1 ne suffit donc pas et il faut aussi les adapter à court terme. Pour cela, la gestion temps réel permet d'assurer la stabilité du réseau en ajustant les productions, les consommations et parfois en utilisant du stockage, pour s'adapter aux aléas pouvant survenir tout en limitant les pics [216]. Pour ce faire, de nombreuses méthodes sont utilisées : programmation linéaire, théorie des jeux, logique floue, multi-agents...

Du point de vue de la consommation, de nombreuses recherches s'intéressent au décalage de la demande sur une échelle de temps très courte. Un exemple d'actualité très concret que l'on retrouve dans la littérature est la gestion de la charge des **Véhicules Électriques (VE)**. Cette gestion temps réel se retrouve par exemple dans [52], qui cherche à réduire les coûts et les émissions de CO₂ à l'aide d'un superviseur temps réel en logique floue basé sur une optimisation prédictive à J-1 utilisant la méthode d'optimisation par essais particuliers. De même, [217] vise à réduire les coûts et diminuer les pics de charge d'une flotte de **VE** par un algorithme utilisant la logique floue, sans optimisation préalable. Enfin, un dernier exemple peut être observé dans [218], utilisant l'optimisation convexe pour augmenter la consommation d'**ENR** tout en réduisant la facture.

Dans la littérature de ces cinq dernières années, la même constatation que pour l'optimisation J-1 peut être faite pour la gestion temps réel : les programmes de réponse de la demande sont dirigés en priorité par l'objectif de réduction des prix, par exemple dans [170, 219, 220, 221, 222, 223]. La gestion temps réel utilisant cette approche par les prix vise alors soit uniquement à calculer un prix dynamique le plus efficace pour aider le réseau, soit à gérer des charges en réponse à un prix fixé, soit plus rarement à fusionner les deux approches en cherchant à calculer un prix adéquat tout en optimisant les consommations qui influencent alors ce prix (E.g. [219, 223, 126]).

La première approche est celle développée et testée sur une population réelle dans [170] ou [224], en proposant le calcul d'un schéma de prix permettant aux consomma-

teurs de réduire leur facture tout en équilibrant le réseau. On retrouve une négociation de prix dynamique entre producteurs et consommateurs dans [222], où les auteurs utilisent la théorie des jeux et se basent sur un jeu de Stackelberg.

Pour la deuxième approche, de nombreuses méthodes sont utilisées. [221] propose par exemple une optimisation par essaim particulière avec un double objectif de réduction de prix et des émissions de CO₂. Dans [225], un système multi-agents basé sur des moyens de stockage est utilisé en se basant sur une optimisation J-1.

Enfin, bien que l'échelle de temps nécessaire à l'équilibre sur le réseau soit très courte, pour les programmes dit de *gestion temps réel* visant à équilibrer les flux de puissances et gérer les charges des utilisateurs, le terme *temps réel* regroupe des temporalités différentes dans la littérature. Sur les articles cités précédemment par exemple, les décisions se font à 30 secondes [221], à 1 minute [219], à 10 minutes [52], à 15 minutes [225], ou même à 1 heure [220, 222]. De cette littérature et dans le contexte de management de la demande, la définition du *temps réel* qui émerge n'est donc pas liée à la constante de temps du réseau, mais au temps de réaction des acteurs, qui est alors la rencontre du temps technique (temps de démarrage des appareils et temps de réaction du dispositif de contrôle) et du temps social (temps d'intégration et de réalisation des décalages).

6.2.2 Optimisation temps réel et préférences utilisateurs dans la littérature

Si les programmes évoqués précédemment et basés sur le prix ont prouvé leur efficacité, la participation des consommateurs résidentiels s'avère être une question complexe [62] (voir aussi chapitre 4). Il est donc nécessaire de commencer par faire un état de l'art de la prise en compte de ces consommateurs et de leurs profils dans ce type de programme. À l'échelle résidentielle, la réduction des coûts reste l'objectif principal prêté aux consommateurs [226, 227, 228, 229]. Il est tout de même intéressant de voir comment cet objectif est pris en compte, pour notamment étudier si un degré de sensibilité est introduit ou non, et voir comment leur implication est modélisée.

En utilisant la programmation linéaire mixte, une planification des charges thermiques au sein d'un foyer est proposée dans [227], aucun critère de sensibilité au prix n'est considéré et seuls le ballon d'eau chaude et la climatisation sont pris en compte. La sensibilité de l'acteur à la modification de son confort n'est donc pas introduite, seule la température de la pièce compte. Par programmation linéaire aussi et en considérant le confort thermique comme contrainte du modèle, [230] introduit l'objectif des consommateurs comme la réduction de leur facture, mais ici dans un système de punitions et récompenses financières. Les auteurs de [231], en se basant sur la même méthode, introduisent la flexibilité sous la forme d'une contrainte temporelle pour les appareils, en visant à diminuer le coût et en s'appuyant sur un système local **Photovoltaïque (PV)** - batterie. La suite de leur travail [228] inclut des appareils de type cycle : le confort de l'utilisateur (non évalué) est considéré en cherchant à lancer ces appareils le plus tôt possible dans la plage autorisée. La programmation linéaire mixte est aussi utilisée dans [232], cette fois-ci sur un horizon glissant. L'objectif introduit pour tous

les consommateurs est de réduire leur facture, sans distinction de sensibilité, tout en introduisant leur préférence dans la contrainte temporelle de démarrage des appareils, celle-ci pouvant changer au cours de la journée.

Des méthodes basées sur les méta-heuristiques sont aussi utilisées. En se basant sur l'optimisation par essaim particulaire [233] optimise la consommation des appareils d'un foyer dans leur intervalle autorisé, en réponse à un signal prix pour réduire les fluctuations de charge sur le réseau. Les auteurs de [234] quant à eux, cherchent à réduire le **Peak-to-Average Ratio (PAR)** ainsi que les coûts pour les consommateurs, tout en calculant un prix dynamique à deux niveaux adéquats, à l'aide d'un algorithme génétique. Là encore, seuls les temps de départ et de fin maximaux des appareils incarnent les différents profils de consommateurs.

[235] prend en compte des consommateurs flexibles par un algorithme reposant sur de la programmation dynamique couplée à une méthode de deep learning. L'objectif est de réduire les pics en décalant le moins possible la charge des consommateurs participants, mais leur degré d'implication n'est pas pris en compte, ni évalué a posteriori.

Dans [225] évoqué précédemment, seul l'équilibre du réseau est considéré et la participation des consommateurs est prise en compte à l'aide d'une seule variable, indiquant la période maximum acceptée d'effacement sur leurs charges flexibles.

La prise en compte des préférences ou du confort de l'utilisateur en temps réel se résume donc à la planification des appareils dans une plage de temps donnée, avec un objectif non différencié la réduction de la facture. Au-delà de ceux déjà cités, de nombreux autres exemples de cette approche peuvent être observés dans la littérature. Ils cherchent à diminuer les pics sur le réseau [236, 237] ou visent à améliorer la pénétration d'**ENR** [238].

La remarque commune qui peut être faite à toutes ces approches est donc que la sensibilité au coût ou au confort n'est pas considérée en tant que telle, ni même évaluée a posteriori. La préférence est souvent celle de la contrainte temporelle, et le coût doit juste être diminué, sans considération de la sensibilité correspondante. Le fait que certains soient prêt à payer plus leur **ENR** n'est par exemple pas pris en compte.

Trois études s'intéressent toutefois à des profils de consommateurs : la première à ceux acceptant de payer plus cher pour être alimentés en énergie renouvelable [239] lors du choix de la source d'alimentation dans un micro réseau. L'objectif unique reste la réduction du coût de l'énergie pour le foyer, mais en introduisant le surplus de coût d'**ENR** que l'utilisateur accepte de payer. Le problème dans ce micro-réseau est que si peu d'utilisateurs participent ou qu'il n'y a pas suffisamment de sensibilité globale, la production d'**ENR** ne sera pas consommée. La deuxième étude [116] introduit la préférence des consommateurs comme un équilibre entre le total des décalages d'appareils flexibles, perçus comme des inconforts, et le gain obtenu au travers d'incitations financières. L'équilibre entre les deux se fait au moyen d'un coefficient représentant le profil de l'acteur. La dernière étude modélise les consommateurs par flexibilité faible/moyenne/forte [240], mais optimise leur consommation par le prix, en imaginant un nouveau système de facturation par incitation ciblée suivant cette flexibilité. La réflexion reste là encore, basée sur le modèle de prix.

6.2.3 Apports nécessaires

À l'instar des observations du chapitre précédent pour l'optimisation J-1, la littérature sur la gestion temps réel du réseau n'offre pas de prise en compte des profils réels observés au sein d'une population résidentielle et tels que décrits au chapitre 4. D'une part leurs différentes sensibilités ne sont pas intégrées, et d'autre part la satisfaction qui peut en être retirée n'est pas non plus évaluée. Pour répondre à ces problématiques, les contributions de ce chapitre s'inscrivent dans la lignée de celles du chapitre précédent :

- Proposer une gestion temps réel de la consommation résidentielle qui soit elle aussi décentralisée, en tenant compte des différents profils de consommateurs, de leurs sensibilités et des appareils disponibles pour participer ou non à cette flexibilité ;
- Garder la même approche des coefficients de sensibilités que celle utilisée pour l'optimisation J-1 pour rester cohérent et pouvoir comparer les résultats obtenus ;
- Faire ressortir les gains possibles, en terme financiers mais aussi en termes de satisfaction, aussi bien pour les consommateurs que pour le réseau, et en fonction des profils d'acteurs observés ;
- Enfin, évaluer l'impact du superviseur proposé, en comparant notamment les quatre scénarios suivants : non-supervisé, uniquement optimisé à J-1, uniquement supervisé en temps réel, et optimisé à J-1 et supervisé en temps réel.

6.3 Continuité avec le superviseur J-1

6.3.1 Cadre de la supervision

Avant d'évoquer le développement du superviseur lui-même ainsi que les objectifs réseau et acteur à introduire, la cohérence du superviseur global comprenant l'optimisation J-1 et la gestion temps réel nécessite d'être discutée. Les objectifs et contraintes présentés au chapitre précédent (voir section 5.3) restent la base du cadre du superviseur temps réel. La différence pour la gestion temps réel est qu'on ne parle plus d'optimisation, mais d'optimisation implicite ou encore d'ajustement. En effet, les objectifs recherchés ne peuvent être optimisés qu'avec une vision globale des événements (production, prix, consommation) sur la journée considérée, ce qui est fait à J-1. Le temps réel quant à lui ne permet que de réagir aux aléas tout en tenant compte des objectifs de chaque acteur.

Le cadre de cette gestion temps réel reste donc le même que celui du chapitre précédent :

- Les objectifs de base de la supervision sont le lissage de la charge et la prise en compte des objectifs des différents profils (augmentation de la consommation d'ENR, réduction de la facture et respect du décalage autorisé des appareils) ;
- Les contraintes à considérer restent aussi les mêmes : pour chaque utilisateur et chaque appareil, les contraintes techniques et les contraintes d'usage doivent être respectées ;

- L’hypothèse est d’attribuer aux ménages la faculté de gérer leurs charges flexibles, manuellement ou automatiquement (discuté à la section 5.3.1). Pour cela, la temporalité de la gestion est fixée à 10 min, qui est celle du pas de temps de l’optimisation J-1 et qui est suffisante pour un individu pour enclencher ou non un appareil si on se place dans un paradigme *manuel*.
- L’hypothèse d’énergie constante est aussi conservée pour le développement : seule la planification des appareils et la répartition de leur puissance au cours de la journée et au sein de chaque foyer seront modifiées lors du management de l’énergie, mais l’énergie totale consommée restera la même.

Il faut garder en tête pour la suite de ce chapitre que les objectifs de chacun sont pris en compte et optimisés à J-1, et que la gestion temps réel permet de réagir aux imprévus et d’autoriser ou non chaque utilisateur à décaler sa consommation dans sa recherche de satisfaction. Le but principal est donc de suivre le J-1, toute chose égale par ailleurs, puisque tout a été optimisé au regard des prévisions de la veille. Le cadre développé doit alors permettre à chacun d’augmenter sa satisfaction lors d’aléas ou d’imprévus, et-ce, dans la limite de l’équilibre du réseau. Les informations disponibles et échangées sur le réseau sont définies à la section 6.4.3 mais restent les mêmes qu’à J-1.

6.3.2 Modélisation des profils

En continuité avec l’optimisation à J-1, les sensibilités prises en compte sont les mêmes que précédemment : sensibilité environnementale modélisée comme la part d’ENR dans la consommation de l’acteur, sensibilité au prix de l’énergie, et enfin le confort de l’acteur considéré comme l’acceptation ou non d’un décalage des appareils sur une plage temporelle donnée. La distribution et la valeur des coefficients de sensibilité associés sont rappelées dans le tableau 6.1. Comme évoqué au chapitre 4, d’autres répartitions seront testées à la fin du présent chapitre (Section 6.6).

Par soucis de simplicité, le choix est fait de garder les profils tels quels : mais si les coefficients de sensibilité sont les mêmes pour chaque profil, on notera tout de même qu’ils ne s’appliqueront plus à la valeur brute des signaux d’entrée (prix et ratio d’ENR), mais à la valeur du décalage observé entre les signaux mesurés en temps réel et la prévision qui en avait été faite la veille.

TABLEAU 6.1 – Distribution des profils dans la population modélisée

Profils	Population	Coût	ENR	Flexibilité
		α_{prix}	α_{enr}	α_{flex}
Économes (<i>Éco</i>)	28	80%	20%	75..100%
Éco-sensibles (<i>Envir</i>)	28	20%	80%	75..100%
Technophiles (<i>Techno</i>)	28	50%	50%	80..100%
Indifférents (<i>Indif</i>)	28	50%	50%	0..20%
Désengagés (<i>Déseng</i>)	28	50%	50%	-20..0%

6.4 Superviseur temps réel en logique floue

6.4.1 Présentation de la logique floue

En généralisant la théorie des ensembles, la logique floue est introduite par Lotfi Zadeh en 1965 [241]. La logique booléenne devient alors un cas particulier de la logique floue, pour laquelle une proposition n'est plus seulement vraie ou fausse, mais admet un degré de vérité compris alors entre 0 et 1. L'intérêt de cet outil de l'intelligence artificielle est de pouvoir modéliser mathématiquement le *flo* de la représentation humaine dans la prise de décision. Ce faisant, il est possible de formaliser les imprécisions et les incertitudes sous la forme de fonctions d'appartenance.

Utilisée dans de nombreux domaines, cette technique d'optimisation implicite est notamment appliquée au génie électrique depuis des années au sein de l'équipe réseaux du L2EP qui a développé une méthodologie en huit étapes spécialement pour le management de l'énergie [242]. Ces étapes de développement d'un superviseur en logique floue sont les suivantes :

1. Cahier des charges : cette étape est la plus importante et permet de définir les objectifs, contraintes et moyens d'action précisément, pour faciliter la mise en œuvre du superviseur.
2. Structure du superviseur : toutes les entrées-sorties ainsi que leurs traitements doivent être répertoriés et à chaque objectif doit correspondre au moins une entrée. La première étape est donc cruciale pour le développement de celle-ci, qui permet alors de limiter le nombre d'entrées complexifiant les étapes à suivre.
3. Graphes fonctionnels : les différents états de fonctionnement, les actions à effectuer, et les transitions entre chacune d'entre elles sont précisées.
4. Fonctions d'appartenance : à chaque variable est associée une fonction d'appartenance vis-à-vis de chacune de ses caractéristiques ;
5. Graphes opérationnels : ces graphes sont la traduction des graphes fonctionnels, basée sur les fonctions d'appartenance définies précédemment.
6. Règles floues : découlant directement de l'étape précédente, les règles floues sont alors répertoriées et les simplifications possibles peuvent être effectuées.
7. Indicateurs : permettant de mesurer l'atteinte ou non des objectifs.
8. Optimisation : il est possible, une fois le superviseur défini, d'optimiser ses paramètres, notamment la définition des fonctions d'appartenance.

Ces étapes seront présentées une à une par la suite, avec l'objectif d'intégrer les différents profils d'acteurs et en montrant comment les préférences de chacun peuvent être introduites.

6.4.2 Cahier des charges

Dans le cadre défini précédemment à la section 6.3, le cahier des charges (Objectifs/Contraintes/Moyens d'action) est défini et résumé dans le tableau 6.2. L'équilibre

du réseau est ici considéré comme le respect de la planification à J-1 issue de l'optimisation faite à l'étape précédente : on considère que le réseau a optimisé ses moyens de production pour ce cas de figure, il n'a donc aucun intérêt à en dévier (toutes choses égales par ailleurs), et il en va de même pour les consommateurs. L'enjeu principal du superviseur est donc de permettre aux consommateurs de se décaler dans leur recherche de maximisation de leur satisfaction au gré des aléas, tout en assurant cet équilibre.

TABLEAU 6.2 – Cahier des charges du superviseur temps réel

Objectifs	<ul style="list-style-type: none"> ▷ Assurer l'équilibre du réseau en s'appuyant sur la prévision J-1 ▷ Respecter les objectifs des acteurs tant que le réseau est équilibré ▷ Maximiser la disponibilité de la flexibilité
Contraintes	<ul style="list-style-type: none"> ▷ $P_{\text{Totale}} \leq P_{\text{PS}}$ ▷ Capacité de stockage (VE) ▷ Plages horaires acceptées par l'utilisateur ▷ $P_{\text{acteur}} \leq P_{\text{Souscrite}}$ ▷ Énergie journalière constante
Moyens d'action	<ul style="list-style-type: none"> ▷ P_{VE} ▷ P_{cycles} ▷ P_{BEC}

6.4.3 Structure du superviseur

6.4.3.1 Basé sur le J-1

L'architecture du superviseur est présentée sur la figure 6.2. Elle repose sur le même principe de décentralisation que pour le superviseur J-1 : l'agrégateur observe la charge totale sur le réseau, la compare à la prévision et envoie une information à l'ensemble des foyers sur le besoin d'ajustement (besoin de consommation ou d'effacement), à chaque pas de temps. Chaque foyer intègre alors cette information dans son superviseur en logique floue pour décider d'agir ou non sur sa consommation. Les notations utilisées sont les suivantes :

- Pour le prix de l'énergie,
 - ψ_{J-1} représente la prévision qui en avait été faite à J-1,
 - ψ représente sa valeur observée en temps réel.
- Pour le ratio d'ENR dans la production totale,
 - ξ_{J-1} représente la prévision qui en avait été faite à J-1,
 - ξ représente sa valeur observée en temps réel.

La réduction du nombre d'entrées du superviseur, nécessaire pour en limiter le nombre de règle de décision, implique de réunir plusieurs variables, comme indiqué sur la figure 6.2. Une première optimisation ayant été effectuée à J-1, les entrées doivent

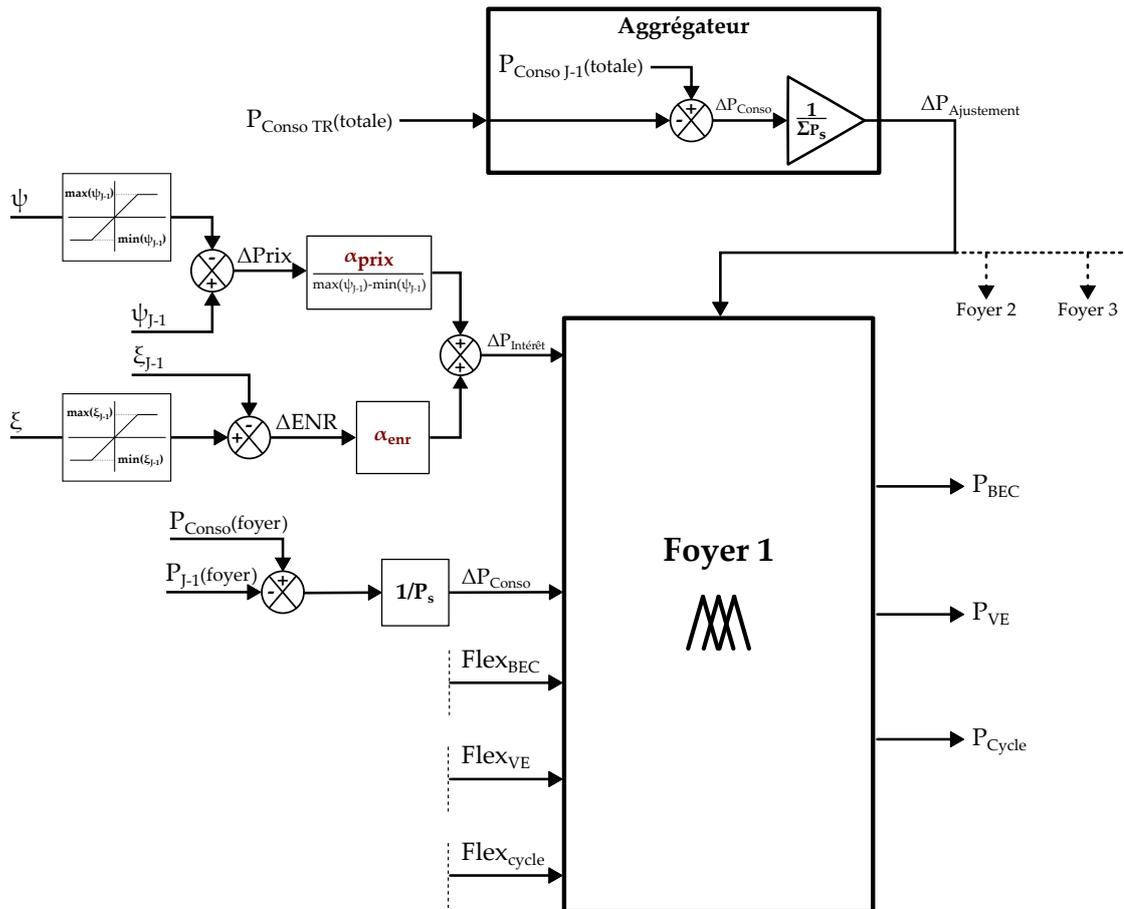


FIGURE 6.2 – Structure du superviseur temps réel décentralisé

donc prendre en compte le décalage avec la prévision ayant servi à la première étape du superviseur. Les entrées sont donc les suivantes :

- Ajustement de la consommation globale $\Delta P_{\text{Ajustement}}$: le delta de consommation totale sur le réseau est normé par la valeur maximale atteignable qui est théoriquement la somme des puissances souscrites.
- Intérêt du consommateur à se décaler ou non $\Delta P_{\text{Intérêt}}$: les valeurs temps réel de prix et de ratio d'ENR écrêtés (car on ne connaît pas les valeurs extrêmes réelles sur la journée) sont comparés avec leurs valeurs prévues, puis normés (pour le prix uniquement) et pondérés par le coefficient de sensibilité correspondant.
- Le décalage de consommation local ΔP_{Conso} : le décalage entre la consommation définie à J-1 et celle observée en temps réel est calculé puis normé par la puissance souscrite du foyer.
- Les trois dernières entrées sont les indicateurs de flexibilité des appareils qui participent à la flexibilité $Flex_{\text{cycle}}$, $Flex_{\text{BEC}}$, et $Flex_{\text{VE}}$.

Pour les trois premières entrées, le formalisme suivant sera utilisé :

- Un $\Delta P > 0$ indique une demande de consommer plus ($\Delta P_{\text{ajustement}}$), un intérêt à consommer plus ($\Delta P_{\text{intérêt}}$), ou une consommation plus élevée que la prévision

- J-1 (ΔP_{conso}).
- Un $\Delta P = 0$ indique aucun besoin spécifique de la part du réseau ($\Delta P_{\text{ajustement}}$), un intérêt à ne pas changer sa consommation ($\Delta P_{\text{intérêt}}$), ou une consommation égale la prévision J-1 (ΔP_{conso}).
 - Un $\Delta P < 0$ indique une demande de consommer moins ($\Delta P_{\text{ajustement}}$), un intérêt à consommer moins ($\Delta P_{\text{intérêt}}$), ou une consommation plus faible que la prévision J-1 (ΔP_{conso}).

Les trois dernières entrées sont nécessaires pour chaque appareil, car augmenter ou diminuer la puissance consommée requiert de connaître l'état de chacun d'entre eux au regard de la tâche qu'ils doivent accomplir dans la journée. En fonction du type d'appareil, les variables de *flexibilité* Flex_a sont donc calculées en notant P_a la puissance nominale de l'appareil; \hat{k}_a^{\min} et \hat{k}_a^{\max} les temps minimal et maximal autorisés pour son utilisation (défini comme au chapitre précédent à travers le coefficient de sensibilité α_{flex}^h , voir section 5.4.2); K_a le nombre de pas de temps de fonctionnement si l'appareil est de type cycle; $E_{a,\text{conso}}(k)$ et $E_{a,\text{totale}}$ l'énergie consommée au pas de temps considéré et l'énergie totale à consommer sur la journée respectivement.

- Pour un appareil de type Tout ou Rien ou Flexible : voir algorithme 3;
- Pour un appareil de type cycle : voir algorithme 4. On notera que si le foyer considéré possède plusieurs appareils de ce type, alors le superviseur agira sur celui dont la date de fin maximale autorisée est la plus petite.

Pour les sorties (une par appareil participant), P_{BEC} , P_{VE} , et P_{Cycle} , elles indiquent si l'appareil correspondant doit être allumé ou éteint.

Algorithme 3 Calcul de flexibilité pour les appareils flexibles et Tout-ou-Rien

- 1: **si** $k \in \llbracket \hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max} \rrbracket$ **alors**
 - 2: $\text{Flex}_a = 1 - \frac{(E_{a,\text{conso}}(k) - E_{a,\text{totale}})/P_a}{\hat{k}_a^{\max} - k}$
 - 3: **sinon**
 - 4: $\text{Flex}_a = 1$
 - 5: **fin si**
-

Algorithme 4 Calcul de flexibilité pour les appareils de type cycle

- 1: **si** $k \in \llbracket \hat{k}_a^{\min}, \hat{k}_a^{\max} \rrbracket$ **et OFF alors**
 - 2: $\text{Flex}_a = 1 - \frac{K_a/P_a}{\hat{k}_a^{\max} - k}$
 - 3: **sinon**
 - 4: $\text{Flex}_a = 1$
 - 5: **fin si**
-

6.4.3.2 Adaptation dans le cas d'une supervision uniquement temps réel

D'un point de vue méthodologique, un scénario à tester pour étudier la pertinence de la supervision temps réel est celui d'une supervision sans optimisation J-1 préalable. En suivant le même raisonnement que précédemment, cette supervision temps réel seule s'appuie donc uniquement sur la prévision (qui existe pour la gestion traditionnelle du réseau) que l'on cherchera à suivre, car le plan de production journalier aura été pensé pour ce cas de figure.

La différence majeure dans ce contexte est que les consommateurs n'ont pas de visibilité préalable sur la journée et réagissent uniquement au signal absolu en temps réel. Les entrées sont alors :

- $\Delta P_{\text{Ajustement}}$: le calcul reste le même, mais la comparaison se fait avec la prévision et non la consommation optimisée.
- $\Delta P_{\text{Intérêt}}$: l'écrtage s'effectue comme précédemment, mais la normalisation se fait en recentrant les signaux autour de zéro en se basant sur la moyenne de la prévision.
- ΔP_{Conso} : Le calcul du décalage de consommation ne change pas, mais là aussi se base sur la prévision et non sur la valeur de consommation optimisée.

6.4.4 Graphes fonctionnels

Pour représenter les différents modes de la supervision à travers les différents états de fonctionnement, l'utilisation de graphes fonctionnels présente de nombreux avantages [242], grâce d'une part à l'expression graphique et linguistique des étapes et transitions, et d'autre part à la synthèse simplifiée mais complète du fonctionnement global. On en retiendra les principaux avantages, qui sont :

- de simplifier la représentation pour faciliter les échanges avec des non-initiés ;
- de permettre de meilleures transitions entre les modes de fonctionnement ;
- de permettre d'exprimer les règles floues à l'étape suivante de manière simple et exhaustive.

L'approche utilisée pour le superviseur est d'accepter les décalages de consommation, et ce quels qu'ils soient, tant que la consommation totale sur le réseau ne s'éloigne pas de la consommation de référence. Plus on s'en éloigne, et moins les décalage d'appareils allant à l'encontre de l'objectif du réseau sont refusés. En cas de décalage trop important, la flexibilité des utilisateurs est alors utilisée pour revenir dans un décalage acceptable.

Les graphes fonctionnels pour le superviseur développé dans ce chapitre sont présentés sur les figures 6.3 et 6.4. Les transitions entre les différents niveaux sont conditionnées par les états des entrées du système et symbolisées par les flèches. Le premier niveau $N1$ sur la figure 6.3 est la traduction de l'objectif réseau de suivre la charge totale optimisée à J-1 : pour un décalage faible, l'objectif devient alors d'améliorer la satisfaction de l'acteur en suivant son intérêt (mode $N1.1$), sinon on cherche à revenir à l'équilibre. Pour un décalage moyen de la charge totale (modes $N1.2$ et $N1.3$), le consommateur voit sa flexibilité mise à contribution si son intérêt ET sa consommation

vont à l'encontre de l'objectif réseau (modes N1.2.2 et N1.3.2 sur les figures 6.4c et 6.4a respectivement). Lorsque la charge totale est fortement décalée, l'objectif du réseau reprend le dessus et toutes les flexibilités sont mises à contribution (modes N1.4 et N1.5). Le contrôle des appareils, pour augmenter (mode N1.1.2 sur la figure 6.4d) ou diminuer (mode N1.1.3 sur la figure 6.4e) la charge de l'acteur, est réalisé en veillant à garder toujours la plus grande flexibilité possible. Pour ce faire, il est fait appel aux appareils de type cycle en premier lieu, puis aux autres appareils par ordre de flexibilité au travers de l'entrée $Flex_a$.

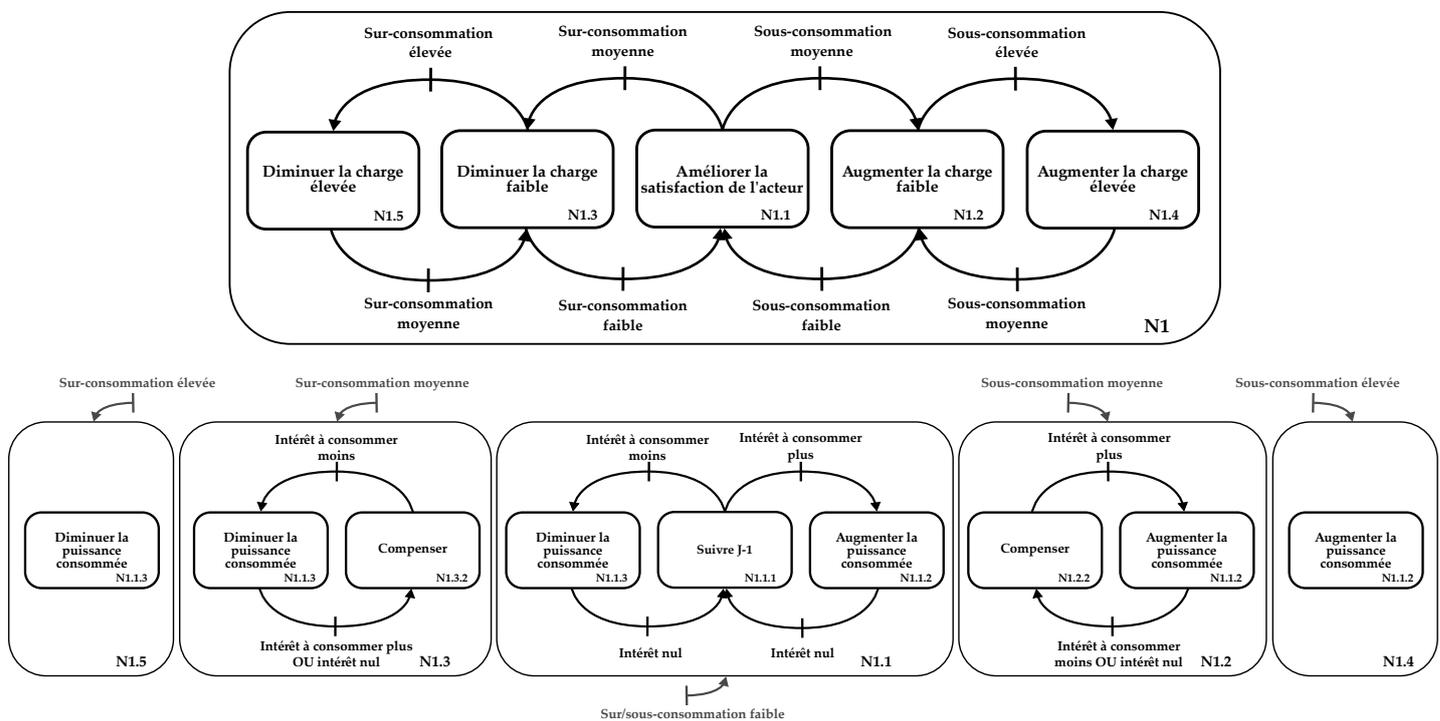


FIGURE 6.3 – Graphes fonctionnels du superviseur temps réel pour les niveaux 1 & 2

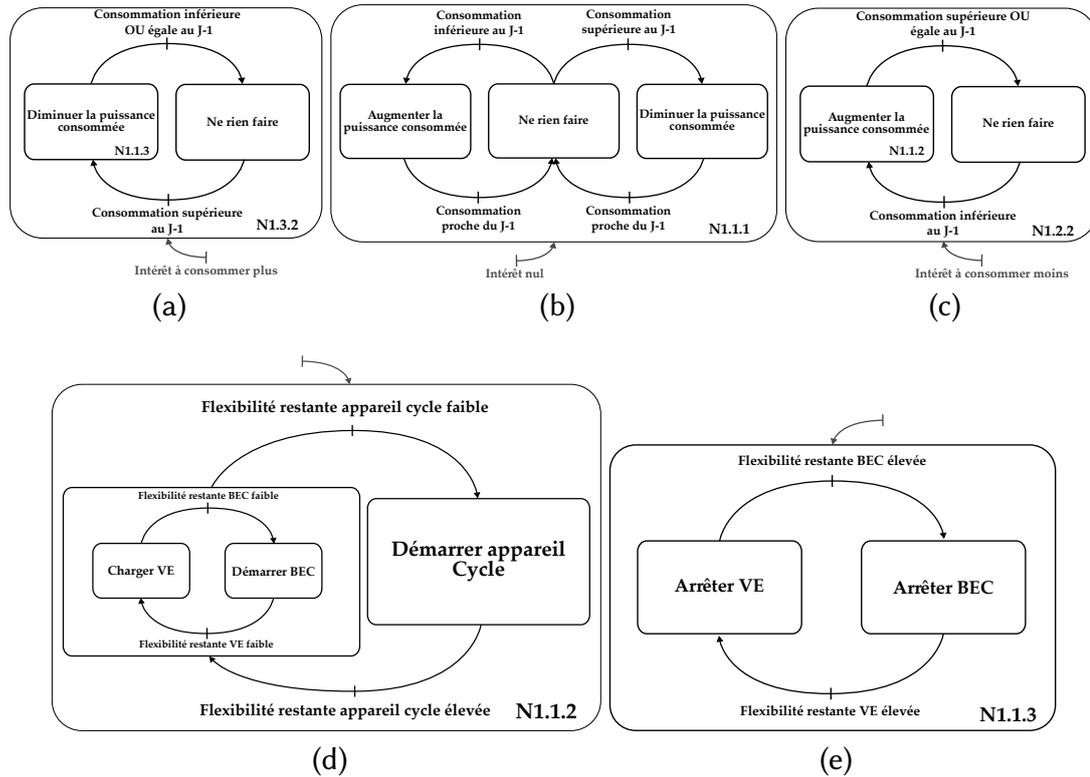


FIGURE 6.4 – Graphes fonctionnels du superviseur temps réel pour le niveau 3

6.4.5 Fonctions d'appartenance

Les modes de fonctionnement et les transitions ont été définis précédemment lors de l'écriture des graphes fonctionnels. Les états possibles du système représentés par les entrées ainsi que par les sorties doivent alors être traduits numériquement, à l'étape dite de *fuzzification*. Pour cela, on s'appuie sur les valeurs normalisées des entrées déterminées pour les graphes fonctionnels. Cette traduction numérique se fait empiriquement au moyen de fonctions d'appartenance, qui permettent d'associer la valeur de la variable à un niveau défini, en s'appuyant sur la connaissance du système.

Pour $\Delta P_{\text{Ajustement}}$, cinq fonctions d'appartenance sont considérées : **Zéro**, **Négatif Moyen**, **Négatif Grand**, **Positif Moyen**, et **Positif Grand**. Elles doivent être déterminées en fonction des décalages que le réseau peut supporter. Son mode de calcul est ici fixe, mais il est possible d'en imaginer un dynamique, variant en fonction de l'état de la production et du réseau, et en fonction de la capacité de celui-ci à s'adapter à ce décalage.

Au niveau des entrées propres au foyer, les variables $\Delta P_{\text{Intérêt}}$ et ΔP_{Conso} sont divisées chacune en trois fonctions d'appartenance : **Négatif**, **Zéro**, et **Positif**. Pour la flexibilité des appareils, seules deux fonctions d'appartenance sont considérées : **Petit** et **Grand**.

L'ensemble de ces entrées ainsi que leurs fonctions d'appartenance est présenté sur la figure 6.5. Pour les sorties (figure 6.6), les niveaux sont binaires (allumé ou éteint),

seules deux fonctions d'appartenance non superposées sont nécessaires, ON et OFF.

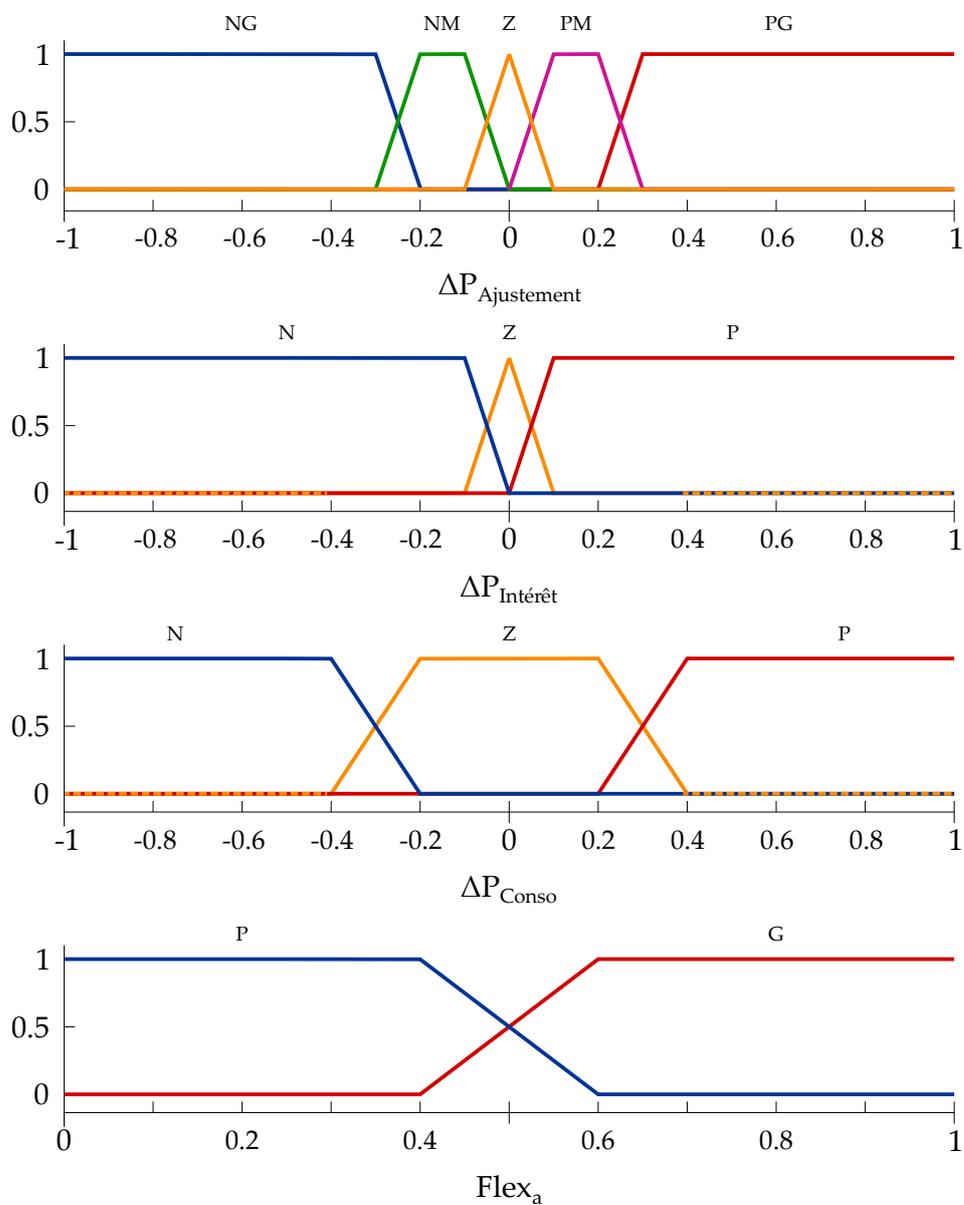


FIGURE 6.5 – Fonctions d'appartenance des entrées du superviseur logique floue

6.4.6 Graphes opérationnels

Les graphes opérationnels illustrent l'association des graphes fonctionnels avec les fonctions d'appartenance. Les niveaux 1 et 2 sont présentés sur la figure 6.7 et le niveau 3 sur la figure 6.8.

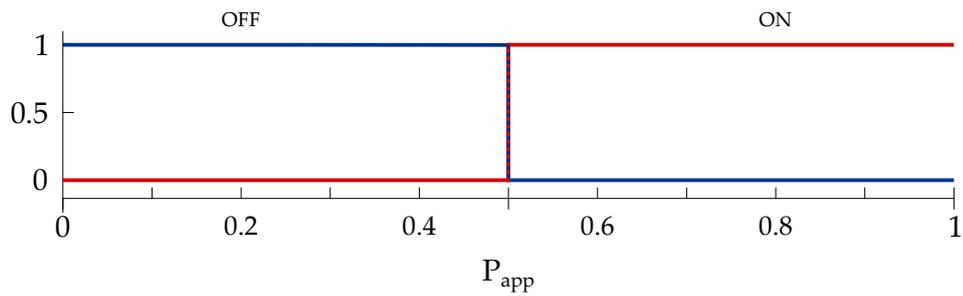


FIGURE 6.6 – Fonctions d’appartenance des sorties du superviseur logique floue

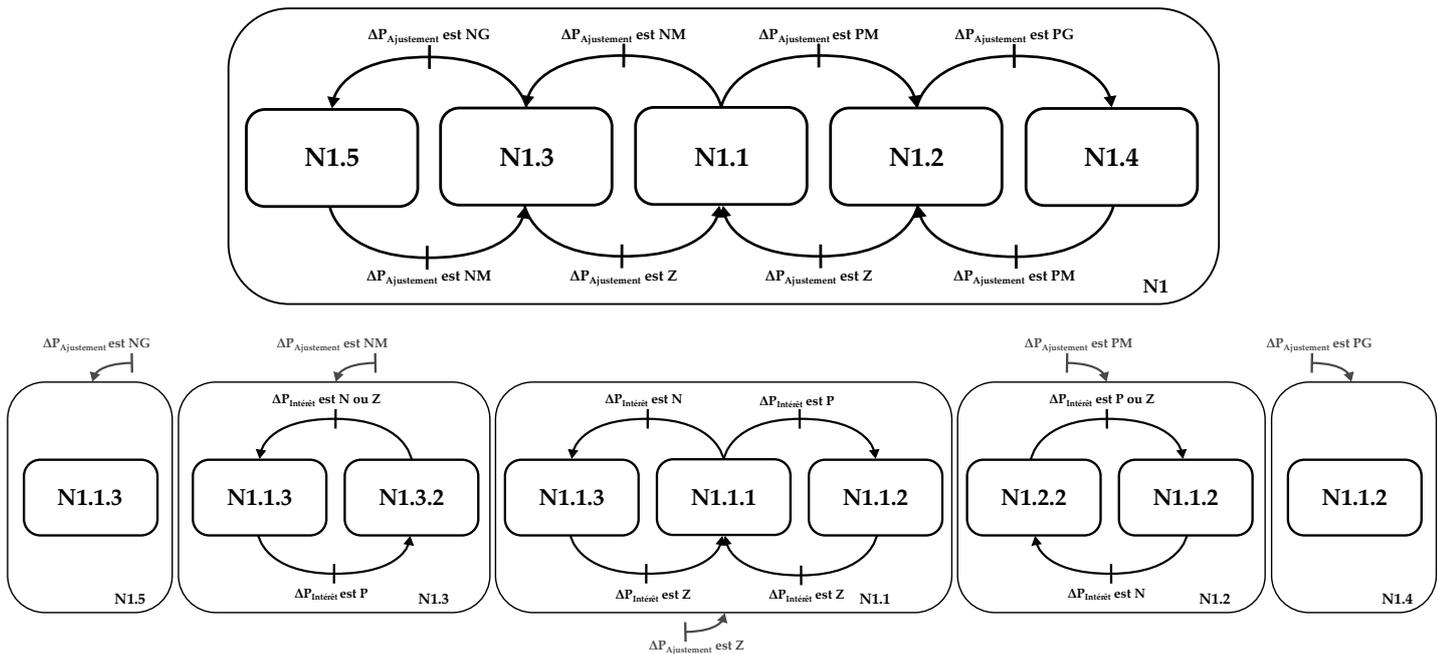


FIGURE 6.7 – Graphes opérationnels du superviseur temps réel pour les niveaux 1 & 2

6.4.7 Règles floues

Les règles floues se déduisent directement des graphes opérationnels et sont répertoriées dans le tableau 6.3. L’intérêt des différentes étapes de la méthodologie ressort alors, puisque le système pourrait atteindre théoriquement 360 règles ($5 \times 3 \times 3 \times 2 \times 2 \times 2$, du fait des six entrées et de leur nombre de fonctions d’appartenance respectives). L’application des différentes étapes permet de simplifier la recherche des règles, et d’en réduire le nombre à 30 par concaténation.

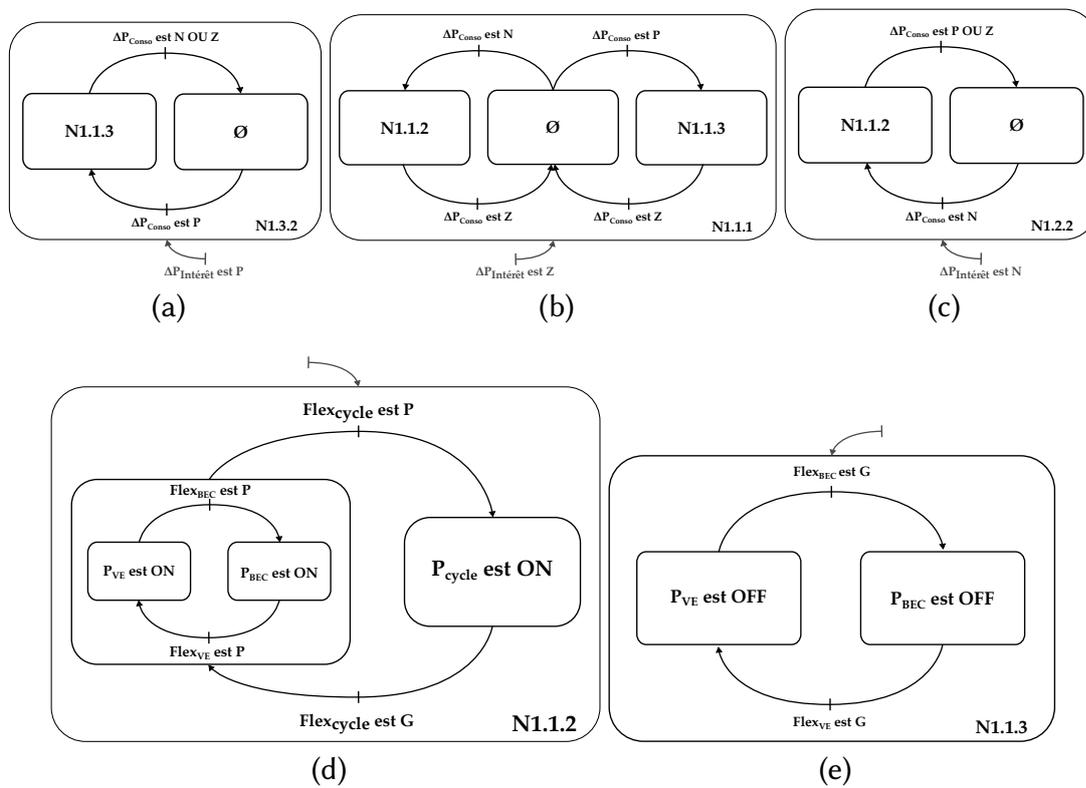


FIGURE 6.8 – Graphes opérationnels du superviseur temps réel pour le niveau 3

TABLEAU 6.3 – Règles floues du superviseur temps réel

N1	N1.1.1	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z	et ΔP_{Conso} est N	et Flex _{cycle} est P	et Flex _{BEC} est P	et Flex _{VE} est P	alors P _{cycle} est ON
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z	et ΔP_{Conso} est N	et Flex _{cycle} est G	alors P _{BEC} est ON		
N1	N1.1.2	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z	et ΔP_{Conso} est N	et Flex _{cycle} est G	et Flex _{BEC} est P	alors P _{VE} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z	et ΔP_{Conso} est P	et Flex _{cycle} est G	alors P _{BEC} est OFF		
N1	N1.1.3	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est P	et ΔP_{Conso} est P	et Flex _{cycle} est P	alors P _{cycle} est ON		
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est Z	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est P		et Flex _{cycle} est G	alors P _{BEC} est ON		
N2	N1.2.1	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est N		et Flex _{cycle} est P	et Flex _{BEC} est P	alors P _{VE} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est P		et Flex _{cycle} est G	alors P _{cycle} est ON		
N2	N1.2.2	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est P		et Flex _{cycle} est G	et Flex _{BEC} est P	alors P _{VE} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z		et Flex _{cycle} est P	alors P _{cycle} est ON		
N3	N1.3.1	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est Z		et Flex _{cycle} est G	et Flex _{BEC} est P	alors P _{BEC} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est N		et Flex _{cycle} est G	alors P _{VE} est ON		
N3	N1.3.2	Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est N		et Flex _{cycle} est P	et Flex _{BEC} est G	alors P _{BEC} est OFF	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NM	et $\Delta P_{\text{intéret}}$ est P		et Flex _{cycle} est P	et Flex _{BEC} est G	alors P _{VE} est OFF	
N4		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PG			et Flex _{cycle} est P	et Flex _{BEC} est P	alors P _{cycle} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est PG			et Flex _{cycle} est G	alors P _{BEC} est ON		
N5		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NG			et Flex _{cycle} est G	et Flex _{BEC} est P	alors P _{VE} est ON	
		Si $\Delta P_{\text{ajustement}}$ est NG				et Flex _{BEC} est G	alors P _{BEC} est OFF	

6.4.8 Indicateurs

Afin d'évaluer et de comparer les résultats obtenus par le superviseur temps réel vis-à-vis des objectifs définis et de les comparer avec des scénarios non supervisés, supervisés uniquement à J-1 ou supervisés uniquement en temps réel, les indicateurs retenus dans ce chapitre sont donc construits comme au chapitre précédent. Ces indicateurs sont comparés directement au scénario non supervisé (avant le J-1), en se basant sur les données réellement observées en temps réel, c'est à dire en tenant compte des aléas effectivement relevés.

Pour le réseau, les deux indicateurs mesurant les pics et les fluctuations que l'on cherche à réduire sont :

- Le **PAR**, comparé à sa valeur non supervisée PAR_{NS} :

$$PAR = \frac{\max_k L}{\bar{L}} \times \frac{1}{PAR_{NS}} \quad (6.1)$$

- La distance euclidienne au carré, **Squared Euclidean Distance (SED)**, comparée à sa valeur non supervisée, SED_{NS} :

$$SED = \sum_{k=1}^K (x_k - \bar{x}_k)^2 \times \frac{1}{SED_{NS}} \quad (6.2)$$

D'un point de vue consommateur, trois indicateurs sont calculés, pour rendre compte de la satisfaction obtenue suivant les différents profils :

- Satisfaction globale, mesurée comme le ratio d'énergie satisfaite (défini par la fonction ρ^h) dans la consommation totale du foyer :

$$\beta_{sat}^h = \frac{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \rho^h(k) \cdot \tau}{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \tau} \quad (6.3)$$

- Indicateur de coût, calculé comme la facture du foyer avec ψ l'évolution du prix et sur la journée, et comparée au coût non-supervisé (en rappelant que x_k^h est la consommation considérée et \hat{x}_k^h la consommation avant toute optimisation) :

$$\beta_{coût}^h = \frac{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \psi(k) \cdot \tau}{\sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \cdot \psi(k) \cdot \tau} \quad (6.4)$$

- Indicateur de consommation d'**ENR** avec ξ l'évolution du ratio **ENR** sur la journée, et comparée à la consommation d'**ENR** non-supervisée (en rappelant que x_k^h est la consommation considérée et \hat{x}_k^h la consommation avant toute optimisation) :

$$\beta_{enr}^h = \frac{\sum_{k=1}^K x_k^h \cdot \xi(k) \cdot \tau}{\sum_{k=1}^K \hat{x}_k^h \cdot \xi(k) \cdot \tau} \quad (6.5)$$

6.5 Tests du superviseur sur une journée

6.5.1 Présentation des simulations

Pour l'ensemble des simulations avec la répartition des profils rappelée en section 6.3.2, les résultats seront présentés pour un réseau supervisé en temps réel se basant sur l'optimisation J-1 (' $TR+J-1$ '), mais aussi pour le même réseau optimisé uniquement à J-1 (' $J-1$ '), supervisé en temps réel sans optimisation J-1 préalable (' TR '), et enfin pour le cas non supervisé (' $Initial$ '). Pour mettre à l'épreuve le superviseur et évaluer son comportement, un même jour est observé trois fois avec un aléa unique et différent :

- Aléa sur le ratio d'ENR (par rapport à la prévision présentée figure 3.7);
- Aléa sur le prix (par rapport à la prévision présentée figure 3.8);
- Aléa sur la consommation (par rapport à la prévision présentée figure 3.6).

6.5.2 Aléa de production d'énergie renouvelable

Le premier aléa observé est une augmentation du ratio d'ENR par rapport à la prévision J-1, le prix étant inchangé : ce décalage est représenté sur la figure 6.9a.

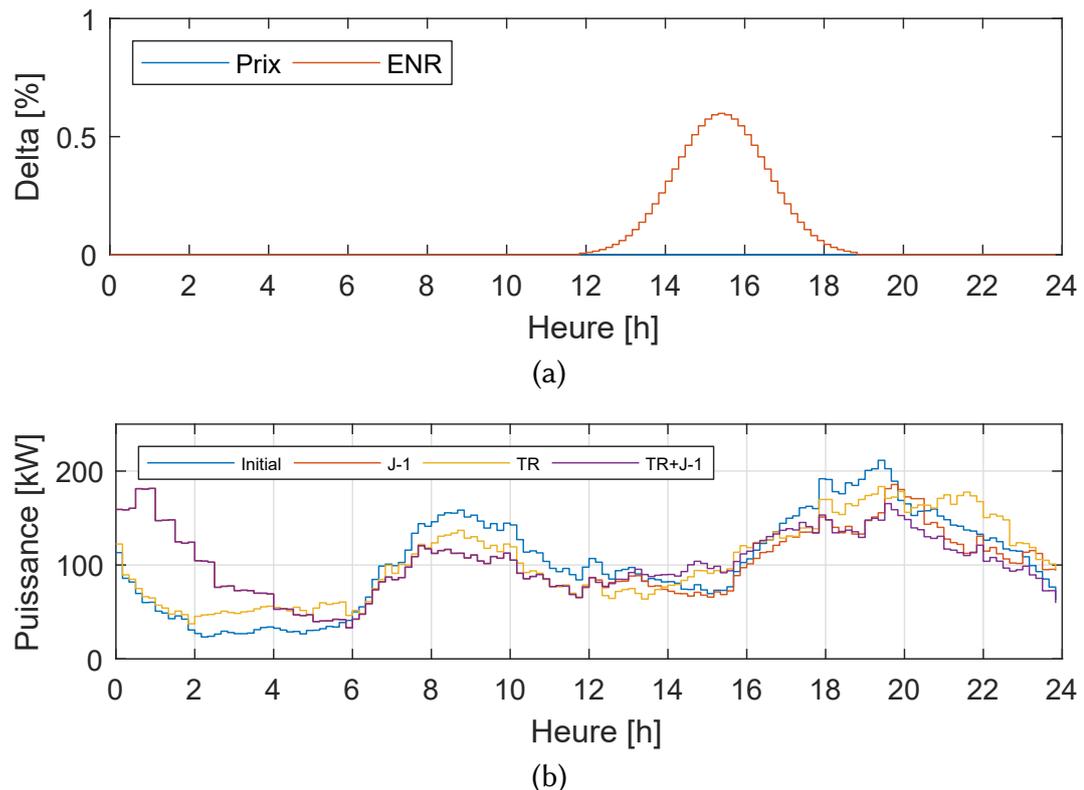
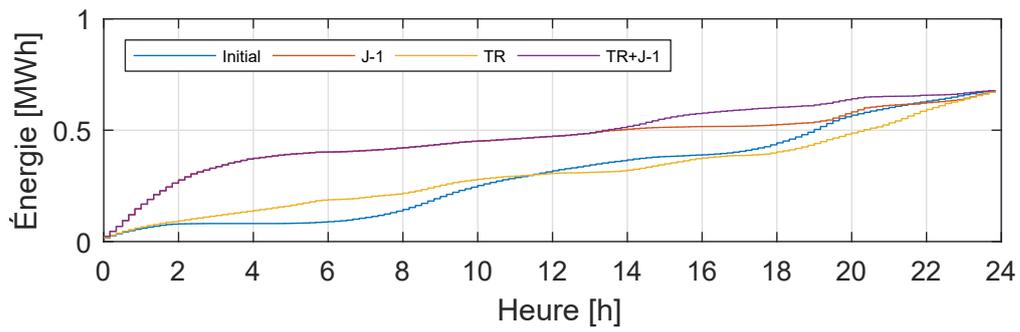
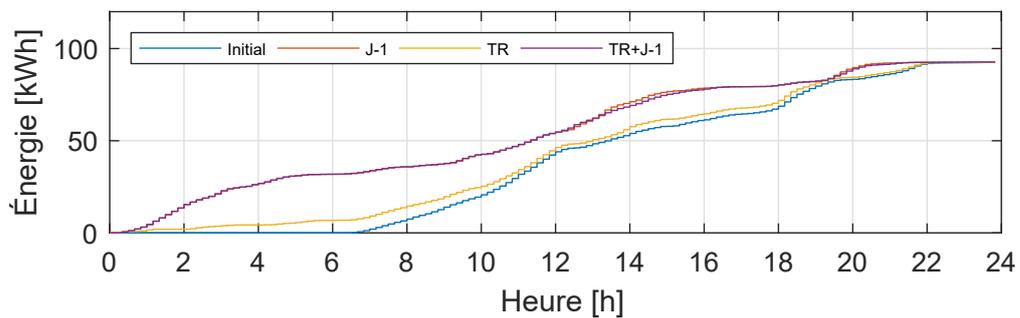


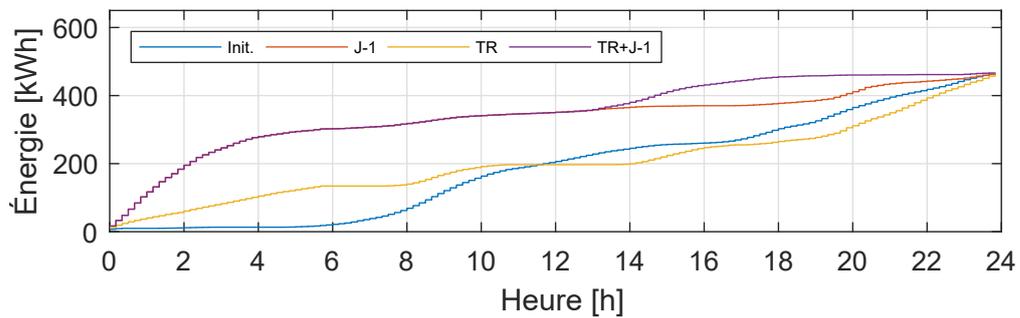
FIGURE 6.9 – Aléa sur la prévision du ratio d'ENR (a) et évolution correspondante de la charge totale sur le réseau (b)



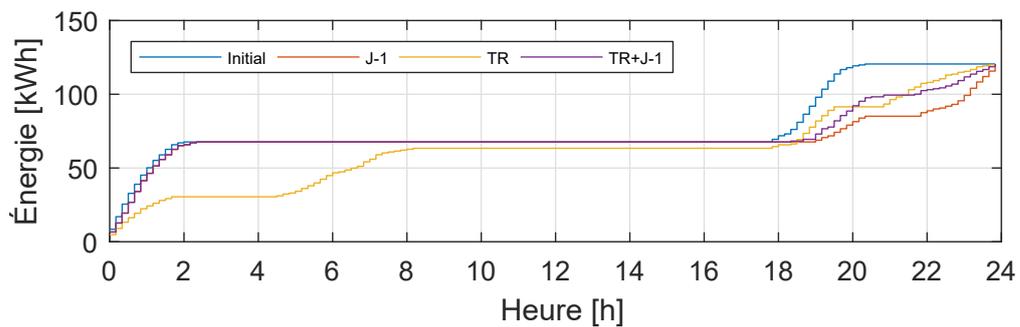
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURE 6.10 – Somme d'énergie cumulée pour les appareils participant à la flexibilité pour un aléa d'ENR : Ensemble des appareils 6.10a, appareils cycles 6.10b, BEC 6.10c, VE 6.10d

L'augmentation du ratio d'**ENR** est visible entre 12 h et 19 h et le décalage correspondant de la consommation sur le réseau est alors présenté sur la figure 6.9b pour chaque degré de supervision. La première constatation qui peut être faite est que le superviseur temps réel basé sur l'optimisation à J-1 suit bien la prévision lorsqu'aucun aléa n'est observé. En revanche, sur la plage horaire de production d'**ENR** accrue, la consommation augmente du fait des consommateurs sensibles à ce facteur. La supervision temps réel seule cherchant à s'adapter au fur et à mesure, un décalage s'opère dès le début du fait du prix en heure creuse (courbe à deux niveaux HP/HC), et celui-ci est donc plus faible lors de l'aléa d'**ENR** observé.

Il est alors intéressant de se pencher sur le détail des appareils qui participent à la flexibilité pour en étudier les décalages. L'énergie cumulée de ces appareils sur la journée est représentée sur la figure 6.10, d'abord pour leur consommation agrégée (figure 6.10a), puis par type avec uniquement les appareils de type *cycle* (figure 6.10b), les appareils de type *Tout-ou-Rien* (ici les **Ballon d'Eau Chaude (BEC)**, figure 6.10c) et enfin les véhicules électriques (figure 6.10d).

Les décalages observés sur les courbes de charge globales se retrouvent ici, et il est possible de constater que l'hypothèse introduite d'énergie constante sur la journée est bien respectée. De ces graphiques, il ressort que les appareils de type *cycle* participent finalement peu à la flexibilité temps réel basée sur le J-1. Ceci s'explique par les contraintes qui leurs sont associées et par le fait qu'ils soient déjà fortement sollicités dès le début de la journée par le J-1. Cette sollicitation se retrouve pour le temps réel seul où ils sont mis à contribution dès la première heure. On retrouve cette forte sollicitation pour les **BEC** qui participent le plus à la flexibilité, et notamment en réaction à l'aléa d'**ENR** dans ce cas-là.

Enfin, les **VE** n'étant pas présents au domicile durant la journée, ils ne participent pas à la flexibilité sur cette période. Leur participation à la flexibilité peut se voir comme une réserve tampon en fin de journée, du fait de l'hypothèse d'énergie constante : ils rattrapent les écarts observés du reste de la consommation sur la journée pour chaque consommateur qui en possède.

Suite à ces observations, l'étude des indicateurs permet de se rendre compte de l'impact des quatre niveaux de supervision. Pour le réseau, le graphe 6.11a regroupe les deux indicateurs de fluctuation de la charge. Le meilleur résultat s'observe pour l'optimisation J-1 seule, mais on remarquera que le superviseur temps réel couplé au J-1 limite la remontée globale des fluctuations (à 45%) tout en diminuant légèrement le **PAR** (-16%), alors que le superviseur temps réel seul parvient à un résultat légèrement meilleur que l'optimisation J-1 uniquement sur le pic maximum (-2% par rapport au J-1) mais ne diminue la distance euclidienne que de 30%.

Pour les consommateurs (valeurs moyennées sur l'ensemble des foyers, figure 6.11b), la satisfaction globale augmente de 25% grâce à une consommation d'**ENR** augmentée de 28%. La hausse de satisfaction moins élevée pour le temps réel seul malgré une hausse visible de la consommation d'**ENR** (23%) s'explique par le fait que la facture reste en moyenne plus élevée.

Intéressons-nous maintenant aux valeurs des indicateurs moyennées au sein de chaque groupe de profils sur la figure 6.12 :

- L'évolution de l'indicateur de satisfaction (figure 6.12a) montre que l'évolution de la satisfaction globale par rapport à l'optimisation J-1 seule est due aux profils sensibles à l'environnement, ce qui montre la pertinence de la modélisation sur ce type d'aléa. La même observation qu'au chapitre précédent ressort sur ce graphique, qui est que les consommateurs *économiques* augmentent le plus leur satisfaction du fait d'un tarif à deux niveaux. Enfin le temps réel seul permet certes une augmentation de satisfaction pour les *éco-sensibles* (dépassant même celle du $TR+J-1$), mais dégrade celle des autres profils par rapport aux autres scénarios supervisés.
- L'évolution des coûts présentée sur la figure 6.12b montre que cet indicateur reste stable entre la prévision J-1 et le temps réel qui s'appuie dessus, mais que le temps réel seul peine à faire aussi bien.
- Enfin, l'évolution de la consommation d'ENR (figure 6.12c) montre une répartition équilibrée du gain sur ce facteur pour tous les groupes de profils, avec un gain maximal pour les profils *éco-sensibles*. Pour ces profils, ce gain est d'autant plus grand pour la supervision temps réel seule, mais au détriment du coût. De plus, les profils *désengagés* observent une forte augmentation de cet indicateur, qui s'explique par le fait que l'aléa d'ENR correspond à une période de forte consommation pour eux, et aussi par leur faible consommation initiale d'ENR.

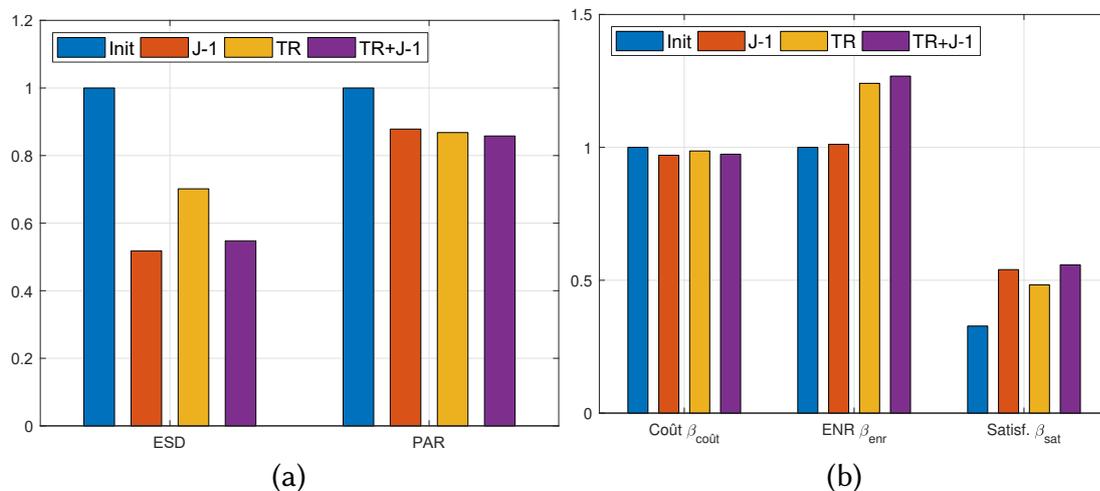


FIGURE 6.11 – Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type ENR : Du point de vue du réseau 6.11a, du point de vue des utilisateurs 6.11b

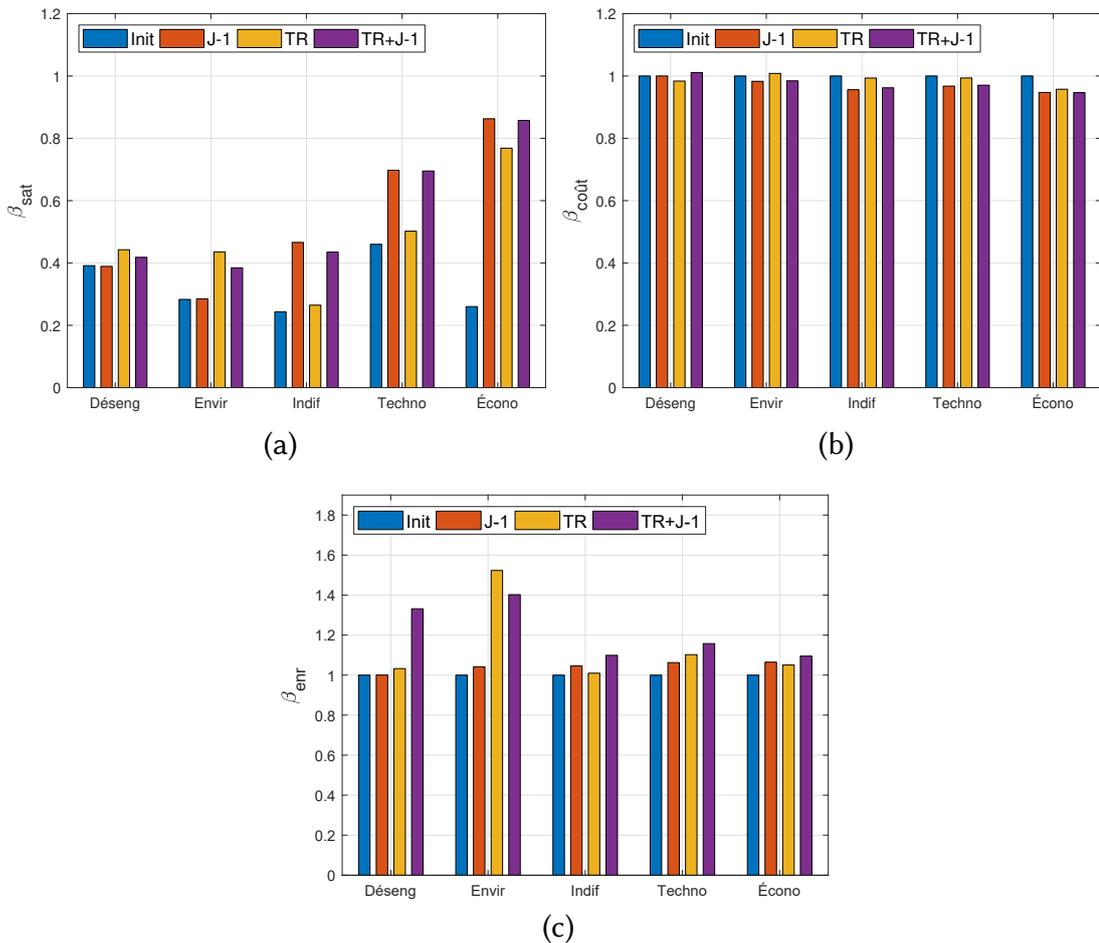


FIGURE 6.12 – Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type ENR : indicateur de satisfaction par profils 6.12a, indicateur de prix par profil 6.12b, indicateur de consommation d’ENR par profil 6.12c

6.5.3 Aléa de prix

Le second aléa observé est un décalage du prix par rapport à la prévision J-1, le ratio d’ENR étant égal à la prévision. Ce décalage est représenté sur la figure 6.13, où une baisse du prix est visible autour de 12 h et une augmentation autour de 22 h. Le décalage de consommation sur le réseau est alors présenté sur la figure 6.14 pour chaque degré de supervision. Une hausse de la consommation est bien observée sur l’ensemble des niveaux de supervision quand le prix repasse en heure creuse, hausse qui est limitée par l’entrée $\Delta P_{Ajustement}$ du superviseur en logique floue, d’où l’importance d’introduire la réflexion du réglage des paramètres d’entrée du superviseur.

L’étude de l’énergie cumulée des appareils participants à la flexibilité (figures 6.15) conduit aux mêmes remarques que pour l’aléa précédent concernant la participation des appareils à la flexibilité : les appareils cycles (figure 6.15b) participent surtout à la flexibilité lors de l’optimisation à J-1, mais très peu en temps réel, où ce sont

majoritairement les **BEC** (figure 6.15c) qui réalisent les décalages souhaités vis-à-vis de l'aléa de prix, et les **VE** (figure 6.15d) qui régulent alors en fin de journée les décalages accumulés durant la journée.

Concernant les indicateurs réseau sur la figure 6.16a, le temps réel basé sur l'optimisation J-1 obtient les mêmes résultats que pour l'aléa d'ENR. En revanche la supervision temps réel seule produit un meilleur résultat que précédemment (réduction de la distance euclidienne de 42% contre 30% précédemment), qui s'explique par un plus grand décalage de la consommation du fait du prix à deux niveaux. La satisfaction moyenne obtenue par l'ensemble des consommateurs (figure 6.16b) est, de ce fait, elle aussi plus élevée. Cette hausse se retrouve dans le détail des satisfactions par groupe de profil (figure 6.16c), les *économés* l'augmentant le plus, suivis par les *technophiles* qui profitent de leur grande flexibilité, ce qui traduit logiquement les diminutions de factures observées sur le graphique 6.16d. Enfin, la consommation d'ENR reste stable (graphe 6.16e), sauf pour les consommateurs qui privilégient l'objectif de réduction de la facture et donc perdent vis-à-vis de ce facteur-ci.

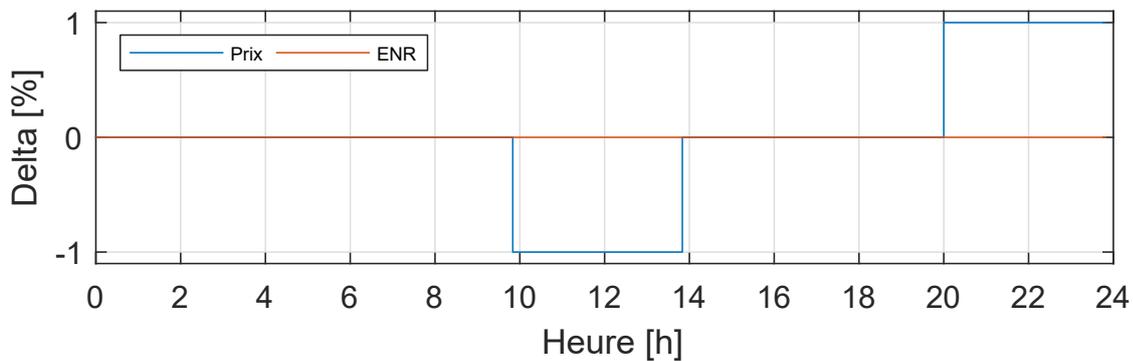


FIGURE 6.13 – Aléa Prix

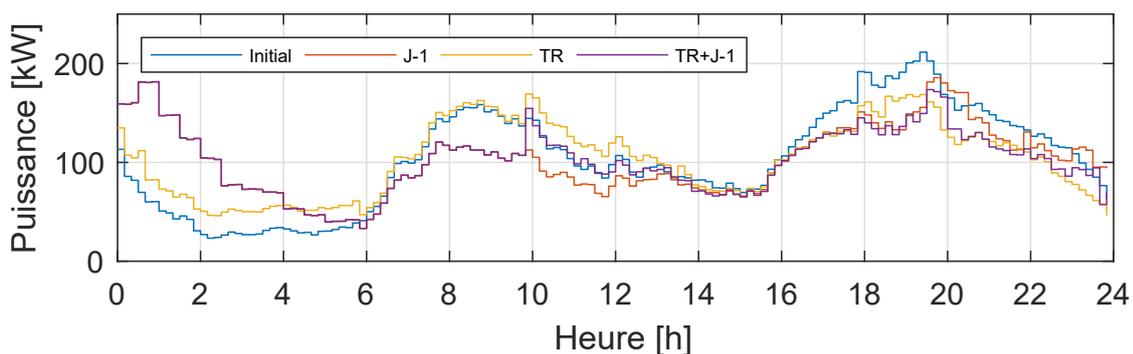
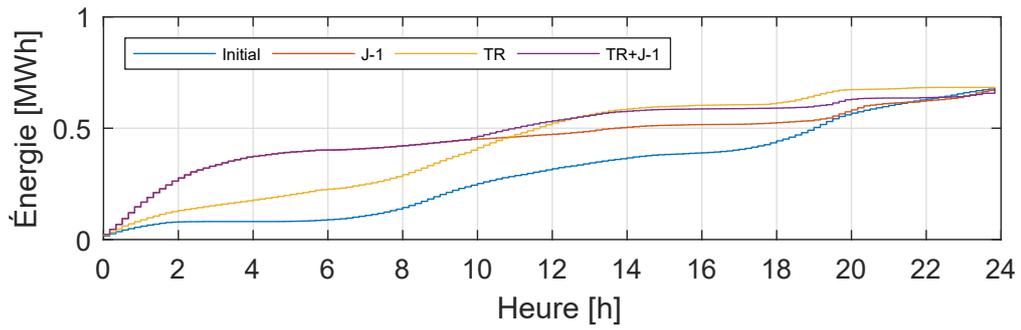
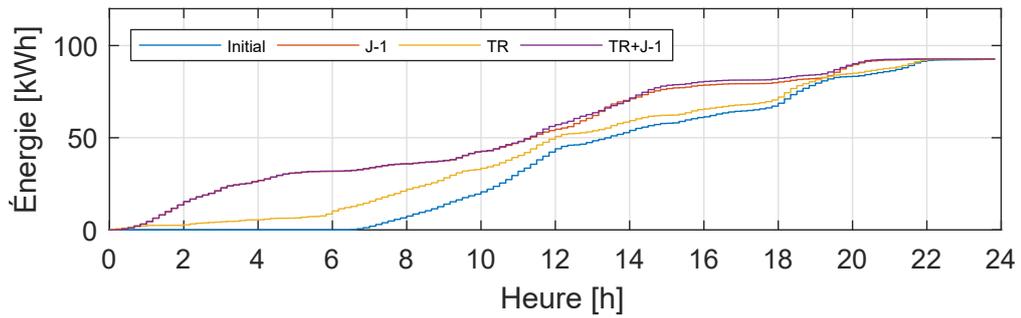


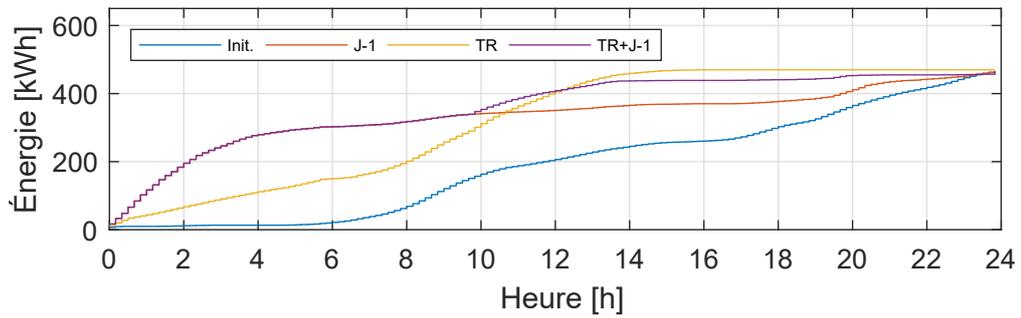
FIGURE 6.14 – Charge totale sur le réseau



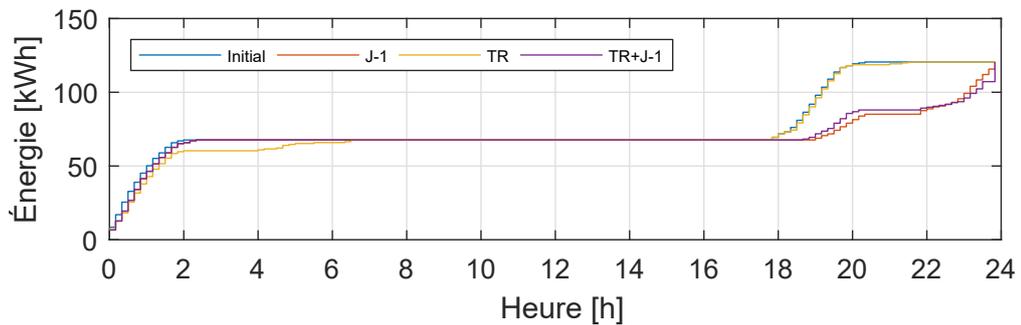
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURE 6.15 – Somme d'énergie cumulée pour les appareils participant à la flexibilité pour un aléa de prix : Ensemble des appareils 6.15a, appareils cycles 6.15b, BEC 6.15c, VE 6.15d

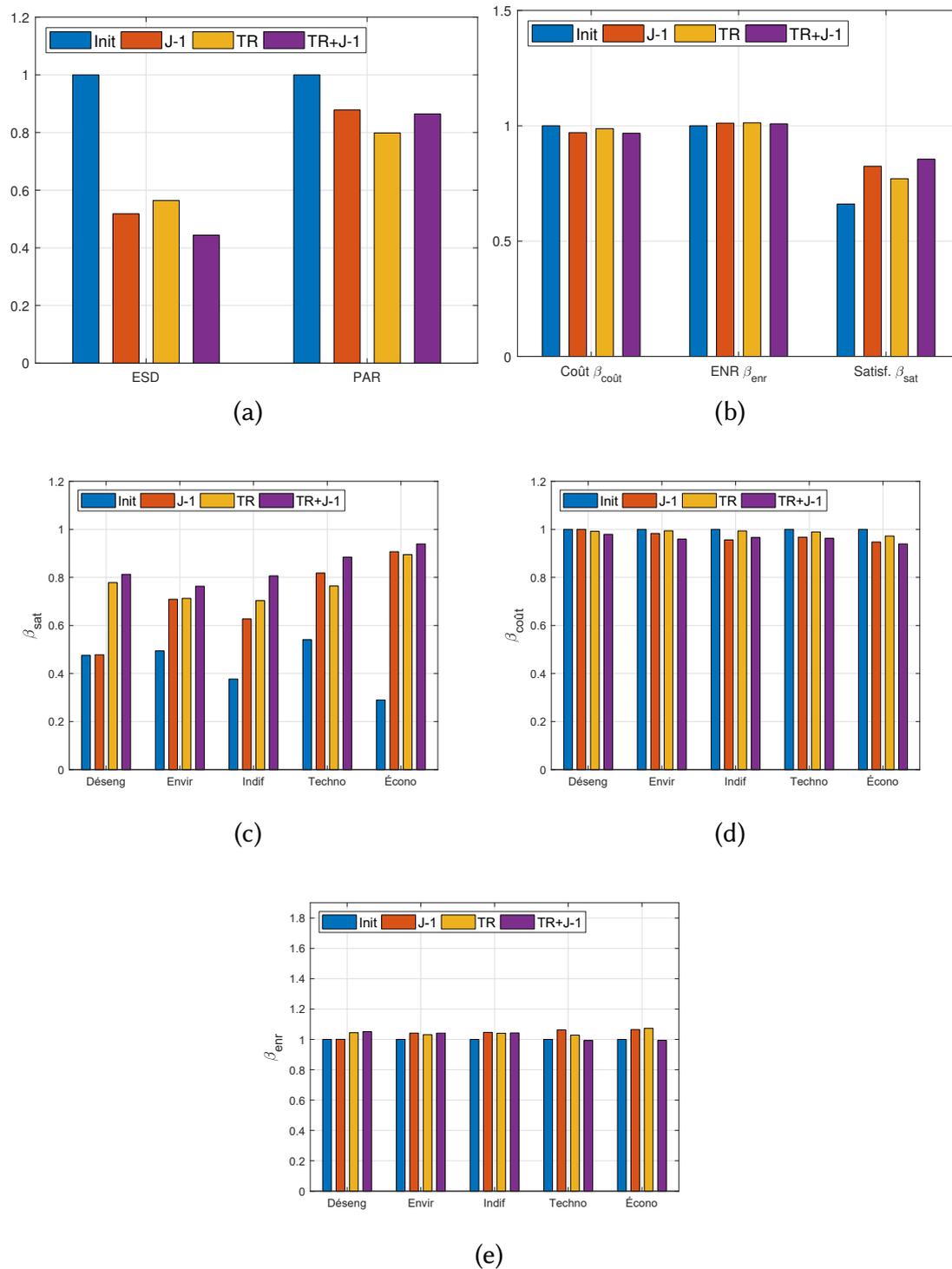


FIGURE 6.16 – Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type prix : Indicateurs réseau 6.16a, indicateurs utilisateurs moyennés 6.16b, indicateur de satisfaction par profils 6.16c, indicateur de prix par profil 6.16d, indicateur de consommation d'ENR par profil 6.16e

6.5.4 Aléa de consommation

Le troisième aléa observé est un décalage de consommation par rapport à la prévision faite à J-1, le prix et le ratio d'ENR étant inchangés par rapport à cette prévision. Ce décalage est représenté sur la figure 6.17, où sur 6 h, une augmentation puis une diminution de 20 kW de la consommation est visible (entre 10:00 et 16:00). La charge totale sur le réseau pour chaque niveau de supervision est alors présentée sur la figure 6.18. L'énergie cumulée des appareils flexibles est présentée sur la figure 6.19 : si les appareils de type cycles ne participent que peu (figure 6.19b), là encore ce sont les BEC (graphique 6.19c) qui permettent d'apporter la flexibilité nécessaire en effacement ou en consommation.

Concernant les indicateurs réseau (graphique 6.20a), la fluctuation de consommation n'impacte pas le pic maximum. En revanche, l'indicateur de fluctuations baisse entre l'optimisation J-1 et le temps réel basé sur cette optimisation, ce qui montre la capacité du superviseur à absorber cet aléa. En revanche, contenir cet aléa entraîne une baisse de satisfaction des utilisateurs qui ont mis leur flexibilité à contribution, ce qui s'observe globalement et pour chaque groupe de profil (graphique 6.20b et 6.20c respectivement). Cette baisse se répartie suivant les profils, qui perdent alors sur le facteur pour lequel ils sont le moins sensible : par exemple, les *économés* conservent leur gain de coûts mais y perdent en consommation d'ENR, tandis que les *éco-sensibles* conservent leur consommation d'ENR mais y perdent sur les coûts (figures 6.20d et 6.20e).

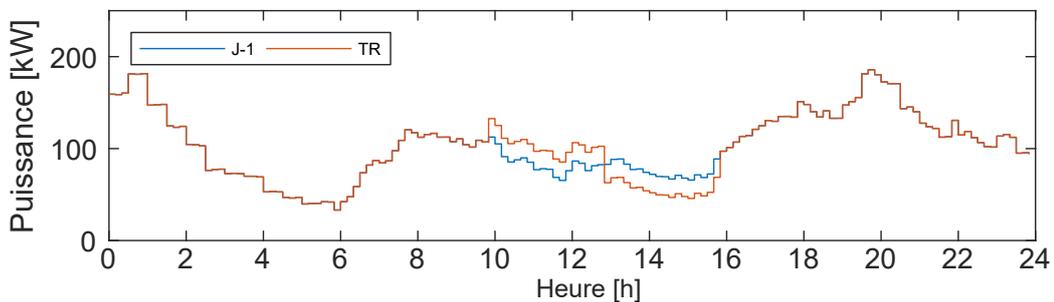


FIGURE 6.17 – Aléa de consommation

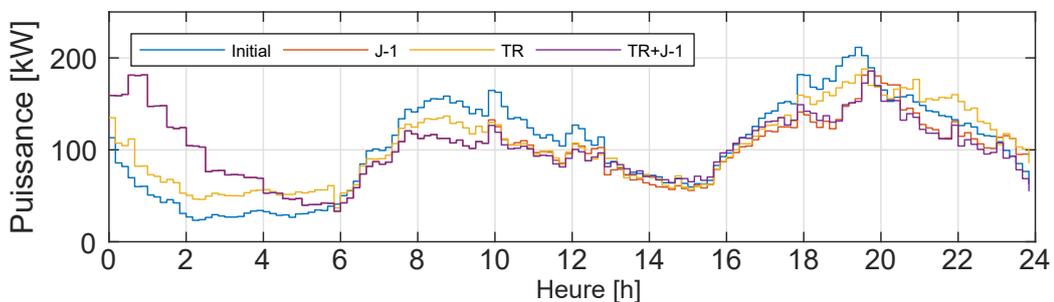
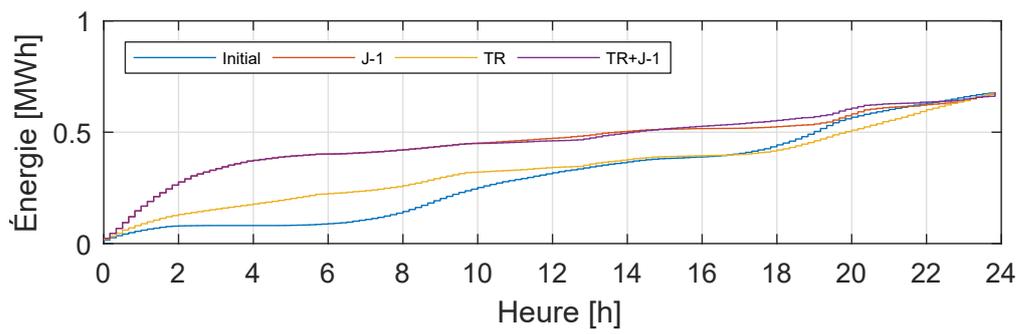
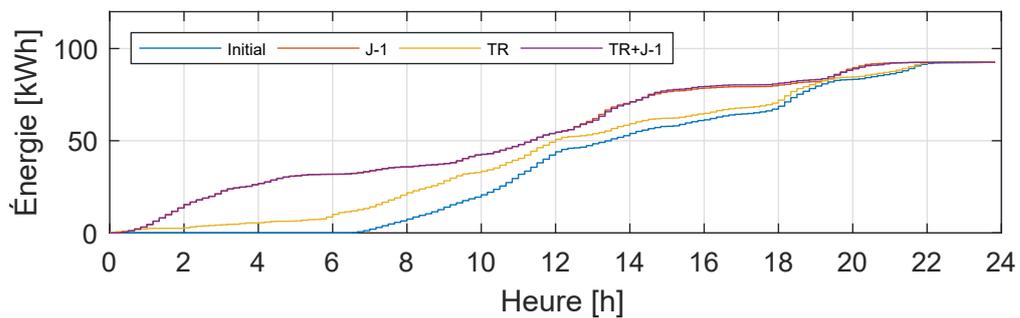


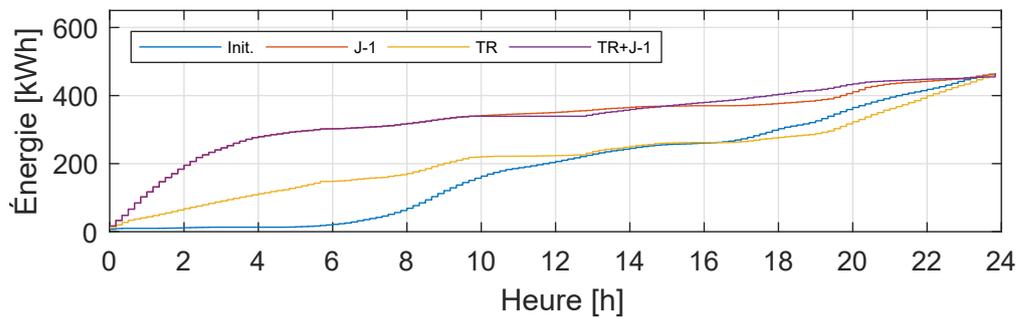
FIGURE 6.18 – Charge totale sur le réseau



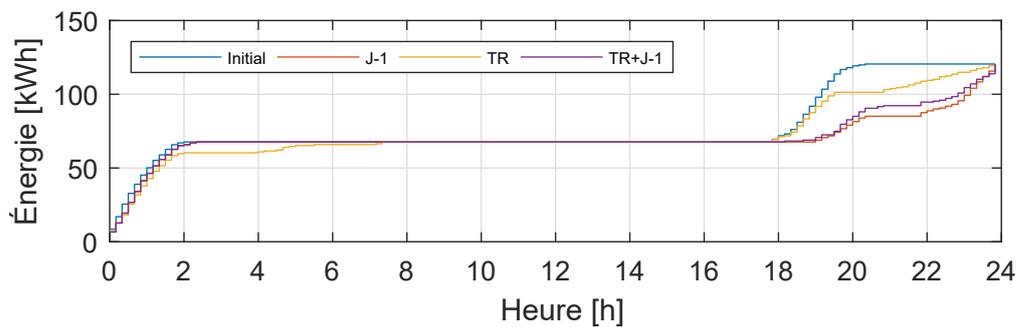
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURE 6.19 – Somme d'énergie cumulée pour les appareils participant à la flexibilité pour un aléa de consommation : Ensemble des appareils 6.19a, appareils cycles 6.19b, BEC 6.19c, VE 6.19d

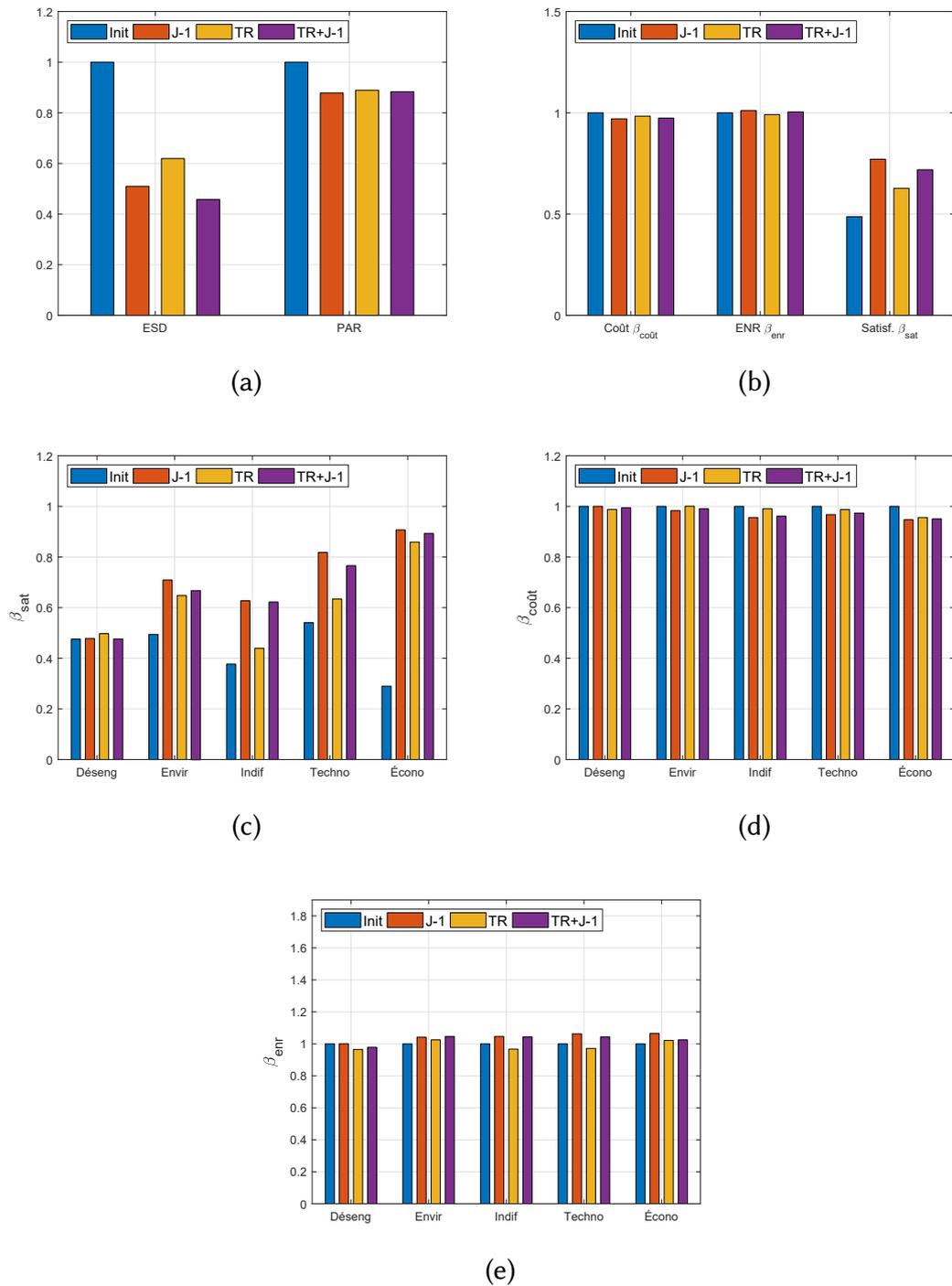


FIGURE 6.20 – Indicateurs en sortie du superviseur temps réel en réaction à un aléa de type Conso : Indicateurs réseau 6.20a, indicateurs utilisateurs moyennés 6.20b, indicateur de satisfaction par profils 6.20c, indicateur de prix par profil 6.20d, indicateur de consommation d'ENR par profil 6.20e

6.6 Simulations prospectives sur deux semaines

6.6.1 Scénarios

Pour aller plus loin et observer l'apport du superviseur développé dans cette thèse pour la gestion de l'énergie, un contexte réaliste de deux semaines entières est simulé. Comme discuté à la fin du chapitre précédent, l'intérêt d'un tel superviseur est la réaction à des fluctuations sur les trois données d'entrées principales, à savoir la consommation sur le réseau, le prix et la production d'ENR. Le prix actuel français (majoritairement fixe ou à deux niveaux comme celui simulé jusque-là) ne permet pas une dynamique suffisamment intéressante : comme discuté en introduction de ce travail (section 1.2), celui-ci va être amené à être plus dynamique pour profiter pleinement de la flexibilité offerte par la sensibilité des acteurs à celui-ci.

Pour introduire un prix dynamique qui rende compte des fluctuations réelles de son niveau pour le gestionnaire de réseau, on s'appuie en première approximation sur les données de marché journalières du réseau européen. De même, des différences de prévision de consommation et de production d'ENR doivent être incluses de manière réaliste.

Pour ce faire, les simulations suivantes reposent sur les données du réseau électrique allemand (qui permet d'avoir les trois aléas correspondants simultanément) pour les deux premières semaines de janvier 2018 :

- Les données prévisionnelles (à J-1) et effectives de consommation et celles de production d'ENR sont celles d'Amprion, un des quatre gestionnaire de réseau de transport allemand, membre du réseau européen des gestionnaires de réseau(x) de transport d'électricité (ENTSO-E¹) [243]. Ces données, disponibles au pas de 15 minutes, sont représentées graphiquement sur les figures 6.21a et 6.21b respectivement.
- Pour le prix, les données sont celles prévisionnelles (à J-1²) et effectives³ allemandes observées à la bourse européenne de l'électricité *EPEX SPOT* sur la période considérée [244], disponibles pour un pas de temps d'une heure. Ces données sont représentées graphiquement sur la figure 6.21c.

Sur ce cas de figure, plusieurs scénarios de segmentation de population peuvent être étudiés :

1. Le premier scénario est celui de la segmentation équilibrée définie au chapitre 4 et précisée dans le présent chapitre à la section 6.3.2 ;
2. Un deuxième scénario comportant une forte proportion (80%) de profils impliqués, et sensibles au facteur environnemental ;
3. Le troisième scénario est le même que le précédent mais avec cette fois une majorité (80%) de profils sensibles au facteur économique ;
4. Un dernier scénario avec une population majoritairement (85%) non impliquée.

1. European Network of Transmission System Operators

2. Day-Ahead Fixing

3. Intraday Fixing

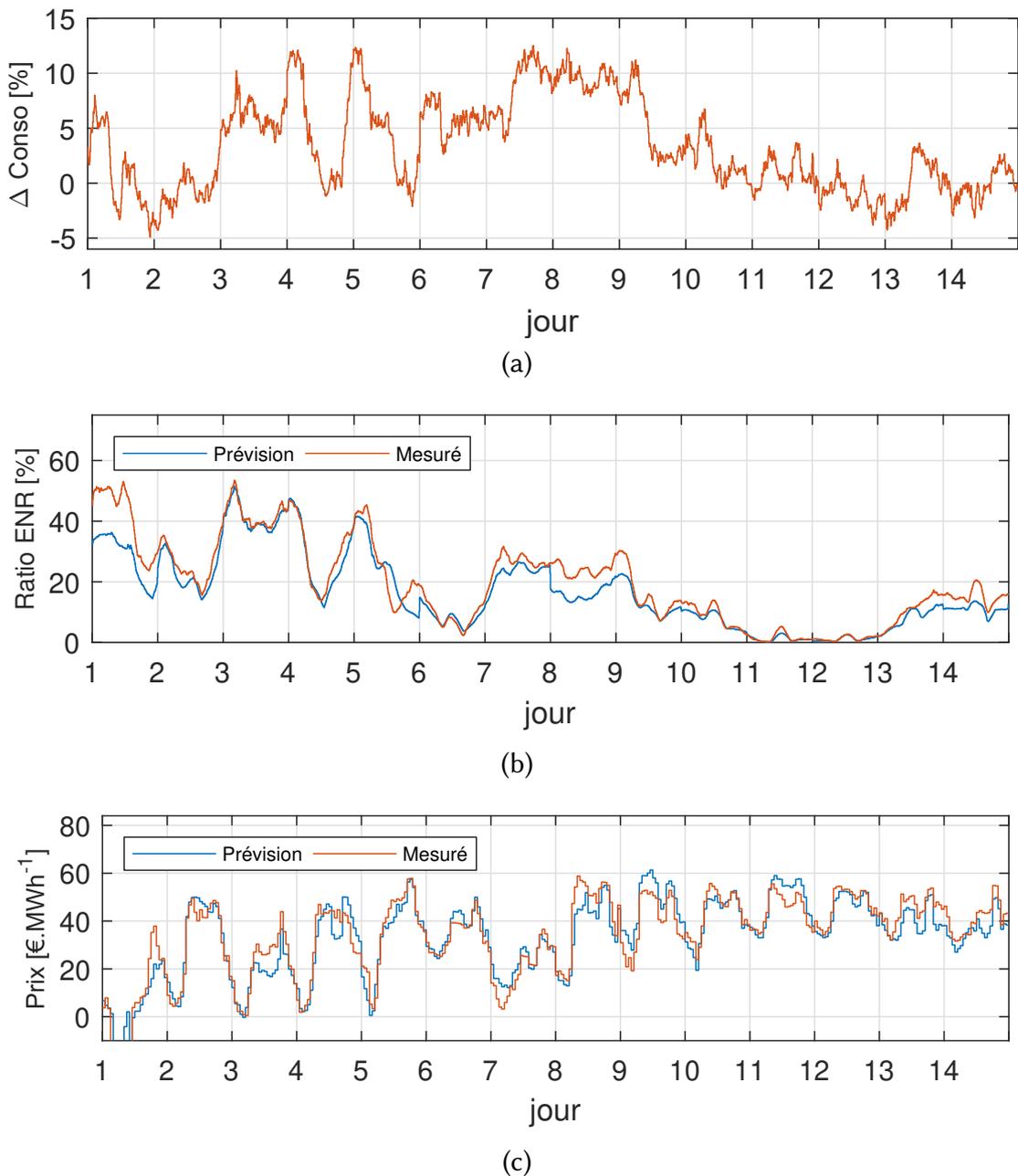


FIGURE 6.21 – Aléa survenant pendant 2 semaines concernant : la consommation 6.21a, la production d'ENR 6.21b et le prix 6.21c

6.6.2 Segmentation de profils équilibrée

Les indicateurs pour ce scénario sont présentés sur le graphique 6.22a pour le réseau, et ceux globaux pour les utilisateurs sur le graphique 6.22b. Les résultats de la supervision temps réel seule montrent bien l'intérêt d'un couplage J-1 basé sur les prévisions suivi d'une supervision temps réel ajustant la consommation. Il faut garder en tête que le superviseur temps réel peut encore être optimisé, mais la difficulté ici est

qu'il n'a pas de vision sur la journée pour l'aider, d'où l'importance d'une supervision J-1 préalable. De plus, et comme évoqué précédemment, l'ajustement temps réel n'est pas une optimisation en soit. Ajuster ses fonctions d'appartenance revient à trancher arbitrairement l'équilibre que l'on souhaite entre l'objectif réseau et la satisfaction des utilisateurs.

Les résultats sont concluants puisque la figure 6.22 montre bien un équilibre de ces deux aspects, ce que n'arrive pas à obtenir le temps réel seul. En effet, le superviseur complet parvient à une réduction des fluctuations de 68%, tout en augmentant la satisfaction moyenne de 34%. Hors cas grave de déséquilibre du réseau, la réflexion peut alors se porter sur la nécessité ou non du temps réel par rapport au J-1, puisque les trois cas supervisés apportent une amélioration par rapport au cas non supervisé.

Cet équilibre se retrouve aussi au niveau des résultats par groupe de profils puisque chacun d'entre eux gagne selon ses sensibilités, et l'arbitrage en cas de décalage s'observe bien sur la sensibilité la plus faible (visible pour les profils *économés* avec le facteur ENR par exemple). Les gains élevés observés pour les profils *indifférents* s'explique par la plus grande participation des BEC à la flexibilité, devant les autres appareils, surtout pour l'optimisation temps réel.

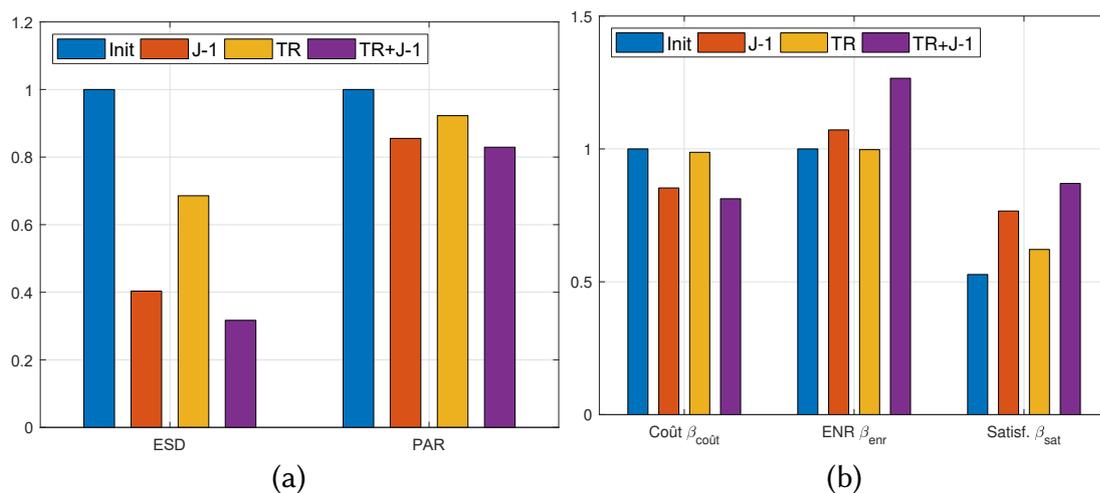


FIGURE 6.22 – Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel en réaction à 2 semaines d'aléa : Du point de vue du réseau 6.22a, du point de vue des utilisateurs 6.22b

L'étude de sensibilité sur les gains des consommateurs vis-à-vis de leurs facteurs de sensibilité (α_{prix}^h et α_{enr}^h) est menée en parallèle pour la supervision globale (optimisation à J-1 et supervision temps réel). La question de la mesure des gains pour les utilisateurs se pose là encore : soit l'indicateur brut est calculé, il faut alors l'analyser dans son contexte et au vu des résultats sur les autres indicateurs et des sensibilités du modèle ; soit en réunissant plusieurs données d'entrée, c'est ce que nous faisons ici pour observer rapidement et simplement la sensibilité du modèle aux facteurs de sensibilités des profils observés. Pour cela, le gain en termes de coût et de consommation d'ENR (respectivement $\Delta\beta_{\text{coût}}^h$ et $\Delta\beta_{\text{enr}}^h$) sont représentés en fonction des types d'appareils à disposition

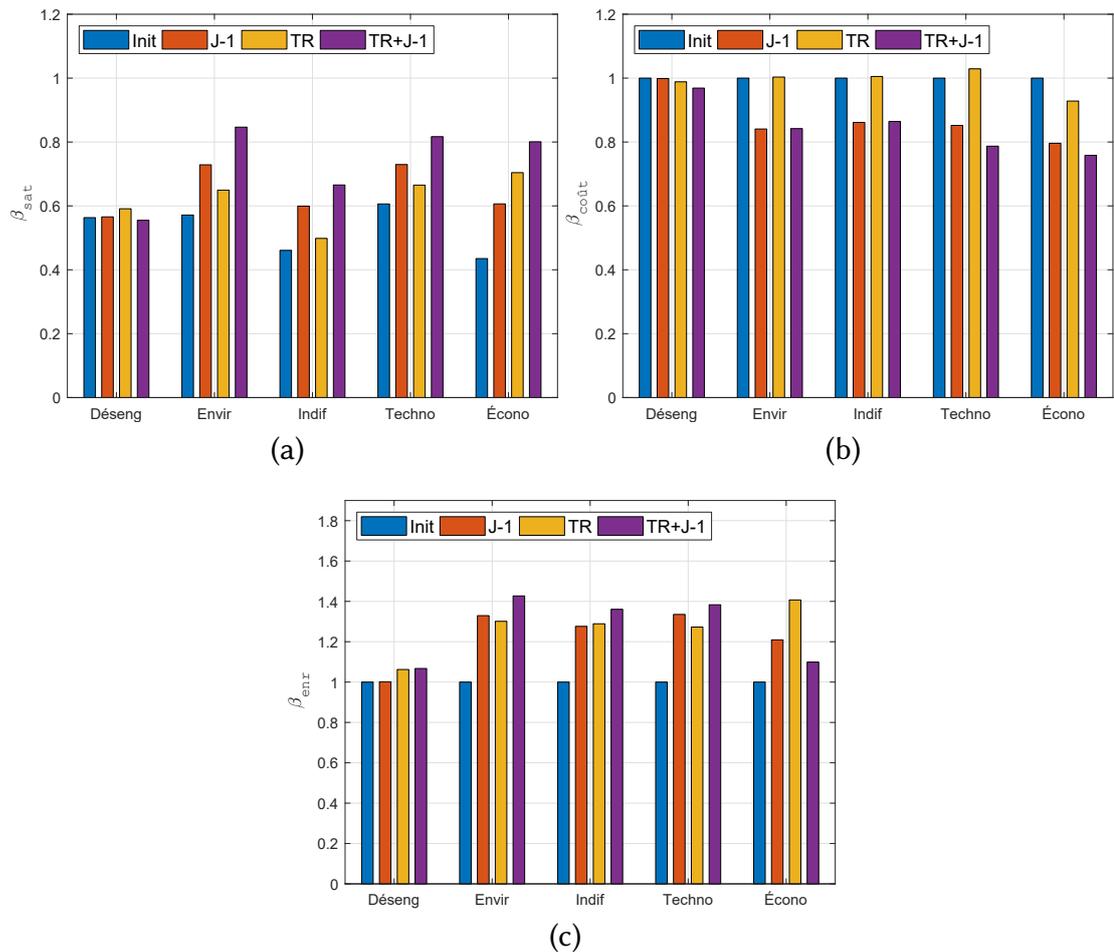


FIGURE 6.23 – Indicateurs par profil en sortie du superviseur temps réel en réaction à 2 semaines d'aléa : Indicateur de satisfaction 6.23a, indicateur de prix 6.23b, indicateur de consommation d'ENR 6.23c

des consommateurs et de leur sensibilité au facteur correspondant (respectivement α_{prix}^h et α_{enr}^h) pondérée par leur facteur de flexibilité α_{flex}^h . Ainsi, les acteurs sensibles à un facteur, mais peu enclins à mettre de la flexibilité à disposition, ne seront pas évalués sur le même plan que ceux très sensibles et très participatifs. Une régression linéaire est alors effectuée pour vérifier la capacité du modèle à intégrer cette complexité, et est représentée sur la figure 6.24a pour le facteur prix et sur la figure 6.24b pour le facteur ENR.

On remarque que pour les basses sensibilités le gain est très aléatoire, mais que cette disparité diminue avec l'augmentation de la sensibilité, ce qui est cohérent avec l'objectif de prise en compte des profils : une garantie de gain n'est observée que pour les consommateurs les plus sensibles et engagés. Toutefois, cette remarque est à nuancer en observant les types de flexibilités des consommateurs : ceux possédant uniquement des appareils de type cycle ont moins à y gagner, et ce, quel que soit leur sensibilité et

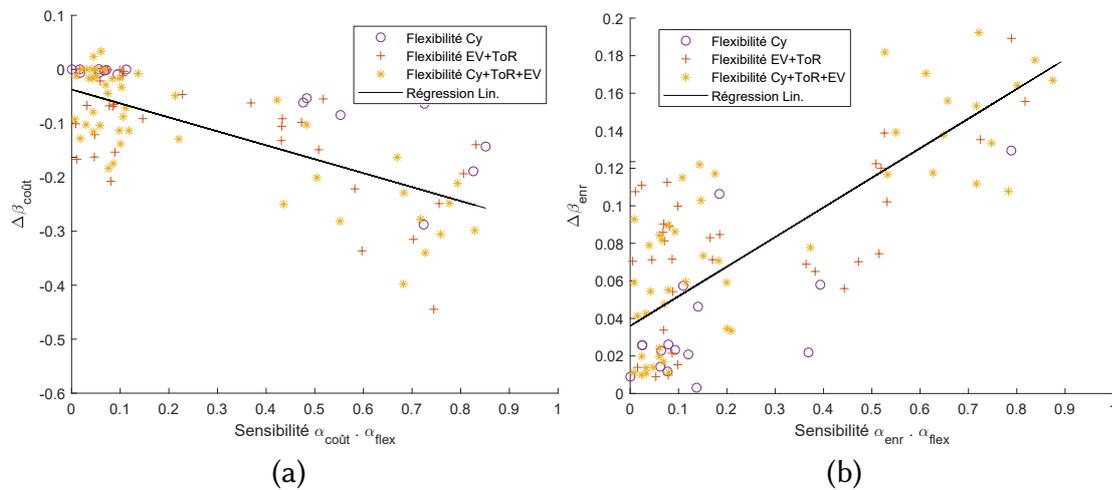


FIGURE 6.24 – Sensibilité des gains aux facteurs de sensibilité des profils : sensibilité sur le facteur prix 6.24a, sensibilité sur le facteur ENR 6.24b

leur implication. Cela vient confirmer l'observation faite à la section précédente, où la participation des appareils de type cycle était vue comme étant faible en temps réel, du fait de leurs contraintes particulières.

6.6.3 Segmentation à forte sensibilité environnementale

Pour tester le modèle en imaginant des répartitions différentes de la population, ce deuxième scénario représente une évolution du premier avec une majorité de profils *éco-sensibles*. Ce scénario volontariste modélise donc une segmentation des profils avec un haut niveau d'implication, sensibles à leur consommation d'**ENR** : cette distribution sur les 140 foyers est précisée dans le tableau 6.4, et les résultats correspondants sur les graphiques de la figure 6.25.

TABEAU 6.4 – 2^e distribution de profils testée : sensibilité environnementale dominante

Profils	économés	Éco-sensibles	Technophiles	Indifférents	Désengagés
Partition	5%	80%	5%	5%	5%

Les gains pour le réseau sont moindres ici bien que la population soit très flexible, étant donné que cette flexibilité est utilisée pour suivre le ratio d'**ENR**. La satisfaction augmente donc grâce à l'augmentation de la consommation d'**ENR** mais reste de même amplitude que pour le scénario équilibré, ce qui s'explique par le fait que cette satisfaction peut difficilement atteindre 100% : d'une part car le décalage de charge de chaque utilisateur est limité par sa puissance souscrite, et d'autre part car tous les utilisateurs ne peuvent se décaler sur une même plage temporelle, au risque de recréer un pic de charge sur les pics d'**ENR**.

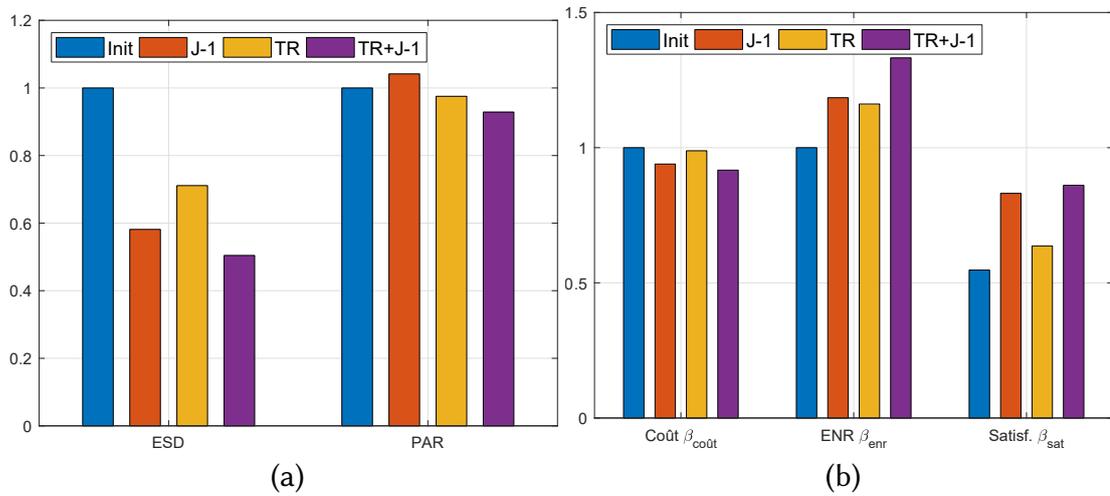


FIGURE 6.25 – Indicateurs globaux en sortie du superviseur en réaction à 2 semaines d'aléa pour une segmentation à dominante éco-sensible : Du point de vue du réseau 6.25a, du point de vue des utilisateurs 6.25b

6.6.4 Segmentation à forte sensibilité économique

Le troisième scénario est celui d'une population où le profil dominant est celui des *économés*, sensibles au prix et avec une grande flexibilité. Cette distribution est résumée dans le tableau 6.5 :

TABLEAU 6.5 – 3^e distribution de profils testée : sensibilité aux coûts dominante

Profils	Économés	Éco-sensibles	Technophiles	Indifférents	Désengagés
Partition	80%	5%	5%	5%	5%

Le gain observé (figure 6.26a) sur les indicateurs réseau est plus important que pour les deux scénarios précédents, parce que le prix qui est en partie corrélé à la charge. La participation va donc dans le sens de l'objectif réseau. Cela s'observe aussi dans la satisfaction que retirent les utilisateurs (figure 6.26b), grâce au gain réalisé sur la facture. Le gain est plus élevé que pour le premier scénario à segmentation équilibrée. L'effet de la limite de satisfaction évoqué pour le scénario précédent est moindre du fait de la corrélation prix-pics.

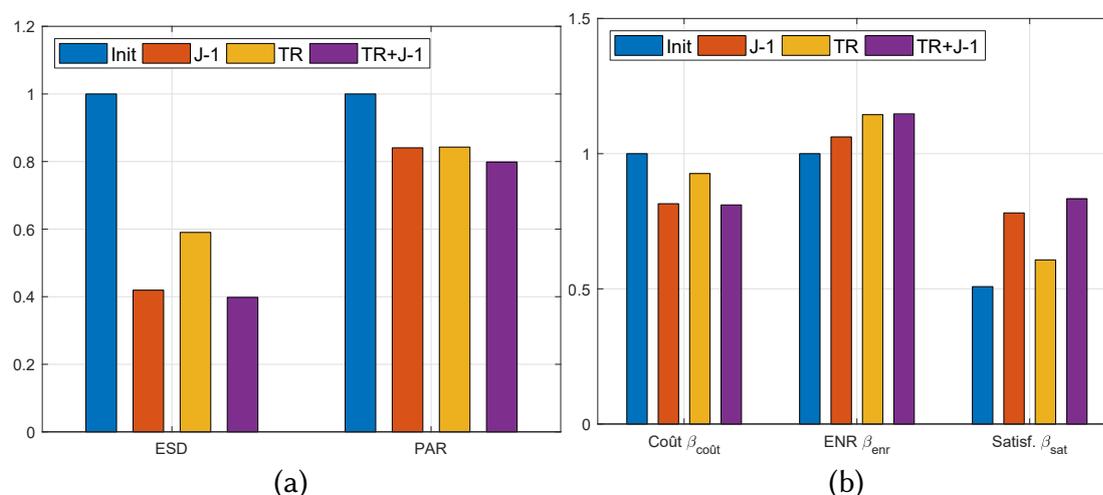


FIGURE 6.26 – Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel en réaction à 2 semaines d'aléa pour une segmentation à dominante d'économes : Du point de vue du réseau 6.26a, du point de vue des utilisateurs 6.26b

6.6.5 Segmentation à faible engagement

Le quatrième scénario comporte donc une forte proportion de profils peu impliqués, acceptant (profils *indifférents*) ou non (profils *désengagés*) un contrôle sur les charges *invisibles*. Cette répartition est présentée dans le tableau 6.6, et les résultats correspondants sont rassemblés sur les graphiques 6.27a et 6.27b.

TABLEAU 6.6 – 4^e distribution de profils testée : implication globale faible

Profils	Économes	Éco-sensibles	Technophiles	Indifférents	Désengagés
Partition	5%	5%	5%	42%	43%

Les résultats pour le réseau montrent que la baisse des indicateurs est la plus faible observée jusque-là, ce qui est attendu étant donné la participation (et donc la flexibilité) plus faible des consommateurs. Il est intéressant de constater ici que les gains pour le réseau et en termes d'ENR et de coûts pour les consommateurs restent importants, ce qui reflète l'observation de forte participation des charges *invisibles* faite sur la flexibilité des différents type d'appareils lors de l'étude du superviseur sur une journée. En effet, 42% des profils sont *indifférents* pour ce scénario, et acceptent donc que la flexibilité de leurs BEC soit mise à contribution. Or, comme discuté précédemment, cette flexibilité est la plus importante, notamment lors de la supervision temps réel, permettant non seulement de réduire les fluctuations pour le réseau, mais aussi à ces utilisateurs d'augmenter leur satisfaction.

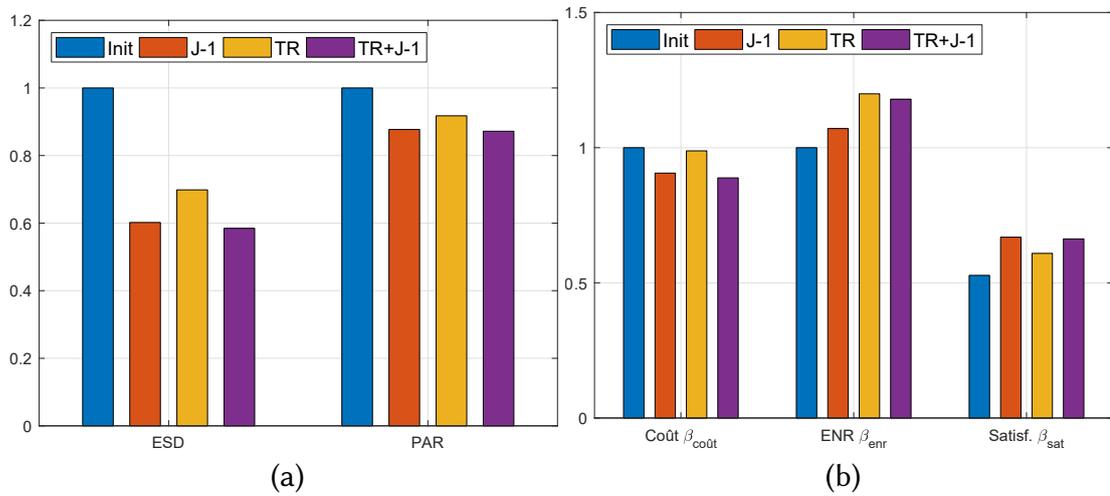


FIGURE 6.27 – Indicateurs globaux en sortie du superviseur temps réel en réaction à 2 semaines d’aléa pour une segmentation à faible implication : Du point de vue du réseau 6.27a, du point de vue des utilisateurs 6.27b

6.6.6 Résumé global des simulations

Par soucis de clarté, les principaux résultats sur les deux semaines d’aléas pour les quatre segmentations et uniquement pour la supervision complète (optimisation J-1 et ajustement temps réel), comparée au cas non supervisé, sont rassemblés dans le tableau 6.7.

TABLEAU 6.7 – Principaux résultats de la supervision $TR + J-1$ pour les quatre segmentations

Segmentation	1. Éq.	2. Envir.	3. Éco.	4. Faible eng.
Réseau				
PAR	-17.3%	-6.3%	-20%	-12.5%
SED	-68%	-49.4%	-60%	-41.4%
Satisfaction				
β_{sat}^h	+34%	+31%	+33%	+13.5%

6.7 Discussion

L’intérêt des résultats présentés réside plus dans les ordres de grandeurs et les signes de l’évolution des différentes retombées pour le réseau et les consommateurs, que dans les valeurs absolues. En effet, l’objectif principal de ce travail est de montrer la possibilité et la méthodologie de prise en compte des profils d’acteurs, et d’en montrer les gains possibles. Une fois la faisabilité démontrée, il est alors question de réglage

et d'arbitrage. Ces réglages ne peuvent être fait que sur une population réelle dans un réseau fonctionnel et observable. En gardant cela en tête, les différents tests et simulations effectués ont donc permis de montrer plusieurs choses :

1. D'abord de vérifier le respect de l'hypothèse d'énergie constante et d'en constater les effets ;
2. Ensuite de montrer l'intérêt de la supervision temps réel couplée à l'optimisation J-1 par rapport au cas non supervisé ou au cas où seul l'optimisation à J-1 est réalisée ;
3. Et enfin que la supervision temps réel seule (sans optimisation préalable), ne permet pas d'aussi bons résultats que le superviseur global, mais réussit à atteindre un équilibre d'objectifs intéressant par rapport à un cas non-supervisé.

Ce premier point est important à vérifier, mais aussi à discuter, car cette hypothèse joue un rôle important dans l'utilisation de la flexibilité lors de la supervision temps réel. La gestion temps réel entraînant l'utilisation décalée des appareils participants à l'ajustement, la réserve de flexibilité s'épuise en fin de journée et impose donc un décalage inévitable vis-à-vis de la prévision à J-1. Cette hypothèse se justifie ici par le fait que les programmes de réponse de la demande ne permettent pas une véritable réduction de l'énergie consommée, du fait de l'effet rebond. Les pics ou creux consécutifs aux épisodes d'effacement ou de consommation demandée peuvent être limités par un programme de reprise adapté (automatisé ou guidé par les prix), mais l'énergie consommée reste la même. Une réduction de l'énergie consommée sur la journée ou le mois relève plutôt des programmes de management de la demande sur le long terme, par des mesures d'achat d'appareil, d'isolation des logements et/ou des programmes de sensibilisation.

Si on s'intéresse aux différents appareils participants à la flexibilité, les **BEC** sont ceux qui participent le plus en temps réel en réponse aux aléas observés. Les **VE** n'étant pas disponibles en journée, l'hypothèse d'énergie constante les pousse donc à rattraper les écarts lors de l'optimisation temps réel sur les dernières heures du jour. Un cas d'étude autre que résidentiel (tertiaire par exemple) pourrait montrer leur intérêt dans un réseau plus diversifié. De leur côté, les appareils de type cycle participent surtout à la flexibilité lors de l'optimisation J-1 du fait de leurs contraintes plus importantes qui la limite en temps réel.

La flexibilité des appareils cycles est en effet plus compliquée à utiliser en temps réel, car si un aléa survient, il faut d'une part être dans une plage de fonctionnement autorisée par l'utilisateur, et d'autre part accepter le fait qu'il n'y a pas de vision à moyen terme si un aléa inverse survient durant le cycle, qui ne peut alors pas être stoppé. La prise en compte de cette flexibilité est donc à améliorer dans ce modèle : d'une part pour intégrer cet effet, en le limitant par exemple par une contractualisation du prix (un prix fixe pourrait être assuré une fois la machine lancée); et d'autre part en prenant en compte l'aspect plus contraignant de cette flexibilité pour les utilisateurs dans le calcul de la satisfaction. Un modèle économique pourrait aussi être introduit pour compenser cette participation.

Plus globalement concernant l'indicateur de satisfaction, une perspective intéressante serait d'introduire le degré de flexibilité dans son calcul, car pour l'indicateur moyen, les profils non impliqués restreignent la hausse globale dans la population. De même, la satisfaction concernant la sensibilité environnementale peut être discutée vis-à-vis de la seule utilisation du ratio d'ENR. En effet, pour une évolution de la société entraînant une segmentation à dominante *éco-sensible*, le critère ENR n'est plus forcément suffisant : d'autres impacts sont à prendre en compte, comme par exemple l'aide au réseau qui peut être bénéfique sur ce plan-là aussi.

Concernant la pertinence du superviseur, sur les aléas simples à la journée, on constate que le temps réel seul fait parfois mieux que les deux étages de supervision. Cela s'explique par le fait que le J-1 ne prévoit pas les aléas, si ceux-ci sont élevés alors la flexibilité utilisée suite à l'optimisation J-1 est déjà consommée sur la partie de la journée en amont de l'aléa, et il n'y a donc plus d'appareil disponible pour réagir à cet aléa. Cet effet n'apparaît plus lors de la simulation sur deux semaines, car les trois aléas sont pris en compte simultanément et apparaissent aléatoirement. Il est donc important de garder un regard critique dans l'étude des superviseurs et en regardant les situations particulières.

Les résultats montrent que les différents niveaux de supervision offrent un équilibre intéressant aussi bien pour le réseau que pour les consommateurs, en parvenant à satisfaire les différents profils. Une fois montrée la pertinence d'une gestion de l'énergie prenant en compte les profils d'implication, il faut garder en tête que tout est histoire de compromis et qu'il n'y a pas de choix parfait, mais une limite à trancher arbitrairement dans la liberté laissée à chacun. À travers les différentes simulations, on s'aperçoit que le temps réel couplé au J-1 offre la meilleure répartition entre les différents profils, leur satisfaction, leurs gains et la souplesse apportée au réseau. Si sur certains points l'optimisation temps réel seule parvient à de meilleurs résultats, c'est au détriment d'autres facteurs. C'est donc un facteur à prendre en compte, bien que la question de l'arbitrage relève plus d'un choix stratégique et sociétal, en considérant aussi la capacité du réseau à supporter les fluctuations et les écarts.

Les performances du superviseur temps réel peuvent être améliorées en optimisant les fonctions d'appartenance, qui ont été arbitrairement construites en se basant sur la connaissance globale du système. Cette optimisation peut porter sur la forme des fonctions, sur leurs valeurs de définition, ou encore sur le gain de chaque entrée. Elle peut se faire par algorithme évolutionnaire et a été prouvée pertinente dans [245]. Toutefois, le même problème d'équilibre d'objectifs va se poser : quelle priorité donner à l'objectif réseau vis-à-vis des objectifs utilisateurs ? L'intérêt de l'optimisation pourrait alors s'en trouver limité.

Quoi qu'il en soit, les trois niveaux de supervision apportant une plus-value pour les différents acteurs, une réflexion intéressante est la date à laquelle effectuer l'optimisation à J-1. Cette dernière réalisant de bons résultats, il pourrait être pertinent de la relancer le jour même si une prévision plus précise est disponible. Ce choix doit être bien sûr un compromis entre la meilleure précision possible (qui ne peut s'obtenir qu'au plus proche de la journée optimisée) et la capacité physique des acteurs à intégrer l'information : un système tout automatisé peut certes supporter d'être re-planifié à tout moment,

bien que les préférences des acteurs peuvent changer, mais un système reposant sur la participation manuelle des utilisateurs nécessite de pouvoir planifier suffisamment tôt les appareils sans changer au dernier moment.

Enfin, et au-delà des réflexions sur le superviseur, une approche sur différentes temporalités peut être intéressante à étudier. La sensibilisation des acteurs peut entraîner une participation plus forte à court-terme, ce qui est intéressant, et sur le long terme l'achat d'appareils permettant plus de flexibilité des acteurs (appareils pilotables à distance ou plus finement programmables). Paradoxalement, cela peut aussi entraîner l'achat d'appareils moins gourmands en énergie qui conduit alors à une baisse de cette flexibilité en termes de volume d'énergie.

6.8 Conclusion

La dernière étape de la méthodologie a donc été appliquée dans ce chapitre au cas d'étude résidentiel proposé. La supervision temps réel basée sur les résultats de l'optimisation J-1 montre comment prendre en compte les profils définis à la première étape tout en ajustant la consommation au gré des aléas observés sur le réseau. Deux aspects particuliers ont été développés : d'une part la construction de cette supervision temps réel avec l'objectif d'intégrer les profils ; d'autre part la comparaison de différents niveaux de supervision (non-supervisé, supervisé à J-1 uniquement, supervisé en temps réel uniquement et enfin optimisé à J-1 et supervisé en temps réel) sur des jours particuliers puis sur deux semaines d'aléas réels et pour des segmentations de population différentes.

Les résultats des simulations montrent que la gestion temps réel permet soit de réduire les fluctuations et d'augmenter les satisfactions sur le réseau, soit d'en limiter respectivement la hausse et la baisse. Une simulation du cas d'étude sur deux semaines avec la segmentation des profils retenue montre que la réduction significative, observée des fluctuations sur le réseau suite à l'optimisation J-1 (-68% sur la distance euclidienne par rapport au cas non supervisé), peut être conservée, tout en augmentant la satisfaction des acteurs (+12% par rapport à l'optimisation J-1 seule et +35% par rapport au cas non supervisé). La supervision temps réel seule ne permet pas d'améliorer d'autant l'état du réseau et de satisfaire autant les utilisateurs bien qu'elle puisse obtenir de bons résultats pour certains cas particuliers et qu'elle est tout de même meilleure que le cas non supervisé. Il faut aussi garder à l'esprit que cette supervision temps réel peut être optimisée, mais qu'il sera alors question d'équilibre entre les objectifs réseau et les objectifs utilisateurs, et qu'il faudra donc trancher.

À travers les simulations proposées, il est possible de voir non seulement la possibilité d'inclure les objectifs de chacun, d'augmenter la satisfaction des différents acteurs et de l'évaluer, mais aussi de se rendre compte de la difficulté de définir l'équilibre atteignable. En effet, laisser les utilisateurs libres ne peut pas fonctionner, on ne peut l'envisager que dans un cadre où de la pédagogie est mise en place parallèlement au système de gestion du réseau. Si le réseau ne s'en porte pas mieux, au moins est-il possible de prévoir ce qu'il peut s'y passer si chacun cherche à maximiser son gain.

On peut aussi se rendre compte dans quelle mesure restreindre la liberté de chacun peut aider le réseau, mais peut entraîner un désengagement, qui lui n'est pas mesurable directement, mais entraîne des changements dans la répartition des profils.

Suite à l'étude des résultats globaux sur le cas d'étude modélisé dans cette deuxième partie de mémoire, un résumé global des travaux ainsi qu'une discussion sur les points cruciaux relevés au cours de ces recherches sont proposés dans le dernier chapitre. Une mise en relief de ce travail est finalement présentée, avec les nombreuses perspectives de recherche qui en ressortent au vu du nombre important de questions soulevées.

Conclusion générale

Sommaire du présent chapitre

Résumé & discussion	181
Perspectives	183
Sur le plan des sciences humaines et sociales	184
Sur le plan technique	184
Test démonstrateur	186

Résumé & discussion

Dans un premier temps, une remise en contexte des enjeux environnementaux de notre époque est proposée. On souligne en particulier leurs conséquences pour le domaine de l'énergie et des réseaux électriques. La réponse aux problématiques qui se posent alors pour la gestion de ces réseaux, à savoir l'intégration de l'implication des différents acteurs pour y apporter plus de flexibilité, est la proposition d'une méthodologie ouverte à l'interdisciplinarité. Prendre en compte ces acteurs, avec leurs spécificités, leurs objectifs et leurs contraintes, n'est en effet pas une question purement technique mais demande de considérer tous les aspects de la flexibilité auprès de chacun d'entre eux. Les trois étapes de cette méthodologie sont donc : 1. la définition des profils d'acteurs en présence. 2. La gestion à J-1 de l'énergie (étape d'optimisation). 3. La gestion temps réel de l'énergie (étape d'ajustement).

Dans un second temps, l'illustration de cette approche est faite par l'application de la méthodologie à un cas d'étude résidentiel, interrogeant ainsi la capacité et la volonté des consommateurs à participer à l'équilibre du réseau tout en augmentant leur satisfaction. Une première discussion sur les profils intégrables est proposée, avant d'étudier et de proposer un superviseur à deux étages : une gestion J-1 des consommations et un ajustement temps réel possible. L'étude de l'approche est alors discutée en présentant différentes répartitions de profils et différents niveaux de supervision. Cette méthodologie permet donc de cadrer et rassembler les nombreuses questions qui doivent être traitées pour de nouvelles stratégies de gestion de l'énergie : en allant de la définition des objectifs de chaque acteur à la forme/fréquence des feedbacks qu'il est possible et pertinent de leur faire parvenir en passant par la modélisation des sensibilités. Un des principaux point clé qui ressort de cette méthodologie et de ces simulations est la

jonction qui se fait entre les sciences de l'ingénieur et les sciences humaines et sociales au niveau de l'introduction des profils dans l'optimisation.

Une optimisation du superviseur proposé est toujours possible pour améliorer les résultats constatés, mais elle demande de trancher arbitrairement entre les gains du réseau et les gains des utilisateurs de ce réseau. La grande question ici est en effet celle du compromis, à laquelle on ne peut répondre sans cas d'étude réel. Les discussions sur l'implication des acteurs, en particulier résidentiels, montre en effet que des nombreux paramètres non-techniques rentrent en jeu, et si l'optimisation de cette supervision peut être faite, optimiser pour le réseau au détriment des consommateurs peut conduire à leur désengagement. Les aspects techniques proposés, s'ils apportent un gain tant pour le réseau que pour les consommateurs, reposent justement sur cette implication liée à la mise en place de ces aspects techniques qui ne peut être complètement anticipée. Ce travail interroge donc la complexité de la tâche, et les résultats prospectifs, bien qu'encourageants, sont donc à considérer avec précaution. De plus, l'hypothèse d'intégration de l'objectif du réseau dans le comportement de chaque acteur peut être soit du fait d'une prise de conscience collective (si pas de réseau, pas de service), soit d'une incitation tarifaire, l'étude de la traduction des objectifs d'acteurs est donc importante.

Deux visions de ce travail constatées pour les consommateurs sont alors envisageables, qu'il est possible de transposer pour les producteurs : le paradigme peut être un fonctionnement soit *manuel*, permettant au maximum de charges de participer à la flexibilité, soit *automatisé*, posant alors la question du contrôle de l'utilisateur. En développant le modèle et dans un contexte d'information poussée et adéquate, il peut être aussi possible de prévoir les charges et leur décalage. Comme discuté dans ce travail, le sentiment de contrôle de l'usager est un facteur important pour l'acceptation et l'implication. Le paradigme d'une automatisation totale de la flexibilité n'est donc pas réaliste et l'efficacité d'un tel dispositif repose plutôt sur un mélange des deux, adapté au contexte et aux profils d'acteurs en présence.

Le modèle économique à mettre en place devient ainsi une question importante à l'échelle du marché de détail. Il est sûr qu'un modèle statique ne permet aucune flexibilité, mais en le rendant plus dynamique la question est donc : faut-il punir les comportements négatifs (dans le sens d'une dégradation de l'équilibre du réseau) ou récompenser les comportements vertueux ? La réponse est sûrement un compromis entre les deux tant les sensibilités observées parmi les acteurs sont différentes. Toutefois, l'échelle de réflexion ne doit pas se cantonner au cadre micro-économique, mais doit aussi se faire à une échelle macroscopique car on touche alors à des questions de politique et d'économie publique. Les discussions dans ce travail mettent ainsi en avant un point crucial dans la définition de nouveaux modèles viables : ils ne doivent pas faire peser les efforts sur les plus faibles, d'autant plus qu'au-delà de l'engagement, l'impact des plus aisés est le plus important [246]. Pour ce faire et comme discuté par la suite, un changement de paradigme sur la consommation d'électricité peut être de voir l'accès à électricité comme un droit vital, chacun pouvant alors en consommer un minimum défini, le reste pouvant être soumis à des contraintes plus élevées (tarif, limitation). La définition du minimum demande alors une attention particulière, mais pourrait amener

une nouvelle flexibilité au réseau.

L'enjeu n'est pas uniquement technique là encore, car la perception des acteurs vis-à-vis du gain et des contraintes qui en découlent influe sur leur acceptation et leur implication. L'intérêt de ce travail est de définir ce qui peut être fait et mis en place, mais aussi en se posant les questions nécessaires à la prise en compte des acteurs afin d'aider au fonctionnement du réseau. Ce qui en ressort, c'est que la possibilité technique de jouer sur la flexibilité existe, mais que le paradigme actuel d'*énergie infinie* ne permet pas de répondre aux enjeux auxquels nous sommes confrontés. Pour rendre un système plus efficace il faut que les acteurs s'engagent, et cela demande un vrai projet de société plus global.

En effet, prendre en compte les sensibilités et objectifs de chacun même lorsque ceux-ci vont contre l'intérêt collectif (surconsommation, déséquilibre du réseau), ne résoudra en rien le problème, et peut même aller jusqu'à l'empirer. La question sous-jacente de ce travail considérant l'implication des acteurs renvoie ainsi au modèle de consommation que nous voulons pour le futur : Par exemple, peut-on mettre sur un même plan la volonté d'un consommateur de réduire son impact environnemental à celui qui veut à tout prix consommer comme il l'entend même si celui-ci va à l'encontre du bien commun ? Ou l'intérêt d'un producteur d'**Énergies Renouvelables (ENR)** vis-à-vis d'un producteur d'énergie fossile, en toute connaissance de cause des problématiques auxquelles nous faisons face aujourd'hui et dans un futur pas si lointain comme présenté au début de ce travail ?

D'un point de vue global, la conclusion finale de ce travail est que gérer le réseau avec des acteurs flexibles, impliqués, et satisfaits, est intéressant et faisable sur le plan technique et possiblement valorisant pour les acteurs impliqués au vu des résultats présentés. Toutefois, les discussions montrent que la concrétisation d'un tel scénario dépasse complètement le simple point de vue du réseau et la simple approche consistant à *faire accepter des solutions* : cela demande en effet de construire un réel projet global, en faisant appel pour cela à toutes les disciplines, et demande une culture de l'énergie importante et soutenue chez tous les acteurs du réseau. Les deux directions possibles sont alors soit l'imposition d'un modèle contraignant justifié par l'urgence environnementale, mais qui remporterait difficilement l'adhésion des acteurs, soit la conciliation des objectifs de chacun, mais pour que ce modèle fonctionne, il demande à ce qu'une majorité d'acteurs soit impliquée et convaincue. La méthodologie et la faisabilité affichée du respect (dans une certaine mesure) des objectifs de chacun est un premier pas dans cette direction pour ne pas *faire faire*, mais *faire avec*.

Perspectives

Les perspectives pour ce travail sont nombreuses, tant sur le plan méthodologique que sur l'approche de supervision simulée, chaque étape entraînant son lot de questionnements pouvant être des sujets de recherche en eux-mêmes. De plus, si ce travail a permis d'explorer les possibilités offertes par l'interdisciplinarité en abordant le sujet par les nombreux angles possibles, les perspectives de recherche, parallèlement à l'aspect

démonstrateur, peuvent être reconsidérées séparément et traitées en parallèle.

Sur le plan des sciences humaines et sociales

Données locales Un des points clés de la méthode repose sur les données utilisées, pour définir les profils existants d'une part, et pour retrouver ces profils localement dans une population donnée. Les enjeux à une échelle locale sont donc d'affiner les paramètres sur lesquels il est possible de s'appuyer, et de travailler sur le recueil des données nécessaires à l'intégration des profils dans le superviseur. L'approche peut se faire par l'angle des bases de données, il faut alors définir les plus pertinentes et accessibles en fonction de moyens à dispositions; par l'angle d'enquête terrain, la méthode et les questionnaires doivent alors être précisés; ou par l'angle mêlant ces deux approches si possibilité il y a.

Modèle économique Comme évoqué dans cette recherche, le modèle économique de l'implication couplé à la gestion de réseau doit être réfléchi, pour permettre et encourager la participation tout en orientant l'utilisation de la flexibilité à disposition. Les deux grandes questions à traiter dans la gestion de cette flexibilité, au-delà de l'équilibre économique, sont : faut-il punir les comportements qui déséquilibrent le réseau ou récompenser les comportements vertueux? Et, comment concilier les intérêts individuels (individu au sens d'acteur) et collectif (le bon fonctionnement du réseau étant l'intérêt commun)? Deux échelles sont alors à différencier : d'une part pour orienter les stratégies des acteurs dans la gestion quotidienne de l'énergie (réflexion sur la tarification à l'échelle micro-économique), et d'autre part pour orienter le champs des possibles de ces interactions et en définir les limites (réflexion d'économie publique et de politique à l'échelle macro-économique).

Sur le plan technique

Aspects théoriques

Extension des simulations Pour les aspects théoriques, le premier travail serait d'étendre les simulations à d'autres cas d'étude comprenant d'autres acteurs et configurations de réseau. Il sera alors intéressant de voir l'évolution des résultats pour chaque acteur, et la sensibilité des gains (pas uniquement financier) suivant la configuration considérée.

Optimisation Du point strict de l'optimisation mathématique, de nombreuses directions doivent être explorées. La première porte sur les techniques d'optimisation : une étude doit être menée pour comparer les performances de chacune d'entre elles en cernant la problématique de l'introduction des profils de sensibilité dans les fonctions objectif. Au-delà de la technique d'optimisation à trouver, l'approfondissement de la recherche sur les fonctions objectifs/fonctions d'utilités est à poursuivre, en se focalisant en particulier sur la définition et l'interaction des différents paramètres et

termes d'objectifs et de sensibilités, car c'est une des clés du lien **Sciences Humaines et Sociales (SHS)-Sciences de l'Ingénieur (SI)**.

Comme discuté au long de ce travail, les données sont un des points clés de la méthode, et si l'exactitude de celles-ci ne peut être assurée, l'ajout de l'incertitude concernant les profils pris en compte doit être envisagé pour supervision. Afin d'étudier la sensibilité du modèle et augmenter la robustesse de l'approche, la flexibilité de chaque acteur devra alors prendre en compte une incertitude quant à sa réalisation effective.

L'approche de la théorie des jeux utilisée se confine dans ce travail à la recherche et l'atteinte de l'équilibre de Nash, reflétant une vision d'acteurs indépendants non-coopératifs. Ce parti pris traduit le fait que chaque acteur gère sa stratégie sans se préoccuper de ce que font les autres. Il serait intéressant d'étudier d'autres équilibres existants, renvoyant à d'autres visions du partage de la ressource, pour imaginer de nouveaux paradigmes de gestion de réseau plus coopératifs.

Ajustement temps réel Pour mesurer au mieux les apports du superviseur développé, une optimisation de la partie temps réel devra être effectuée, afin de comparer, sur d'autres cas d'études, les résultats non-supervisés, partiellement supervisés et complètement supervisés.

Aspects techniques

Coûts technique Les coûts de supervision en termes de temps et de puissance de calcul doivent être évalués, pour permettre une évaluation pertinente des solutions proposées, notamment si d'autres approches théoriques sont testées par la suite ;

Impact réseau Au niveau de la gestion de réseau, un point de vue purement *génie électrique* doit être apporté pour étudier l'impact de l'approche sur le réseau considéré en étudiant notamment les grandeurs caractéristiques de tension et fréquence. L'objectif à terme est d'intégrer ces problématiques dans le superviseur, au même titre que le lissage de la charge pris comme exemple dans ce travail, comme objectif ou comme contrainte.

Impact sur cycle de vie Enfin, d'un point de vue plus large et dépendant de la concrétisation de l'approche sur le terrain, l'évaluation du gain en **Analyse sur Cycle de Vie (ACV)** obtenu en termes d'impact global à court et long terme doit être menée, le recours au numérique induisant de nouveaux coûts environnementaux. Cette problématique n'est pas anodine puisqu'un rapport de l'**Agence International de l'Énergie (IEA)** montre que l'impact du numérique sur le secteur de l'énergie est incertain, car si des gains en termes de contrôle, d'optimisation et de gestion globale des flux d'énergie sont observés, l'implémentation et la consommation d'infrastructures de communication et de traitement de données (capteurs, antennes/câbles, serveurs...) n'est en aucun cas neutre et peut aller jusqu'à contrebalancer les effets positifs obtenus [247].

Test démonstrateur

La perspective applicative de cette méthodologie sur un cas d'étude concret, car si de nombreuses questions émanent de ce travail exploratoire, de nombreuses autres sont à faire ressortir par une approche terrain. En effet, le cas d'étude de l'acteur résidentiel le montre bien : la complexité du processus amenant à l'acte de consommation dépasse la frontière du technique et prend en compte des aspects sociaux et sociétaux importants jouant sur la rationalité de chaque acteur.

D'un point de vue réseau, ces travaux montrent bien la possibilité de prendre en compte différents profils d'acteurs dans la gestion de l'énergie, mais l'enjeu qui s'ensuit réside plus dans la définition et la mise en place d'un environnement adapté que dans la gestion en elle-même. En effet, être capable de prendre en compte ces profils est une face du problème, mais si aucun profil n'est investi, aucune flexibilité n'est alors apportée au réseau. Pour éprouver cette méthodologie, son application doit donc se poursuivre localement à petite échelle, avec une mise en place co-construite par les acteurs, qui ne doit pas s'imposer de l'extérieur. Cette notion est importante et doit être gardée à l'esprit de façon continue, car de nouveaux usages émanants de nouvelles possibilités offertes ou de visions émergentes peuvent survenir.

En ce sens, le programme LIVE TREE et le cadre de la chaire *Smart Buildings as Nodes of Smart Grid* (SBnodeSG) offrent l'opportunité d'un cas d'étude résidentiel et tertiaire avec une production d'ENR locale dans le quartier Vauban à Lille, qui a permis d'éprouver notamment la réflexion sur les données en amont du projet. L'enjeu des données caractéristiques des profils et de l'implication pourra ainsi être traité en communiquant directement avec les acteurs concernés, pour construire la méthode la plus adaptée pour les récupérer. En effet, ce contexte favorise le lien entre les acteurs tertiaires et les entreprises de l'énergie impliqués dans ces projets, permettant de réunir les acteurs autour de la table et de discuter des points critiques de l'approche au fur et à mesure.

Enfin, une approche démonstrateur permettrait d'imaginer la forme que pourrait prendre la boucle de retour de cette méthodologie, pour ajuster les profils et leur intégration au vu de l'implication réellement observée : aussi bien dans l'adaptation des retours pour les acteurs que les retours pour le superviseur lui-même.

Bibliographie

- [1] Camilo Mora et AL. « Broad threat to humanity from cumulative climate hazards intensified by greenhouse gas emissions ». In : *Nature Climate Change* 8 (2018), p. 1062–1071.
- [2] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). « Statistics : Electricity Information 2018 Overview ». In : *IEA Publishing* (2018). ISBN : 9789264301207.
- [3] International Energy Agency (IEA). « Energy Technology Perspectives 2017 ». In : *IEA Publishing* (2017).
- [4] IPCC. « Climate Change 2014 : Synthesis Report ». In : *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (2014). Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.), p. 151.
- [5] International Energy Agency (IEA). « Key World Energy Statistics 2018 ». In : *IEA Publishing* (2018).
- [6] LEGIFRANCE. *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr>.
- [7] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME). « Mix électrique 100% renouvelable? Analyses et optimisations ». In : (2016).
- [8] Institut NÉGAWATT. *Scénario négaWatt 2017 - 2050 - Dossier de synthèse*. 2017. URL : https://www.negawatt.org/IMG/pdf/synthese_scenario_negawatt_2017-2050.pdf.
- [9] *Bilan électrique 2018*. Réseau de Transport d'Électricité (RTE), 2019.
- [10] International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2018*. Report. IEA, 2018.
- [11] International Energy Agency (IEA). « Energy Technology Perspectives 2015, Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action ». In : *IEA Publishing* (2015).
- [12] European UNION. *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity*. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092&from=FR>.

- [13] European UNION. *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity [...]* URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32003L0054&from=FR>.
- [14] LEGIFRANCE. *LOI n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&categorieLien=id>.
- [15] E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS, CEREN et ADEME. *L'effacement de consommation électrique en France*. 2017. URL : <http://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france>.
- [16] Marion BERTHOLON et Martin Regner ANNE-FLEUR KEROUEDAN. *Smart Grids - First results from French demonstrators*. Summary. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), 2016.
- [17] Zhang HUAGUANG, Li YUSHUAI, Gao DAVID WENZHONG et Jianguo ZHOU. « Distributed Optimal Energy Management for Energy Internet ». In : *IEEE Transaction on industrial informatics* 13.6 (2017), p. 3081–3097.
- [18] Mahammad HANNAN, Mohammad FAISAL et Frede BLAABJERG. « A Review of Internet of Energy Based Building Energy Management Systems : Issues and Recommendations ». In : *IEEE Access - Special section on energy management in buildings* 6 (2018), p. 38997–39014. DOI : [10.1109/ACCESS.2018.2852811](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2852811).
- [19] Consortium GREENLYS. « GreenLys : Première expérimentation française d'un système électrique intelligent urbain ». In : *Dossier de presse* (28 avr. 2016).
- [20] N. SIERBERT, S. AMMARI, X. CAO, O. GACI, J. LAGORSE et Y. BERTONE. « Scheduling of DER flexibility in a market environment : lessons learnt from the REFLEXE demonstration projet ». In : *International Conference on Electricity Distribution*. 23. CIRED. 2015.
- [21] ENEDIS. *Nice Grid, un quartier solaire intelligent*. Démonstrateur de GRID4EU. 2016. URL : <http://www.nicegrid.fr>.
- [22] DIRECT ENERGIE. *Projet Modelec*. 2014. URL : <http://www.projet-modelec.fr/>.
- [23] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE). *Écowatt Bretagne, le bon geste énergie*. Déc. 2016. URL : <http://www.ecowatt-bretagne.fr>.
- [24] LEGRAND. « Projet Afficheco : Première expérimentation française d'un système électrique intelligent urbain ». In : *Dossier de presse* (13 nov. 2014).
- [25] Frédéric WURTZ et Benoît DELINCHANT. « Smart buildings integrated in smart grids : A key challenge for the energy transition by using physical models and optimization with a human-in-the-loop approach ». In : *Comptes Rendus Physique* 18.7 (2017). Demain l'énergie, p. 428–444. ISSN : 1631-0705. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.crhy.2017.09.007>.

- [26] Manuela SECHILARIU, Fabrice LOCMET et Nathalie DARENE. « Social Acceptance of Microgrids Dedicated to Electric Vehicle Charging Stations ». In : *proc. 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. Oct. 2018, p. 1374–1379. DOI : [10.1109/ICRERA.2018.8566787](https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566787).
- [27] LABORATOIRE D'INNOVATION POUR LES TECHNOLOGIES DES ENERGIES NOUVELLES ET LES NANOMATÉRIEAUX (LITEN). *La plate-forme Systèmes et Smart Grid*. 2019. URL : [http://liten.cea.fr/cea-tech/liten/Pages/Texte%20liten%20\(corporate\)%20plateformes/Platforms/SmartgridPlatform.aspx](http://liten.cea.fr/cea-tech/liten/Pages/Texte%20liten%20(corporate)%20plateformes/Platforms/SmartgridPlatform.aspx).
- [28] LABORATOIRE SATIE - SYSTÈMES ET APPLICATIONS DES TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET DE L'ÉNERGIE. *Groupe SETE - Systèmes d'Énergies pour les Transports et l'Environnement*. 2018. URL : <http://satie.ens-paris-saclay.fr/version-francaise/la-recherche/pole-csee-composants-et-systemes-pour-l-energie-electrique/groupe-sete-systemes-d-energies-pour-les-transports-et-l-environnement-201993.kjsp?RH=1363877198192>.
- [29] F. GANGALE, J. VASILJEVSKA, F. COVRIG, A. MENGOLINI et G. FULLI. *Smart grid projects outlook 2017 : facts, figures and trends in Europe*. EUR 28614 EN, 2017. DOI : [10.2760/701587](https://doi.org/10.2760/701587).
- [30] European Union's Horizon 2020 RESEARCH et innovation PROGRAMME. *MIGRATE – Massive InteGRATion of power Electronic devices*. URL : <https://www.h2020-migrate.eu>.
- [31] JRC SCIENTIFIC AND POLICY REPORTS. *Smart Grid projects in Europe : Lessons learned and current developments, 2012 update*. Publications Office of the European Union, 2013.
- [32] F. GANGALE, A. MENGOLINI et I. ONYEJI. « Consumer engagement : An insight from smart grid projects in Europe ». In : *Energy Policy* 60 (2013), p. 621–628.
- [33] M. GOULDEN, B. BEDWELL, S. RENNICK-EGGLESTONE, T. RODDEN et A. SPENCE. « Smart grids, smart users ? The role of the user in demand side management ». In : *Energy Research and Social Science* 2 (2014), p. 21–29.
- [34] LEGIFRANCE. *Ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000032938257&categorieLien=id>.
- [35] LEGIFRANCE. *LOI n°2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n°2016-1059 du 3 août 2016 [...]* URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000034080223&categorieLien=id>.
- [36] European UNION. *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. URL : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG.

- [37] Elizabeth BALDWIN, Valerie ROUNTREE et Janet JOCK. « Distributed resources and distributed governance : Stakeholder participation in demand side management governance ». In : *Energy Research & Social Science* 39 (2018), p. 37–45. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2017.10.013](https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.013).
- [38] Bhagya Nathali SILVA, Khan MURAD et Han KIJUN. « Towards sustainable smart cities : A review of trends, architectures, components, and open challenges in smart cities ». In : *Sustainable Cities and Society* 38 (2018), p. 697–713. ISSN : 2210-6707.
- [39] Margot PELLEGRINO et Marjorie MUSY. « Seven questions around interdisciplinarity in energy research ». In : *Energy Research & Social Science* 32 (2017), p. 1–12.
- [40] Réseau de TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE). *Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie - NEBEF 2.1*. 2016. URL : https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/2016_04_01_Regles_NEBEF_2.1.pdf.
- [41] Réseau de TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE). *Règles du mécanisme de capacité*. 2018. URL : <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/2018.12.21-Regles-du-Mecapa.pdf>.
- [42] Emmanuelle CAYRE, Benoit ALLIBE, Marie-Hélène LAURENT et Dominique OSSO. « There are people in the house ! How the results of purely technical analysis of residential energy consumption are misleading for energy policies ». In : *European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE) 2011 summer study* (2011), p. 1675–1683.
- [43] B. ROBYNS, A. DAVIGNY, H. BARRY, S. KAZMIERCZAK, C. SAUDEMONT, D. ABBES et B. FRANÇOIS. *Stockage d'énergie électrique pour les bâtiments au sein de réseaux intelligents*. Sous la dir. d'ISTE EDITIONS. 2019. ISBN : 9781784056322.
- [44] F. FRIIS et T. Haunstrup CHRISTENSEN. « The challenge of time shifting energy demand practices : Insights from Denmark ». In : *Energy Research and Social Science* 19 (2016), p. 124–133. DOI : [10.1016/j.scs.2016.08.016](https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.08.016).
- [45] Iana VASSILEVA, Fredrik WALLIN et Erik DAHLQUIST. « Understanding energy consumption behavior for future demand response strategy development ». In : *Energy* 46.1 (2012), p. 94–100.
- [46] G.P.J. VERBONG, S. BEEMSTERBOER et F. SENGERS. « Smart grids or smart users ? Involving users in developing a low carbon electricity economy ». In : *Energy Policy* 52 (2013), p. 117–125.
- [47] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAITRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME). *Changer les comportements, faire évoluer les pratiques sociales vers plus de durabilité*. ADEME Éditions, 2014.

- [48] RTE. *éCO₂mix*. <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>. [Consulté le 08/09/2018].
- [49] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). *ISO 14040 :2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*. <https://www.iso.org/en/standard/37456.html>.
- [50] M. HAUSCHILD, M. GOEDKOOP, J. GUINEE, R. HEIJUNGS, M. HUIJBREGTS, O. JOLLIET, M. MARGNI et A. DE SCHRYVER. *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment - based on existing environmental impact assessment models and factors (International Reference Life Cycle Data System - ILCD handbook)*. Publications Office of the European Union, 2011. DOI : [10.2788/33030](https://doi.org/10.2788/33030).
- [51] Marie-Christine ZÉLEM. « Les smart meters peuvent-ils contribuer à infléchir les usages domestiques vers plus de sobriété ? » In : *hal-01763207* (2015).
- [52] Siyamak SARABI. « Contribution of Vehicle-to-Grid (V2G) to the energy management of Plug-in Electric Vehicles' fleet on the distribution network ». Thèse de doct. Université Lille 1, 2016.
- [53] Jad NASSAR. « Ubiquitous Networks for Smart Grids ». Thèse de doct. Université de Lille, 2018.
- [54] T. M. LAWRENCE, M.-C. BOUDREAU, L. HELSEN, G. HENZE, J. MOHAMMADPOUR, D. NOONAN, D. PATTEEUW, S. PLESS et R. T. WATSON. « Ten questions concerning integrating smart buildings into the smart grid ». In : *Building and Environment* 108 (2016), p. 273–283.
- [55] M.C. ZÉLEM et C. BESLAY. *Sociologie de l'énergie : Gouvernance et pratiques sociales*. CNRS Éditions, 2015, p. 263.
- [56] C.C. LIN, C.H. YANG et J.Z. SHYUA. « A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific : China and the USA ». In : *Energy Policy* 57 (2013), p. 119–132.
- [57] L. LO SCHIAVO, M. DELFANTI, E. FUMAGALLI et V. OLIVIERI. « Changing the regulation for regulating the change : Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy ». In : *Energy Policy* 57 (2013), p. 506–517.
- [58] D. YIN MAH, J. VAN DER VLEUTEN, P. HILLS et J. TAO. « Consumer perceptions of smart grid development : Results of a Hong Kong survey and policy implications ». In : *Energy Policy* 49 (2012), p. 204–216.
- [59] D. YIN MAH, Y. WU, J. MAN IP et P. HILLS. « The role of the state in sustainable energy transitions : A case study of large smart grid demonstration projects in Japan ». In : *Energy Policy* 63 (2013), p. 726–737.
- [60] R BENEDIKT, P. REICHHART, J. KRANZ et A. PICOT. « The role of smart metering and decentralized electricity storage for smart grids : The importance of positive externalities ». In : *Energy Policy* 50 (2012), p. 486–495. DOI : [10.1016/j.enpol.2012.07.047](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.047).

- [61] Haider Tarish HAIDER, Ong Hang SEE et Wilfried ELMENREICH. « A review of residential demand response of smart grid ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (2016), p. 166–178. ISSN : 1364-0321.
- [62] Evens SALIES. « Real-time pricing when some consumers resist in saving electricity ». In : *Energy Policy* 59 (2013), p. 843–849. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2013.04.050](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.050).
- [63] LEGIFRANCE. *Code de l'énergie - Version consolidée au 1 août 2019*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406>.
- [64] E. REIHANI, M. MOTALLEB, R. GHORBANI et L. SAAD SAOUD. « Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration ». In : *Renewable Energy* 86 (2016), p. 1372–1379.
- [65] R. LUTHANDER, J. WIDÉN, J. MUNKHAMMAR et D. LINGFORS. « Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment ». In : *Energy* 112 (2016), p. 221–231.
- [66] M. ZHENG, C.J. MEINRENKEN et K.S. LACKNER. « Agent-based model for electricity consumption and storage to evaluate economic viability of tariff arbitrage for residential sector demand response ». In : *Applied Energy* (2014), p. 297–306.
- [67] M. ZHENG, C.J. MEINRENKEN et K.S. LACKNER. « Smart households : Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving ». In : *Applied Energy* 147 (2015), p. 246–257.
- [68] D. CAPRINO, M. L. DELLA VEDOVA et T. FACCHINETTI. « Peak shaving through real-time scheduling of household appliances ». In : *Energy and Buildings* 75 (2014), p. 133–148.
- [69] N. SHAHEEN, N. JAVAID, N. NISA, A. ZEB, Z. KHAN et U. QASIM. « Appliance Scheduling for Energy Management with User Preferences Appliance Scheduling for Energy Management with User Preferences ». In : *International Conference on Innovative Mobile and Internet Services in Ubiquitous Computing Appliance, proceedings* 10 (2016).
- [70] T. LOGENTHIRAN, D. SRINIVASAN et T.Z. SHUN. « Demand side management in smart grid using heuristic optimization ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 3 (2012), p. 1244–1252.
- [71] D. GEELLEN, A. REINDERS et D. KEYSON. « Empowering the end-user in smart grids : Recommendations for the design of products and services ». In : *Energy Policy* 61 (2013), p. 151–161.
- [72] N.G. DLAMINI et F. CROMIERES. « Implementing peak load reduction algorithms for household electrical appliances ». In : *Energy Policy* (2012), p. 280–290.
- [73] R. Timothy MARLER et Jasbir S. ARORA. « The weighted sum method for multi-objective optimization : new insights ». In : *Structural and Multidisciplinary Optimization* 41.6 (2010), p. 853–862.

- [74] M. FAHAD ZIA, E. ELBOUCHIKHI et M. BENBOUZID. « Microgrids energy management systems : A critical review on methods , solutions , and prospects ». In : *Applied Energy* 222 (2018), p. 1033–1055. DOI : [10.1016/j.apenergy.2018.04.103](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103).
- [75] A Fattahi MEYABADI et M H DEIHIMI. « A review of demand-side management : Reconsidering theoretical framework ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017), p. 367–379. DOI : [10.1016/j.rser.2017.05.207](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207).
- [76] Abdolah LONI et Fereshteh-Azadi PARAND. « A Survey of Game Theory Approach in Smart Grid with Emphasis on Cooperative Games ». In : *2017 IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*. Juil. 2017, p. 237–242.
- [77] T. HARGREAVESN, M. NYE et J. BURGESS. « Making energy visible : A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors ». In : *Energy Policy* 38 (2010), p. 6111–6119.
- [78] Anmar ARIF, Zhaoyu WANG, Jianhui WANG, Barry MATHER, Hugo BASHUALDO et Dongbo ZHAO. « Load Modeling—A Review ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9 (2018), p. 5986–5999.
- [79] Alain GRANDJEAN, Jérôme ADNOT et G. BINET. « A review and an analysis of the residential electric load curve models ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.9 (2012), p. 6539–6565.
- [80] JACOPO TORRITI. « A review of time use models of residential electricity demand ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37 (2014).
- [81] Wenliang LI, Yuyu ZHOU, Kristen CETIN, Jiyong EOM, Yu WANG, Gang CHEN et Xuesong ZHANG. « Modeling urban building energy use : A review of modeling approaches and procedures ». In : *Energy* 141 (2017), p. 2445–2457.
- [82] Alexis BOURGEOIS, Margot PELLEGRINO et Jean-Pierre LÉVY. « Modeling and mapping domestic energy behavior : Insights from a consumer survey in France ». In : *Energy Research & Social Science* 32 (2017), p. 180–192.
- [83] ENEDIS. *Open Data - Coefficients des profils*. <https://www.enedis.fr/coefficients-des-profils>. Consulté le 04/02/2019.
- [84] Anouar BOUALLAGA. « Gestion énergétique d’une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables ». Thèse de doct. Université Lille 1, 2015.
- [85] D.P. JENKINS AND S. PATIDAR AND S.A. SIMPSON. « Synthesising electrical demand profiles for UK dwellings ». In : *Energy and Buildings* 76 (2014).
- [86] YAN GE AND CHENGKE ZHOU AND DONALD M. HEPBURN. « Domestic electricity load modelling by multiple Gaussian functions ». In : *Energy and Buildings* 126 (2016).

- [87] Eoghan McKENNA et Murray THOMSON. « High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model ». In : *Applied Energy* 165 (2016), p. 445–461.
- [88] ANNA MARSZAL-POMIANOWSKA AND PER HEISELBERG AND OLENA KALYANOVA LARSEN. « Household electricity demand profiles – A high-resolution load model to facilitate modelling of energy flexible buildings ». In : *Energy* 103 (2016).
- [89] URS WILKE AND FRÉDÉRIC HALDI AND JEAN-LOUIS SCARTEZZINI AND DARREN ROBINSON. « A bottom-up stochastic model to predict building occupants’ time-dependent activities ». In : *Building and Environment* 60 (2013).
- [90] GRAEME FLETT AND NICK KELLY. « A disaggregated, probabilistic, high resolution method for assessment of domestic occupancy and electrical demand ». In : *Energy and Buildings* 140 (2017).
- [91] NOAH PFLUGRADT AND URS MUNTWYLER. « Synthesizing residential load profiles using behavior simulation ». In : *Energy Procedia* 122 (2017).
- [92] DAVID FISCHER AND ANDREAS HÄRTL AND BERNHARD WILLE-HAUSSMANN. « Model for electric load profiles with high time resolution for German households ». In : *Energy and Buildings* 92 (2015).
- [93] NICHOLAS GOOD LINGXI ZHANG ALEJANDRO NAVARRO-ESPINOSA PIERLUIGI MANCARELLA. « High resolution modelling of multi-energy domestic demand profiles ». In : *Applied Energy* 137 (2015).
- [94] JOSÉ LUIS RAMÍREZ-MENDIOLA AND PHILIPP GRÜNEWALD AND NICK EYRE. « The diversity of residential electricity demand – A comparative analysis of metered and simulated data ». In : *Energy and Buildings* 151 (2017).
- [95] DA YAN AND XIAOHANG FENG AND YUAN JIN AND CHUANG WANG. « The evaluation of stochastic occupant behavior models from an application-oriented perspective : Using the lighting behavior model as a case study ». In : *Energy and Buildings* 176 (2018).
- [96] FATIMA AMARA AND KODJO AGBOSSOU AND YVES DUBÉ AND SOUSSO KELOUWANI AND ALBEN CARDENAS AND SAYED SAEED HOSSEINI. « A residual load modeling approach for household short-term load forecasting application ». In : *Energy and Buildings* 187 (2019).
- [97] Lazaros GKATZIKIS, Theodoros SALONIDIS, Nidhi HEGDE et Laurent MASSOULIÉ. « Electricity markets meet the home through demand response ». In : *proc. IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*. 2012, p. 5846–5851.
- [98] Eoghan McKENNA et Murray THOMSON. *CREST Demand Model*. https://figshare.com/articles/CREST_Demand_Model_v2_0/2001129. [Consulté le 05/07/2018].
- [99] Ian RICHARDSON, Murray THOMSON, David INFELD et Conor CLIFFORD. « Domestic electricity use : A high-resolution energy demand model ». In : *Energy and Buildings* 42 (2010), p. 1878–1887.

- [100] ADEME. *Documentation Base Carbone*. <http://www.bilans-ges.ademe.fr/>. [Consulté le 23/05/2018].
- [101] Therese KREITZ. *Campagne de mesures des appareils de production de froid, des appareils de lavage et de la climatisation*. Rapport final. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), 2016.
- [102] INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ÉTUDES ÉCONOMIQUES (INSEE). « Les dépenses des ménages en 2011. Enquête Budget de famille ». In : *Insee Résultats* 158 (2014).
- [103] INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ÉTUDES ÉCONOMIQUES (INSEE). « Équipement des ménages 1996 - 2016. Enquêtes EPCV et SRCV ». In : *Insee Résultats* (2017).
- [104] INSEE (PRODUCTEUR), ADISP (DIFFUSEUR). *Enquête Logement 2013*. Disponible sur : <http://www.progedo-adisp.fr/enquetes/XML/lil.php?lil=lil-1022>.
- [105] *Quelle contribution du véhicule électrique à la transition écologique en France ?* Rapport technique. Fondation pour la Nature et l'Homme et European Climate Foundation, 2017.
- [106] Siyamak SARABI, Arnaud DAVIGNY, Vincent COURTECUISSÉ, Yann RIFFONNEAU et Benoit ROBYNS. « Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids ». In : *Applied Energy* 171 (2017), p. 523–540.
- [107] AUTOMOBILE PROPRE. *Chiffres de vente & immatriculations de voitures électriques en France*. https://www.automobile-propre.com/dossiers/chiffres-vente-immatriculations-france/#Immatriculations_de voitures_electriques_en_France. Consulté le 04/02/2019.
- [108] *Baromètre de la mobilité électrique 2018*. AVERE France, 2019.
- [109] RENAULT. *Batterie & Recharge ZOE*. <https://renault.fr/vehicules/vehicules-electriques/zoe/batterie-recharge.html>. Consulté le 04/02/2019.
- [110] NISSAN. *Nissan Leaf - Autonomie et recharge*. <https://www.nissan.fr/vehicules/neufs/leaf/autonomie-recharge.html>. Consulté le 04/02/2019.
- [111] Rodrigo GARCIA-VALLE et João A. Peças LOPES. *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. Springer, 2013.
- [112] M. BERTHOLON, A.F. KEROUEDAN et M. REGNER. « Systèmes Électriques Intelligents : Premiers résultats des démonstrateurs ». In : (2016).
- [113] O. ACCOUCHE. « Évolution du gisement de flexibilité : une approche options réelles ». In : *Symposium de Genie Électrique, Grenoble, France* (2016). <hal-01361565>.

- [114] L. DING, J. LV, X. LI et L. LI. « Support vector regression and ant colony optimization for HVAC cooling load prediction ». In : *2010 International Symposium on Computer Communication Control and Automation (3CA), Proceedings 1* (), p. 537–541.
- [115] C.E. BORGES, Y.K. PENVA et I. FERNANDEZ. « Optimal combined short-term building load forecasting ». In : *Proceedings Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)* (2011), p. 1–7.
- [116] Z YAHIA et A PRADHAN. « Optimal load scheduling of household appliances considering consumer preferences : An experimental analysis ». In : *Energy* 163 (2018), p. 15–26. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2018.08.113](https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.113).
- [117] Anna RISCH et Claire SALMON. « What matters in Residential Energy Consumption ? Evidence from France ». In : *International Journal of Global Energy Issues (IJGEI)* 40 (2017).
- [118] Jungsuk KWAC, June FLORA et Ram RAJAGOPAL. « Lifestyle segmentation based on energy consumption ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.4 (2018), p. 2409–2410.
- [119] Marian HAYN, Valentin BERTSCH et Wolf FICHTNER. « Electricity load profiles in Europe : The importance of household segmentation ». In : *Energy Research & Social Science* 3 (2014), p. 30–45. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2014.07.002](https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.002).
- [120] ACCENTURE. « Understanding Consumer Preferences in Energy Efficiency ». In : *Accenture end-consumer observatory on electricity management* (2010).
- [121] David Frankel and STEFAN HECK et Humayun TAI. « Using a consumer-segmentation approach to make energy-efficiency gains in the residential market ». In : *McKinsey & Company* (2013).
- [122] Sütterlin BERNADETTE, Thomas A BRUNNER et Michael SIEGRIST. « Who puts the most energy into energy conservation ? A segmentation of energy consumers based on energy-related behavioral characteristics ». In : *Energy Policy* 39 (2011), p. 8137–8152. DOI : [10.1016/j.enpol.2011.10.008](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.008).
- [123] C.K. PARK, H.J. KIM et Y.S. KIM. « A study of factors enhancing smart grid consumer engagement ». In : *Energy Policy* 72 (2014), p. 211–218.
- [124] M. BROMAN TOFT, G. SCHUITEMA et J. THØGERSEN. « Responsible technology acceptance : Model development and application to consumer acceptance of Smart Grid technology ». In : *Applied Energy* 134 (2014), p. 392–400.
- [125] Linda STEG et Charles VLEK. « Encouraging pro-environmental behaviour : An integrative review and research agenda ». In : *Journal of Environmental Psychology* 29.3 (2009), p. 309–317. ISSN : 0272-4944. DOI : [10.1016/j.jenvp.2008.10.004](https://doi.org/10.1016/j.jenvp.2008.10.004).

- [126] Christopher O ADIKA et Lingfeng WANG. « Autonomous Appliance Scheduling for Household Energy Management ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (2014), p. 673–682. DOI : [10.1109/TSG.2013.2271427](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2271427).
- [127] Daniel AKSELRAD, Victor PETCU, Benedikt RÖMER, Andreas SCHMID, Denis BYTSCHKOW et Maximilian ENGELKEN. « Making home energy usage transparent for households using smart meters ». In : *proc. 2011 IEEE International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin)*. 2011, p. 150–153. DOI : [10.1109/ICCE-Berlin.2011.6031880](https://doi.org/10.1109/ICCE-Berlin.2011.6031880).
- [128] Angela SANGUINETTI, Kelsea DOMBROVSKI et Suhaila SIKAND. « Information , timing , and display : A design-behavior framework for improving the effectiveness of eco-feedback ». In : *Energy Research & Social Science* 39.May 2017 (2018), p. 55–68. DOI : [10.1016/j.erss.2017.10.001](https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.001).
- [129] Joachim SCHLEICH, Corinne FAURE et Marian KLOBASA. « Persistence of the effects of providing feedback alongside smart metering devices on household electricity demand ». In : *Energy Policy* 107.May (2017), p. 225–233. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2017.05.002](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.002).
- [130] Guofeng MA, Jing LIN et Nan LI. « Longitudinal assessment of the behavior-changing effect of app-based eco-feedback in residential buildings ». In : *Energy & Buildings* 159 (2018), p. 486–494. ISSN : 0378-7788. DOI : [10.1016/j.enbuild.2017.11.019](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.11.019).
- [131] A.K. SINHA et N. KUMAR. « Demand response management of smart grids using dynamic pricing ». In : *proc. 2016 International Conference on Inventive Computation Technologies (ICICT)*. Coimbatore, 2016.
- [132] A HAST, B ALIMOHAMMADISAGVAND et S SYRI. « Consumer attitudes towards renewable energy in China — The case of Shanghai ». In : *Sustainable Cities and Society* 17 (2015), p. 69–79. ISSN : 2210-6707. DOI : [10.1016/j.scs.2015.04.003](https://doi.org/10.1016/j.scs.2015.04.003).
- [133] Simona BIGERNA et Paolo POLINORI. « Italian households ’ willingness to pay for green electricity ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34 (2014), p. 110–121. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2014.03.002](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.002).
- [134] Jelena ZORIC et Nevenka HROVATIN. « Household willingness to pay for green electricity in Slovenia ». In : *Energy Policy* 47 (2012), p. 180–187. DOI : [10.1016/j.enpol.2012.04.055](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.055).
- [135] Tiruwork AREGA et Tewodros TADESSE. « crossmark ». In : *Energy Policy* 100.November 2016 (2017), p. 292–300. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2016.10.022](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.022).
- [136] Xiurui GUO, Haifeng LIU, Xianqiang MAO, Jianjun JIN et Dongsheng CHEN. « Willingness to pay for renewable electricity : A contingent valuation study in Beijing , China ». In : *Energy Policy* 68 (2014), p. 340–347. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2013.11.032](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.032).

- [137] Chunbo MA, Abbie A ROGERS, Marit E KRAGT, Fan ZHANG, Maksym POLYAKOV, Fiona GIBSON, Morteza CHALAK et Sorada TAPSUWAN. « Consumers' willingness to pay for renewable energy : A meta-regression analysis ». In : *Resource and Energy Economics* 42 (2015), p. 93–109. ISSN : 0928-7655. DOI : [10.1016/j.reseneeco.2015.07.003](https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2015.07.003).
- [138] F. BELAÏD et T. GARCIA. « Understanding the spectrum of residential energy-saving behaviours : French evidence using disaggregated data ». In : *Energy Economics* 57 (2016), p. 204–214.
- [139] S. COUTURE, S. GARCIA et A. REYNAUD. « Household energy choices and fuel-wood consumption : An econometric approach using French data ». In : *Energy Economics* 34.6 (2012), p. 1972–1981.
- [140] N. KAZA. « Understanding the spectrum of residential energy consumption : A quantile regression approach ». In : *Energy Policy* 38.11 (2010), p. 6574–6585.
- [141] D. BROUNEN, N. KOK et J. M QUIGLEY. « Residential energy use and conservation : Economics and demographics ». In : *European Economic Review* 56.5 (2012), p. 931–945.
- [142] G. HUEBNER, I. HAMILTON, Z. CHALABI, D. SHIPWORTH et T. ORESZCZYN. « Explaining domestic energy consumption – The comparative contribution of building factors, socio-demographics, behaviours and attitudes ». In : *Applied Energy* 159 (2015), p. 589–600.
- [143] G. HUEBNER, D. SHIPWORTH, I. HAMILTON, Z. CHALABI et T. ORESZCZYN. « Understanding electricity consumption : A comparative contribution of building factors, socio-demographics, appliances, behaviours and attitudes ». In : *Applied Energy* 177 (2016), p. 692–702.
- [144] E. SARDIANOU. « Estimating energy conservation patterns of Greek households ». In : *Energy Policy* 35.7 (2007), p. 3778–3791.
- [145] T. YUE, R. LONG et H. CHEN. « Factors influencing energy-saving behavior of urban households in jiangsu province ». In : *Energy Policy* 62 (2013), p. 665–675.
- [146] Arthur LEWBEL et Krishna PENDAKUR. « Tricks with Hicks : The EASI Demand System ». In : *The American Economic Review* 99 (juin 2009), p. 827–863.
- [147] Krishna PENDAKUR. « EASI Made Easier ». In : *Quantifying Consumer Preferences, (Contributions in Economic Analysis Series)* (2009), p. 179–206.
- [148] M.A.T. REAÑOS et N.M. WÖLFING. « Household energy prices and inequality : Evidence from German microdata based on the EASI demand system ». In : *Energy Economics* 70 (2018), p. 84–97.
- [149] P.K. NARAYAN, R. RUSSELL SMYTH et A. PRASAD. « Electricity consumption in G7 countries : A panel cointegration analysis of residential demand elasticities ». In : *Energy Policy* 35.9 (2007), p. 4485–4494.

- [150] A.N. AJMI, G. EL MONTASSER et D.K. NGUYEN. « Testing the relationships between energy consumption and income in G7 countries with nonlinear causality tests ». In : *Economic Modelling* 35 (2013), p. 126–133.
- [151] I. SCHULTE et P. HEINDL. « Price and income elasticities of residential energy demand in Germany ». In : *Energy Policy* 102 (2017), p. 512–528.
- [152] Lot BELKHIR et Ahmed ELMELIGI. « Assessing ICT global emissions footprint : Trends to 2040 & recommendations ». In : *Journal of cleaner production* 177 (2018), p. 448–463. DOI : [10.1016/j.jclepro.2017.12.239](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.239).
- [153] Benoit MATTLET. « Potential benefits of load flexibility : A focus on the (future) Belgian distribution system ». Thèse de doct. Université Libre de Bruxelles, 2018.
- [154] Marie-Christine ZÉLEM, Romain GOURNET et Christophe BESLAY. « Pas de "smart cities" dans "smart habitants" ». In : *Urbia - Les Cahiers du Développement Urbain Durable* 15 (2013), p. 45–60.
- [155] Damien PICAULT, Olivier COTTET et Teddy RUEZ. « Demand response : A solution to manage loads in the smart grid ». In : *proc. 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. Rome, Italy, 2015.
- [156] Laura M ARPAN, Xiaojing XU, Arthur A RANEY, Chien-fei CHEN et Zihan WANG. « Politics , values , and morals : Assessing consumer responses to the framing of residential renewable energy in the United States ». In : *Energy Research & Social Science* 46 (2018), p. 321–331. DOI : [10.1016/j.erss.2018.08.007](https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.007).
- [157] Marie-Christine ZÉLEM. « Les effets pervers de la sobriété énergétique ». In : *Revue des sciences sociales* 55 (2016), p. 70–80.
- [158] J. NAUS, G. SPAARGAREN, B.J.M. VAN VLIET et H.M. VAN DER HORST. « Smart grids, information flows and emerging domestic energy practices ». In : *Energy Policy* 68 (2014), p. 436–446.
- [159] H. ALLCOTT. « Social norms and energy conservation ». In : *Journal of Public Economics* 95 (2011), p. 1082–1095.
- [160] Kristina EK et P. SÖDERHOLM PATRIK. « The devil is in the details : Household electricity saving behavior and the role of information ». In : *Energy Policy* 38.3 (2010), p. 1578–1587. DOI : [10.1016/j.enpol.2009.11.041](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.041).
- [161] Leon FESTINGER. « A theory of cognitive dissonance ». In : *Stanford university press* (1957).
- [162] Charles Adolphus KIESLER. « The Psychology of Commitment ». In : *Academic Press* (1971).
- [163] J.-C. ABRIC. « Jeux, conflits et représentations sociales ». Thèse de doct. Université de Provence, Aix-en-Provence, 1976.
- [164] MINISTÈRE FÉDÉRAL DE LA JUSTICE ET DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS (ALLEMAGNE). *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. § 40. Strom- und Gasrechnungen, Tarif (5)*. URL : https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html.

- [165] S. MOSER. « Optimisation of small customer network tariffs for smart grids ». In : *8th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting – EEDAL’15*. European Commission Joint Research Centre - Institute for Energy. 2015.
- [166] G.R. NEWSHAM et B.G. BOWKER. « The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use : A review ». In : *Energy Policy* 38.7 (2010), p. 3289–3296.
- [167] E. DÜTSCHKE et A.G. PAETZ. « Dynamic electricity pricing-Which programs do consumers prefer ? ». In : *Energy Policy* 59 (2013), p. 226–234.
- [168] Moira L NICOLSON, Michael J FELL et Gesche M HUEBNER. « Consumer demand for time of use electricity tariffs : A systematized review of the empirical evidence ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 97 (2018), p. 276–289. DOI : [10.1016/j.rser.2018.08.040](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040).
- [169] Ashreeta PRASANNA, Jasmin MAHMOODI, Tobias BROSCHE et Martin K PATEL. « Recent experiences with tariffs for saving electricity in households ». In : *Energy Policy* 115.January (2018), p. 514–522. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2018.01.044](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.044).
- [170] Venizelos VENIZELOU, Nikolas PHILIPPOU, Maria HADJIPANAYI, George MAKRIDES, Venizelos EFTHYMIU et George E GEORGHIOU. « Development of a novel time-of-use tariff algorithm for residential prosumer price-based demand side management ». In : *Energy* 142 (2018), p. 633–646. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2017.10.068](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.068).
- [171] Joshua D. RHODES, Wesley J. COLE, Charles R. UPSHAW, Thomas F. EDGAR et Michael E. WEBBER. « Clustering analysis of residential electricity demand profiles ». In : *Applied Energy* 135 (2014), p. 461–471.
- [172] Wendy MILLER et Manisha SENADEERA. « Social transition from energy consumers to prosumers : Rethinking the purpose and functionality of eco-feedback technologies ». In : *Sustainable Cities and Society* 35.April (2017), p. 615–625. ISSN : 2210-6707. DOI : [10.1016/j.scs.2017.09.009](https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.09.009).
- [173] J NAVRATIL, K PICHA, M BUCHECKER, S MARTINAT, R SVEC, M BREZINOVA et J KNOTEK. « Visitors’ preferences of renewable energy options in "green" hotels ». In : *Renewable Energy* 138 (2019), p. 1065–1077. DOI : [10.1016/j.renene.2019.02.043](https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.043).
- [174] Deepak SANGROYA et Jogendra KUMAR. « Factors in influencing buying behaviour of green energy consumer ». In : *Journal of Cleaner Production* 151 (2017), p. 393–405. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2017.03.010](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.010).
- [175] Cheng-yao ZHANG, Biying YU, Jin-wei WANG et Yi-ming WEI. « Impact factors of household energy-saving behavior : An empirical study of Shandong Province in China ». In : *Journal of Cleaner Production* 185 (2018), p. 285–298. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2018.02.303](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.303).

- [176] David MARCHAL. « Électricité : le vert du faux ». In : *Le journal des Énergies renouvelables - Hors série* (2019), p. 4–11.
- [177] Jean-Pierre MARISSAL. *Fondements de la Microéconomie*. Cours de Licence, Institut Catholique de Lille, 2017.
- [178] Jeremy BENTHAM. *An Introduction to the Principles of Morals and Legislation*. 1780.
- [179] Jean-Marc ROBIN. « Économétrie des systèmes de demande ». In : *Économie et statistiques* 324 (1999), p. 135–142.
- [180] Angus DEATON et John MUELLBAUER. « An Almost Ideal Demand System ». In : *The American Economic Review* 70 (1980), p. 312–326.
- [181] R. STONE. « The Measurement of Consumers' Expenditure and Behavior in the United Kingdom, 1920-1938 ». In : *Cambridge university press* Vol. 1 (1953).
- [182] INSTITUT NATIONAL DE LA STATISTIQUE ET DES ÉTUDES ÉCONOMIQUES (INSEE). *Indice des prix à la consommation - Base 2015 - Ensemble des ménages - France métropolitaine*. Déc. 2017. URL : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/001763866#>.
- [183] MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE. *Base Pégase*. Déc. 2017. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-mensuelles-de-lenergie?rubrique=22&dossier=188>.
- [184] E SARDIANOU et P GENOUDI. « Which factors affect the willingness of consumers to adopt renewable energies ? » In : *Renewable Energy* 57 (2013), p. 1–4. ISSN : 0960-1481. DOI : [10.1016/j.renene.2013.01.031](https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.01.031).
- [185] INSEE. *Recensement de la population - Fichier détail*. Disponible sur : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4171523?sommaire=4171558>.
- [186] INSEE. *Dispositif Fichier localisé social et fiscal (Filosophi)*. Disponible sur : <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/source/serie/s1172>.
- [187] THAMER ALQUTHAMI AND A. P. SAKIS MELIOPOULOS. « Smart House Management and Control Without Customer Inconvenience ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.4 (2018), p. 2553–2562.
- [188] Gianluca TROTTA. « Factors affecting energy-saving behaviours and energy efficiency investments in British households ». In : *Energy Policy* 114. December 2017 (2018), p. 529–539. DOI : [10.1016/j.enpol.2017.12.042](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.042).
- [189] J Scott HOLLADAY, Michael K PRICE et Marianne WANAMAKER. « The perverse impact of calling for energy conservation ». In : *Journal of Economic Behavior & Organization* 110 (2015), p. 1–18.
- [190] Pierluigi SIANO. « Demand response and smart grids—A survey ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (2014), p. 461–478.

- [191] Berk CELIK, Robin ROCHE, David BOUQUAIN et Abdellatif MIRAOUI. « Decentralized neighborhood energy management with coordinated smart home energy sharing ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.6 (2018), p. 6387–6397.
- [192] Prosanta GOPE et Biplab SIKDAR. « An Efficient Privacy-Preserving Dynamic Pricing-based Billing Scheme for Smart Grids ». In : *proc. 2018 IEEE Conference on Communications and Network Security (CNS)*. Beijing, 2018.
- [193] Mohammad Hossein YAGHMAEE, Mikhak Samadi KOUHI et Alberto Leon GARCIA. « Personalized pricing : A new approach for dynamic pricing in the smart grid ». In : *proc. 2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. Oshawa, 2016.
- [194] Liyan JIA et Lang TONG. « Dynamic Pricing and Distributed Energy Management for Demand Response ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 7.2 (2016), p. 1128–1136.
- [195] Edstan FERNANDEZ, M.J.HOSSAIN et M.S.H. NIZAMI. « Game-theoretic approach to demand-side energy management for a smart neighbourhood in Sydney incorporating renewable resources ». In : *Applied Energy* 232 (2018), p. 245–257.
- [196] Chao LUO, Yih-Fang HUANG et Vijay GUPTA. « Stochastic Dynamic Pricing for EV Charging Stations With Renewable Integration and Energy Storage ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.2 (2018), p. 1494–1505.
- [197] Bhamidi LOKESHGUPTA et S. SIVASUBRAMANI. « Multi-objective home energy management with battery energy storage systems ». In : *Sustainable Cities and Society* 47 (2019).
- [198] YI LIU AND CHAU YUEN AND SHISHENG HUANG AND NAVEED UL HASSAN AND XIUMIN WANG AND SHENGLI XIE. « Peak-to-Average Ratio Constrained Demand-Side Management With Consumer’s Preference in Residential Smart Grid ». In : *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing* 8.6 (2014), p. 1084–1097.
- [199] Paulin JACQUOT, Olivier BEAUDE, Stéphane GAUBERT et Nadia OUDJANE. « Demand response in the smart grid : The impact of consumers temporal preferences ». In : *proc. 2017 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. Dresden, Germany, 2017.
- [200] Sleiman MHANNA, Archie C. CHAPMAN et Gregor VERBIČ. « A Fast Distributed Algorithm for Large-Scale Demand Response Aggregation ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 7.4 (2016), p. 2094–2107.
- [201] Benoit DURILLON, Arnaud DAVIGNY, Sabine KAZMIERCZAK, Herve BARRY, Christophe SAUDEMONT et Benoît ROBYNS. « Demand Side Management Considering Consumers Sensitivities Using a Game Theory approach ». In : *proc. 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. Limassol, Cyprus, 2018.
- [202] Luciano C. SIEBERT, Lucas R. FERREIRA, Eduardo K. YAMAKAWA, Eliane S. CUSTÓDIO, Alexandre R. AOKI, Thelma S. P. FERNANDES et Kleber Hochwart CARDOSO. « Centralized and decentralized approaches to demand response using smart plugs ». In : *proc. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*. Chicago, 2014.

- [203] Hamed SHAKOURI et Aliyeh KAZEMI. « Multi-objective cost-load optimization for demand side management of a residential area in smart grids ». In : *Sustainable Cities and Society* 32 (2017), p. 171–180.
- [204] Ceyhun EKSIN, Hakan DELIÇ et Alejandro RIBEIRO. « Demand Response Management in Smart Grids With Heterogeneous Consumer Preferences ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.6 (2015), p. 3082–3094.
- [205] Sana NOOR, Wentao YANG, Miao GUO, Koen H. van DAM et Xiaonan WANG. « Energy Demand Side Management within micro-grid networks enhanced by blockchain ». In : *Applied Energy* 228 (2018), p. 1385–1398.
- [206] Seokjae MOON et Jang-Won LEE. « Multi-Residential Demand Response Scheduling With Multi-Class Appliances in Smart Grid ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.4 (2018), p. 2518–2528.
- [207] Tiago Malavazi de CHRISTO, Sylvain PERRON, Jussara Farias FARDIN, Domingos Sávio Lyrio SIMONETTI et Cristina Engel de ALVAREZ. « Demand-side energy management by cooperative combination of plans : A multi-objective method applicable to isolated communities ». In : *Applied Energy* 240 (2019), p. 453–472.
- [208] YU LIU AND GUANGCHAO GENG AND SHAN GAO AND WILSON XU. « Non-Intrusive Energy Use Monitoring for a Group of Electrical Appliances ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.4 (2018), p. 3801–3810.
- [209] Bo CHAI, Jiming CHEN, Zaiyue YANG et Yan ZHANG. « Demand response management with multiple utility companies : A two-level game approach ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (2014), p. 722–731.
- [210] Walid SAAD, Zhu HAN, H. Vincent POOR et Tamer BAŞAR. « Game-theoretic methods for the smart grid : An overview of microgrid systems, demand-side management, and smart grid communications ». In : *IEEE Signal Processing Magazine* 29.5 (2012), p. 86–105.
- [211] Richard E. BELLMAN. *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957.
- [212] A. A. Ovalle VILLAMIL. « Gestion coopérative de flottes de véhicules électriques en vue de son intégration optimale au réseau électrique ». Thèse de doct. Univ. Grenoble Alpes, 2016.
- [213] J. B. ROSEN. « Existence and uniqueness of equilibrium points for concave N-Person games ». In : *Econometrica* 33.3 (1965), p. 520–534.
- [214] John C. GOODMAN. « Notes and comments - A note on existence and uniqueness of equilibrium points for concave N-person games ». In : *Econometrica* 48.1 (1980), p. 251.
- [215] Bhamidi LOKESHGUPTA et S. SIVASUBRAMANI. « An investigation into domestic energy consumption behaviour and publicawareness of renewable energy in Qatar ». In : *Sustainable Cities and Society* 41 (2018), p. 639–646.

- [216] D MENNITI, A Pinnarelli N SORRENTINO, P VIZZA, A BURGIO, G BRUSCO et M MOTTA. « A real-life application of an efficient energy management method for a local energy system in presence of energy storage systems ». In : *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)* (2018), p. 1–6.
- [217] Ahmed MOHAMED, Vahid SALEHI, Tan MA, Graduate Student MEMBER et Osama A MOHAMMED. « Real-Time Energy Management Algorithm for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging Parks Involving Sustainable Energy ». In : *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 5.2 (2014), p. 577–586. DOI : [10.1109/TSTE.2013.2278544](https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2278544).
- [218] Yu WU, Alexandre RAVEY, Daniela CHRENKO et Abdellatif MIRAOU. « A Real Time Energy Management for EV Charging Station Integrated with Local Generations and Energy Storage System ». In : (2018), p. 1100–1105. DOI : [10.1109/ITEC.2018.8450235](https://doi.org/10.1109/ITEC.2018.8450235).
- [219] Sarah HAMBRIDGE, Ning LU, Alex Q HUANG et Ruiyang YU. « A Frequency Based Real-time Electricity Rate for Residential Prosumers ». In : *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (2017).
- [220] Denis LEBEDEV, Argo ROSIN et Lauri KÜTT. « Simulation of Real Time Electricity Price Based Energy Management System ». In : *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (2016), p. 2106–2110. DOI : [10.1109/IECON.2016.7793991](https://doi.org/10.1109/IECON.2016.7793991).
- [221] A J LITCHY, M H NEHRIR et Life Fellow IEEE. « Real-Time Energy Management of an Islanded Microgrid Using Multi-Objective Particle Swarm Optimization ». In : *2014 IEEE PES General Meeting* (2014), p. 1–5. DOI : [10.1109/PESGM.2014.6938997](https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6938997).
- [222] Hala ALSALLOUM, Ali ELMASRI, Leila MERGHEM-BOULAHIA et Rana RAHIM. « Demand Side Management in Smart Grids : A Stackelberg Multi Period Multi Provider Game ». In : *2018 9th IFIP International Conference on New Technologies, Mobility and Security (NTMS)* (2018), p. 1–5. DOI : [10.1109/NTMS.2018.8328687](https://doi.org/10.1109/NTMS.2018.8328687).
- [223] Vahid Sohrabi TABAR, Saeid GHASSEMZADEH et Sajjad TOHIDI. « Energy management in hybrid microgrid with considering multiple power market and real time demand response ». In : *Energy* 174 (2019), p. 10–23. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2019.01.136](https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.136).
- [224] V. VIJEESH, B. PONKARTHIKA, E. KALIAPPAN, M. SURENDAR et M. VIGNESH. « Energy Saving and Smart Billing System for Household Consumers Connected to a Smart Grid in Tamil Nadu Power System ». In : *2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS)* (), p. 233–239.
- [225] H S V S Kumar NUNNA et Dipti SRINIVASAN. « A Multi-Agent System for Energy Management in Smart Microgrids with Distributed Energy Storage ». In : *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (2016), p. 1–5. DOI : [10.1109/PEDES.2016.7914490](https://doi.org/10.1109/PEDES.2016.7914490).

- [226] Mohamad Hossein YAGHMAEE, Roya MINOOCHEHR et Ali SAEEDI. « 22nd International Conference on Electricity Distribution Stockholm ». In : June (2013), p. 10–13.
- [227] Neelam BHATI. « Optimal Household Appliances Scheduling Considering Time Based Pricing Scheme ». In : *2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)* (2018), p. 717–721.
- [228] Leehter YAO, Zolboo DAMIRAN et Wei Hong LIM. « Energy Management Optimization Scheme for Smart Home Considering Different Types of Appliances ». In : *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering* (2017), p. 1–6. DOI : [10.1109/EEEIC.2017.7977565](https://doi.org/10.1109/EEEIC.2017.7977565).
- [229] M M EISSA. « First time real time incentive demand response program in smart grid with " i-Energy " management system with different resources ». In : *Applied Energy* 212.October 2017 (2018), p. 607–621. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2017.12.043](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.043).
- [230] Maria Pia FANTI, Senior MEMBER, Agostino Marcello MANGINI, Michele ROCOTELLI et Walter UKOVICH. « A District Energy Management Based on Thermal Comfort Satisfaction and Real-Time Power Balancing ». In : *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering* 12.4 (2015), p. 1271–1284. DOI : [10.1109/TASE.2015.2472956](https://doi.org/10.1109/TASE.2015.2472956).
- [231] Leehter YAO, Jin-yi SHEN et Wei Hong LIM. « Real-Time Energy Management Optimization for Smart Household ». In : *2016 IEEE International Conference on Internet of Things (iThings)* (2016), p. 20–26. DOI : [10.1109/iThings-GreenCom-CPSCoM-SmartData.2016.31](https://doi.org/10.1109/iThings-GreenCom-CPSCoM-SmartData.2016.31).
- [232] Nikolaos G PATERAKIS, Iliana N. PAPPY, João P. S. CATALÃO et Ozan ERDINC. « Optimal Operation of Smart Houses by a Real-time Rolling Horizon Algorithm ». In : *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)* (2016). DOI : [10.1109/PESGM.2016.7741507](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741507).
- [233] Yimin ZHOU, Yanfeng CHEN et Guoqing XU. « Distributed Energy Resources with Home Energy Management in Smart Grid ». In : *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* (2014), p. 2578–2583. DOI : [10.1109/ISIE.2014.6865026](https://doi.org/10.1109/ISIE.2014.6865026).
- [234] Hadis Pourasghar KHOMAMI et Mohammad Hossein JAVIDI. « An Efficient Home Energy Management System for Automated Residential Demand Response ». In : *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)* (2013), p. 307–312. DOI : [10.1109/EEEIC-2.2013.6737927](https://doi.org/10.1109/EEEIC-2.2013.6737927).
- [235] Nan Wu et Honglei WANG. « Deep learning adaptive dynamic programming for real time energy management and control strategy of micro-grid ». In : *Journal of Cleaner Production* 204 (2018), p. 1169–1177. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2018.09.052](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.052).

- [236] Saba AL-RUBAYE et Bong Jun CHOI. « Energy Load Management for Residential Consumers in Smart Grid Networks ». In : *2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE)* (2016), p. 579–582. DOI : [10.1109/ICCE.2016.7430738](https://doi.org/10.1109/ICCE.2016.7430738).
- [237] E. BEJOY, S. N. ISLAM et A. M. T. OO. « Optimal Scheduling of Appliances through Residential Energy Management ». In : *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)* (2017).
- [238] Onur ELMA, Akin TASCIKARAOLU, A. Tahir INCE et Ugur S. SELAMOGULLARI. « Implementation of a dynamic energy management system using realtime pricing and local renewable energy generation forecasts ». In : *Energy* 134 (2017), p. 206–220.
- [239] Nour HAIDAR, Mohamed ATTIA, Sidi-mohammed SENOUCI, El-hassane AGLZIM et Ali KRIBECHE. « New consumer-dependent energy management system to reduce cost and carbon impact in smart buildings ». In : *Sustainable Cities and Society* 39.November 2017 (2018), p. 740–750. ISSN : 2210-6707. DOI : [10.1016/j.scs.2017.11.033](https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.11.033).
- [240] Konstantinos STERIOTIS, Georgios TSAOUSOGLU et Nikolaos EFTHYMIPOULOS. « Sustainable Energy , Grids and Networks A novel behavioral real time pricing scheme for the active energy consumers’ participation in emerging flexibility markets ». In : *Sustainable Energy, Grids and Networks* 16 (2018), p. 14–27. ISSN : 2352-4677. DOI : [10.1016/j.segan.2018.05.002](https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.05.002).
- [241] Lotfi A. ZADEH. « Fuzzy sets ». In : *Information and Control* 8 (1965), p. 338–353. DOI : [10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](https://doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X).
- [242] Benoît ROBYNS, Bruno FRANÇOIS, Gauthier DELILLE et Christophe SAUDEMONT. *Gestion et valorisation du stockage de l’énergie dans les réseaux électriques*. ISTE editions, 2015. ISBN : 978-1-78405-069-6.
- [243] AMPRION GMBH. *Grid Data*. <https://www.amprion.net/Grid-Data/>. [Consulté le 10/06/2019].
- [244] EPEX SPOT SE. *Données de marché*. https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/. [Consulté le 10/06/2019].
- [245] Stefan BREBAN, Christophe SAUDEMONT, Sébastien VIEILLARD et Benoit ROBYNS. « Experimental design and genetic algorithm optimization of a fuzzy-logic supervisor for embedded electrical power systems ». In : *Mathematics and Computers in Simulation* 91 (2013), p. 91–107.
- [246] Victoire SESSEGO et Pascale HÉBEL. « Consommation durable : l’engagement de façade des classes supérieures ». In : *Centre de recherche pour l’étude et l’observation des conditions de vie (CREDOC) - Consommation & Modes de Vie* 303.303 (2019), p. 1–4.
- [247] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). « Digitalization and Energy ». In : *IEA Publishing* (2017).