



**HAL**  
open science

## Valorisation des gisements de flexibilité dans les investissements de smart grid

Archie Battegay

► **To cite this version:**

Archie Battegay. Valorisation des gisements de flexibilité dans les investissements de smart grid. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT : 2015GREAT092 . tel-01241452

**HAL Id: tel-01241452**

**<https://theses.hal.science/tel-01241452>**

Submitted on 10 Dec 2015

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

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

## THÈSE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

**Archie BATTEGAY**

Thèse dirigée par **Nouredine HADJ-SAID**

préparée au sein du Laboratoire **G2Elab**  
dans l'**École Doctorale EEATS**

# Valorisation des gisements de flexibilité dans les investissements *smart grid*

Thèse soutenue publiquement le **9 octobre 2015**,  
devant le jury composé de :

**M. Patrice CRIQUI**

Directeur de recherches CNRS, laboratoire CNRS-EDDEN, Président

**M. Johan DRIESEN**

Professeur, Katholieke Universiteit Leuven, Rapporteur

**M. Patrice GEOFFRON**

Professeur, Université Paris-Dauphine, Rapporteur

**M. Nouredine HADJ-SAID**

Professeur, Université Grenoble Alpes, Directeur de thèse

**M. Didier LAFFAILLE**

Ingénieur, Direction technique à la CRE, Examineur

**M. Cédric LEONARD**

Ingénieur, Département Marchés à RTE, Invité

**M. Matthieu TARENTI**

Ingénieur, Délégué Grands Projets à ERDF, Invité





---

## Avant-propos

Ce manuscrit synthétise des travaux qui ont été nourris par des réflexions menées dans différents cadres. Aussi, je souhaite remercier celles et ceux qui, au cours de ces trois dernières années, ont jalonné mon cheminement scientifique.

En premier lieu, je tiens à exprimer ma gratitude aux personnes qui ont accepté d'évaluer mes travaux de thèse. Je remercie à ce titre Johan Driesen, Patrice Geoffron, Didier Lafaille et Patrick Criqui pour l'intérêt qu'ils ont pu porter à mes recherches, leurs retours et le relief qu'ils ont donné à ces travaux lors de la soutenance.

Par ailleurs, je remercie très chaleureusement Matthieu Terenti et Cédric Léonard avec lesquels j'ai eu le plaisir d'échanger dans les cadres du projet *GreenLys* et du chantier *Réseaux électriques intelligents* et qui ont accepté de se joindre à mon jury de thèse. Leurs analyses ont été précieuses pour situer ma démarche dans une perspective industrielle.

Les approches que je développe dans ce manuscrit doivent beaucoup aux différentes collaborations auxquelles il m'a été donné de prendre part. Les stimulations que j'ai pu y trouver tiennent en partie à la grande liberté que m'a accordée Nouredine Hadj-Said, qui a dirigé mes travaux de recherche. Je le remercie ici pour sa confiance et pour son soutien dans les différentes initiatives que j'ai pu lui soumettre au cours de ces années. En particulier, je le suis reconnaissant d'avoir accepté de m'aider à démarcher le *Joint Research Center* de la Commission Européenne avec qui j'ai pu collaborer au cours de cette thèse.

Cette liberté et ces collaborations n'auraient bien sûr pas eu la même saveur sans les partenaires que j'ai pu y rencontrer.

J'ai une gratitude toute particulière à l'endroit d'Emrick Chambris, Cyril Vuillecard, Guillaume Roupioz, Gilles Deotto, Fabrice Lhotte et Pauline Gambier-Morel pour leurs expertises et leur disponibilité sans faille au cours de ces années. Leur patience et leurs analyses pertinentes m'ont été essentielles pour approfondir mon appréhension des enjeux liés à la gestion du système électrique. Je les remercie infiniment de m'avoir fait partager leurs connaissances avec tant de sympathie.

Je salue également la persévérance des nombreux partenaires de *GreenLys* qui, par leurs questionnements constants, m'ont conduit à communiquer et à justifier toujours d'avantage mes choix scientifiques. Je les en remercie très sincèrement. La structure du

présent manuscrit leur doit beaucoup.

J'ai par ailleurs eu la chance de passer trois mois dans les locaux du *Joint Research Center* à Petten. Cette collaboration a été pour moi l'occasion de prendre du recul sur le terrain analytique de mes recherches. A ce titre, je remercie Marcello Masera, Tilemahos Efthimiadis et Ricardo Bolado Lavin pour leur accueil chaleureux et leurs conseils avisés. *Dank u wel!*

Le laboratoire G2Elab, au sein duquel j'ai réalisé l'essentiel de mes travaux, a également constitué un cadre de travail à la fois agréable et stimulant.

Je suis très reconnaissant à Damien Picault et à Thai Phuong Do pour leur conduite du travail en équipe. Leur calme et leur clairvoyance m'ont été précieux dans les périodes difficiles. Je les remercie également pour la confiance qu'ils ont su m'insuffler et celle qu'ils m'ont constamment accordée sur les aspects de gestion de projet. Je n'oublie pas non plus Didier Boeda, ni Jean-Christophe Maisonnobe qui les ont précédés.

Par ailleurs, j'ai eu beaucoup de plaisir à travailler dans ce cadre avec des collègues grâce à qui les moments passés à modéliser, programmer et rédiger ont été des expériences tellement plus riches et foisonnantes qu'un simple interfaçage chaise-clavier. Merci à Raphaël, Justine, Jean-Louis, Gaspard, Victor, Aurélien, Manue, Jérôme, Clémentine, Florent, Julien, Oussama, Laura, José, Mariam, Julian, Raha, Audrey, Rozenn et tous les autres.

Je réserve mes derniers remerciements à ma famille, mes amis et à Sarah qui par leur présence aimante et leur constante bienveillance ont largement contribué à l'aboutissement de ces travaux.

Bonne lecture.

# TABLE DES MATIÈRES

<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
CHAPITRE I — Contexte et problématique des travaux de recherche . . .	5
I    CONTEXTE DE RECHERCHE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES . . . . .	7
II   CADRE LÉGAL DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES ÉLEC- TRIQUES . . . . .	13
III  ADÉQUATION DES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES EN PRÉSENCE DE FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATIONS . . . . .	20
IV   CONCLUSIONS . . . . .	24
CHAPITRE II — Intégration des flexibilités de consommation dans la modélisation de la demande électrique . . . . .	27
I    MODÉLISATION DE LA DEMANDE POUR LE DIMENSIONNEMENT DES IN- FRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES . . . . .	29
II   INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATION DANS LA MODÉLI- SATION DE LA DEMANDE . . . . .	37
III  MODÉLISATION PROPOSÉE . . . . .	49
IV   CONCLUSIONS . . . . .	54
CHAPITRE III — Intégration des effacements diffus dans l'équilibre offre demande long-terme . . . . .	57
I    ADÉQUATION À LONG-TERME DE L'OFFRE-DEMANDE ÉLECTRIQUE . . . .	59
II   INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DES CONSOMMATEURS DANS L'ADÉ- QUATION OFFRE-DEMANDE DE LONG-TERME . . . . .	67
III  MODÉLISATION PROPOSÉE . . . . .	74
IV   CONCLUSIONS . . . . .	78

CHAPITRE IV — Intégration des effacements diffus dans la planification des investissements réseaux .....	81
I DIMENSIONNEMENT DES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU .....	82
II INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATIONS DANS LES DÉCISIONS D'INVESTISSEMENT DE RÉSEAU .....	88
III MODÉLISATION PROPOSÉE .....	104
IV CONCLUSIONS .....	112
CHAPITRE V — Application aux scénarios énergétiques de <i>GreenLys</i> ...	115
I ANALYSE DES PARAMÈTRES D'ENTRÉE DU MODÈLE DÉVELOPPÉ .....	117
II ANALYSE DES ÉCONOMIES D'INFRASTRUCTURES INDUITES PAR LES FLEXIBILITÉS DE LA DEMANDE DANS LE CADRE DU SCÉNARIO DE <i>GreenLys</i> ..	129
III CONCLUSIONS .....	142
<b>Conclusions et perspectives</b> .....	<b>145</b>
Bibliographie .....	160
ANNEXE A — Résultats du modèle <i>Production-fourniture</i> - Impact moyen sur les 200 heures les plus chargées des postes source étudiés...	1
ANNEXE B — Résultats du modèle <i>Système</i> - Impact moyen sur les 200 heures les plus chargées des postes source étudiés .....	3
ANNEXE C — Compléments apportés par ERDF .....	5

# TABLE DES FIGURES

1	Séquencement d'une analyse coûts-bénéfices telle que développée dans (JRC, 2012) . . . . .	2
I.1	Évolution du nombre et de la puissance totale des installations de production raccordées au réseau géré par ErDF (ErDF, 2008c, 2009, 2010a,b, 2011a,b, 2012a, 2014, 2015a,b) . . . . .	6
I.2	Synthèse des problématiques adressées par le <i>smart grid</i> identifiées par Lopez Rodriguez et al. (2014) et JRC (2014) . . . . .	8
I.3	Architecture de communication conçue pour tester les effacements de consommation dans le démonstrateur <i>GreenLys</i> . . . . .	11
I.4	Mécanisme de valorisation des capacités de production et d'effacement pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique en France . . . . .	17
I.5	Structure du coût de défaillance du système électrique (SINTEF, 2010) (RTE, 2011d) . . . . .	22
I.6	Coûts d'une défaillance du système électrique selon le type de consommateur en France (RTE, 2011d) . . . . .	23
I.7	Structure générale de l'approche développée . . . . .	24
II.1	Étapes des prévisions à long terme de la demande électrique . . . . .	30
II.2	Mise en évidence des périodicités (quotidienne, hebdomadaire et saisonnière) dans la consommation électrique en France (RTE, 2014c) . . . . .	31
II.3	Extrait de courbes de charge et gisements de flexibilité à climat normal sur lesquelles s'appuient les travaux développés . . . . .	32
II.4	Evolution du coefficient de foisonnement en fonction du nombre de consommateurs résidentiels agrégés (Strbac et al., 2006) . . . . .	33
II.5	Mise en évidence de l'importance des variations climatiques dans la consommation électrique française (RTE, 2013a) . . . . .	34
II.6	Variabilité annuelle des températures à la maille France (SOURCE : <i>Données RTE</i> ) . . . . .	36
II.7	Illustration des différents types de tarification sollicitant des flexibilités de la demande en France (Frachet, 2013) . . . . .	38
II.8	Principes des méthodes du contrôle du réalisé (SOURCE : <i>Schneider Electric Industries</i> ) . . . . .	39
II.9	Effets d'un effacement sur la consommation (Battegay et al., 2014b) . . . . .	40
II.10	Mise en évidence de l'impact sur les effets de bord des effacements de la différence entre la température intérieure de l'habitation et celle de l'extérieur (Da Silva, 2011) . . . . .	45



II.11 Évolution du taux de disponibilité garantie du gisement de flexibilité en fonction du nombre de consommateurs constituant l'échantillon . . . . .	48
III.1 Enjeux des équilibrages offre-demande du système électrique en fonction de leur temporalité (à partir de (Hobbs, 1995)) . . . . .	58
III.2 Segmentation conceptuelle de l'évaluation de l'équilibre offre-demande d'un système électrique (Billinton et al., 1984) . . . . .	60
III.3 Empilement économique des moyens de production en regard de la charge électrique à couvrir . . . . .	61
III.4 Enjeux de la représentation des productions renouvelables dans l'équilibre offre-demande électrique : variabilité et concomitance de la production avec la consommation (SOURCE : Baud (2015)) . . . . .	62
III.5 Intégration des productions fatales dans l'empilement économique des moyens de production en regard de la charge électrique à couvrir . . . . .	63
III.6 Importance des contraintes opérationnelles dans l'appréciation de l'empilement économique des moyens de production (Jonghe et al., 2011) . . . . .	64
III.7 Illustration de la répartition du bilan offre-demande sur une année . . . . .	66
III.8 Approche proposée pour intégrer les flexibilités de la demande à l'équilibre offre-demande long-terme d'un système électrique (Battegay et al., 2014a) . . . . .	68
III.9 Impact des flexibilités des consommateurs sur le besoin en capacité de production de pointe (Battegay et al., 2014a) . . . . .	69
III.10 Illustration de l'effet du retrait d'une capacité de pointe sur le volume des offres de production disponibles . . . . .	72
III.11 Détermination du coût marginal de production à l'équilibre offre-demande (Vassilopoulos, 2007) . . . . .	72
III.12 Variabilité journalière des coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande (SOURCE : <i>Données de prix spot J-1 pour la France entre 2007 et 2012</i> ) . . . . .	73
III.13 Positionnement de la formulation développée dans la segmentation de l'adéquation du système électrique proposée par Billinton and Allan (1984) . . . . .	75
IV.1 Le réseau de transport d'électricité 400kV et 225kV (RTE, 2011c) . . . . .	84
IV.2 Principes théoriques de calcul de l'énergie non-distribuée probable . . . . .	87
IV.3 Influence du niveau d'investissement sur les coûts des infrastructures de réseau . . . . .	89
IV.4 Illustration des impacts des flexibilités des consommations dans l'appréciation de l'END probable pour un cas simple . . . . .	93
IV.5 Réseaux de répartition du périmètre d'étude de <i>GreenLys</i> (SOURCE : RTE) . . . . .	94
IV.6 Approche générale développée dans le cadre des travaux de thèse présentés pour construire les coûts marginaux de renforcement des réseaux de distribution . . . . .	96
IV.7 Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement d'un poste source . . . . .	98
IV.8 Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des canalisations HTA . . . . .	101

IV.9	Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des postes HTA/BT . . . . .	102
IV.10	Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des RPD . . . . .	103
IV.11	Positionnement de l'approche développée dans le cadre de l'analyse de l'adéquation du système électrique proposée par Billinton and Allan (1984) . . . . .	105
V.1	Illustration des différentes échelles modélisées pour apprécier la valeur économique des flexibilités des consommateurs . . . . .	116
V.2	Consommation nationale projetée à l'horizon 2030 dans les travaux de <i>GreenLys</i> (SOURCE : traitement de données <i>GreenLys</i> ) . . . . .	118
V.3	Comparaison des capacités de production installées pour le scénario <i>PLTE</i> de <i>GreenLys</i> et le scénario <i>Nouveau Mix</i> de RTE à l'horizon 2030, hors capacité de pointe (SOURCE : (RTE, 2014a) et ( <i>GreenLys</i> , 2015)) . . . . .	119
V.4	Bilans énergétiques des parcs de production installés à l'horizon 2030 dans le scénario <i>PLTE</i> de <i>GreenLys</i> et le scénario <i>Nouveau Mix</i> de RTE, hors flexibilité de la demande (SOURCE : (RTE, 2014a) et ( <i>GreenLys</i> , 2015)) . . . . .	120
V.5	Monotone des coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande utilisés dans les travaux développés (SOURCE : traitement de données <i>GreenLys</i> ) . . . . .	121
V.6	Projection des consommations locales de la demande pour la zone du démonstrateur <i>GreenLys</i> à l'horizon 2030 (SOURCE : traitement de données <i>GreenLys</i> ) . . . . .	122
V.7	Comparaison des quantités moyennes d'ouvrage déployés pour satisfaire la pointe dimensionnante (SOURCE : <i>Traitement de données GEG et ErDF</i> ) . . . . .	123
V.8	Comparaison des coûts unitaires moyen de déploiement d'équipements neufs des RPD (SOURCE : <i>Données GEG et ErDF</i> ) . . . . .	125
V.9	Comparaison des coûts moyens des ouvrages à déployer pour faire face à une augmentation unitaire de la pointe du poste source . . . . .	126
V.10	Modélisation développée : structure et logiciels associés . . . . .	130
V.11	Résultats du modèle <i>Producteur-fournisseur</i> : bénéfices à long-terme des flexibilités diffuses des consommateurs dans le cadre du scénario <i>GreenLys</i> . . . . .	131
V.12	Résultats du modèle <i>Production-fourniture</i> - Evolution des monotones de charge des postes source . . . . .	132
V.13	Bénéfices à long-terme des flexibilités diffuses des consommateurs dans le cadre du scénario <i>GreenLys</i> - comparaison des résultats des modèles <i>Producteur-fournisseur</i> et <i>Système</i> . . . . .	133
V.14	Impacts des stratégies de gestion de portefeuille de flexibilités sur les monotones de charges des postes source du périmètre d'étude - Comparaison des modèles <i>Production-fourniture</i> et <i>Système</i> . . . . .	135
V.15	Illustration d'effets potentiellement indésirables des appels des flexibilités des consommateurs pour le réseau . . . . .	137
V.16	Illustration de la méthode utilisée pour identifier les heures de couverture non-garantie des réseaux . . . . .	139
V.17	Illustration de la méthode utilisée pour identifier les heures potentiellement critiques des RPD vis-à-vis des appels de flexibilité des consommateurs . . . . .	140
V.18	Répartition des situations potentiellement concurrentielles . . . . .	141



---

# Introduction générale

## Contexte général

Les capacités de stockage de l'électricité étant extrêmement restreintes, le maintien en temps réel de l'équilibre entre l'offre et la demande électrique est un enjeu majeur de gestion du système électrique. Aujourd'hui, pour garantir à chaque instant cet équilibre, les productions des générateurs électriques sont coordonnées de manière à satisfaire la demande des consommateurs. Par ailleurs, les réseaux électriques doivent être suffisamment dimensionnés pour acheminer la production disponible aux points de consommations.

Aussi, les investissements dans les infrastructures électriques sont au cœur des politiques énergétiques portées par les pouvoirs publics. Il s'agit de faire évoluer les infrastructures existantes pour accompagner les transformations espérées du paysage énergétique. En France, le projet de loi *relatif à la transition énergétique pour la croissance verte* en est un bon exemple. Il fixe notamment des objectifs pour le système électrique en matière de maîtrise des consommations, de soutien aux énergies renouvelables et de réduction de la part de production électrique d'origine nucléaire ([Assemblée nationale, 2015](#)).

En volume, les investissements à engager pour mener à bien les réformes attendues des systèmes électriques pourraient être très importants. A l'horizon 2030, les estimations révèlent des montants de l'ordre de quelques centaines de milliards d'euros pour l'ensemble des pays de l'Union Européenne ([Janin and Douillard, 2014](#)) dont une dizaine de milliards d'euros incomberait à la France ([Leclair et al., 2013](#)).

Sur un plan qualitatif, ce besoin massif d'investissement ne se limite pas à un déploiement et au remplacement d'équipements existants. En particulier, le développement des technologies dites *smart grid* basées sur celles de l'information et de communication pourrait permettre l'émergence de solutions innovantes pour le système électrique. Néanmoins, des incertitudes pèsent encore sur la mise en œuvre de ces innovations. C'est pourquoi ces technologies font l'objet de très nombreuses expérimentations. A titre d'exemple, pour la seule année 2014, quelques 250 projets *smart grid* étaient en cours en Europe [JRC \(2014\)](#). Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont quant à eux bénéficié des retours d'expérimentation du projet démonstrateur *GreenLys*.

Étant donnée l'ampleur des investissements envisagés, l'évaluation de la pertinence économique des innovations revêt un enjeu particulièrement important. Dans cette perspective, le *Joint Research Center* de la Commission Européenne a développé un cadre

méthodologique général pour produire des analyses coûts-bénéfices des solutions *smart grid* (JRC, 2012). L'approche proposée segmente ces analyses en plusieurs étapes séquentielles (c.f. Figure 1). Au sein de ce séquençement, la thèse présentée dans ce mémoire se limite à la quantification de bénéfices économiques.

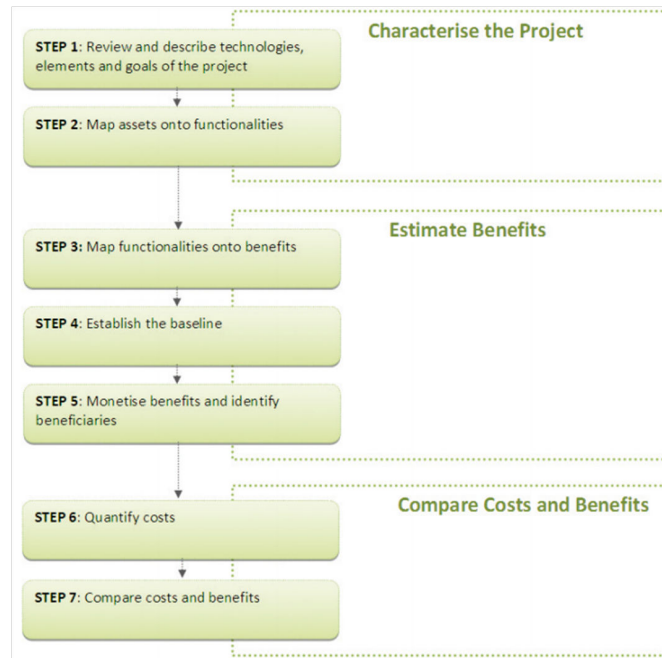


FIGURE 1 – Séquençement d'une analyse coûts-bénéfices telle que développée dans (JRC, 2012)

### Enjeux spécifiques aux travaux de thèse

Parmi l'ensemble des innovations *smart grid*, la présente thèse s'intéresse plus particulièrement au pilotage de la demande qui offre la possibilité de déplacer dans le temps les consommations de certains usages. L'intégration d'une telle fonctionnalité dans la gestion du système électrique pourrait avoir deux avantages majeurs.

Premièrement, les capacités actuelles de stockage de l'électricité sont limitées. Néanmoins, l'équilibre entre l'offre et la demande électrique est nécessaire au bon fonctionnement du système électrique. Aussi, la possibilité d'ajuster une partie de la consommation à l'offre de production pourrait être précieuse (Derdevet, 2015), et d'autant plus notable dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables dont la production est généralement intermittente (Adigbli, 2015).

Par ailleurs, la demande électrique française est particulièrement sensible aux vagues de froid. A titre d'illustration, des analyses statistiques ont mis en évidence qu'en période froide, chaque degré en moins se traduit à l'échelle de la France par une augmentation de la consommation électrique de l'ordre de deux fois celle de l'agglomération de Marseille (RTE, 2012). Dans ce contexte, la capacité de piloter une partie des consommations pourrait concourir à modérer les pointes de consommations, particulièrement durant les vagues de froid.

En conséquence, le développement de technologies permettant le pilotage de la demande pourrait avoir un impact important dans le dimensionnement des infrastructures électriques de production et de réseaux. Aussi, les travaux de thèse présentés visent à contribuer à l'évaluation des économies d'investissement que pourrait induire l'avènement de nouvelles flexibilités au sein de la demande électrique.

Les travaux que nous avons développés s'inscrivent donc plus largement dans le cadre de la planification des investissements électriques (*Investment planning models*). Cette thématique a fait l'objet de très nombreuses recherches (Persoz et al., 1984) (Bessière, 1970) (Baleriaux et al., 1967) (Latorre et al., 2003). Ces travaux ont connu de récents développements qui intègrent des flexibilités de la demande dans le dimensionnement des infrastructures électriques. Dans la littérature scientifique, ce type d'approche peut être scindé en deux catégories :

- Les travaux visant à intégrer ces flexibilités dans la détermination des capacités de production nécessaires à couvrir la demande (De Jonghe, 2011) (Palmintier, 2013).
- Les travaux visant à prendre en compte les flexibilités de la demande dans la planification des infrastructures de réseau. A titre d'exemple (Cobelo, 2005) et (Gouin et al., 2015) ont développé des approches permettant de rendre compte de l'intérêt de ces flexibilités dans le dimensionnement des infrastructures de distribution.

L'originalité des travaux de thèse présenté dans ce manuscrit est de proposer une approche exhaustive qui vise à évaluer l'impact des flexibilités des consommateurs diffus sur les infrastructures de production et de réseau.

Pour rendre compte des travaux réalisés au cours de cette thèse, ce mémoire est divisé en cinq chapitres.

Le [chapitre I](#) positionne plus précisément les travaux développés dans leur cadre scientifique et juridique. L'expérimentation du projet *GreenLys* sur lequel s'appuie l'étude présentée sera détaillée. Puis les obligations légales que doivent satisfaire les investissements dans les infrastructures électriques en France seront analysées. A ce titre, une attention particulière sera portée à la notion de *sûreté système*.

Le [chapitre II](#) propose une caractérisation des impacts du pilotage des usages sur les niveaux attendus de la demande électrique. Les choix de représentation de la demande électrique et de ses flexibilités seront discutés. Les limites de représentativité des données utilisées seront également analysées.

Le [chapitre III](#) développe une modélisation intégrant les flexibilités des consommations dans les coûts long-terme d'équilibre offre-demande. Cette modélisation s'appuiera sur une analyse de l'empilement économique des moyens de production nécessaires à la couverture de la demande. Le respect de l'objectif réglementaire de sécurité d'approvisionnement fera l'objet d'un traitement spécifique.

Dans le [chapitre IV](#), l'intégration des flexibilités de la demande dans le dimensionnement des réseaux sera discutée. Cette analyse reposera sur l'étude spécifique des infrastructures de réseaux des territoires urbains du périmètre de *GreenLys*.

Enfin, le [chapitre V](#) présente une application des modélisations développées à un scénario énergétique élaboré au sein du projet *GreenLys*. A partir des résultats de ces simulations, une analyse des économies d'infrastructures induites par le pilotage de charge sera proposée.

Les conclusions et les perspectives que nous avons dégagées de nos travaux seront

synthétisées dans une dernière partie.

# Chapitre I

## Contexte et problématique des travaux de recherche

### SOMMAIRE

I	CONTEXTE DE RECHERCHE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES . . . . .	7
I.1	Problématiques adressées par les <i>smart grids</i> . . . . .	7
I.2	Le projet démonstrateur <i>GreenLys</i> . . . . .	9
II	CADRE LÉGAL DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES . . . . .	13
II.1	Responsabilités de l'État . . . . .	14
II.2	Missions du régulateur . . . . .	14
II.3	Obligations des producteurs d'énergie électrique . . . . .	15
II.4	Obligations des fournisseurs d'électricité . . . . .	16
II.5	Obligations des opérateurs d'effacement . . . . .	17
II.6	Missions du gestionnaire du réseau de transport . . . . .	18
II.7	Missions des gestionnaires des réseaux de distribution . . . . .	19
III	ADÉQUATION DES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES EN PRÉSENCE DE FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATIONS . . . . .	20
III.1	Sûreté du système électrique . . . . .	20
III.1.a	<i>Définition</i> . . . . .	20
III.1.b	<i>Évaluations de la sûreté du système électrique</i> . . . . .	21
III.1.c	<i>Quelques notions de coût de la défaillance</i> . . . . .	21
III.2	Intégration des flexibilités de consommation dans l'adéquation des infrastructures électriques . . . . .	23
III.2.a	<i>Problématiques adressées</i> . . . . .	23
III.2.b	<i>Structure générale de l'approche développée</i> . . . . .	24
IV	CONCLUSIONS . . . . .	24

### Résumé

*Ce chapitre a pour but de positionner les travaux de recherche dans leur contexte scientifique et d'introduire la problématique qu'ils adressent.*



## Introduction

Depuis plus d'une dizaine d'année, le système électrique français a été au cœur d'importantes transformations.

D'une part, la volonté de créer un marché intérieur européen de l'électricité ([Directive 2009/72/CE \(2009\)](#), [Directive 2003/54/CE \(2003\)](#), [Directive 96/92/CE \(1996\)](#)) s'est notamment concrétisée par l'ouverture à la concurrence de la production et la fourniture d'électricité [Loi 2000-108 \(2000, article 22\)](#). D'autre part, les mesures en faveur d'une plus grande indépendance énergétique [Loi 2005-781 \(2005\)](#) et les politiques climatiques volontaristes [Loi 2010-788 \(2010\)](#) ont permis l'essor des énergies renouvelables [IEA \(2013\)](#) [IEA \(2010\)](#). Ce développement s'est accompagné d'un essor important du nombre et de la puissance des installations de production connectées au réseau de distribution (c.f. [Figure I.1](#)). Le système électrique français doit donc notamment être capable de répondre à de nouvelles contraintes (présence d'énergie intermittente et dispersée) tout en offrant de nouveaux services (support du fonctionnement de marché des secteurs de la production et de la fourniture d'électricité, transparence de fonctionnement, caractère non-discriminatoire de l'accès au réseau, ...).

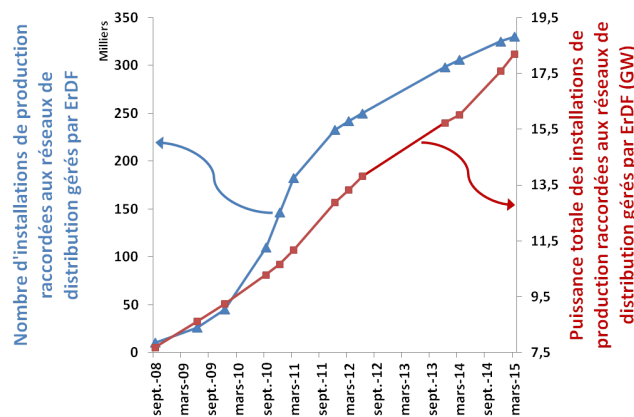


FIGURE I.1 – Évolution du nombre et de la puissance totale des installations de production raccordées au réseau géré par ErDF ([ErDF, 2008c](#), [2009](#), [2010a,b](#), [2011a,b](#), [2012a](#), [2014](#), [2015a,b](#))

Par ailleurs, les usages de l'électricité se développent. Ce développement s'explique principalement par deux évolutions. Premièrement, les transferts d'usage vers des solutions électriques pour le chauffage, la cuisson et la production d'eau chaude sanitaire participent à la dynamique de la demande électrique. A titre d'exemple, les installations de chauffe-eau thermodynamique électrique ont progressées de 70% entre 2011 et 2013 et le 35% des logements neufs construits en 2013 étaient chauffés à l'électricité ([RTE, 2014a](#)). Enfin, de nouveaux usages électriques ont émergé. Aujourd'hui, ces nouveaux usages relèvent essentiellement du développement des technologies de l'information et de la communication (TIC). Dans le futur, le soutien des pouvoirs publics au développement des véhicules électriques et hybrides pourrait peser sensiblement dans l'évolution de la consommation électrique ([Assemblée nationale, 2015](#)).

Face à ce nouveau paradigme, de nouvelles stratégies d'exploitation et de conduite doivent être pensées. Ce chapitre vise à positionner les travaux réalisés dans leur contexte de recherche et à introduire la problématique du dimensionnement des infrastructures électriques dans leur cadre légal. Une attention toute particulière sera portée à la notion de *sûreté système* qui structure l'approche développée dans la suite de ce manuscrit.

## I Contexte de recherche des systèmes électriques

Les évolutions législatives précédemment citées couplées aux préoccupations économiques ont conduit les pouvoirs publics à soutenir les efforts d'innovation dans le domaine des systèmes électriques. Au niveau européen, on peut citer la création dès 2005 de la plateforme technologique *European Technology Platform - Smart Grids* (ETP SG) dont l'objectif est d'apporter un soutien à l'innovation technologique dans le domaine des systèmes électriques. Il est également à noter que la thématique "énergie" apparaît comme l'un des champs d'investigation prioritairement adressés par les *Programmes Cadres de Recherche et Développement*.

En France, l'article *L100-2* du Code de l'énergie assoit le développement de la recherche comme l'un des leviers de l'État pour la mise en œuvre de sa politique énergétique. En pratique, le soutien à l'innovation dans le domaine des systèmes électriques intelligents se traduit de manière protéiforme. On citera à titre d'exemple le financement de projets relatifs aux réseaux électriques intelligents par le *Programme des Investissements d'Avenir* du *Commissariat Général à l'Investissement* et géré par l'*ADEME*, le soutien de la *Banque Publique d'Investissement* aux initiatives innovantes dans le domaine de l'énergie électrique, la collaboration de neuf pôles de compétitivité autour de la thématique *smart grid*, ou encore la feuille de route de la *Nouvelle France Industrielle* relative aux réseaux électriques intelligents.

Cette multiplicité des soutiens tient à la fois à l'importance stratégique des thématiques abordées et au haut potentiel d'innovation qui existe dans le domaine des systèmes électriques.

### I.1 Problématiques adressées par les *smart grids*

Le panel des thématiques des recherches relatives aux systèmes électriques est usuellement regroupé sous le terme *smart grid*. La plateforme technologique européenne ETP SG définit ce concept de la manière suivante (ETP SmartGrids, 2010) :

Le *smart grid* est un réseau électrique qui intègre intelligemment les actions de tous les utilisateurs qui lui sont connectés - les producteurs, les consommateurs et les utilisateurs qui sont à la fois producteur et consommateur - afin d'offrir un approvisionnement efficace, durable, économique et sûr.

Dès lors, les applications que recouvrent les recherches associées au *smart grid* sont nombreuses. Dans leurs analyses comparatives de projets *smart grid* à travers le monde, JRC (2014) et Lopez Rodriguez et al. (2014) ont identifié des champs d'investigation qui peuvent être synthétisés de la manière suivante :

**Production d'électricité** Les innovations relatives à la production d'électricité répondent à deux objectifs distincts :

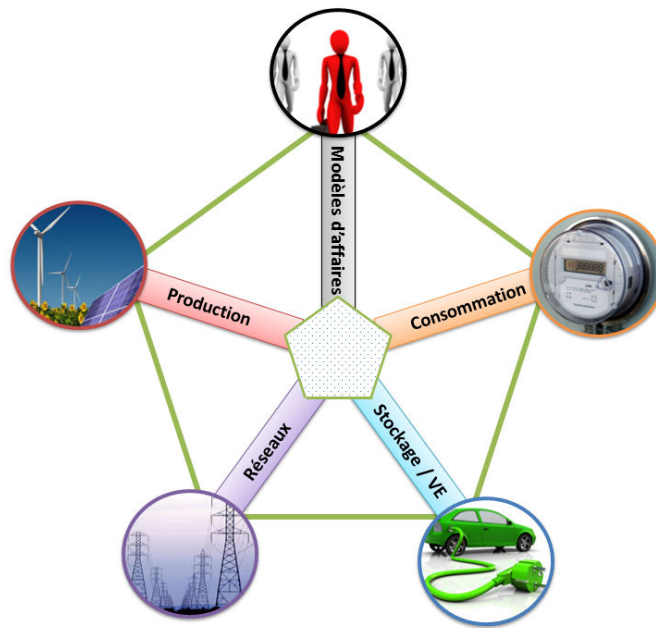


FIGURE I.2 – Synthèse des problématiques adressées par le *smart grid* identifiées par Lopez Rodriguez et al. (2014) et JRC (2014)

- Faciliter l’insertion de production d’électricité issue de ressources renouvelables (amélioration des modèles de prévision, recherches sur les règles et outils nécessaires à la participation de ces unités de production à l’équilibre offre-demande, ...).
- Améliorer les conditions de raccordement des installations de production de faible puissance aux réseaux de distribution (développements d’interfaces de contrôle-commande, conception de protections électriques adaptées aux raccordements de production distribuée, ...).

**Infrastructures de réseau** Les efforts consentis à l’amélioration de la conduite et l’exploitation des infrastructures de réseaux tendent à :

- Assurer l’observabilité des réseaux nécessaire à la connaissance des flux de puissance transitant dans les ouvrages de transport et distribution (conception de stratégies de déploiement de capteurs et développements d’algorithmes de reconstruction d’état, perfectionnement du matériel et des algorithmes de détection de défaut, ...).
- Parfaire la commandabilité des réseaux (intégration de nouveaux matériels offrant des flexibilités supplémentaires dans les règles d’exploitation des réseaux, recherches portant sur des méthodes d’auto-cicatrisation des réseaux suite à l’occurrence d’un défaut, ...).

Par ailleurs, certains travaux de recherche visent à intégrer ces nouvelles stratégies d’exploitation et de conduite dans les règles de planification des réseaux.

**Gestion des consommations** Les nombreux objets des travaux de recherche appliqués à la gestion des consommations satisfont à deux finalités :

- Compléter l’accès aux informations de comptage. Le plus souvent, ces innovations s’appuient sur le déploiement des compteurs communicants en proposant

des services complémentaires pour le consommateur (affichage déporté, portail internet permettant la télévision des consommations, nouveaux services énergétiques...) ou pour les autres acteurs du système électrique (modélisation de la charge, prévision de la demande électrique, ...).

- Déformer la demande électrique. La flexibilité des consommateurs est caractérisée par leur capacité à reporter dans le temps une partie de leur demande. Ces modifications peuvent être réalisées de deux manières différentes : soit par le truchement d'incitations tarifaires soit par le télé-contrôle direct de certaines consommations à l'aide d'équipements communicants spécifiques.

**Véhicules électriques & stockage** Les recherches et développements relatifs aux véhicules électriques et des moyens de stockage tendent à définir des stratégies de charge et de décharge optimales. Ces travaux portent à la fois sur la définition des logiques qui président ces stratégies et sur le développement des composants d'interface avec les réseaux électriques.

**Modèles d'affaires** Les innovations développées en réponse à des problématiques techniques doivent également prouver leur rentabilité. Aussi la définition de modèles d'affaires justifiant l'industrialisation des innovations développées fait l'objet d'efforts particuliers. Ces travaux portent à la fois sur des analyses coûts-bénéfices et sur l'évolution des règles permettant de répartir les éventuels gains entre les acteurs du système.

Si le contexte général de recherche a été présenté, il convient désormais de préciser le cadre dans lequel les travaux présentés se sont inscrits : l'expérimentation *GreenLys*.

## I.2 Le projet démonstrateur *GreenLys*

### Présentation générale

Le projet *GreenLys* est un démonstrateur technologique financé dans le cadre de la thématique *Réseaux électriques Intelligents* du premier *Programme des Investissements d'Avenir*. L'ADEME a procédé à la sélection et à l'instruction du projet. Elle en a également assuré le suivi.

L'ambition du projet est de préfigurer le déploiement industriel d'un système électrique intelligent. Pour ce faire, *GreenLys* dispose de deux atouts importants.

D'une part, le projet fédère un consortium qui rassemble nombre des compétences nécessaires au bon fonctionnement du système électrique. Ainsi, parmi les douze partenaires impliqués dans le démonstrateur se trouvent :

- Des équipementiers (Schneider Electric Industries, Atos Origin et Alstom)
- Des producteurs et fournisseurs d'électricité (GEG et GDF-Suez)
- Des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (GEG et ErDF)
- Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français (RTE)
- Des centres de recherche (le laboratoire G2Elab de Grenoble-InP, l'EDDEN et le CEA)
- Des partenaires associatifs (Hespul et RAEE)

D'autre part, *GreenLys* s'appuie sur deux plateformes technologiques dans les villes de Lyon et de Grenoble. Ces plateformes permettent d'expérimenter à échelle réelle un ensemble d'innovations. Les solutions technologiques testées couvrent l'ensemble des champs d'applications du *smart grid* présentés dans le paragraphe I.1. De manière non exhaustive, l'expérimentation a permis de tester le déploiement :

- De nouveaux composants basés sur l'électronique de puissance capables de compenser les contraintes engendrées par l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution.
- De nouveaux équipements sur les réseaux HTA et BT afin de développer les fonctionnalités d'auto-cicatrisation, de reconfiguration automatique du réseau, et d'améliorer la qualité de desserte.
- De boîtiers de gestion de la consommation électrique sur des sites résidentiels et tertiaires. Ces composants embarquent plusieurs fonctionnalités testées dans le démonstrateur :
  - ils facilitent l'accès à de nouveaux services (alertes de consommation ou visualisation des consommations par usage par exemple).
  - ils permettent de tester de nouvelles formules de tarification de l'électricité.
  - ils peuvent être utilisés pour réaliser des effacements de consommation.
- De différentes bornes de recharge pour véhicules électriques.

Enfin, sur la base des retours d'expérience du démonstrateur, une analyse coûts-bénéfices a été menée afin de caractériser la valeur créée pour chacun des acteurs.

Les expériences menées au sein du projet *GreenLys* dépassent très largement le périmètre couvert par les travaux développés dans la suite de ce document. La thèse présentée s'intéresse aux bénéfices que pourraient apporter les effacements de consommation à l'ensemble du système électrique. Ces travaux se sont donc inscrits dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices menée au sein du projet *GreenLys* et ont bénéficié des retours d'expérience des effacements testés à échelle réelle dans le démonstrateur.

### **Expérimentation des effacements de consommation dans le projet *GreenLys***

L'un des objectifs du projet *GreenLys* est de tester les effacements de consommation sur un panel composé de 1000 sites consommateurs résidentiels et 40 sites tertiaires.

Dans l'expérimentation, ces effacements de consommation adressent exclusivement certains usages thermiques de l'électricité<sup>1</sup>. Ainsi les équipements supplémentaires nécessaires à la réalisation des tests ciblent des appareils spécifiques :

- Sur les sites résidentiels, seuls les ballons d'eau chaude sanitaire et les systèmes électriques de chauffage sont contrôlés.
- Sur les sites tertiaires, les appareils ciblés par les effacements sont les systèmes électriques de climatisation et de chauffage.

La réalisation de tels effacements de consommation à échelle réelle nécessite la mise en œuvre de moyens de communication propres capables de collecter les données rela-

---

1. L'intérêt de cibler ces usages est de pouvoir modifier la demande électrique des consommateurs-testeurs sans dégrader leur confort. La gestion du confort des consommateurs-testeurs de *GreenLys* fera l'objet d'un paragraphe du chapitre suivant

tives aux consommations des appareils ciblés et de transmettre les ordres de commande à ces mêmes appareils depuis une plateforme *agrégateur* gérée par l'opérateur d'effacement. Une architecture de télécommunication a donc été conçue à cet effet (Figure I.3). Les choix qui la président dépendent à la fois des infrastructures pré-existantes et de contraintes propres aux sites équipés.

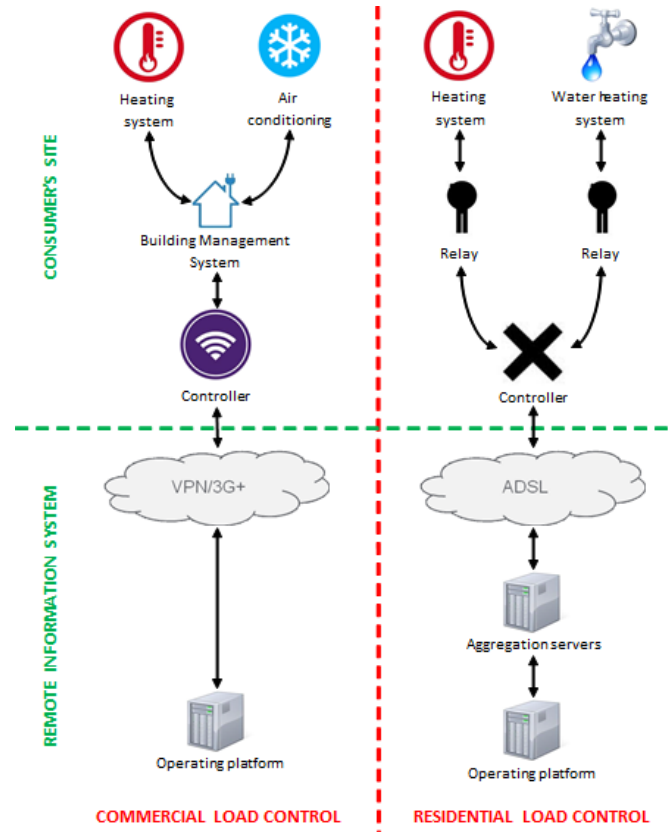


FIGURE I.3 – Architecture de communication conçue pour tester les effacements de consommation dans le démonstrateur *GreenLys*

Dans le secteur tertiaire, nombre de sites sont aujourd'hui dotés d'une gestion technique du bâtiment (GTB). Entre autres fonctionnalités, cette GTB embarque bien souvent une supervision et une programmation des appareils de chauffage et de climatisation. Aussi les solutions permettant de mettre en œuvre le télé-contrôle nécessaire aux effacements de ces appareils sont multiples. L'architecture retenue dans *GreenLys* pour ce type de bâtiment consiste à ajouter à l'infrastructure existante des automates programmables capables de communiquer avec une GTB par un protocole de communication standard ouvert. Ces automates assurent également la liaison avec la plateforme *agrégateur* où sont décidés les ordres d'effacement par le truchement d'une connexion spécifique 3G+ ou en utilisant l'accès au réseau local (VLAN). Le choix de cette solution résulte d'un compromis entre :

- **Le coût d'installation.** La reprogrammation d'une GTB existante s'avère être extrêmement onéreuse. La recherche d'une solution "clef en main" permet de maîtriser les coûts d'installation.
- **La reproductibilité de la solution.** L'architecture développée doit pouvoir être

facilement adaptée à l'ensemble des sites tertiaires susceptibles d'intégrer les programmes d'effacement. En particulier, la solution retenue reste compatible aux sites ne disposant pas de GTB : l'ajout d'automates supplémentaires est alors nécessaire. En outre, il est également possible d'adapter l'architecture choisie pour communiquer avec le centre de télé-conduite en utilisant une connexion ADSL.

- **La réversibilité de l'installation.** La réversibilité est un argument dans le recrutement de nouveaux sites. La solution retenue doit garantir à l'utilisateur la possibilité de récupérer son installation électrique dans son état initial.
- **La compatibilité avec des exigences de sécurité.** Le fonctionnement de certains sites tertiaires obéit à des règles de sécurité (notamment informatique) et l'intégration d'un site dans un programme d'effacement doit s'y conformer. Les exigences de sécurité étant variables selon les sites considérés, l'architecture développée doit pouvoir s'y adapter facilement.

Le choix de l'architecture pertinente pour le secteur résidentiel répond à des contraintes bien différentes. En particulier, les équipements de domotiques sont encore très peu répandus chez les consommateurs résidentiels. Pour pouvoir participer à un programme d'effacement, les appareils doivent donc le plus souvent être équipés d'un actionneur capable de mesurer leur consommation et d'exécuter les ordres d'effacement. Dans la solution retenue, l'interface entre le centre de télé-conduite où sont décidés les ordres d'effacement et l'actionneur qui les exécute est assurée par un automate conçu pour utiliser la connexion ADSL pré-existante. Pour pouvoir être plus facilement traitées par le centre de télé-conduite, les offres d'effacement de l'ensemble des sites résidentiels participant aux programmes d'effacement sont agrégées par un serveur spécifique. Tout comme l'architecture du système de communication développé pour les sites tertiaires, celle retenue pour les consommateurs résidentiels est un arbitrage entre plusieurs critères :

- **Le panel des services intégrés** pour le consommateur. En plus de mettre en œuvre des effacements de consommation, l'automate utilisé pour faire l'interface entre le centre de télé-conduite et les actionneurs peut remplir d'autres fonctionnalités. En particulier, cet automate peut être employé comme programmeur électrique pour tenir compte des plages tarifaires ou des plages d'occupation du logement.
- **La modularité de la solution.** L'architecture déployée peut être complétée pour fournir des services supplémentaires (affichage déporté des consommations, suivi des consommations, ...)
- **La réversibilité de l'installation.** L'architecture retenue doit garantir au consommateur de pouvoir quitter le programme d'effacement pour retrouver son installation électrique dans son état initial.
- **La protection des données de consommation.** Les informations collectées ne doivent pouvoir être consultables que par des utilisateurs autorisés.

## Synthèse

Les travaux réalisés s'inscrivent dans le contexte scientifique des *smart grid* : les problématiques qui y sont adressées sont nombreuses et les formes que revêtent les soutiens à l'innovation dans ce domaine sont variées. La thèse présentée dans ce mémoire s'ap-

puie plus particulièrement sur le démonstrateur technologique *GreenLys* qui réunit un consortium d'industriels, de centres de recherche et de partenaires associatifs autour d'expérimentations à échelle réelle dans les villes de Lyon et de Grenoble. En particulier, les travaux de recherche présentés ont bénéficié de retours d'expérience sur les effacements de consommation testés dans le cadre de ce projet démonstrateur. Aussi, la conception de l'architecture matérielle de cette expérimentation a été détaillée.

En s'appuyant sur ces retours d'expérience, les travaux développés visent spécifiquement à évaluer l'intérêt que peut représenter une telle flexibilité au sein de la demande électrique pour le dimensionnement des infrastructures électriques. Aussi le choix de ce dimensionnement ne peut être compris que dans le cadre légal dans lequel il s'inscrit.

## II Cadre légal des investissements dans les infrastructures électriques

Pour la collectivité, les intérêts que revêtent les effacements de consommation pourraient être nombreux et ne se limitent pas à la gestion du système électrique (CRE, 2013b) (E-Cube, 2013). A titre d'exemple, ces effacements pourraient avoir notamment des effets bénéfiques sur :

- la dépendance énergétique nationale vis à vis des ressources fossiles. En évitant la sollicitation d'unités de production électrique durant les heures de pointe de consommation, les effacements pourraient permettre de réduire les importations en ressources énergétiques des productions évincées.
- la compétitivité industrielle<sup>2</sup>. Les effacements peuvent constituer pour les industriels une nouvelle source de revenus améliorant ainsi leur compétitivité dans la concurrence internationale.
- l'activité économique et l'emploi. La conception, la construction et l'exploitation d'un parc d'effacement pourrait représenter un levier de création d'activité économique et d'emplois en France.
- la stabilité du système électrique. Certains effacements présentent des délais d'activation très courts et peuvent être pleinement mobilisés pour compenser rapidement les aléas techniques et les erreurs de prévision de l'équilibre offre-demande. En particulier, cet ajustement par la consommation de l'équilibre offre-demande pourrait être très pertinent dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables dont la production électrique est le plus souvent intermittente.
- les besoins en capacité de production. Les capacités d'effacement pourraient contribuer, au même titre que les capacités de production, à assurer que le système dispose à long terme de suffisamment de capacités pour faire face aux évolutions de la demande.
- les investissements en infrastructures de réseau. Une diminution des puissances transitées lors des heures les plus chargées pour les réseaux serait de nature à limiter les risques de déficience de ces infrastructures et donc, par conséquent, à différer ou éviter les investissements dans lesdites infrastructures.

---

2. Cet avantage est essentiellement associé à des effacements de processus industriels, différents des effacements diffus considérés dans la suite des travaux présentés.



La mise en œuvre de flexibilités dans la demande électrique pourrait donc constituer un avantage pour adresser des problématiques de nature très hétérogènes. Le périmètre des travaux développés se limite quant à lui aux potentiels bénéfiques à long terme des flexibilités de consommation sur les investissements dans les infrastructures de production et de réseaux. Aussi, pour bien appréhender les enjeux que revêtent de tels investissements, l'organisation des responsabilités au sein du système électrique doit être précisée.

Dans sa structure générale, le système électrique s'organise en quatre activités ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 111-1*) :

- Les activités de production et de fourniture qui s'exercent au sein de marchés concurrentiels sous réserve d'obligations de service public.
- L'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution qui constituent des monopoles naturels régulés.

Pour assurer ces activités, le législateur a défini les responsabilités de chacun des acteurs du système électrique. L'objectif de cette section n'est pas d'en faire une analyse exhaustive mais de replacer les choix d'investissement et les effacements de consommation dans leur cadre légal.

## II.1 Responsabilités de l'État

L'État est le garant de la mise en œuvre de sa politique énergétique ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 100-2*). A ce titre, les prérogatives de l'État dans le fonctionnement du système électrique français sont nombreuses.

Outre les pouvoirs coercitifs dont il dispose pour assurer le suivi de la mise en œuvre de sa politique énergétique ([Code de l'Énergie, 2011](#), articles *L 311-1* et *L 142-31*), l'État garde la possibilité d'orienter les choix d'investissements :

- De manière indirecte, par le truchement, par exemple, d'une fiscalité de l'énergie adaptée aux objectifs de sa politique énergétique ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 100-3*).
- De manière directe, en établissant, par exemple, une programmation pluriannuelle des investissements en capacité de production ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 141-1*). Le cas échéant, L'État peut par ailleurs lancer des appels d'offre lorsque les capacités de production installées ne correspondent pas aux objectifs de cette programmation ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 311-10*).

Par ailleurs, dans son action, l'État peut parfois être secondé par la Commission de Régulation de l'Énergie.

## II.2 Missions du régulateur

En France, le régulateur est la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), créée par ([Loi 2000-108, 2000](#), article 28). Dans le secteur électrique, le législateur lui a confié plusieurs missions.

D'une part, la CRE assure la régulation des réseaux de transport et de distribution. A ce titre, la CRE se doit notamment :

- De définir les règles concernant les missions des gestionnaires de réseau en matière d'exploitation et de développement ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 134-1*).
- De fixer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 134-1*) qui participent au financement des investissements des gestionnaires de réseau dans les infrastructures dont ils ont la charge.
- D'examiner la pertinence des programmes d'investissement du gestionnaire du réseau de transport et d'en assurer le suivi ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-6*).

Il est également à noter que la CRE veille à l'indépendance des gestionnaires de réseaux ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 134-19*).

D'autre part, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité au bénéfice des consommateurs finals ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 131-1*). A cet effet, en plus d'assurer la surveillance des transactions bilatérales et des échanges sur les marchés organisés ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 131-2*), la CRE participe notamment à la procédure d'appel d'offre lancée par l'État pour l'installation de nouvelles capacités de production ([Décret 2002-1434, 2002](#)).

Enfin, la CRE contribue à définir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation ([Code de l'Énergie, 2011](#), articles *L 123-1* et *L 271-1*).

Par les missions qui lui sont conférés par le législateur, le régulateur participe donc à l'orientation des choix d'investissement du système électrique. Mais ces choix résultent également des responsabilités individuelles de chacun des acteurs participant au système.

### II.3 Obligations des producteurs d'énergie électrique

On appelle producteur d'énergie électrique tout exploitant d'installation de production d'électricité connectée à un réseau public (de transport ou de distribution). Il est à noter que la loi autorise, sous certaines conditions, le propriétaire d'un réseau public de distribution ou le gestionnaire d'un réseau public de distribution à exploiter une installation de production lorsque celle-ci permet d'éviter le développement de l'infrastructure de réseau ([Code général des collectivités territoriales, 2014](#), article *L 2224-33*).

L'exploitation d'une installation de production d'électricité est subordonnée à une autorisation administrative<sup>3</sup> ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 311-1*). Cette autorisation est délivrée en regard de plusieurs critères parmi lesquels se trouvent la compatibilité avec les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements en capacités de production et l'incidence sur la sûreté des réseaux publics ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 311-5*).

Cette exigence de préservation de la sûreté du système se traduit notamment par :

- Des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement qui conditionnent le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 342-5*). Ces prescriptions définissent des capacités constructives de réglage de la fréquence et de la tension que chaque producteur

---

3. Pour certaines installations de faible puissance, cette autorisation est automatique ([Décret 2000-87, 2000](#), article 1)

se doit de mettre à la disposition du gestionnaire du réseau de transport ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-11*).

- L'obligation pour les producteurs de mettre à chaque instant à disposition du gestionnaire du réseau de transport toute la puissance non utilisée mais techniquement disponible de leurs unités de production. Le cas échéant, ils doivent être en mesure de justifier à l'autorité administrative l'indisponibilité technique de leurs installations de production ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-13*).
- L'obligation pour les producteurs de mettre à disposition des fournisseurs toutes les garanties de capacité certifiées par le gestionnaire du réseau de transport ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 335-3* et *L 335-16*) (c.f. [Figure I.4](#)).

Les décisions d'investissement dans les capacités de production doivent donc répondre à un double impératif : elles doivent être cohérentes avec les logiques économiques qui président les modèles d'affaires des producteurs tout en satisfaisant l'obligation de sécurité d'approvisionnement du système électrique. Ces deux exigences pourraient parfois s'avérer antinomiques. Aussi le législateur a-t-il prévu la mise en place d'un marché de capacité qui permettrait de rémunérer la participation des producteurs d'électricité à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ce mécanisme s'inscrit dans les obligations légales assumées par les fournisseurs d'électricité.

## II.4 Obligations des fournisseurs d'électricité

Les fournisseurs d'énergie sont en charge de la commercialisation de l'électricité ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 331-1*). Les fournisseurs d'énergie peuvent vendre :

- L'électricité issue de leur propre parc d'installations de production lorsqu'ils en possèdent.
- L'électricité achetée à d'autres fournisseurs.

La contribution de chaque fournisseur à la sécurité d'approvisionnement est une obligation légale ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 335-1*). À ce titre, chaque fournisseur doit disposer de garanties de capacités de production ou d'effacement pouvant être mises en œuvre afin de maintenir l'équilibre entre la production et la demande électrique sur le territoire national, notamment durant les périodes de pointe de consommation ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 335-2*). L'obligation de capacité est établie par le gestionnaire de réseau de transport pour chaque fournisseur ([Décret 2012-1405, 2012](#), article 3) de manière à inciter le respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par le législateur ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 335-2*).

Les responsabilités légales conférées aux fournisseurs d'électricité par le législateur tendent donc à garantir la sécurité d'approvisionnement en assurant une rémunération des capacités de production et d'effacement nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande. La nécessité de préserver cet équilibre met en exergue l'un des intérêts que pourraient revêtir les effacements de consommation pour le système électrique.

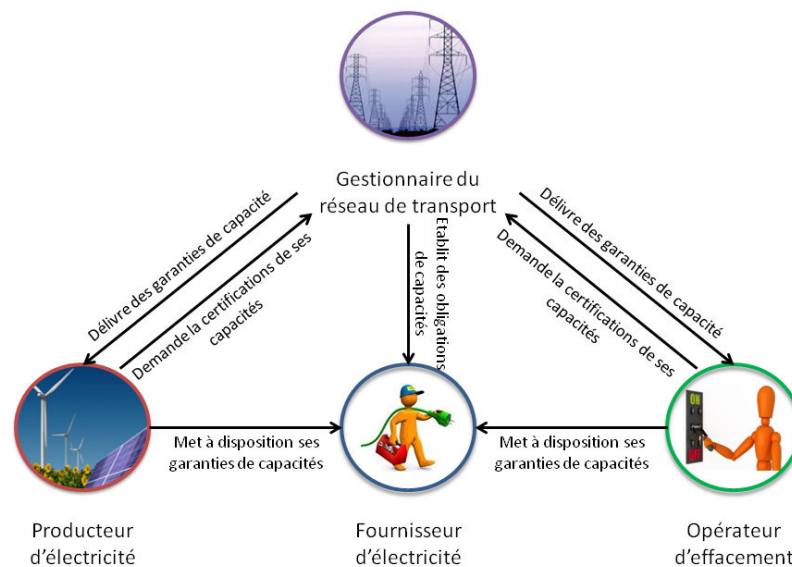


FIGURE I.4 – Mécanisme de valorisation des capacités de production et d’effacement pour garantir la sécurité d’approvisionnement électrique en France

## II.5 Obligations des opérateurs d’effacement

Un opérateur d’effacement exploite la possibilité « de baisser temporairement [...] le niveau de soutirage effectif d’électricité sur les réseaux de transport ou de distribution d’un ou plusieurs sites de consommation » (CRE, 2013a). Ces dernières années, le cadre juridique des opérateurs d’effacement a connu de très importantes évolutions. Ces dernières tiennent à la fois de la typologies des consommateurs éligibles pour participer aux effacements (Loi 2004-803, 2004, article 4) (Loi 2010-1488, 2010, article 9) (CRE, 2007) et des mécanismes de valorisation inhérents à leur mise en œuvre (CRE, 2009). A la date de rédaction de ce manuscrit, l’environnement réglementaire encadrant les opérateurs d’effacement fait encore l’objet de quelques règles provisoires (Loi 2013-312, 2013, article 14).

En l’état du cadre législatif et réglementaire, les opérateurs d’effacement peuvent être :

- Détenteur d’un contrat de réservation de puissance avec le gestionnaire de réseau de transport ou assujetti de service d’interruptibilité (Code de l’Energie, 2011, articles L321-19 et L 321-12).
- Agréés par le gestionnaire de réseau de transport pour valoriser les effacements de consommation sur les marchés de l’énergie et sur le mécanisme d’ajustement dans le cadre de l’expérimentation *NEBEF* (RTE, 2013c).

Chacun de ces cadres légaux définit des catégories de consommateurs pouvant être intégrées dans les portefeuilles des opérateurs ainsi que des spécifications techniques associées à la mise en œuvre des effacements. Typiquement, les effacements diffus « [faisant appel] à l’agrégation d’un grand nombre de capacités d’effacements éparses, en particulier

sur des sites situés sur les réseaux de distribution » (CRE, 2013b) ne sont pas éligibles aux services d'interruptibilité (Arrêté du 27 mars 2014, 2014).

Les mécanismes de valorisation de ces effacements peuvent être multiples et leur cadre juridique n'est, là encore, pas complètement arrêté à l'heure de la rédaction de ce manuscrit. En l'état, la législation prévoit que la rémunération des opérateurs d'effacement puisse s'articuler en trois volets :

- Une valorisation opérationnelle des effacements sur les marchés de l'énergie, le mécanisme d'ajustement (Code de l'Énergie, 2011, article L 271-1) ou les réserves et services contractualisés par RTE (Code de l'Énergie, 2011, articles L321-19 et L 321-12).
- Une valorisation des garanties de capacité certifiées par le gestionnaire de réseau de transport sur le marché de capacité (Code de l'Énergie, 2011, article L 335-3).
- Une prime versée au titre de leur contribution aux objectifs de la politiques énergétique nationale et des avantages procurés à la collectivité (Code de l'Énergie, 2011, article L 271-1).

Le législateur réfléchit donc encore aux responsabilités et aux mécanismes de rémunération associés aux opérateurs d'effacement. Néanmoins, les conséquences de telles flexibilités sur les investissements dans les infrastructures électriques ont déjà été identifiées : outre l'équilibre offre-demande, les effacements de consommation pourraient notamment avoir un impact sur les coûts afférés aux infrastructures de réseau (CRE, 2013b) (E-Cube, 2013).

## II.6 Missions du gestionnaire du réseau de transport

En France, l'État a concédé la gestion du réseau de transport à RTE (Code de l'Énergie, 2011, article L 321-1).

En premier lieu, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) est garant « à tout instant de l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau [...] en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci » (Code de l'Énergie, 2011, article L 321-10). A cette fin, le GRT peut notamment :

- Demander aux producteurs d'ajuster leurs programmes de production (Code de l'Énergie, 2011, article L 321-10).
- Solliciter des effacements de consommation dans le cadre de contrats de réservation de puissance (Code de l'Énergie, 2011, article L 321-12), d'assujettion au service d'interruption (Code de l'Énergie, 2011, articles L321-19) ou en mobilisant des offres sur le mécanisme d'ajustement (Code de l'Énergie, 2011, article L 321-15-1).

Tous les deux ans, au minimum, le GRT remet à l'Etat un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande. Ce bilan, en tenant compte des évolutions des consommations, des capacités de production, de transport et de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers, vise à déterminer les risques de déséquilibre entre la demande électrique nationale et l'offre de production d'électricité disponible (Code de l'Énergie, 2011, article L 141-1) (Décret 2006-1170, 2006). En termes d'investissement, ce document a

notamment deux incidences :

- Aider l'État à définir la programmation pluriannuelle des investissements en capacités de production (c.f. section II.1).
- Appuyer les obligations de garanties de capacité établies par le gestionnaire de réseau de transport aux fournisseurs de capacité (c.f. Figure I.4).

Par ailleurs, le GRT est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-6*). Ces responsabilités doivent s'exercer en regard des critères de sécurité, de sûreté, d'efficacité et de qualité imposés par le législateur au GRT ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-10* et *L 321-18*). A cet effet, le GRT a notamment l'obligation d'élaborer chaque année un schéma décennal de développement dans lequel est inclus un calendrier de tous ses projets d'investissement. Ce schéma décennal est soumis pour validation au régulateur et au ministre de l'énergie ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 321-6*).

Ainsi, la législation en vigueur attribue au gestionnaire du réseau de transport des compétences dans l'orientation des investissements en capacités de production/effacement et dans le dimensionnement des ouvrages du réseau de transport. Ces responsabilités ne sont pas sans rappeler celles conférées aux gestionnaires des réseaux de distribution.

## II.7 Missions des gestionnaires des réseaux de distribution

En tant que propriétaires des réseaux publics de distribution ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 322-4*), les collectivités locales (commune, établissement public de coopération ou département) sont en charge de l'organisation du service public de la distribution de l'électricité ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 322-1*). Cependant le législateur autorise les collectivités locales à en concéder la gestion. Sur le territoire français métropolitain continental, ces concessions peuvent être attribuées à :

- ErDF<sup>4</sup> ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 111-52*).
- Une entreprise locale de distribution (ELD) qui peut prendre la forme ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 111-54*) :
  - D'une SEM où l'État ou les collectivités locales possèdent la majorité du capital.
  - D'une coopérative d'usagers.
  - D'une société d'intérêt collectif agricole (SICAE).
  - D'une régie constituée par les collectivités locales.

A l'instar du gestionnaire du réseau de transport, les gestionnaires des réseaux de distribution « [veillent] à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier » ([Code de l'Énergie, 2011](#), article *L 322-8*). Néanmoins, en pratique, les responsabilités des GRD sont plus limitées que celles conférées au GRT.

Si le législateur n'a pas confié de responsabilités particulières aux GRD pour orienter les investissements dans les capacités de production, l'accès des producteurs raccordés

---

4. ErDF assume la gestion des réseaux de distribution pour 95% des communes du territoire métropolitain continental

au réseau de distribution doit être compatible avec les prérogatives d'équilibrage de l'offre et de la demande conférées au GRT ([Code de l'Energie, 2011](#), article *L 322-8*). De manière générale, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement propres à accueillir le raccordement des producteurs et des consommateurs et permettre la connexions aux autres réseaux ([Code de l'Energie, 2011](#), article *L 322-8*). Ces investissements doivent en particulier permettre de garantir une qualité de la desserte imposée par le législateur.

## Synthèse

Au sein du système électrique coexistent des activités en situation de monopole naturel et des activités s'exerçant au sein de marchés concurrentiels. Pour chacune de ces activités, les choix d'investissement sont encadrés juridiquement. Ce cadre légal tend à concilier des exigences d'efficacité économique avec des impératifs de service public. En particulier, les obligations de sécurité d'approvisionnement et de sûreté apparaissent structurantes dans l'orientation des choix de ces investissements.

L'enjeu des travaux développés dans le cadre de cette thèse est donc de proposer une approche permettant d'apprécier les bénéfices que pourraient apporter des flexibilités de consommation sur les investissements dans les infrastructures de production et de réseaux dans le respect de leur cadre légal.

## III Adéquation des infrastructures électriques en présence de flexibilités de consommations

L'analyse du cadre juridique réalisée dans la section [II](#) a mis en exergue les obligations de service public auxquelles doivent répondre les investissements dans les infrastructures électriques : le dimensionnement du parc de production et des infrastructures de réseaux doit notamment être à même de garantir la sûreté du système électrique<sup>5</sup>.

### III.1 Sûreté du système électrique

#### III.1.a Définition

L'ENTSO-E<sup>6</sup> définit la sûreté du système comme le « degré de performance des éléments du système électrique conduisant à la livraison d'électricité aux clients dans les quantités désirées, conformément aux normes en vigueur<sup>7</sup> » ([ENSTO-E, 2014](#)). RTE articule cette notion de sûreté du système autour de trois axes ([RTE, 2004](#)) :

- Assurer le fonctionnement normal du système.
- Limiter le nombre d'incidents et éviter l'occurrence des incidents les plus sévères.
- Limiter, le cas échéant, les conséquences des grands incidents.

---

5. la sécurité d'approvisionnement qui désigne « l'aptitude du parc de production à couvrir à tout moment l'ensemble de la demande » ([EDF, 2012](#)) peut s'identifier comme une partie de la sûreté système défini ci-après

6. *European Network of Transmission System Operators for Electricity.*

7. « the degree of performance of the elements of the bulk electric system that results in electricity being delivered to customers within accepted standards and in the amount desired »

La garantie de la sûreté du système étant une obligation légale, son évaluation est nécessaire.

### III.1.b Évaluations de la sûreté du système électrique

L'appréciation de la sûreté d'un système électrique relève à la fois du dimensionnement des infrastructures qui le compose et des règles d'exploitation observées par les opérateurs. Aussi, Billinton et Allan ([Billinton and Allan, 1984](#)) proposent de distinguer deux aspects de l'évaluation de la sûreté d'un système électrique<sup>8</sup> :

- **L'analyse de l'adéquation du système** (*system adequacy*). Ce type d'analyse tend à vérifier que les infrastructures qui composent le système existent en quantité suffisante pour satisfaire la demande électrique. Ces études répondent à des problématiques de long terme inhérentes à la gestion d'un système électrique.
- **L'évaluation de la sécurité du système** (*system security*). Ces études tendent à évaluer la capacité d'un système à répondre à des perturbations soudaines telles que des courts-circuits ou des indisponibilités fortuites de certains éléments du système. Il s'agit alors d'apprécier les dynamiques de court terme du système électrique.

Les travaux développés dans le cadre de cette thèse visent à déterminer l'intérêt des flexibilités de consommation dans le dimensionnement des infrastructures électriques. Ces travaux s'intègrent donc dans une analyse de l'adéquation du système électrique.

En plus de constituer une obligation légale, l'adéquation du système revêt un enjeu économique : les investissements nécessaires pour garantir la sûreté du système ne peuvent être économiquement pertinents qu'en regard du coût des défaillances qu'ils permettent d'éviter.

### III.1.c Quelques notions de coût de la défaillance

L'attribution d'un coût de défaillance est un problème particulièrement complexe. En toute rigueur, le coût des préjudices causés par une défaillance du système électrique dépend du type de client, de la durée et de la fréquence des coupures, du moment dans la journée où survient ladite défaillance, etc. En outre, ces préjudices ne se limitent pas aux seuls dommages financiers subis directement par les consommateurs concernés : l'analyse des conséquences d'une rupture d'alimentation révèle que de tels préjudices peuvent également être non financiers ou concerner des tiers ([Figure I.5](#)).

Aussi les méthodes d'évaluation du coût de défaillance sont nombreuses. Une revue de ces méthodes est proposée dans ([SINTEF, 2010](#)). Ces dernières peuvent être globalement classées selon deux catégories :

- Les études dites *directes*. Ces dernières visent à identifier les coûts directement inhérents à une rupture d'alimentation ou à identifier le consentement des consommateurs à payer (*willingness to pay*) pour améliorer la continuité de service ou leur capacité à accepter (*willingness to accept*) une dégradation de service en échange d'une rémunération.

---

8. Cette distinction a été par la suite reprise par l'ENTSO-E ([ENSTO-E, 2014](#))



- Les études appelées *indirectes*. Ces dernières tentent de mettre à jour les priorités et les préférences des consommateurs sans se concentrer explicitement sur des problèmes de coûts. Le coût de la défaillance est alors apprécié dans un second temps en utilisant des modèles économétriques.

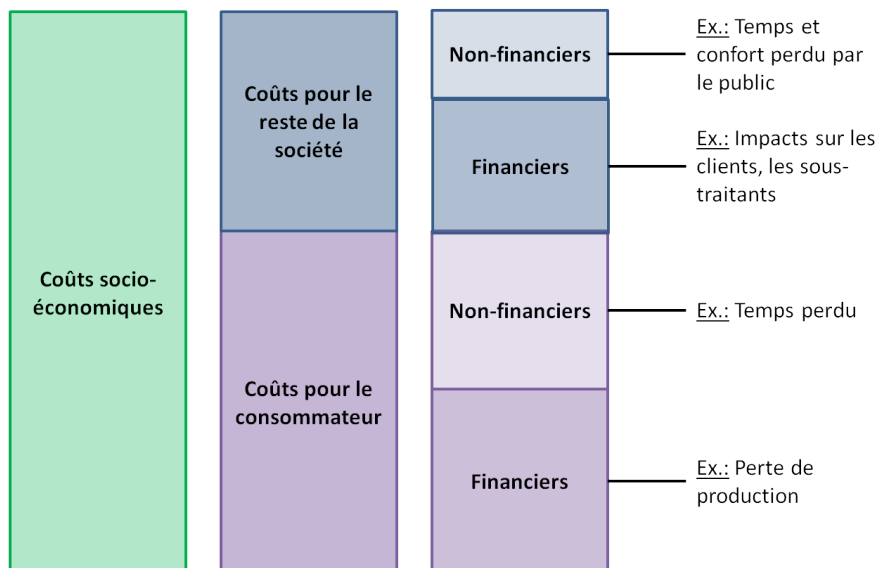


FIGURE I.5 – Structure du coût de défaillance du système électrique (SINTEF, 2010) (RTE, 2011d)

Quelque soit la méthode utilisée, le coût de défaillance longue du système est le plus souvent rapporté au coût de l'énergie non distribuée<sup>9 10</sup> (END) (Doulet, 2002). En France, ce coût est en moyenne de 26 k€/MWh, soit de l'ordre de 200 fois le prix de fourniture (RTE, 2011d). Ce coût est bien évidemment une moyenne qui intègre notamment une disparité importante selon le type de consommateurs (Figure I.6) : pour les entreprises, l'END a été valorisée à hauteur de 34 k€/MWh alors que ce coût n'a été estimé qu'à 19 k€/MWh pour les ménages.

Dans les études de dimensionnement des infrastructures électriques, ce coût de défaillance est un coût d'ordre normatif dont l'objectif est de garantir la rationalité économique des choix d'investissement : l'idée est de discriminer différentes trajectoires d'investissement en intégrant notamment les gains qu'elles apportent sur la continuité de fourniture.

## Conclusion

En discutant de la pertinence des flexibilités de consommation dans le dimensionnement des infrastructures électriques, les travaux développés dans le cadre de cette thèse s'intègrent dans l'analyse de l'adéquation des infrastructures électriques. Ce type d'analyse s'articule autour de la notion de sûreté du système électrique. En plus de s'ins-

9. L'énergie non distribuée correspond au volume d'énergie qui aurait été fourni au consommateur en absence de défaillance.

10. Certaines méthodes utilisées aujourd'hui dans la planification des réseaux complètent le coût de l'END en valorisant également la fréquence et la profondeur des coupures (Carrive, 1991).

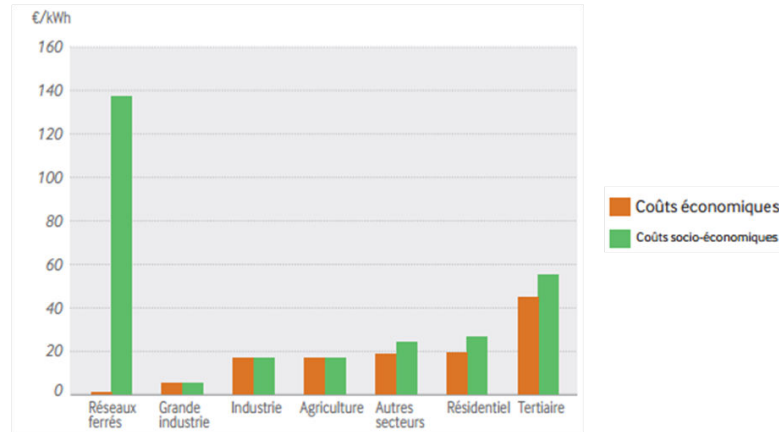


FIGURE I.6 – Coûts d’une défaillance du système électrique selon le type de consommateur en France (RTE, 2011d)

crire dans un cadre légal, cette notion de sûreté du système revêt un enjeu économique important.

Il convient désormais de présenter comment l’approche développée dans les travaux de recherche présentés intègre les flexibilités de consommation dans l’analyse de l’adéquation des différentes infrastructures qui composent le système électrique.

### III.2 Intégration des flexibilités de consommation dans l’adéquation des infrastructures électriques

#### III.2.a Problématiques adressées

La partie III.1 de ce chapitre a permis de poser la problématique des investissements dans les infrastructures électriques comme un enjeu d’adéquation entre les infrastructures déployées et le niveau attendu de la demande électrique. En l’absence de flexibilité dans la demande électrique, cette adéquation se traduit par la recherche du dimensionnement optimal des infrastructures de production et de réseaux en regard de contraintes sur la couverture de la demande. L’émergence d’une élasticité dans la demande électrique introduit une dualité : les obligations de sûreté du système électrique pourraient être satisfaites par un dimensionnement du parc de production et des ouvrages de réseau qui tiennent compte de l’utilisation optimale des flexibilités de consommation. Dès lors, l’intégration des flexibilités de la demande électrique dans cette adéquation pourrait répondre à deux objectifs : améliorer le niveau global de sûreté du système électrique ou/et réduire le besoin en infrastructures électriques. Les travaux développés dans le cadre de cette thèse se limitent à évaluer les économies d’infrastructures que pourraient permettre les flexibilités de consommation sans dégrader le niveau global de sûreté du système. Pour ce faire, ces travaux tendent à répondre à deux questions principales :

- Quel volume de capacité de production pourrait être remplacé par des capacités d’effacement électrique, sans augmenter le risque de déséquilibre offre-demande électrique ?
- Quelle quantité de renforcements réseaux pourraient être évitée grâce au développement de flexibilités de la demande électrique, sans détériorer la continuité de fourniture des consommateurs ?

### III.2.b Structure générale de l'approche développée

L'évaluation de l'adéquation du parc de production et des infrastructures de réseau avec le niveau attendu de demande s'appuie sur une analyse des risques de défaillance. Aussi, conformément à (Billinton et al., 1984), cette analyse de risques intègre l'appréciation des incertitudes inhérentes à la fois à l'évolution de la demande et à la disponibilité des infrastructures électriques. Ainsi la méthode développée (c.f. Figure I.7) s'articule autour de trois axes :

- **Modélisation de la demande.** Il s'agit d'évaluer l'influence que pourrait avoir la sollicitation des flexibilités de consommation sur le niveau attendu de la demande électrique. Cette modélisation sera détaillée et discutée dans le chapitre II de ce manuscrit.
- **Modélisation de la production.** Il convient notamment d'appréhender les incertitudes relatives au volume de production disponible pour couvrir la demande électrique. Cette modélisation fera l'objet du chapitre III.
- **Modélisation des réseaux.** Il importe d'apprécier la capacité des réseaux à faire transiter les niveaux de puissance attendus. Une proposition de modélisation sera présentée dans le chapitre IV de ce manuscrit.

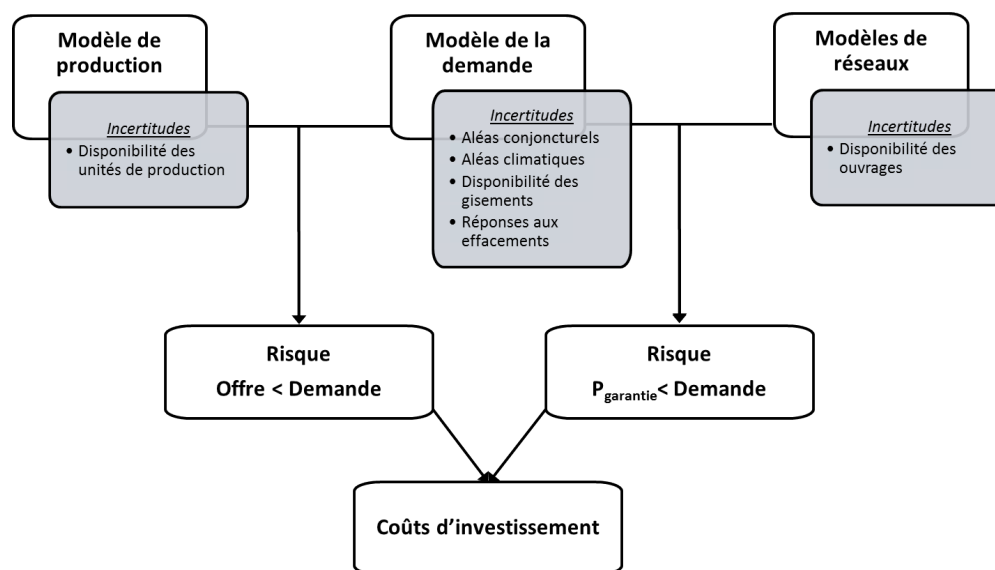


FIGURE I.7 – Structure générale de l'approche développée

## IV Conclusions

Ce chapitre avait pour but de situer les travaux de recherche présentés dans ce manuscrit dans leur cadre scientifique, de préciser le contexte législatif et réglementaire dans lequel ils s'inscrivent et d'introduire la problématique adressée par la présente thèse.

Dans un premier temps, les travaux développés ont été repositionnés dans le contexte général des *smart grids*. Un panorama des problématiques adressées par ce champ de re-

cherche et des soutiens publics dont il bénéficie a été proposé. L'expérimentation *Green-Lys*, sur laquelle s'appuient les travaux développés, a fait l'objet d'une attention spécifique. En particulier, le déploiement technologique ayant permis de tester des effacements de consommation sur des consommateurs réels a été présenté.

En s'appuyant sur les retours de ces expériences, les travaux de recherche tendent à discuter du dimensionnement des infrastructures électriques (parc de production et réseaux) en intégrant des flexibilités de la demande électrique. Aussi les choix d'investissement dans ces infrastructures sont encadrés juridiquement. Une analyse du cadre légal a permis d'identifier les obligations de service public auxquelles devait répondre le dimensionnement de ces infrastructures : l'impératif de garantir la sûreté du système électrique a alors été mis en exergue.

Cette obligation légale impose notamment l'adéquation des infrastructures déployées avec les niveaux attendus de demande électrique. En plus d'être une exigence imposée par le législateur, cette adéquation revêt également un enjeu économique important. Dans ce cadre, la présence de flexibilités dans la demande électrique pourrait permettre de réduire les besoins en infrastructures tout en assurant la sûreté globale du système. L'approche développée se propose d'évaluer les économies d'investissement apportées par des effacements de consommation sans dégrader le risque de défaillance du système électrique.

L'évaluation des bénéfices apportés par des effacements de consommation sur le dimensionnement du système électrique se fait donc en regard des aléas inhérents à la disponibilité des infrastructures qui le composent et au niveau attendu de la demande électrique. Aussi la méthode développée s'articule autour de trois modélisations prenant en compte ces incertitudes. Le chapitre suivant décrit la modélisation de la demande électrique.



## Chapitre II

# Intégration des flexibilités de consommation dans la modélisation de la demande électrique

### SOMMAIRE

I	MODÉLISATION DE LA DEMANDE POUR LE DIMENSIONNEMENT DES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES . . . . .	29
I.1	Principes des prévisions à long terme de la demande électrique . . . . .	29
I.1.a	<i>Prévision de la consommation d'énergie électrique</i> . . . . .	30
I.1.b	<i>Prévision des besoins en puissance</i> . . . . .	30
I.2	Caractéristiques des prévisions de consommation utilisées . . . . .	31
I.2.a	<i>Représentation de la demande électrique et de ses flexibilités</i> . . . . .	32
I.2.b	<i>Échelle spatiale et résolution temporelle des prévisions de puissance</i> . . . . .	32
I.2.c	<i>Prise en compte des aléas climatiques dans les prévisions de consommation</i> . . . . .	34
II	INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATION DANS LA MODÉLISATION DE LA DEMANDE . . . . .	37
II.1	Caractérisation du pilotage d'une charge . . . . .	38
II.1.a	<i>Principes des méthodes de contrôle du réalisé</i> . . . . .	39
II.1.b	<i>Séquences d'un pilotage de charge</i> . . . . .	40
II.2	Limitations de sollicitations des flexibilités . . . . .	42
II.2.a	<i>Limites contractuelles</i> . . . . .	42
II.2.b	<i>Disponibilité des flexibilités</i> . . . . .	43
II.3	Prise en compte des incertitudes inhérentes au pilotage de charge . . . . .	44
II.3.a	<i>Effets de bord des effacements</i> . . . . .	44
II.3.b	<i>Incertitude de disponibilité</i> . . . . .	45
III	MODÉLISATION PROPOSÉE . . . . .	49
III.1	Choix de l'approche . . . . .	49
III.2	Mise en équations . . . . .	51
III.2.a	<i>Reconstruction de la courbe de charge</i> . . . . .	51
III.2.b	<i>Effacements et effets de bord</i> . . . . .	52
III.2.c	<i>Contraintes contractuelles</i> . . . . .	53
III.2.d	<i>Disponibilité des flexibilités</i> . . . . .	54
IV	CONCLUSIONS . . . . .	54

### Résumé

*Le dimensionnement des infrastructures de production et de réseaux s'appuie sur des prévisions des appels de puissance électrique. Ce chapitre développe une modélisation des impacts du pilotage des consommations sur les courbes de charge. En particulier,*

*les effets de bord des effacements de consommation et les limites de sollicitation des consommateurs ont été prises en compte.*

## Introduction

Les trajectoires d'investissement dans les infrastructures électriques résultent de la recherche de l'adéquation entre le niveau attendu de la demande et les ouvrages (unités de production et de réseau) à déployer. La planification des investissements du système électrique s'appuie donc sur des projections de la demande électrique. La prévision des appels de puissance est une problématique particulièrement complexe qui a fait l'objet de nombreux travaux de recherche (Lefieux, 2007), (Ding, 2012) (Imbert, 2011). Les travaux développés dans le cadre de la présente thèse se limitent à évaluer, sur la base de retours d'expériences, les impacts que pourraient avoir des effacements de consommation sur le niveau attendu de la demande électrique.

La première partie de ce chapitre se limitera à la présentation des principes théoriques de construction des prévisions de consommation utilisées comme données d'entrée des travaux de recherche présentés dans ce mémoire.

Puis la seconde partie de ce chapitre analysera les impacts que pourraient avoir les effacements de consommation testés dans le démonstrateur *GreenLys* sur la demande électrique.

Enfin, la dernière partie de ce chapitre proposera une mise en équation des modifications des appels de puissance par la sollicitation de ces flexibilités.

## I Modélisation de la demande pour le dimensionnement des infrastructures électriques

Les prévisions de la consommation électrique peuvent répondre à différentes problématiques de la gestion du système électrique :

- Des prévisions à court-terme (dont l'horizon temporel est compris entre 5 minutes et une semaine) sont utilisées pour assurer la stabilité du système électrique (Gross and Galiana, 1987).
- Des prévisions à moyen-terme peuvent servir à optimiser l'utilisation de certaines unités de production ou à déterminer des programmes de maintenance des éléments de réseau. L'horizon temporel de ce type de prévision est compris entre une semaine et une année. (Bruhns et al., 2005)
- Des prévisions à plus long-terme nécessaires à la planification des investissements dans les infrastructures électriques (Bergougnoux et al., 1984).

Les problématiques adressées dans le cadre de la thèse présentée dans ce mémoire s'appuient donc sur des prévisions à long-terme de la demande. Ces prévisions ont constitué des **données d'entrée** pour les travaux de modélisation développés par la suite. Il convient donc de présenter les principes qui ont présidé à la construction de ces données et d'identifier les caractéristiques qui ont été structurantes pour mener à bien les travaux réalisés dans cette thèse.

### I.1 Principes des prévisions à long terme de la demande électrique

Les méthode de prévisions à long-terme de la demande électrique s'articulent en deux étapes successives (Figure II.1) :

- Des projections de la demande en **énergie**.



- Une traduction de ces évolutions en **puissance** sur la courbe de charge.



FIGURE II.1 – Étapes des prévisions à long terme de la demande électrique

### I.1.a Prédiction de la consommation d'énergie électrique

Pour projeter la demande électrique à des horizons temporels lointains, la prolongation des tendances observées dans le passé n'est pas nécessairement pertinente. La projection à long terme des consommations en énergie électrique s'appuie sur l'analyse de la consommation par secteur (résidentiel, tertiaire ou industriel) et, à l'intérieur de chaque secteur, par usage (Bergougnoux et al., 1984). De manière très schématique, l'évolution de la demande en énergie pour chacun de ces segments est déterminée en tenant compte de trois facteurs principaux :

- **L'évolution attendue du parc des appareils électriques** associés au segment considéré. Ces hypothèses tiennent par exemple compte des opportunités de substitution pour les usages concurrentiels de l'électricité<sup>1</sup>, de la progression du taux d'équipement et du volume des consommateurs composant le segments, etc.
- **L'évolution attendue de l'intensité d'utilisation de ces appareils électriques.** Ces hypothèses peuvent tenir compte des modifications comportementales (temps passé devant un écran) ou des évolutions des besoins (rénovation thermique des bâtiments existants).
- **L'évolution attendue des efficacités énergétiques des appareils électriques.** La progression des rendements unitaires est déterminée en tenant compte des dynamiques passées et des progrès techniques attendus.

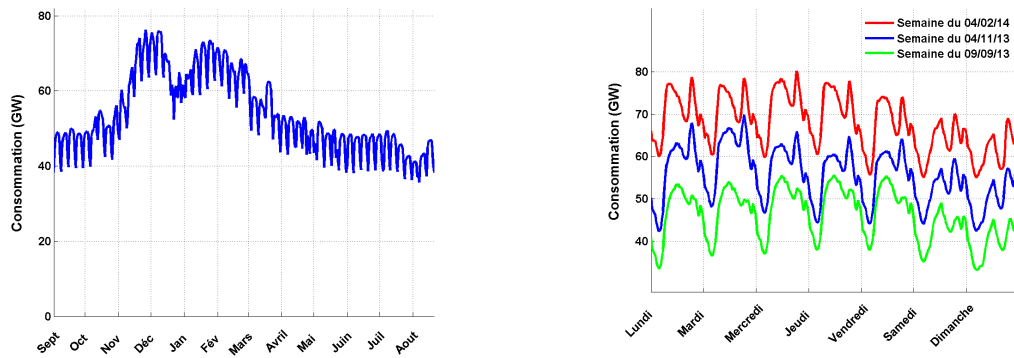
Une fois que les évolutions des consommations en énergie électrique ont été ainsi anticipées, leur représentation en puissance sur la courbe de charge reste à déterminer.

### I.1.b Prédiction des besoins en puissance

La connaissance des appels de puissance des différents utilisateurs est essentielle au bon dimensionnement des infrastructures électriques. Néanmoins, la traduction en puissance des prévisions de consommation d'énergie électrique n'est pas une tâche aisée et a fait l'objet de très nombreux travaux de recherche. Grandjean et al. (2012) proposent une revue de la littérature scientifique sur les méthodes spécifiquement développées pour le secteur résidentiel.

---

1. Les usages concurrentiels de l'électricité sont des usages pour lesquels les consommateurs ont le choix entre plusieurs procédés faisant intervenir d'autres vecteurs/sources d'énergie. A titre d'exemple, le chauffage ou certains processus industriels sont considérés comme des usages compétitifs. Par opposition, les usages spécifiques de l'électricité désignent des usages pour lesquels le consommateur est captif de sa consommation électrique.



(a) Consommation annuelle (pas journalier, du 01/09/2013 au 31/08/2014)      (b) Consommation hebdomadaire (pas demi-horaire)

FIGURE II.2 – Mise en évidence des périodicités (quotidienne, hebdomadaire et saisonnière) dans la consommation électrique en France (RTE, 2014c)

La projection en puissance des besoins en énergie doit être conforme aux caractéristiques intrinsèques de la demande électrique.

Les appels de puissance présentent des **variations cycliques** (c.f. Figure II.2) qui traduisent les évolutions moyennes des conditions climatiques et de l'activité humaine (Persoz et al., 1984). L'approche adoptée pour traduire ces modulations systémiques sera présentée dans le paragraphe I.2.a de ce chapitre.

Par ailleurs, les consommations électriques sont également sujettes à des **variations aléatoires**. Les plus importantes d'entre elles sont liées aux fluctuations des conditions climatiques autour des moyennes saisonnières (Bergougnoux et al., 1984). L'approche développée pour rendre compte de telles variations sera discutée dans le paragraphe I.2.c de ce chapitre.

Si les principes présidant à la prévision à long terme des appels de puissance ont été présentés, il convient de préciser les caractéristiques des prévisions de consommation utilisées comme données d'entrée des travaux de thèse présentés.

## I.2 Caractéristiques des prévisions de consommation utilisées

L'application des principes méthodologiques préalablement présentés implique des choix de modélisation. Ces derniers se doivent d'être cohérents avec l'étude à réaliser dont l'objectif est de proposer une méthode quantifiant les économies d'investissement dans les infrastructures électriques induites par une certaine élasticité de la demande électrique. Aussi la modélisation retenue doit-elle représenter les flexibilités contenues dans la demande électrique.

Par ailleurs, cette modélisation doit permettre de rendre compte de l'adéquation du système électrique avec les niveaux attendus de la demande (c.f. chapitre I). Cette adéquation est définie à chacune des échelles du système électrique (parc de production, réseaux de transport et réseaux de distribution). Par conséquent, il convient de préciser le niveau d'agrégation auquel est modélisée la demande électrique.

Enfin, les infrastructures électriques sont dimensionnées en regard d'un risque de défaillance. Ce dimensionnement intègre notamment des incertitudes qui pèsent sur la demande électrique. A ce titre, l'impact des aléas climatiques sur le niveau des appels de puissance a fait l'objet d'une attention particulière dans la modélisation adoptée de la demande électrique.

### I.2.a Représentation de la demande électrique et de ses flexibilités

Dans la perspective de modéliser l'impact que pourrait avoir le contrôle de certaines charges flexibles sur le dimensionnement des infrastructures électriques, les travaux développés dans le cadre de cette thèse se sont appuyés sur (c.f. [Figure II.3](#)) :

- **Les courbes de charge** qui correspondent aux chroniques des appels de puissance de l'ensemble des usages de l'électricité.
- **Les gisements de flexibilité** qui correspondent aux chroniques des appels de puissance de chacun des usages susceptibles d'être contrôlés.

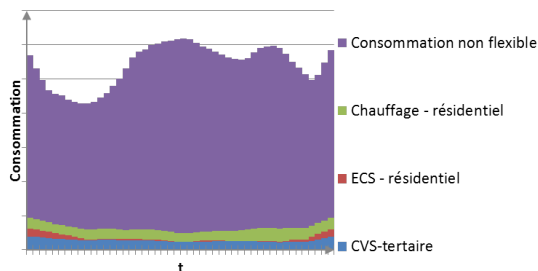


FIGURE II.3 – Extrait de courbes de charge et gisements de flexibilité à climat normal sur lesquelles s'appuient les travaux développés

Cette représentation a été utilisée pour quantifier les conséquences d'effacements de consommation sur les appels de puissance attendus. Néanmoins, cette représentation a été construite sur la base de profils moyens qui pourraient sous-évaluer la variabilité réelle des appels de puissance ([Imbert, 2011](#)). L'incidence de cette limitation dépend fortement de l'échelle d'observation pour laquelle la demande est modélisée.

### I.2.b Échelle spatiale et résolution temporelle des prévisions de puissance

Pris individuellement, les comportements des consommateurs peuvent présenter une importante variabilité ([Stokes, 2005](#)). Néanmoins, la diversité des comportements individuels peut être de nature à réduire la volatilité de consommations agrégées. Cette agrégation peut être spatiale ou temporelle. Les travaux de modélisation réalisés utilisent des prévisions de consommation définies **à l'échelle du poste source<sup>2</sup> avec une fréquence d'échantillonnage demi-horaire**.

L'agrégation spatiale de consommation peut se définir comme un empilement de consommations individuelles. Les conséquences d'une telle superposition sur la variabilité des courbes de charge sont recouvertes par la notion de foisonnement. L'indicateur associé le plus répandu dans la littérature scientifique ([Willis, 1997](#); [Brown, 2008](#)) est le

2. Poste de transformation HTB/HTA à l'interface des réseaux de transport et de distribution

coefficient de foisonnement dont l'expression est rappelée dans l'Équation II.1. Cet indicateur mesure l'effet de l'agrégation spatiale sur les pointes de consommation : sa valeur est unitaire lorsque les pointes des consommateurs sont parfaitement coïncidentes et décroît (tout en restant positif) à mesure que les contributions des pointes individuelles à la pointe de l'ensemble diminue. [Strbac et al. \(2006\)](#) et [Willis and Northcote-Green \(1983\)](#) ont mis en évidence le fait que le coefficient de foisonnement est une fonction décroissante du nombre des consommateurs agrégés. Ce résultat peut s'interpréter en termes de variation relative : plus la demande observée résulte de l'agrégation d'un nombre important de consommateurs individuels, plus sa variabilité relative est faible<sup>3</sup>.

$$f_n = \frac{\max_t \left( \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)}{\sum_{i=1}^n \max_t (P_i(t))} \quad (\text{II.1})$$

Où :

$f_n$	Coefficient de foisonnement
$P_i(t)$	Appel de puissance à l'instant $t$ d'un des $n$ consommateurs considérés

En utilisant des courbes de charge construite à l'échelle des postes source, les travaux développés dans le cadre de la présente tendent donc à sous-estimer la variabilité des consommations en aval de ces mêmes postes. Cette propriété a fortement orienté le choix de modélisation pour quantifier les gains de renforcement des réseaux de distribution présentés dans le [chapitre IV](#) de ce manuscrit.

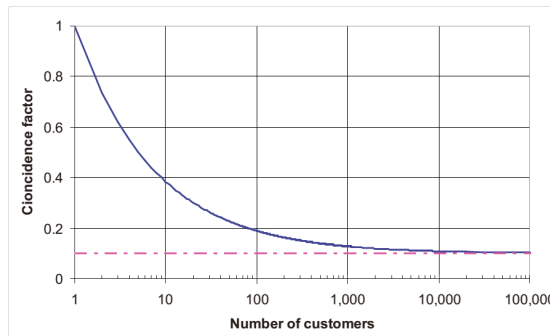


FIGURE II.4 – Evolution du coefficient de foisonnement en fonction du nombre de consommateurs résidentiels agrégés ([Strbac et al., 2006](#))

L'agrégation temporelle, quant à elle, constitue la résolution temporelle à laquelle sont définis les appels de puissance. Au même titre que la définition du périmètre spatial d'agrégation, le choix de la fréquence d'échantillonnage des courbes de charge participe à l'appréciation de la volatilité de la demande : les appels de puissance moyennés sur

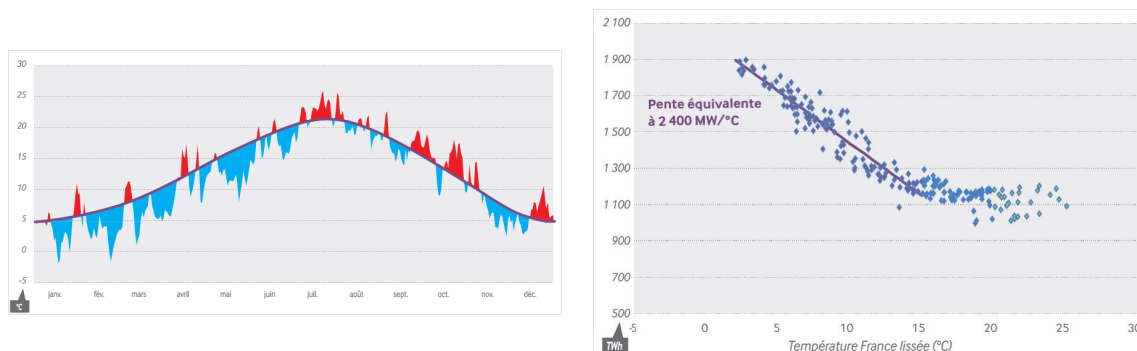
3. Cette interprétation est corroborée par les travaux relatifs à l'influence du nombre de consommateurs agrégés sur la fiabilité des estimations de consommation de chauffage résidentiel ([Benoit, 2012](#), Partie II, Chapitre 2)

un pas de temps  $\Delta t$  seront d'autant plus stables que ce dernier est grand. Vuillecard (2013) a mis en évidence une équivalence des choix d'agrégation spatiale et de résolution temporelle dans l'appréciation de la volatilité des courbes de charge.

L'incidence du choix du pas de temps demi-horaire pour les données utilisées dans les travaux présentés ne peut être appréhendée qu'en comparaison des résolutions temporelles utilisées pour la planification des investissements du système électrique. Les modèles de prévision de la demande (Lefieux, 2007; RTE, 2014a; Bergougnoux et al., 1984; Drozdowski, 2013) sur lesquels s'appuient les décisions d'investissement sont définis au pas horaire. Ainsi la résolution temporelle des données utilisées n'est pas de nature à sous-estimer les dynamiques présidant les approches de planification du système électrique.

La granularité spatio-temporelle des prévisions de consommation impacte donc l'appréciation du dimensionnement adéquat des infrastructures électriques avec les niveaux de demande attendue. Par ailleurs, ces infrastructures sont dimensionnées en regard d'un risque de défaillance qui intègre des incertitudes pesant sur le niveau futur de la demande électrique. L'une des plus structurantes concerne l'occurrence d'aléas climatiques.

### I.2.c Prise en compte des aléas climatiques dans les prévisions de consommation



(a) Évolution de la température en 2012 par rapport à la température de référence sur le territoire métropolitain

(b) Consommation nationale journalière des jours ouvrés en fonction de la température

FIGURE II.5 – Mise en évidence de l'importance des variations climatiques dans la consommation électrique française (RTE, 2013a)

Une partie de la demande électrique est sensible aux variations climatiques : l'intensité d'utilisation de certains appareils (notamment les systèmes de régulation thermique des bâtiments) dépend des conditions de température et d'ensoleillement (RTE, 2011b). Il est à noter que cette thermosensibilité est particulièrement prégnante dans le contexte français qui concentre, à lui seul, près de la moitié de la thermosensibilité observée à l'échelle européenne (CRE, 2012).

La thermosensibilité de la demande électrique comporte de fait deux composantes : une composante structurelle qui traduit les variations climatiques saisonnières et une

composante aléatoire qui relève des variations climatiques autour des normales saisonnières. La méthode décrite dans le paragraphe I.1.b permet de rendre compte de la composante saisonnière en construisant les courbes de charge prévisionnelles en regard d'un climat de référence. Ce climat est un climat statistique qui repose sur les températures normales saisonnières (RTE, 2011a). Cette approche apparait insuffisante pour appréhender la dispersion des situations météorologiques (c.f. Figure II.5a). Aussi les prévisions en puissance réalisées au climat de référence doivent être complétées pour traduire la sensibilité de la demande électrique à des variations aléatoires de températures (c.f. Équation II.2<sup>4</sup>).

$$P_{t,j} = PHA_{t,j} + CH_{t,j} + CL_{t,j} \quad (\text{II.2})$$

Où :

$P_{t,j}$	Appel de puissance à température ressentie à l'instant $t$ du jour $j$
$PHA_{t,j}$	Appel de puissance hors aléa climatique à l'instant $t$ du jour $j$
$CH_{t,j}$	Puissance sensible à l'aléa climatique hivernal à l'instant $t$ du jour $j$
$CL_{t,j}$	Puissance sensible à l'aléa climatique estival à l'instant $t$ du jour $j$

L'influence des conditions climatiques sur le niveau de la demande électrique est déterminée par le calcul de *gradients de température* (c.f. Figure II.5b). Ces gradients tendent à quantifier la variation de consommation lorsque la température ressentie s'écarte de 1 °C de la température normale lissée<sup>5</sup> (c.f. Équation II.3<sup>4</sup>).

$$\begin{cases} CH_{t,j} = g_{|hiver} \cdot (T_{ressentie} - T_{seuil\ hiver})^{<0} \\ g_{|hiver} = \frac{\partial P_{|hiver}}{\partial T_{|hiver}} \end{cases} \quad (\text{II.3a})$$

$$\begin{cases} CL_{t,j} = g_{|été} \cdot (T_{seuil\ été} - T_{ressentie})^{<0} \\ g_{|été} = \frac{\partial P_{|été}}{\partial T_{|été}} \end{cases} \quad (\text{II.3b})$$

Où :

$T_{ressentie}$	Température ressentie lissée
$T_{seuil\ hiver},$ $T_{seuil\ été}$	Températures seuil de démarrage respectivement des appareils de chauffage et de climatisation
$g_{ hiver}, g_{ été}$	Gradients de température de la consommation considérée

4. Les notations utilisées reprennent en partie celles du modèle METEHORE présenté par (Lefieux, 2007).

5. Les températures sont corrigées afin de tenir compte des effets inertiels (humains et techniques) et des apports solaires (Lefieux, 2007)

Pour apprécier la dispersion des situations météorologiques, [Deleenne et al. \(2013\)](#) ont conçu un modèle statistique basé sur un référentiel historique. A partir de ce modèle, des chroniques temporelles de température peuvent être simulées pour les différentes échelles géographique du système électrique (nationale et régionale) <sup>6</sup>.

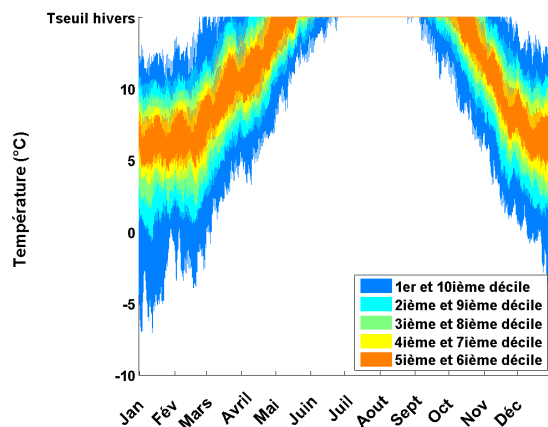


FIGURE II.6 – Variabilité annuelle des températures à la maille France (SOURCE : *Données RTE*)

## Synthèse

Le dimensionnement des infrastructures de production et de réseaux s’appuie sur des prévisions long-terme de la demande électrique. Ces prévisions ont constitué des données d’entrée pour les travaux développés dans le cadre de cette thèse. L’objectif de cette section était de proposer une analyse critique de ces données.

Dans un premier temps, les principes théoriques présidant à la construction des projections long-terme de la demande électrique ont été rappelés. Ces principes s’articulent en deux étapes : à partir d’une analyse sectorielle de la demande, les évolutions des consommations électriques sont appréciées en énergie avant de traduire ces dynamiques en puissance. La construction des courbes de charge doit alors rendre compte de l’incidence des évolutions des usages sur les variations cycliques et aléatoires des appels de puissance.

L’application de ces principes théoriques au cadre des travaux présentés dans ce mémoire a nécessité des choix de modélisation. La nature de ces choix a été en partie conditionnée par la représentation adoptée de la demande et de ses flexibilités. En particulier, les travaux développés dans la thèse présentée utilisent des prévisions de

6. Il est à noter que l’objectif du modèle développé par [Deleenne et al. \(2013\)](#) est plus large que la seule simulation de chroniques de température. Il s’agit de représenter les corrélations qui peuvent exister en des aléas météorologiques affectant l’équilibre offre-demande. En particulier, ce modèle permet d’apprécier le risque de concomitance entre des aléas climatiques affectant la part thermosensible de la demande avec des aléas de radiation et de vitesse de vent affectant la production électrique photovoltaïques et éoliennes.

consommation définies au périmètre d'un poste source, pour une résolution temporelle demi-horaire.

Cette granularité présente un foisonnement suffisant pour garantir une bonne représentativité des profils moyens. Néanmoins, l'échelle d'observation retenue sous-estime la variabilité des consommations pour des niveaux d'agrégation inférieurs. Cette propriété a orienté les choix de modélisation qui seront développés dans le [chapitre IV](#) de ce manuscrit.

Enfin, pour rendre compte des fluctuations aléatoires des consommations, une attention toute particulière a été portée à la représentation de la sensibilité de la demande aux conditions climatiques.

Les données de prévisions de consommation utilisées comme entrée des travaux de thèse ont été présentées. Il convient maintenant de discuter comment la demande électrique future pourrait être altérée par la sollicitation de flexibilités qu'elle porte en son sein.

## II Intégration des flexibilités de consommation dans la modélisation de la demande

Les outils de contrôle d'une partie de la demande électrique pour répondre à des besoins de gestion du système ne sont pas un élément nouveau dans le contexte électrique français ([Frachet, 2013](#)).

Dès 1965, EDF a introduit une tarification horosaisonnaire pour lisser une partie des variations journalières des consommations. Cette tarification découpe la journée en deux tranches horaires déterminées localement pour lesquelles les tarifs de fournitures diffèrent ([Urvoas, 2009](#); [Boillot, 2009](#)). En 1982, une tarification de pointe critique est conçue pour aider l'opérateur du système électrique à faire face aux aléas de son exploitation. Cette offre appelée *Effacement Jour de Pointe* (EJP) définit 22 jours critiques par an<sup>7</sup> pour lesquels les tarifs de fourniture se veulent dissuasifs ([Urvoas, 2009](#); [Boillot, 2009](#)). Retiré de la souscription pour les particuliers depuis 1998<sup>8</sup>, EDF propose aujourd'hui pour ce type de consommateur une offre tarifaire combinant tarification horosaisonnaire et tarification de pointe critique ([EDF, 2013](#)).

Dès lors certains modèles de prévisions de la demande intègrent d'ores et déjà une certaine appréciation de l'élasticité des consommations en regard des prix de fourniture ([Lefieux, 2007](#)). Les travaux développés envisagent quant à eux un contrôle direct des usages flexibles, sans passer par le truchement d'options tarifaires. Aussi les modélisations existantes reflétant l'élasticité-prix de la demande ne paraissaient pas adaptées à rendre compte des flexibilités de la demande telles qu'envisagées dans ces travaux.

Par ailleurs, il existe également des instruments permettant la sollicitation directe d'effacements de consommation, sans recourir à un signal tarifaire. Ainsi, dans le cadre

---

7. Sur la période du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars

8. La tarification EJP est toujours disponible à la souscription sous certaines conditions pour les entreprises. Néanmoins, les contrats proposant cette offre tarifaire seront rendus caduques avec la fin des tarifs réglementés de vente de l'énergie au 31 décembre 2015 ([Code de l'Énergie, 2011](#), Article L 337-9).



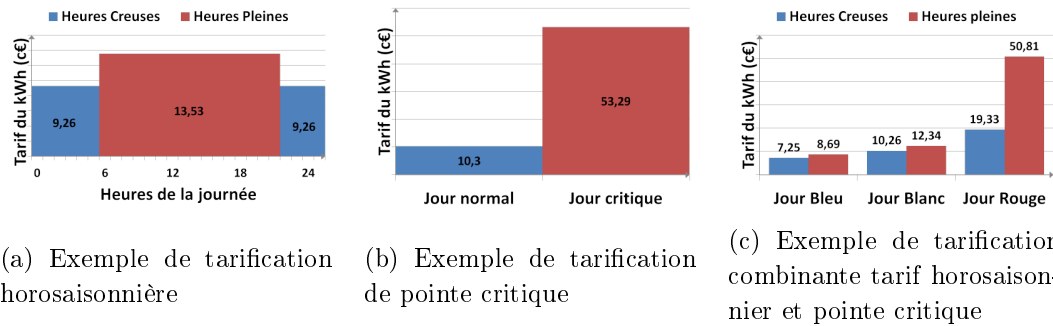


FIGURE II.7 – Illustration des différents types de tarification sollicitant des flexibilités de la demande en France (Frachet, 2013)

d'une relation contractuelle (Code de l'Énergie, 2011, article *L 321-12*) ou dans le cadre du mécanisme d'ajustement (Code de l'Énergie, 2011, article *L 271-1*), certains consommateurs peuvent être sollicités pour réduire momentanément une partie de leur consommation. Ces potentiels d'effacement sont d'ailleurs pris en compte dans les bilans prévisionnels d'équilibre offre-demande réalisés par RTE (RTE, 2014a). Néanmoins, dans la version consolidée de la réglementation en vigueur, ces possibilités ne concernent que des gros consommateurs (RTE, 2014a,b) dont le comportement diffère sensiblement des segments de consommateurs ciblés par les travaux développés.

Enfin, depuis 2013, en application de (Loi 2013-312, 2013, article 14), des règles expérimentales ont été conçues de manière à élargir l'accès des marchés de l'énergie à l'ensemble des consommateurs situés en France métropolitaine. Ces règles transitoires (RTE, 2014d) testent notamment différentes méthodes de contrôle du réalisé, mettant en évidence la difficulté d'évaluer de manière satisfaisante l'ensemble des phénomènes consécutifs à la sollicitation d'un effacement.

L'enjeu de la première partie de cette section est précisément de présenter la représentation adoptée du pilotage de charge. Puis, les limites de sollicitation des flexibilités des consommateurs seront discutées sur la base des retours d'expérience du démonstrateur *GreenLys*. Enfin, la dernière partie de cette section s'attachera à discuter des incertitudes inhérentes aux effacements de consommation.

## II.1 Caractérisation du pilotage d'une charge

Pour apprécier l'intérêt que pourraient revêtir des flexibilités de consommation pour le dimensionnement des infrastructures électriques, il est nécessaire d'appréhender leur capacité à modifier les appels de puissance. Cette appréciation repose sur une approche statistique dans la mesure où il s'agit d'estimer les effets de "non-consommations". Pour ce faire, plusieurs méthodes sont envisageables (RTE, 2014d; AEIC, 2009; ISO New England Inc., 2010).

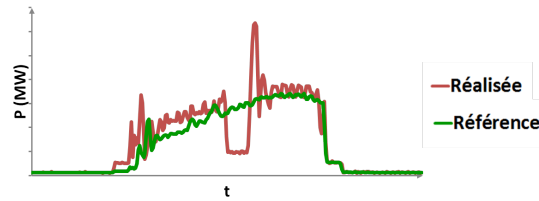


FIGURE II.8 – Principes des méthodes du contrôle du réalisé (SOURCE : *Schneider Electric Industries*)

### II.1.a Principes des méthodes de contrôle du réalisé

Toutes les méthodes visant à estimer les conséquences d'un effacement reposent sur un même principe : il s'agit de comparer une consommation réalisée avec une courbe de charge de référence (c.f. Figure II.8). Il est ensuite possible de différencier les méthodes existantes selon deux critères.

- **Le niveau d'agrégation auquel est défini l'effacement.** Les méthodes s'appuient soit sur la consommation mesurée d'un consommateur individuel<sup>9</sup> soit sur l'estimation de la consommation d'un groupe de consommateurs<sup>10</sup>. Ce choix peut être motivé par la disponibilité des données de consommation (RTE, 2014d).
- **La définition de la situation de référence.** Les méthodes présidant la définition des courbes de charge de référence sont nombreuses. Il est possible de distinguer les méthodes qui reposent sur un historique simple des consommations<sup>11</sup> des méthodes alternatives de reconstitution des consommations<sup>12</sup>.

La caractérisation des effacements de consommation utilisée dans nos travaux de recherche s'appuient sur les retours d'expérience du projet *GreenLys*. Dans le cadre de ce projet, les effacements de consommation adressent des usages résidentiels et tertiaires. Aussi, l'observation de ces effacements s'est appuyée sur deux méthodes différentes du contrôle du réalisé.

Pour les sites résidentiels, les travaux du projet *GreenLys* ont apprécié les réponses des consommateurs à un ordre d'effacement à partir de l'utilisation de *panels* de consommateurs telle que décrite dans (RTE, 2013c). L'objectif est de comparer des courbes de charge agrégées de deux grappes de consommateurs. Le premier groupe est composé de consommateurs dont les flexibilités ont été sollicitées. Une fois agrégée, leur consommation est comparée à celle d'un groupe de référence. Ce second groupe est constitué de consommateurs n'ayant pas participé au programme d'effacement considéré. Une attention particulière est portée sur la représentativité des panels (volume de consommateurs impliqués, segmentation des puissances souscrites, année de construction des bâtiments, localisation géographique, ...).

Pour les consommateurs tertiaires, les travaux du projet *GreenLys* ont évalué les conséquences d'une sollicitation de leurs flexibilités à l'échelle d'un site (Schneider Electric Industries, 2014). Les données de consommations mesurées sont alors comparées à

9. C'est, à titre d'exemple, le cas de la méthode dite *rectangle algébrique site à site* (RTE, 2013b)

10. C'est, à titre d'exemple, le cas de la *méthode des panels* (RTE, 2013c)

11. C'est par exemple le cas des méthodes *Day Matching* et *Previous Day Approach* (AEIC, 2009)

12. On peut citer à titre d'exemple la méthode de régression développée par *ERCOT*

une courbe de charge de référence s'apparentant au profil de consommation du site. Ce profilage est obtenu en moyennant les consommations historiquement observées<sup>13</sup> pour le site considéré.

Ces méthodes ont permis d'apprécier la modification des appels de puissance induite par la sollicitation des flexibilités des consommateurs.

### II.1.b Séquences d'un pilotage de charge

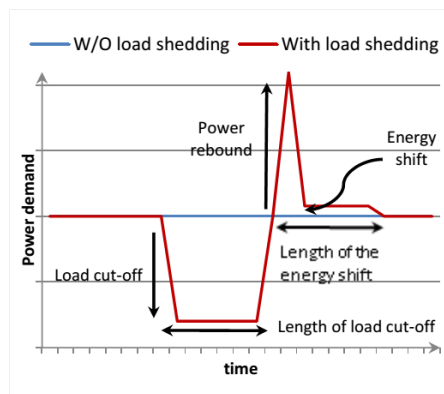


FIGURE II.9 – Effets d'un effacement sur la consommation (Battegay et al., 2014b)

Sur la base des retours d'expériences du démonstrateur *GreenLys*, les travaux développés dans le cadre de la thèse proposent une caractérisation des conséquences des effacements de consommation sur les appels de puissance. Ces effets ne se limitent pas à la seule plage de l'effacement. Aussi la réponse d'un consommateur à un ordre d'effacement s'articule en trois étapes successives<sup>14</sup> (c.f. Figure II.9) :

- **L'effacement.** La consommation des charges pilotées est effacée. Cet effacement se traduit par une réduction de la puissance appelée par le consommateur considéré sur toute la durée de l'ordre d'effacement.
- **Le rebond en puissance.** Après avoir été effacées, les charges pilotées retrouvent un fonctionnement normal. Leurs redémarrages se traduisent par une augmentation soudaine mais brève de la consommation observée. Conformément aux règles expérimentales en vigueur, ce rebond est défini « comme l'évolution constatée du site de soutirage durant la période (d'une période d'une demi-heure) qui suit immédiatement la fin de l'ordre d'effacement spécifiquement imputable à la réalisation de ce dernier » (RTE, 2013c).
- **Le report en énergie.** Une fois le rebond en puissance passé subsiste une légère sur-consommation des charges pilotées. Cette observation peut s'interpréter comme le déplacement d'une partie de la consommation effacée en dehors de la plage d'effacement. Ce report en énergie est défini « comme l'évolution constatée de la consommation du site de soutirage, durant la période [...] postérieure à la fin de l'ordre d'effacement spécifiquement imputable à la réalisation de ce dernier »

13. corrigées de la température

14. Une interprétation physique de cette séquence est proposée dans le cas du chauffage électrique par (Da Silva, 2011, p110-111)

(RTE, 2013c).

Pour caractériser les effets de bord des effacements, deux indicateurs ont été construits au sein du projet *GreenLys* (GreenLys, 2012) :

- **Le taux de rebond** défini comme le ratio moyen entre la puissance additionnelle observée sur la période demi-horaire immédiatement consécutive à la fin de l'ordre d'effacement et la puissance moyenne effacée (c.f. Équation II.4).

$$\tau_{rebond} = \left\langle \frac{P_{réalisée} - P_{ref}}{\langle P_{effacée} \rangle} \right\rangle \quad (\text{II.4})$$

Où :

$\tau_{rebond}$	Taux de rebond de l'effacement considéré
$P_{réalisée}$	Consommation réalisée sur la période demi-horaire consécutive à la fin de l'ordre d'effacement
$P_{ref}$	Consommation de référence sur la période demi-horaire consécutive à la fin de l'ordre d'effacement
$\langle P_{effacée} \rangle$	Puissance moyenne effacée durant la phase d'effacement

- **Le taux de report** défini par le rapport moyen entre l'énergie additionnelle consommée sur une période de durée déterminée, postérieure à la fin de l'ordre d'effacement, et l'énergie effacée (c.f. Équation II.5).

$$\tau_{report} = \left\langle \frac{E_{réalisée} - E_{ref}}{E_{effacée}} \right\rangle \quad (\text{II.5})$$

Où :

$\tau_{report}$	Taux de report de l'effacement considéré
$E_{réalisée}$	Énergie réellement consommée sur une période consécutive à la fin de l'ordre d'effacement.
$E_{ref}$	Énergie de référence consommée sur une période consécutive à la fin de l'ordre d'effacement.
$E_{effacée}$	Énergie effacée durant la période d'effacement

Les retours d'expérience du projet *GreenLys* ont permis de quantifier des taux moyens de rebond et de report. Par hypothèse, ces taux moyens ont été définis en prenant en compte deux variables explicatives *a priori* : l'usage piloté (chauffage résidentiel, eau chaude sanitaire résidentielle et chauffage et climatisation tertiaire) et la durée de la phase d'effacement (30 minutes ou 1 heure).

Ce paragraphe avait pour but d'explicitier les effets d'un ordre d'effacement sur les appels de puissance des consommateurs. Néanmoins, pour appréhender pleinement la

capacité de ces effacements à modifier la courbes de charge, il convient d’apprécier ce qui limite la sollicitation des flexibilités desdits consommateurs.

## II.2 Limitations de sollicitations des flexibilités

Par définition, les effacements de consommations sont définis comme « l’action visant à baisser temporairement, sur sollicitation d’un opérateur d’effacement, le niveau de soutirage effectif d’électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d’électricité d’un ou plusieurs sites de consommation » (CRE, 2013a). Le caractère temporaire des actions d’effacement implique une définition des limites de sollicitation des flexibilités des consommateurs. Ces contraintes d’utilisations sont de deux ordres.

D’une part, ces limitations procèdent du lien contractuel qui lie l’opérateur d’effacement aux consommateurs dont il assure la gestion des flexibilités. La première partie de ce paragraphe a précisément pour but de décrire les limites contractuelles de sollicitation considérées dans les travaux développés.

D’autre part, les contraintes de sollicitation intègrent également des limites physiques qui seront discutées dans une seconde partie.

### II.2.a Limites contractuelles

Les limites contractuelles considérées traduisent l’engagement de l’opérateur d’effacement à préserver le confort des consommateurs dont il a la charge. Dans le cadre des expérimentations menées dans *GreenLys*, ces contraintes s’articulent en deux volets :

- **Le stock d’effacement** qui correspond au nombre d’effacements que peut subir un consommateur sur une période donnée. Nous proposons de traduire cette contrainte en limitant la durée quotidienne cumulée des effacements que peut subir chaque consommateur (c.f. Équation II.6).

$$\forall c \in \text{consommateur}, \forall u \in \text{usages pilotés},$$

$$\sum_{t \in \text{jour}} \left[ \frac{1}{2} \text{effacement}^{30min}(c, u, t) + \text{effacement}^{1h}(c, u, t) \right] \leq \text{Durée}^{max}(u, c) \quad (\text{II.6})$$

Où :

$\text{effacement}^{30min}(c, u, t)$	Variable binaire représentant l’ordre d’effacement de 30 minutes adressé au consommateur $c$ , pour un usage piloté $u$ , à l’instant $t$
$\text{effacement}^{1h}(c, u, t)$	Variable binaire représentant l’ordre d’effacement d’une heure adressé au consommateur $c$ , pour un usage piloté $u$ , à l’instant $t$
$\text{Durée}^{max}(u, c)$	Durée quotidienne maximale cumulée des effacements pour l’usage piloté $u$ d’un consommateur $c$ (exprimée en h)

- **La fréquence des sollicitations.** Un consommateur ne doit pas subir un nouvel effacement avant que les effets de bord de sollicitations précédentes soient résolus<sup>15</sup>. Les travaux de thèse présentés proposent une expression de cette contrainte dans l'Équation II.7 : sur l'ensemble de la durée de persistance des effets de bord des effacements, chaque consommateur ne peut être au plus sollicité qu'une fois.

$$\forall t, \begin{cases} \sum_{i=0}^{D_{rep}} [\text{effacement}^{30min}(c, u, t + i)] \leq 1 \\ \sum_{i=0}^{D_{rep}+1} [\text{effacement}^{1h}(c, u, t + i)] \leq 1 \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

Où :

$D_{rep}$  Durée de la période de report en énergie exprimée en pas de temps demi-horaire

Ces engagements contractuels ont pour but de limiter les excursions de la température intérieure autour des températures de consigne des appareils de chauffage et de climatisation.

Si les limites contractuelles ont pu être décrites, il convient d'explicitier les autres contraintes relatives à la sollicitation des flexibilités des consommateurs.

## II.2.b Disponibilité des flexibilités

La transmission des ordres d'effacement peut s'avérer non-effective. Dans la suite de ce document, on appellera gisement disponible la part du gisement de flexibilité pouvant être effectivement mobilisée. Dans le cadre des travaux de thèse, nous proposons de caractériser cette limitation physique par un **taux de disponibilité**. L'expression de ce taux (c.f. Équation II.8) s'est appuyée sur les retours d'expérience du démonstrateur *GreenLys* (GreenLys, 2012) :

$$\tau_{dispo} = \frac{Nbr^{effectif}}{Nbr^{transmis}} \quad (\text{II.8})$$

Où :

$\tau_{dispo}$  Taux moyen de disponibilité du gisement considéré  
 $Nbr^{effectif}$  Nombre d'ordres d'effacement effectivement mis en œuvre  
 $Nbr^{transmis}$  Nombre d'ordres d'effacement transmis

Sur la base de retours d'expérience du démonstrateur *GreenLys*, les travaux présentés dans ce mémoire ont analysé la capacité des flexibilités des consommateurs à infléchir la courbe de charge. Dans ce but, les effacements de consommation, leurs effets de bord et

15. Cette contrainte tient à la fois de la préservation du niveau de confort des consommateurs et des méthodes de contrôle du réalisé à l'œuvre dans l'expérimentation.

les contraintes de sollicitation de ces flexibilités ont été caractérisés. Cette caractérisation repose sur l'appréciation de plusieurs paramètres statistiques. Aussi, leur intégration dans les travaux de thèse doit être précisée.

### II.3 Prise en compte des incertitudes inhérentes au pilotage de charge

La représentation des flexibilités des consommateurs développée dans les paragraphes II.1 et II.2 de ce chapitre s'appuie notamment sur la construction de trois indicateurs moyens : le taux de rebond, le taux de report et le taux de disponibilité. Dans la perspective d'utiliser cette représentation pour apprécier l'apport que pourraient avoir de telles flexibilité sur la sûreté système, il convient dès lors de s'interroger sur les écueils d'une telle approche. L'objectif de ce paragraphe est précisément de discuter des limites de la représentation développée.

La première partie de ce paragraphe portera une attention toute particulière à la caractérisation adoptée des effets de bord des effacements.

Puis, dans un second temps, l'importance d'une représentation adaptée de la disponibilité des flexibilités sera discutée.

#### II.3.a Effets de bord des effacements

L'appréciation des effets de bord des effacements de consommation repose sur des méthodes de contrôle du réalisé. Les méthodes utilisées pour construire les taux de rebond et de report s'assoient sur des profils moyens de consommation (c.f. paragraphe II.1.a).

Par construction, les profils moyens de consommation lissent la volatilité des comportements individuels des consommateurs. Par conséquent, l'utilisation de telles méthodes de contrôle du réalisé tend à minimiser la variabilité des réponses individuelles des consommateurs aux ordres d'effacement. Ainsi, la pertinence de la caractérisation des effets de bord telle que définie dans les Équation II.4 et II.5 dépend de l'échelle d'observation considérée. En particulier, les indicateurs développés ne sont pas adaptés aux niveaux d'agrégation pour lesquels le foisonnement des consommations est insuffisant. Ce choix de caractérisation reste néanmoins cohérent avec le choix de l'échelle d'observation des appels de puissance (c.f. paragraphe I.2.b).

Au delà des considérations d'échelle, il pourrait s'avérer intéressant de dégager des variables explicatives des taux de rebond et de report. Da Silva (2011) a dégagé plusieurs variables d'intérêt pour le chauffage électrique : la stratégie de pilotage, la performance thermique du bâtiment, la durée de coupure, la différence de température, etc.

Aussi les taux de rebond et de report utilisés dans les travaux développés dans cette thèse ont été caractérisés par la valeur moyenne de ces indicateurs définis<sup>16</sup>

- Par type d'usage piloté
- Par durée d'effacement réalisé

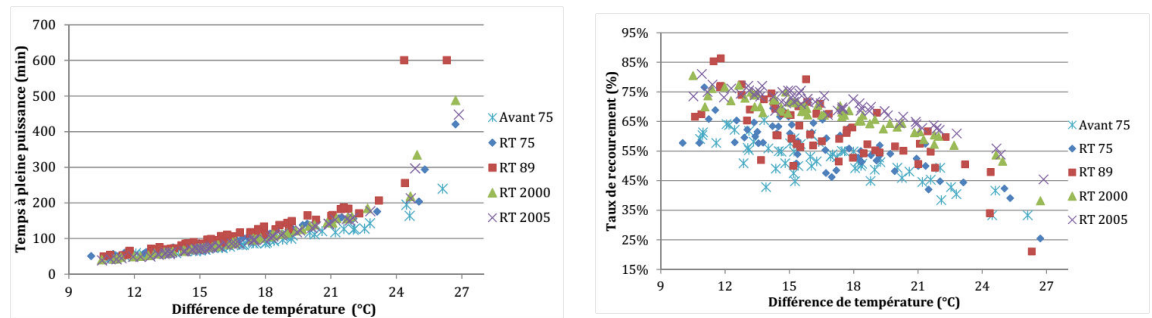
Il est à noter que, faute de données, les indicateurs utilisés dans nos travaux n'expriment pas de lien entre taux de rebond/report et température. Les travaux de Da Silva

---

16. Les paramètres utilisés pour caractérisés les effets de bords des effacements sont explicité dans le paragraphe I.3.b du chapitre 5 de ce manuscrit.

(2011) semblent pourtant montrer que la température a un impact négatif sur les effets de rebond (Figure II.10a) et positif sur les effets de report (Figure II.10b).

Par ailleurs, les valeurs retenues pour les taux de rebond et de report constituent des valeurs moyennes de mesures statistiques dont les distributions n'ont pas pu être appréhendées. Une caractérisation de la variabilité de ces indicateurs aurait cependant pu être pertinente pour apprécier plus finement l'intérêt des flexibilités des consommateurs dans les analyses de risque de défaillance développées plus avant dans ce manuscrit.



(a) Impact de la température sur le temps de fonctionnement à pleine puissance des appareils de chauffage après un pilotage de charge dans les travaux de Da Silva (2011)

(b) Impact de la température sur le taux de recouvrement (dont la définition correspond au taux de report) dans les travaux de Da Silva (2011)

FIGURE II.10 – Mise en évidence de l'impact sur les effets de bord des effacements de la différence entre la température intérieure de l'habitation et celle de l'extérieur (Da Silva, 2011)

Nous avons mis en évidence certaines des limites des indicateurs retenus pour caractériser les effets de bord des effacements dans les travaux de thèse présentés. Dans le paragraphe suivant, nous analysons le choix de représentation de l'indisponibilité des flexibilités de consommation.

### II.3.b Incertitude de disponibilité

L'indisponibilité des flexibilités des consommateurs incombe à des défaillances de la chaîne de transmission des ordres d'effacement. Ces défaillances peuvent résulter d'une avarie technique de la chaîne matérielle utilisée pour la transmission ou d'une dérogation d'un consommateur.

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire s'appuient sur des tests mettant en œuvre deux architectures de communication différentes (c.f. paragraphe I.2 du chapitre I) :

- Une architecture conçue pour la réalisation d'effacement de consommation dans le secteur résidentiel
- Une architecture adaptée aux contraintes propres au segment tertiaire des consommations.



Dès lors, le secteur auquel est associé l'usage piloté semble être une variable d'intérêt pour apprécier la disponibilité du gisement considéré. Aussi, dans la suite des travaux, le taux moyen de disponibilité d'un consommateur a été défini par usage (c.f [chapitre V](#)).

Les expériences ont permis de définir des taux de disponibilité moyens pour des consommateurs individuels. Néanmoins, il convient de rechercher comment cette disponibilité se traduit lorsque ces consommateurs sont agrégés. La modélisation proposée dans nos travaux repose sur deux hypothèses.

Premièrement, on suppose que les usages pilotés chez un consommateur ne peuvent pas souffrir d'indisponibilité partielle. La transmission d'un ordre d'effacement à un usage piloté d'un consommateur peut alors être représentée par une épreuve de Bernoulli de paramètre  $\tau_{dispo}$ , représentant la disponibilité moyenne du gisement pour un consommateur individuel.

Deuxièmement, il est supposé que la disponibilité d'un consommateur est indépendante de celle des autres consommateurs. Ainsi, la disponibilité des usages pilotables d'un ensemble de consommateurs peut être modélisée par une loi binomiale (c.f. [Équation II.9](#)).

$$P(X = k) = \binom{N}{k} \tau_{moy}^k (\tau_{moy} - 1)^{(N-k)} \quad (II.9)$$

Où :

$P(X = k)$	Probabilité que $k$ consommateurs parmi les $N$ consommateurs du périmètre d'observation soient disponible pour un pilotage de charge
$X$	Variable aléatoire représentant le nombre de consommateurs dont les usages pilotables sont disponibles
$\tau_{moy}$	Taux moyen de disponibilité du gisement considéré pour un consommateur individuel
$N$	Nombre de consommateurs individuels inclus dans le périmètre d'observation
$k$	Nombre de consommateurs individuels disponibles' dans le périmètre d'étude

Pour estimer l'incertitude qui pèse sur la disponibilité des gisements de flexibilité, nous avons analysé la variabilité de disponibilité d'un gisement de flexibilité constitué de  $N$  consommateurs. Aussi pour caractériser la dispersion de cette disponibilité autour de sa valeur moyenne, nous proposons de formuler le coefficient de variation de la disponibilité. En cohérence avec l'[Équation II.9](#), cet indicateur statistique est défini comme le rapport de l'écart-type et de la moyenne de la variable aléatoire  $X$  suivant une loi binomiale de paramètre  $N$  et  $\tau_{moy}$ . L'expression de ce coefficient de variation est donnée dans l'[Équation II.10](#).

$$\begin{aligned}
 c_v(X) &= \frac{\sigma(X)}{\mu(X)} \\
 &= \frac{1}{\sqrt{N}} \sqrt{\frac{1 - \tau_{moy}}{\tau_{moy}}}
 \end{aligned}
 \tag{II.10}$$

Où :

$c_v$	Coefficient de variation du nombre de consommateurs dont les usages pilotables sont disponibles
-------	---

Dans cette équation, le coefficient de variation de la disponibilité des flexibilités est exprimé en fonction du nombre de consommateurs flexibles. Nous proposons d'interpréter ce coefficient de variation comme une estimation de l'incertitude relative de la disponibilité des gisements de flexibilité. Dans cette perspective, plus les gisements de flexibilité résultent de l'agrégation d'un nombre important de consommateurs, plus la volatilité de leur disponibilité est faible. Dit autrement, dans la modélisation que nous proposons, l'appréciation de la disponibilité des gisements de flexibilité dépend du niveau d'agrégation considéré.

La perception de la disponibilité des gisements de flexibilité revêt un enjeu particulièrement important dans la problématique adressée par les travaux de thèse présentés : il s'agit de proposer une équivalence entre des flexibilités de consommation et des investissements dans des infrastructures électriques dont la fiabilité est connue.

En cohérence, nous proposons de définir un *taux de disponibilité garanti* des gisements de flexibilité dont l'expression est donnée par l'Équation II.11. Ce taux correspond à la part du gisement agrégé des flexibilités dont la disponibilité est garantie avec un niveau de risque assumé. Dans les travaux de thèse, nous avons supposé que la disponibilité des gisements pouvait être inférieur à son niveau garanti en moyenne un jour par an<sup>17</sup>.

$$\begin{cases}
 \tau_{garantie} = \frac{\tilde{k}}{N} \\
 P(X \geq \tilde{k}) \geq (1 - p_{risque})
 \end{cases}
 \tag{II.11}$$

Où :

$\tau_{garantie}$	Disponibilité garantie du gisement sur le périmètre considéré
$\tilde{k}$	Nombre de consommateurs dont la disponibilité est garantie sur le périmètre comportant $N$ consommateurs différents, avec un niveau de risque $p_{risque}$
$p_{risque}$	Niveau de risque assumé

---

17. Le risque assumé est donc d'environ 0,27 %. Ce risque correspond à la probabilité d'occurrence de l'un des aléas climatiques en regard duquel sont dimensionnés les réseaux de distribution : la température minimale basse.

La Figure II.11 illustre l'impact du niveau d'agrégation sur le taux de disponibilité garanti d'un gisement : plus le nombre de consommateur constituant le gisement de flexibilité est important, plus le taux de disponibilité garanti du gisement global se rapproche du taux de disponibilité moyen d'un consommateur.

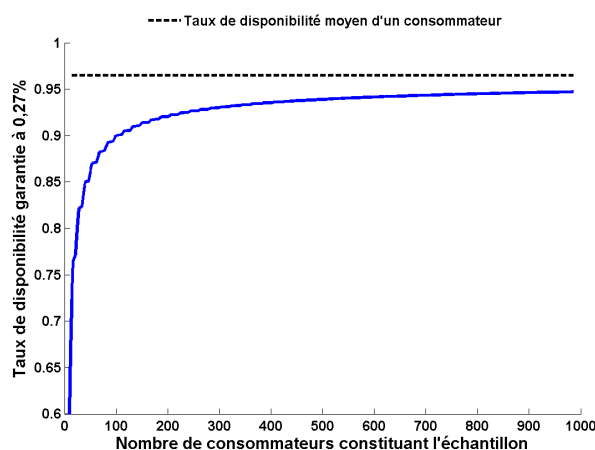


FIGURE II.11 – Évolution du taux de disponibilité garantie du gisement de flexibilité en fonction du nombre de consommateurs constituant l'échantillon

## Synthèse

La capacité des flexibilités de consommation à modifier les appels de puissance des consommateurs a été analysée.

En s'appuyant sur des méthodes de contrôle du réalisé, les conséquences d'un effacement diffus ont pu être appréciées. En particulier, nous avons proposé une caractérisation du rebond en puissance et du report en énergie. Cette caractérisation s'est appuyée sur deux indicateurs statistiques construits dans le cadre du projet *GreenLys* - un taux de rebond et un taux de report - en regard de profils de consommation.

Ces profils moyens ne rendent pas compte de la variabilité des comportements individuels. A l'instar des prévisions de consommation, la pertinence des taux de rebond et de report dépend donc de l'échelle d'observation. Le périmètre du poste source, retenu pour définir la demande électrique, semble présenter un foisonnement suffisant pour garantir la représentativité de ces indicateurs en regard des réponses des consommateurs aux ordres d'effacement. Il n'en demeure pas moins que cette caractérisation est insuffisante pour apprécier pleinement l'impact que pourraient avoir des effacements diffus à des échelles pour lesquelles le foisonnement des consommations d'agrégation est faible.

Enfin, des contraintes limitent le recours aux flexibilités des consommateurs par les opérateurs d'effacement. Ces limitations regroupent des engagements contractuels de l'opérateur pour préserver le confort des consommateurs et des contraintes physiques liées à la fiabilité de la chaîne de transmission des ordres d'effacement.

Dans le cadre des travaux de thèse présentés dans ce mémoire, ces contraintes revêtent un enjeu particulier. Les flexibilités de la demande ne peuvent raisonnablement

induire des gains d'investissement dans des infrastructures électriques que dans la mesure où les gestionnaires du système électrique ont confiance dans la disponibilité de ces flexibilités pour assurer la sûreté dudit système. Aussi, l'approche que nous proposons consiste à définir un taux de disponibilité garantie des gisements de flexibilité en regard d'un risque de défaillance assumé.

La caractérisation des effacements et de leurs limitations ainsi proposée a permis de modéliser les effets des effacements de consommation sur les appels de puissance. La partie suivante tend à décrire plus précisément la modélisation développée.

### III Modélisation proposée

L'objectif de ce chapitre est d'intégrer aux prévisions de consommation des flexibilités de la demande. Pour ce faire les travaux développés dans le cadre de cette thèse s'appuient sur :

- Des projections de consommation. Celles utilisées dans ces travaux définies au périmètre d'un poste source, avec une résolution temporelle demi-horaire (c.f. [section I](#))
- Une caractérisation des flexibilités incluant leurs effets de bord et leurs contraintes d'utilisation (c.f. [section II](#)).

La modélisation développée doit permettre d'appréhender le placement de ces flexibilités. Pour ce faire, plusieurs choix de modélisation sont possibles. Il convient donc de discuter du choix que nous avons opéré avant de proposer une mise en équation de l'intégration des flexibilité dans les prévisions de la demande électrique.

#### III.1 Choix de l'approche

L'état de l'art de la littérature scientifique met en évidence deux approches différentes dans la modélisation du placement des flexibilités :

- La détermination d'un programme optimal d'effacement de panels de charge dont la taille et la composition sont prédéterminées ([Cohen and Wang, 1988](#); [Chu et al., 1993](#)).
- La détermination de la quantité optimale de charge à piloter en fonction de programmes d'appels préétablis ([Lee and Breipohl, 1984](#)).

Le premier type d'approche tend à calculer les cycles optimaux d'activation/arrêt des ordres d'effacement. En termes de modélisation, ce type d'approche implique donc la gestion de variables entières qui peut être de nature à alourdir la résolution numérique d'un problème d'optimisation de grande taille.

A l'inverse, le second type d'approche peut être modélisé sous la forme d'un problème d'optimisation linéaire dont la résolution numérique est plus aisée. Néanmoins, la définition *a priori* qu'il suppose d'une liste de programmes d'effacement peut apparaître restrictive. Aussi, [Lee and Wilkins \(1983\)](#), [Kurucz et al. \(1996\)](#) et [Popovic \(1999\)](#) ont porté une attention particulière à la correction de cet écueil en cherchant à diversifier autant que possible le choix des programmes potentiels d'effacement.

La modélisation développée dans le cadre ces travaux de thèse s’inscrit précisément dans ce type d’approche. La démarche adoptée consiste à déterminer, pour chaque pas demi-horaire, la part des gisements de flexibilité mobilisée par l’un des programmes d’effacement pré-sélectionnés. La liste de ces programmes est constituée par des effacements de consommation de 30 minutes et d’une heure définis pour tous les pas de simulation. Ainsi, à chaque pas demi-horaire, le modèle conçu tendra à déterminer la valeur de six variables représentées dans le [Tableau II.1](#).

$\tilde{x}_{ECS}^{30min}(t)$	Part des consommations pilotables d’eau chaude sanitaire résidentielle mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation de 30 minutes
$\tilde{x}_{ECS}^{1h}(t)$	Part des consommations pilotables d’eau chaude sanitaire résidentielle mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation d’une heure
$\tilde{x}_{ch}^{30min}(t)$	Part des consommations pilotables de chauffage résidentiel mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation de 30 minutes
$\tilde{x}_{ch}^{1h}(t)$	Part des consommations pilotables de chauffage résidentiel mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation d’une heure
$\tilde{x}_{HAC}^{30min}(t)$	Part des consommations pilotables de chauffage et de climatisation tertiaire mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation de 30 minutes
$\tilde{x}_{HAC}^{1h}(t)$	Part des consommations pilotables de chauffage et de climatisation tertiaire mobilisée à l’instant $t$ pour un effacement de consommation d’une heure

Tableau II.1 – Variables de décision considérées dans le modèle développé

Dans la suite de ce document, nous noterons respectivement  $\tilde{x}^{30min}(u, t_k)$  et  $\tilde{x}^{1h}(u, t_k)$  la part des consommations pilotables associées à l’usage  $u$  concernés par un ordre d’effacement émis au pas de simulation demi-horaire  $t_k$  pour une durée de 30 minutes et d’une heure.

Il est à noter que par construction, ces variables sont continues et prennent leur valeur dans l’intervalle  $[0; 1]$ . Lorsque  $\tilde{x}^{30min}(u, t_k)$  (resp.  $\tilde{x}^{1h}(u, t_k)$ ) vaut 0, aucun ordre d’effacement d’une durée de 30 minutes (resp. une heure) n’est émis à l’instant  $t_k$  en direction des appareils de consommation équipés et associés à l’usage  $u$ . A l’inverse, lorsque  $\tilde{x}^{30min}(u, t_k)$  (resp.  $\tilde{x}^{1h}(u, t_k)$ ) vaut 1, l’ensemble du gisement de flexibilité associé à l’usage  $u$  est mobilisé à l’instant  $t_k$  pour un effacement d’une demi-heure (resp. d’une heure).

$$\forall t_k, \forall u \in \text{usages piloté}, \begin{cases} 0 \leq \tilde{x}^{30min}(u, t_k) \leq 1 \\ 0 \leq \tilde{x}^{1h}(u, t_k) \leq 1 \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

Ce choix de modélisation a permis de mettre en équation l’intégration des flexibilité de consommation dans les prévisions de la demande.

## III.2 Mise en équations

### III.2.a Reconstruction de la courbe de charge

A chaque instant, les modifications induites par le pilotage des charges sur la demande électrique résultent donc de la superposition des effets des effacements en cours et des effets de bord des effacements passés. L'impact des effacements de consommation des différents usages pilotés<sup>18</sup> sur les appels de puissance peut être exprimé par l'Équation II.13.

$$\forall t_k, \quad \widetilde{P^{finale}}(t_k) = P^{initiale}(t_k) + \sum_{u \in \text{usages pilotés}} \left[ -\widetilde{P^{effacée}}(u, t_k) + \widetilde{P^{rebond}}(u, t_k) + \widetilde{P^{report}}(u, t_k) \right] \quad (\text{II.13})$$

Où :

$\widetilde{P^{finale}}(t_k)$	Puissance appelée sur le pas de simulation $t_k$ , intégrant les effets des flexibilités de consommation
$P^{initiale}(t_k)$	Puissance appelée sur le pas de simulation $t_k$ , en l'absence de flexibilité de consommation
$\widetilde{P^{effacée}}(u, t_k)$	Puissance effacée de consommation associée à l'usage $u$ sur le pas de simulation $t_k$
$\widetilde{P^{rebond}}(u, t_k)$	Puissance incombant au <i>rebond en puissance</i> des consommations associées à l'usage $u$ survenant au pas de simulation $t_k$
$\widetilde{P^{report}}(u, t_k)$	Puissance incombant au <i>report en énergie</i> des consommations associées à l'usage $u$ survenant au pas de simulation $t_k$

Dans cette formulation, nous avons dissocié la puissance incombant au *rebond en puissance* et celle incombant au *report en énergie*. Dans la modélisation que nous proposons, nous identifions/

- la puissance incombant au *rebond en puissance* à la puissance consommée sur le pas de temps immédiatement consécutif à l'arrêt d'un ordre d'effacement, spécifiquement imputable à la réalisation de ce dernier.
- la puissance incombant au *report en énergie* à la sur-consommation qui persiste une fois le rebond en puissance passé.

Les expressions respectives de ces effets de bord sont détaillées dans le paragraphe suivant.

18. Chauffage résidentiel, eau chaude sanitaire résidentielle et chauffage et climatisation tertiaire

### III.2.b Effacements et effets de bord

A chaque instant, la puissance effacée résulte de l'addition des effets des effacements initiés instantanément et de ceux qui ont été initiés préalablement et dont les effets persistent encore. En conséquence, nous avons exprimé la puissance effacée dans l'Équation II.14.

$$\forall t_k, \forall u \in \text{usages pilotés} \quad \widetilde{P_{\text{effacée}}}(u, t_k) = \left[ \tilde{x}^{30min}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_{k-1}) \right] \cdot Gisement(u, t_k) \quad (\text{II.14})$$

Où :

$t_{k-1}$	Pas demi horaire précédent le pas de simulation $t_k$
$Gisement(u, t_k)$	Consommation à l'instant $t_k$ des charges pilotables associée à l'usage $u$

Dans la modélisation que nous proposons, l'expression des effets de bord des effacements de consommation s'appuie sur la définition du taux de rebond en puissance (c.f. Équation II.4) et du taux de report en énergie (c.f. Équation II.5) explicités dans le paragraphe II.1.b. Dans cette perspective, nous avons formulé les puissances incombant aux effets de bord observés à l'instant  $t_k$  de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \widetilde{P_{\text{rebond}}}(u, t_k) = & \tau_{\text{rebond}}^{30min}(u) \cdot \tilde{x}^{30min}(u, t_{k-1}) \cdot Gisement(u, t_{k-1}) \\ & + \tau_{\text{rebond}}^{1h}(u) \cdot \tilde{x}^{1h}(u, t_{k-2}) \cdot \frac{[Gisement(u, t_{k-1}) + Gisement(u, t_{k-2})]}{2} \end{aligned} \quad (\text{II.15})$$

$$\begin{aligned} \widetilde{P_{\text{report}}}(u, t_k) = & \sum_{i=1}^{D_{\text{report}}^{30min}(u)-1} \left[ \frac{\tau_{\text{report}}^{30min}(u) - \tau_{\text{rebond}}^{30min}(u)}{D_{\text{report}}^{30min}(u) - 1} \cdot \tilde{x}^{30min}(u, t_{k-i-1}) \cdot Gisement(u, t_{k-i-1}) \right] \\ & + \sum_{i=1}^{D_{\text{report}}^{1h}(u)-1} \left[ \frac{2 \cdot \tau_{\text{report}}^{1h}(u) - \tau_{\text{rebond}}^{1h}(u)}{D_{\text{report}}^{1h}(u) - 1} \cdot \tilde{x}^{1h}(u, t_{k-i-2}) \right. \\ & \quad \left. \cdot \frac{Gisement(u, t_{k-i-2}) - Gisement(u, t_{k-i-1})}{2} \right] \end{aligned} \quad (\text{II.16})$$

Où :

$\tau_{rebond}^{30min}(u)$	Taux de rebond incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée de 30 minutes
$\tau_{rebond}^{1h}(u)$	Taux de rebond incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée d'une heure
$\tau_{report}^{30min}(u)$	Taux de report incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée de 30 minutes
$\tau_{report}^{1h}(u)$	Taux de report incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée d'une heure
$D_{report}^{30min}(u)$	Nombre de pas de simulation demi-horaire sur lesquels est observé le report en énergie incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée de 30 minutes
$D_{report}^{1h}(u)$	Nombre de pas de simulation demi-horaire sur lesquels est observé le report en énergie incombant à l'effacement de charges associées à l'usage $u$ pendant une durée d'une heure

La caractérisation de la séquence d'un effacement a été complétée par l'expression des limites contractuelles et les contraintes de disponibilité inhérentes à l'utilisation des flexibilités des consommateurs. Ces limitations ont également fait l'objet d'une mise en équation.

### III.2.c Contraintes contractuelles

Pour rappel, les contraintes contractuelles décrites dans le paragraphe II.2.a de ce chapitre sont de deux ordres : une limitation du stock journalier des effacement et une fréquence maximale de sollicitation des consommateurs. En réexprimant les équations II.6 et II.7 en cohérence avec les variables retenues dans la modélisation adoptée, ces deux limites contractuelles s'expriment de la manière suivante :

$\forall u \in \text{usage pilotés},$

$$\sum_{t_k \in \text{jour}} \left[ \frac{1}{2} \tilde{x}^{30min}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_k) \right] \leq \text{Durée}_{max}(u) \quad (\text{II.17})$$

$$\begin{cases} \tilde{x}^{30min}(u, t_k) + \sum_{i=1}^{D_{report}^{30min}(u)} [\tilde{x}^{30min}(u, t_k + i)] \leq 100\% \\ \tilde{x}^{1h}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_k + 1) + \sum_{i=1}^{D_{report}^{1h}(u)} [\tilde{x}^{1h}(u, t_k + 1 + i)] \leq 100\% \end{cases} \quad (\text{II.18})$$



Où :

$Durée_{max}(u)$  Durée quotidienne maximale cumulée des effacements de consommation des charges associées à l'usage  $u$  que peut subir un consommateur

Les contraintes contractuelles ne sont pas les seules limites de sollicitation des flexibilités des consommateurs : la disponibilité physique des gisements de consommation contraint également l'utilisation des flexibilités des consommateurs.

### III.2.d Disponibilité des flexibilités

La modélisation des contraintes de disponibilité s'appuie sur la définition de la disponibilité garantie des gisement en regard d'une incertitude d'appréciation telle que définie dans le paragraphe II.3.b de ce chapitre : à chaque instant, la part des gisements mobilisés par des effacements ne peut pas excéder le taux de disponibilité garanti dudit gisement.

$\forall t_k, \forall u \in \text{usage pilotés},$

$$\tilde{x}^{30min}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_k) + \tilde{x}^{1h}(u, t_k - 1) \leq \tau_{garantie}(u) \quad (\text{II.19})$$

Où :

$\tau_{garantie}(u)$  Taux de disponibilité garantie du gisement de flexibilité associé à l'usage  $u$  défini à l'échelle d'observation considérée (c.f. [Équation II.11](#))

## IV Conclusions

Les travaux de thèse présentés dans ce mémoire se proposent d'analyser comment l'avènement de flexibilités au sein de la demande dans l'adéquation du système électrique. Dans cette perspective, il apparaît nécessaire d'évaluer l'impact que pourraient avoir ces flexibilités sur les projections de la demande électrique utilisées pour dimensionner les infrastructures électriques.

Pour ce faire, les travaux développés se sont appuyés sur des prévisions à long-terme de la demande électrique et sur des éléments caractérisant les flexibilités de la demande. Aussi, la première partie de ce chapitre a introduit ces données utilisées comme entrées des modèles développés dans le cadre des travaux de recherche présentés.

Ainsi, la construction des projections à long-terme de la demande électrique s'appuie sur une analyse sectorielle de la demande. Puis, les principes théoriques de construction

de ces prévisions traduisent les évolutions des usages de l'électricité sur les variations cycliques et aléatoires de chacune des composantes de la demande électrique. En cohérence, les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont utilisé des courbes de charge au sein desquelles la demande des consommations pilotables étaient isolée.

Par ailleurs, les résolutions spatiales et temporelles des données de consommation ont une incidence notable sur la représentation de leur variabilité. Dans le cadre des travaux de thèse présentés, les projections de la demande et de ses flexibilités sont définies au périmètre d'un poste source avec une résolution temporelle demi-horaire. Cette granularité permet de garantir un foisonnement suffisant pour assurer une bonne représentativité des profils moyens de consommation à partir desquels sont construits les projections à long-terme de la demande. Néanmoins, l'échelle d'observation retenue sous-estime la volatilité de la demande pour des niveaux d'agrégation inférieurs. Cette propriété a notamment orienté les choix de modélisation quantifiant l'apport des flexibilités de la demande pour les infrastructures de réseau présentés dans le [chapitre IV](#).

Dans une seconde partie, la capacité des effacements de consommation à modifier les appels de puissance a été évaluée.

Sur la base des retours d'expériences du démonstrateur *GreenLys*, les réponses des consommateurs à un ordre d'effacement ont été appréhendées dans leur ensemble. L'appréciation des conséquences d'un pilotage de charge sur la demande électrique repose sur les principes statistiques de méthodes du contrôle du réalisé. En particulier, la modélisation que nous avons proposée s'appuie sur deux indicateurs statistiques construits dans le projet *GreenLys* : le taux de rebond en puissance et le taux de report en énergie. Aussi, nous avons analysé la pertinence de ces deux paramètres dans le cadre des travaux de thèse présentés. En particulier, la méthode statistique de construction de ces indicateurs ne permet pas de rendre compte fidèlement des réponses des consommateurs lorsque le foisonnement des consommations est insuffisant.

Par ailleurs, des contraintes limitent le recours aux flexibilités des consommateurs. Ces limites sont de deux ordres. Une partie de ces restrictions reflètent des engagements contractés par l'opérateur d'effacement pour préserver le confort des consommateurs. L'autre partie de ces contraintes sont inhérentes à la fiabilité de la chaîne de transmission des ordres d'effacement. La définition d'un taux de disponibilité des gisements pertinent pour l'étude réalisée a fait l'objet d'un effort particulier. La méthode retenue consiste à quantifier un taux de disponibilité garantie à l'échelle d'observation considérée en regard d'une marge de sécurité.

La dernière partie de ce chapitre a mis en équation l'intégration des flexibilités des consommateurs dans les prévisions de la demande électrique.

Cette intégration a nécessité des choix de modélisation qui ont été présentés. L'approche adoptée dans le cadre des travaux de thèse linéarise au maximum la résolution numérique de l'utilisation optimale des flexibilités des consommateurs. Ce choix s'est traduit concrètement par la définition d'une représentation adaptée des ordres d'effacement : les variables de décisions associées sont définies par la part des gisements de consommations flexibles pour laquelle un ordre d'effacement a été émis à l'instant considéré.

A partir de ce choix, les réponses des consommateurs à un ordre d'effacement et les

limitations contractuelles et physiques de sollicitation des consommateurs ont pu être mises en équation en cohérence avec les caractérisations préalablement discutées.

La modélisation de la capacité des effacements diffus à modifier les appels de puissance doit maintenant être intégrée à la recherche de l'adéquation des infrastructures électriques avec les niveaux de demande attendus. Conformément à l'approche générale développée dans la partie [III.2](#) du chapitre I, cette adéquation s'articule autour de deux échelles :

- l'adéquation des infrastructures de réseau
- l'adéquation des capacités de production

## Chapitre III

# Intégration des effacements diffus dans l'équilibre offre demande long-terme

### SOMMAIRE

I	ADÉQUATION À LONG-TERME DE L'OFFRE-DEMANDE ÉLECTRIQUE . . . .	59
I.1	Cadre théorique . . . . .	59
I.2	Principes généraux du dimensionnement d'un parc de production . . . .	60
I.2.a	<i>Empilement économique des moyens de production . . . . .</i>	60
I.2.b	<i>Contraintes opérationnelles . . . . .</i>	62
I.2.c	<i>Disponibilité du productible . . . . .</i>	64
I.2.d	<i>Choix du critère de fiabilité . . . . .</i>	65
II	INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DES CONSOMMATEURS DANS L'ADÉ- QUATION OFFRE-DEMANDE DE LONG-TERME . . . . .	67
II.1	Approche générale . . . . .	67
II.2	Impacts des flexibilités de la demande sur le besoin en capacité de pro- duction . . . . .	68
II.2.a	<i>Caractérisation de la sécurité d'approvisionnement . . . . .</i>	70
II.2.b	<i>Nature des capacités de production concurrentes aux flexibilités de consom- mation . . . . .</i>	70
II.2.c	<i>Contribution des capacités de pointe à la sécurité d'approvisionnement .</i>	71
II.3	Impacts des flexibilités des consommateurs sur les coûts variables de pro- duction . . . . .	72
III	MODÉLISATION PROPOSÉE . . . . .	74
III.1	Choix de l'approche . . . . .	75
III.2	Mise en équations . . . . .	76
III.2.a	<i>Gains en coûts d'EOD . . . . .</i>	76
III.2.b	<i>Réduction des besoins en capacités de production . . . . .</i>	76
III.2.c	<i>Réduction des coûts variables de production d'électricité . . . . .</i>	78
III.2.d	<i>Modulation de la demande nationale par les flexibilités diffuses des consom- mateurs . . . . .</i>	78
IV	CONCLUSIONS . . . . .	78

### Résumé

Ce chapitre présente les travaux de thèse développés pour intégrer le pilotage de charge à l'équilibre offre-demande à long-terme. Dans cette perspective, les coûts d'équilibre offre-demande ont été scindés en une composante fixe dépendant des capacités de production installées et une composante reflétant des coûts variables de production. Finalement, un modèle de gestion optimale des flexibilités pour l'équilibre offre-demande a été proposé.

## Introduction

La mise en œuvre de l'adéquation de l'offre et de la demande électrique traduit des enjeux différents selon l'horizon temporel considéré (c.f. [Figure III.1](#)) :

- Sur le long-terme, la recherche de cette adéquation définit les investissements nécessaires à l'adaptation du parc de production aux évolutions attendues de la demande électrique.
- A moyen et court-terme, l'adéquation de l'offre et de la demande électrique vise à réduire le coût d'exploitation du parc existant.
- A plus court-terme encore, l'équilibre de l'offre et la demande (EOD) répond à des enjeux de sécurité de fonctionnement du système électrique.

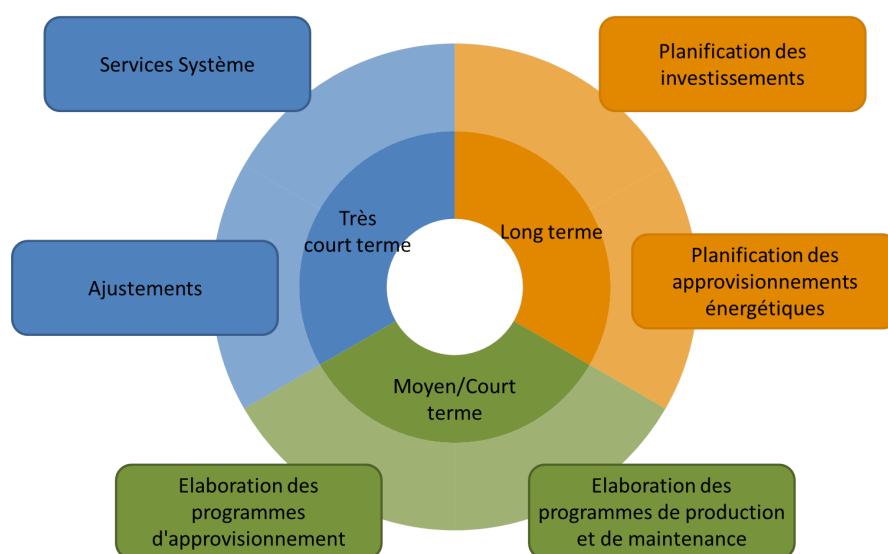


FIGURE III.1 – Enjeux des équilibrages offre-demande du système électrique en fonction de leur temporalité (à partir de ([Hobbs, 1995](#)))

Les travaux développés dans le cadre de cette thèse se proposent d'évaluer les impacts potentiels que pourraient avoir les flexibilités des consommateurs décrites dans le [chapitre II](#) dans l'équilibre offre-demande (EOD) long-terme du système électrique.

Dans une première partie, les logiques de cohérence entre le parc de production et les projections à long terme de la demande électrique seront présentées.

Puis, l'intégration des flexibilités des consommateurs dans le dimensionnement d'une offre de production adaptée à la demande électrique pourra être discutée.

Enfin, une modélisation sera proposée pour quantifier les économies en coûts d'EOD que pourraient induire l'avènement de nouvelles flexibilités au sein de la consommation. Cette modélisation s'appuiera notamment sur la représentation des modulations de puissance que permettent les flexibilités diffuses des consommations présentées dans le [chapitre II](#).

## I Adéquation à long-terme de l'offre-demande électrique

Contrairement à l'exploitation des infrastructures de réseau en situation de monopole naturel, les activités de production s'exercent au sein de marchés concurrentiels régulés. Aussi, les agents privés de ce secteur portent la responsabilité des coûts qu'ils engagent. Dans ce contexte, l'offre de production électrique résulte des stratégies propres à chacun de ces agents (Kagiannas et al., 2004).

Néanmoins, pour concilier les modèles d'affaires propres à chaque producteur avec l'objectif de garantir la sûreté d'approvisionnement du système électrique, les pouvoirs publics ont élaboré un marché de capacité. Ce mécanisme repose sur l'obligation faite aux fournisseurs d'électricité de détenir des garanties de capacités délivrées par les pouvoirs publics aux producteurs d'électricité et aux opérateurs d'effacement (c.f. paragraphe II.4 du chapitre I). L'objectif de ce dispositif est notamment de rémunérer les producteurs pour leur concours au maintien de la sûreté dudit système (Finon and Pignon, 2008).

Ainsi, en définissant le volume de ces obligations, en délivrant les garanties de capacités aux producteurs et en se réservant le droit de recourir le cas échéant à des appels d'offre<sup>1</sup>, les pouvoirs publics tendent à assurer un dimensionnement minimum du parc de production en regard d'un objectif de sûreté d'approvisionnement.

Le dimensionnement *minimal* du parc de production adapté aux projections long terme de la demande électrique présentées aux chapitre II a constitué une **donnée d'entrée** à partir de laquelle les travaux développés se proposent d'apprécier l'apport des flexibilités. L'objectif de cette section est de présenter les principes généraux qui ont présidé à la construction de ces données.

### I.1 Cadre théorique

Les règles présidant la mise en œuvre du mécanisme de capacité prévu par le Décret 2012-1405 (2012) s'articulent en deux volets (Arrêté du 22 janvier 2015, 2015) :

- Un volet relatif aux obligations de capacités que doivent justifier les fournisseurs d'électricité. Le calcul de ces obligations prend notamment en considération les incertitudes pesant sur la demande électrique à alimenter par ces fournisseurs. Ces incertitudes tiennent à la fois aux prévisions de consommation et aux aléas climatiques impactant la part thermosensible de la demande.
- Un volet relatif aux certifications des capacités des producteurs d'électricité et des opérateurs d'effacement. Le calcul des certifications de capacité dépend de la disponibilité des offres de production sur l'ensemble de la période considérée.

L'évaluation des incertitudes pesant à la fois sur le niveau de la demande et sur la disponibilité des offres de production est nécessaire pour caractériser le risque de déséquilibre offre-demande du système électrique (c.f. Figure III.2). D'un point de vue académique, la résolution de ce problème complexe a été l'objet de très nombreuses études. Une analyse de la littérature scientifique révèle deux types d'approche :

- Des méthodes analytiques qui posent des hypothèses simplificatrices permettant une résolution directe du problème (Jonghe et al., 2011; Lamont, 2008).

---

1. Voir paragraphe II.1 du chapitre II

- Des méthodes stochastiques qui proposent d'intégrer des processus de Monte-Carlo pour représenter certains paramètres de l'équilibre offre-demande (Foucault et al., 2014; Ehrenmann and Smeers, 2011).

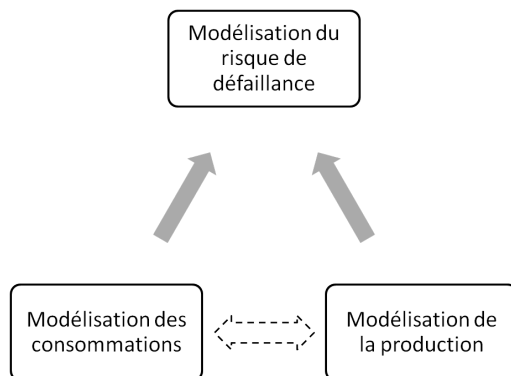


FIGURE III.2 – Segmentation conceptuelle de l'évaluation de l'équilibre offre-demande d'un système électrique (Billinton et al., 1984)

Si le cadre général des études de dimensionnement d'un parc de production a été posé, il convient de présenter les principes théoriques présidant à la construction des données utilisées pour apprécier l'intérêt des flexibilités des consommateurs dans les investissements.

## I.2 Principes généraux du dimensionnement d'un parc de production

L'objectif du dimensionnement d'un parc de production est de déterminer un portefeuille de capacités permettant une couverture économique de la future charge électrique tout en satisfaisant des critères de fiabilité du système électrique.

### I.2.a Empilement économique des moyens de production

La composition du parc est appréciée en regard des caractéristiques propres à chaque technologie et des niveaux attendus de la demande électrique.

Les coûts liés à chacune de ces technologies de production peuvent être schématiquement décomposés en deux parties distinctes (Stoft, 2002) :

- Une part *fixe* qui ne dépend que de la capacité installée (exprimée en k€/MW), intégrant les coûts d'investissement et la part fixe des coûts d'exploitation (Hansen et al., 2010).
- Une part *variable* qui dépend de l'énergie produite par l'unité considérée (exprimée en k€/MWh). Cette part relève essentiellement des coûts de combustible et peut être également complétée par des coûts d'émission de polluant et d'autres coûts variables d'exploitation (Hansen et al., 2010).

$$Cout_{capa}^i = C_{fixe}^i + C_{variable}^i \cdot f_c^i \quad (III.1)$$

$Cout_{capa}^i$	Coût de capacité de production de la technologie $i$ (exprimée en k€/MW)
$C_{fixe}^i$	Coût fixe de la puissance de production installée de la technologie $i$ (exprimé en k€/MW)
$C_{variable}^i$	Coût variable dépendant de l'énergie produite par les capacités de production de technologie $i$ (exprimé en k€/MWh)
$f_c^i$	Facteur de capacité de la technologie $i$ exprimé en nombre d'heure de fonctionnement à puissance nominale sur une année

Cette décomposition permet de représenter le coût moyen d'utilisation de la capacité de production d'une technologie donnée en fonction de sa durée d'utilisation à puissance nominale, appelé *facteur de capacité*<sup>2</sup>.

Par confrontation avec la monotone des consommations<sup>3</sup>, cette représentation des coûts de production permet d'appréhender l'empilement économique des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande électrique (c.f. Figure III.3).

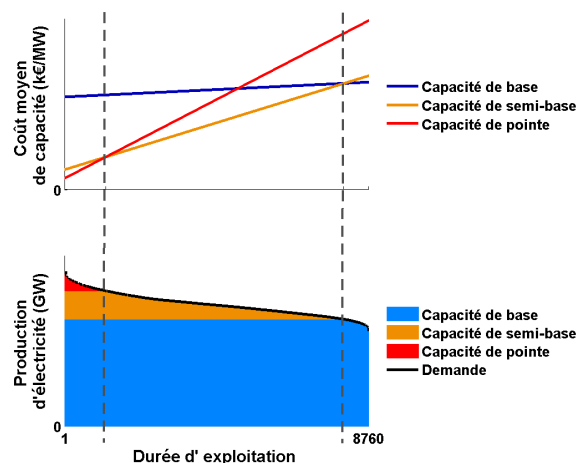


FIGURE III.3 – Empilement économique des moyens de production en regard de la charge électrique à couvrir

Néanmoins cette approche ne saurait rendre compte de l'apport des générations *fatals* d'électricité dans l'équilibre offre-demande. En effet, la production issue de ces types de technologie n'est pas nécessairement coïncidente avec les besoins d'EOD. La

2. En toute rigueur, le facteur de capacité d'une unité de production est défini par le rapport entre le volume d'énergie effectivement produit par l'unité sur une période donnée et la quantité d'énergie qu'elle eût produite sur cette même période si elle avait été constamment utilisée à sa puissance maximale. Néanmoins, ce facteur de capacité est souvent exprimé en nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale.

3. La monotone de consommation est une représentation de la consommation dans laquelle les puissances appelées sont classées par valeur décroissante. Cette représentation « permet de visualiser la proportion du temps pendant laquelle la consommation est supérieure à un certain niveau de puissance » (UFE, 2013).



Figure III.4 propose une représentation de la corrélation temporelle entre la consommation électrique française et les productions éoliennes et photovoltaïques. Ce graphique met notamment en évidence que l'essentiel de la production photovoltaïque se concentre entre les mois d'avril et de septembre durant lesquels les niveaux de consommation électrique restent modérés (à hauteur de 50% de leur niveau maximal). Aussi, l'intégration des productions renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque et hydraulique *au fil de l'eau* principalement) dans l'adéquation de l'offre et la demande électrique a fait l'objet de très nombreuses études (Caramanis et al., 1982; Lamont, 2008; Jonghe et al., 2011; Keane et al., 2011; Foucault et al., 2014).

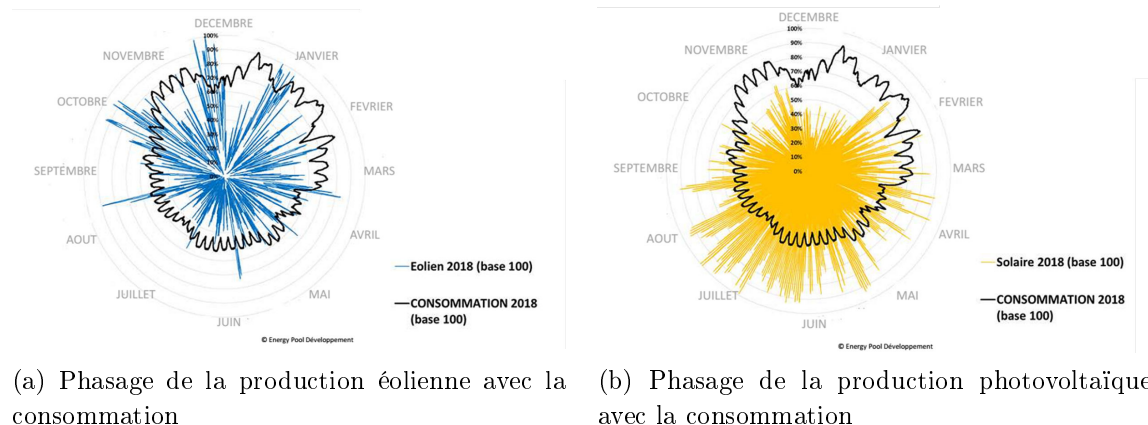


FIGURE III.4 – Enjeux de la représentation des productions renouvelables dans l'équilibre offre-demande électrique : variabilité et concomitance de la production avec la consommation (SOURCE : Baud (2015))

L'enjeu des modèles d'équilibre offre-demande est double : il s'agit de proposer une représentation des productions fatales qui rendent compte de la variabilité de ces productions sur la période étudiée tout en captant les corrélations temporelles entre ces productions et la demande des consommateurs<sup>4</sup>.

Ces différentes représentations permettent d'appréhender globalement l'empilement nécessaire des moyens de production pour assurer une couverture économique de la charge (c.f. Figure III.5). Cet empilement peut être affiné en tenant compte des limites d'exploitation de chaque unité de production.

### I.2.b Contraintes opérationnelles

L'appréciation des contraintes opérationnelles liées à chacune des technologies de production revêt plusieurs aspects.

Premièrement, la flexibilité des moyens de production doit être cohérente avec les dynamiques de la demande. Aussi, pour exprimer cette contrainte, les modèles présentés dans la littérature scientifique proposent différentes formulations.

4. Les données utilisées dans les travaux présentés dans ce manuscrit ont été construites à partir de la modélisation du productible fatal présentée par Vallee et al. (2008).

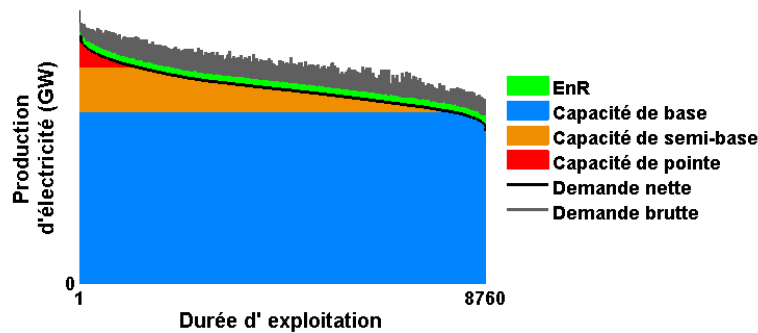


FIGURE III.5 – Intégration des productions fatales dans l'empilement économique des moyens de production en regard de la charge électrique à couvrir

Ainsi, le dimensionnement proposé par [Turvey and Anderson \(1977\)](#) et [Hobbs \(1995\)](#) exprime la nécessité de dégager des *réserves* de capacité pour faire face aux incertitudes relatives aux niveaux de la demande.

Par ailleurs, l'approche développée par [Vallée et al. \(2011\)](#), qui a servi à la construction du scénario énergétique de *GreenLys* présenté dans le [chapitre V](#), considère des seuils techniques définissant une puissance minimum de fonctionnement propre à chaque technologie de production.

Enfin, [Jonghe et al. \(2011\)](#), [Palmintier and Webster \(2011\)](#) et [Ma et al. \(2013\)](#) ont mis en lumière l'importance d'apprécier le caractère séquentiel de l'équilibre offre-demande pour définir un parc de production pertinent : les capacités des générateurs à adapter dynamiquement leur production aux évolutions de la demande apparaissent déterminantes dans l'estimation d'un portefeuille de production adapté aux variations de la demande<sup>5</sup>. La [Figure III.6](#) illustre sur un exemple de demande hebdomadaire l'empilement économique des technologies de production. Pour cet exemple, la prise en compte des contraintes dynamiques propres à chaque technologie de production modifie les programmes d'appel des technologies de production de base, de semi-base et de pointe.

Par ailleurs, certains types de production font l'objet de représentations spécifiques dans l'équilibre offre-demande. A titre d'exemple, la contribution de la production hydraulique de barrage dépend notamment ([François, 2013](#)), ([Caballero et al., 2004](#)), ([Babel et al., 2005](#)) :

- Des apports hydriques qui participent à définir les volumes d'énergie stockés dans les réservoirs pouvant être mobilisés par ces moyens de production.
- Des stratégies d'exploitation de ces unités de production qui intègrent :
  - La valeur d'usage du stock hydraulique intégrant des besoins concurrents à la production électrique
  - L'interdépendance des productions hydrauliques d'une même vallée

Le scénario énergétique de *GreenLys* présenté dans le [chapitre V](#) se base sur une représentation simplifiée des contraintes opérationnelles inhérentes à ce type de production. Ainsi, la méthode développée par [Vallée et al. \(2011\)](#) intègre l'offre d'électricité d'origine hydraulique dans l'équilibre offre demande en considérant un coût de produc-

5. La flexibilité de chaque technologie de production est caractérisée par des taux de variation maximum de production entre deux instants consécutifs.

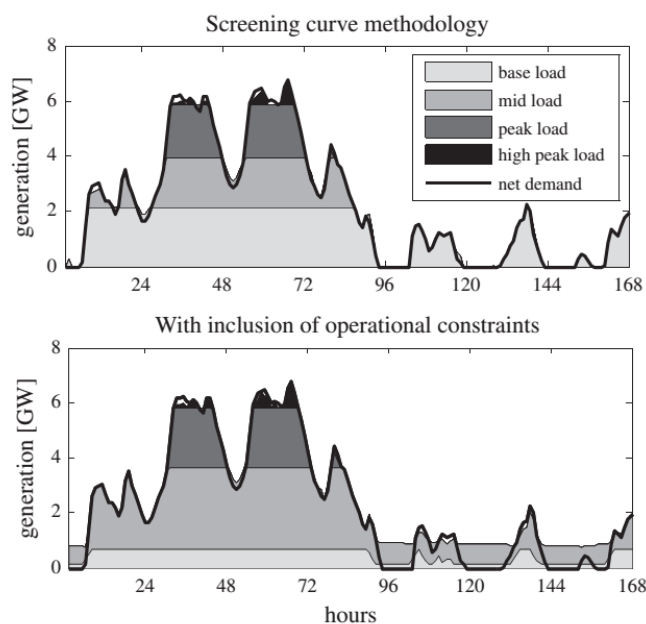


FIGURE III.6 – Importance des contraintes opérationnelles dans l'appréciation de l'empilement économique des moyens de production (Jonghe et al., 2011)

tion nul<sup>6</sup>, de manière à lisser la demande électrique (Vallée et al., 2011).

Pour parfaire le dimensionnement d'un parc de production capable de satisfaire la demande en regard d'une exigence de fiabilité, la prise en considération de contraintes opérationnelles propres à l'exploitation d'un parc de production doit être complétée par une représentation des aléas de disponibilité affectant les unités de production.

### I.2.c Disponibilité du productible

L'offre de production disponible tient à la fois de la disponibilité de productible *fatal* et des arrêts fortuits ou programmés des groupes de production. Une analyse de la littérature scientifique permet de distinguer deux types d'approches.

D'une part, les méthodes *analytiques* tendent à représenter l'offre disponible par des distributions de probabilité (Giorsetto and Utsurogi, 1983; Castro and Ferreira, 2001; Dragoon and Dvortsov, 2006).

D'autre part, les approches *stochastiques* visent à simuler aléatoirement des états probables du système (Billinton et al., 1996). Le modèle retenu pour construire le scénario énergétique de *GreenLys* présenté dans le chapitre V s'inscrit précisément dans cette seconde catégorie (Vallée et al., 2011).

Pour rendre compte des incertitudes relatives à la disponibilité des offres de production, les modèles développés dans la littérature scientifique s'appuient sur :

- Une représentation statistique des différents régimes de vent, de radiation, de débit

6. Il est à noter que des rendements énergétiques de turbinage et de pompage sont néanmoins considérés. En ce sens, le coût de stockage n'est donc pas *strictement* nul.

d'eau, etc. Ces données permettent de représenter la disponibilité des production fatales pour l'équilibre offre-demande.

- Une représentation statistique des arrêts techniques des unités de production non-fatale. Ces données permettent d'évaluer la contribution des unités de production *dispatchables* à l'équilibre offre-demande.

Dans le cadre des travaux de recherche présentés dans ce mémoire, nous nous sommes appuyés sur des chroniques d'offre de production disponible. Pour nos travaux, ces chroniques sont des données d'entrée.

En plus de donner une idée plus fidèle des coûts de couverture de la demande électrique, l'intérêt d'une représentation fine du parc de production est de refléter l'impact du choix du portefeuille des technologies de production sur le risque de défaillance globale du système.

### I.2.d Choix du critère de fiabilité

Les critères de fiabilité d'un parc de production visent à quantifier le risque d'occurrence d'une production déficitaire en regard de la consommation électrique. Ces situations de défaillance peuvent conduire les gestionnaires du système électrique à cesser d'alimenter tout ou partie des consommateurs. Bien que complexe à évaluer, les estimations réalisées ont mis en évidence le coût important que représentent ces défaillances pour la société (c.f. paragraphe III.1.c du chapitre I).

Aussi, parmi les nombreux indicateurs probabilistes permettant de caractériser le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande (Telson, 1973; Prada, 1999), la durée moyenne de défaillance (*LOLE*<sup>7</sup>) est le critère retenu par la réglementation française (Décret 2006-1170, 2006, article 11) : en moyenne, les déséquilibres entre l'offre et la demande ne doivent pas excéder 3 heures par an.

Cet indicateur mesure une durée probable de défaillance, mais il ne permet pas d'apprécier la sévérité des potentiels déséquilibres (Billinton and Allan, 1984). Aussi, les travaux de thèse développés dans ce mémoire se proposent d'apprécier les risques de déséquilibre offre-demande en regard de l'espérance d'énergie non distribuée (*LOEE*<sup>8</sup>) (Billinton et al., 1984) :

$$LOEE = \sum_k p_k \cdot END_k \quad (\text{III.2})$$

Où :

---

7. *Loss Of Load Expectation*. Parfois, cet indicateur est confondu avec le LOLP (*Loss Of Load Probability*) qui désigne la probabilité de charge non couverte.

8. *Loss of Energy Expectation*

$LOEE$	Espérance d'énergie non-distribuée causée par des ruptures d'équilibre offre demande
$END_k$	Volume d'énergie non-distribuée probable en regard d'une confrontation $k$ de la demande et du parc de production disponible
$p_k$	Probabilité d'occurrence de la situation $k$

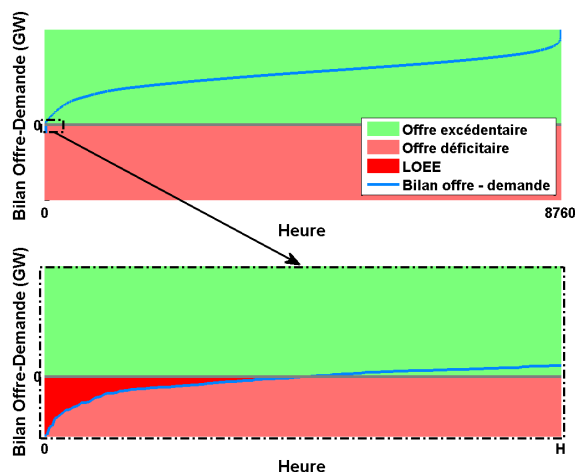


FIGURE III.7 – Illustration de la répartition du bilan offre-demande sur une année

A titre d'illustration, nous proposons une interprétation graphique de cet indicateur (c.f. Figure III.7). Cette interprétation repose sur l'évaluation du bilan offre-demande qui représente la puissance résiduelle des offres de production après l'équilibre offre-demande. A chaque instant, ce bilan dépend donc à la fois de la puissance des offres de production disponibles et du niveau de la demande électrique. Ainsi, à un instant donné, si les offres disponibles de production sont excédentaires vis-à-vis de la demande alors le bilan offre-demande présenté dans la Figure III.7 est positif. A l'inverse, lorsque la puissance agrégée des offres disponibles est déficitaire en regard de la demande instantanée, le bilan offre-demande est négatif. Ainsi, l'énergie non distribuée qui caractérise le risque de rupture de l'équilibre offre-demande s'identifie à l'intégrale des bilans offre-demande négatifs.

## Synthèse

Bien que les activités relatives à la production d'électricité s'exercent au sein de marchés concurrentiels, les pouvoirs publics ont mis en place des mécanismes visant à garantir la sûreté d'approvisionnement du système électrique. Le portefeuille des capacités installées doit donc permettre de satisfaire à moindre coût la demande électrique espérée tout en respectant *a minima* des critères de défaillance imposés par les pouvoirs publics.

Dans cette perspective, la détermination des besoins en capacité de production s'appuie sur l'appréciation de l'empilement des technologies de production nécessaires à couvrir la demande électrique. Outre les coûts de production, cet empilement rend compte

de contraintes opérationnelles inhérentes à l'exploitation des unités de production et des incertitudes qui pèsent sur l'équilibre offre-demande. Au final, le dimensionnement du parc de production intègre un risque limité de déficit d'offre disponible en regard de la demande escomptée.

Si les règles générales présidant au dimensionnement de ce parc ont été explicitées, il convient désormais de présenter comment les travaux développés se proposent d'apprécier l'impact que pourraient avoir des flexibilités de consommateurs sur les besoins en capacité de production.

## **II Intégration des flexibilités des consommateurs dans l'adéquation offre-demande de long-terme**

En France, les projections à long terme de l'équilibre offre-demande du système électrique intègrent doré et déjà certaines flexibilités des consommateurs (c.f. [section II du chapitre II](#)).

Ainsi, les modèles de projection de consommation utilisés pour décider de l'évolution des infrastructures de production tiennent compte de l'existence d'offres tarifaires visant à lisser les variations des consommations ([Lefieux, 2007](#); [Bergougnoux et al., 1984](#)). Par ailleurs, pour établir son bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande, RTE considère les capacités d'effacement contractualisées avec des consommateurs industriels ([RTE, 2014a](#)). L'originalité des travaux que nous présentons dans ce mémoire est d'évaluer l'intérêt que pourraient revêtir des flexibilités diffuses de consommateurs résidentiels et tertiaires qui pourraient être mobilisées sans passer par le truchement d'un signal tarifaire.

L'avènement de ces nouvelles flexibilités pourrait amener à redéfinir les équilibres à long terme entre l'offre et la demande électrique. A ce titre, plusieurs stratégies paraissent envisageables.

Une première politique pourrait consister à considérer ces flexibilités supplémentaires comme un levier d'amélioration de la sûreté globale d'approvisionnement du système électrique. A titre d'exemple, cette stratégie pourrait se traduire concrètement par un abaissement par les pouvoirs publics de l'objectif de durée moyenne de défaillance du parc de production.

A l'inverse, les flexibilités diffuses des consommateurs résidentiels et tertiaires pourraient constituer un moyen de maîtriser les coûts d'EOD, sans altérer la sûreté globale d'approvisionnement du système.

En cohérence avec l'approche privilégiée par les pouvoirs publics en France ([Décret 2012-1405, 2012](#)), les travaux présentés dans ce manuscrit se proposent d'évaluer le potentiel des flexibilités de consommation à réduire les coûts d'équilibre offre-demande.

### **II.1 Approche générale**

L'analyse proposée dans la première partie de ce chapitre a permis de dégager les principes généraux déterminant les besoins en capacité de production : les coûts d'équi-

libre offre-demande résultent d'un compromis entre une part fixe qui détermine le volume des capacités installées et une part variable qui figure les coûts inhérents à la production d'énergie électrique par ces mêmes capacités.

$$C_{EOD} = C_{capacitaire} + C_{\text{énergie}} \quad (\text{III.3})$$

$C_{EOD}$	Coût d'équilibre offre-demande long-terme
$C_{capacitaire}$	Coût d'équilibrage figurant les besoins en puissance installée des unités de production
$C_{\text{énergie}}$	Coût d'équilibrage exprimant les dépenses inhérentes à la production d'énergie électrique de l'ensemble des capacités de production pour couvrir la demande électrique

Dans cette perspective, l'insertion de flexibilités au sein de la demande électrique pourrait concourir à réduire les besoins en capacité nécessaire pour garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement donné tout en minimisant les coûts espérés d'approvisionnement.

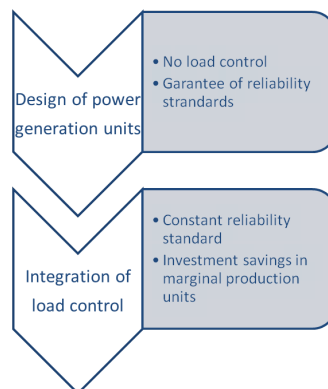


FIGURE III.8 – Approche proposée pour intégrer les flexibilités de la demande à l'équilibre offre-demande long-terme d'un système électrique (Battegay et al., 2014a)

Aussi, l'approche que nous avons développée dans le cadre de cette thèse se propose d'évaluer ces économies en regard des coûts d'EOD attendus en l'absence de flexibilité (c.f. Figure III.8).

## II.2 Impacts des flexibilités de la demande sur le besoin en capacité de production

Le recours aux flexibilités des consommateurs peut être de nature à adapter la demande électrique aux aléas de disponibilité des offres de production. Dans les situations où l'offre est déficitaire en regard de la demande instantanée, les souplesses des consommateurs pourraient être sollicitées de manière à éviter tout ou partie des délestages requis pour rétablir l'équilibre offre-demande.

$$\Delta C_{capacitaire} = C_{fixe} \cdot \Delta C_{capa} \quad (III.4)$$

Où :

$\Delta C_{capacitaire}$	Bénéfices correspondant aux économies de besoin en capacité de pointe induites par la mobilisation des flexibilités des consommateurs (exprimé en k€)
$C_{fixe}$	Coût fixe de capacité de production de pointe (exprimé en k€/MW)
$\Delta C_{capa}$	Retrait de capacité rendu possible par la mobilisation des flexibilités des consommateurs, sans aggraver le risque global de défaillance de l'équilibre offre-demande du système électrique considéré (exprimé en MW).

Par conséquent, pour un même objectif de sécurité d'approvisionnement, le volume des capacités requises pourrait être réduit par la mobilisation des flexibilités des consommateurs. Dans le cadre de l'approche proposée, ces économies se traduisent par la capacité de ces flexibilités à dégager un excédent d'offres disponibles en regard de l'objectif de fiabilité de l'EOD (c.f. Figure III.9).

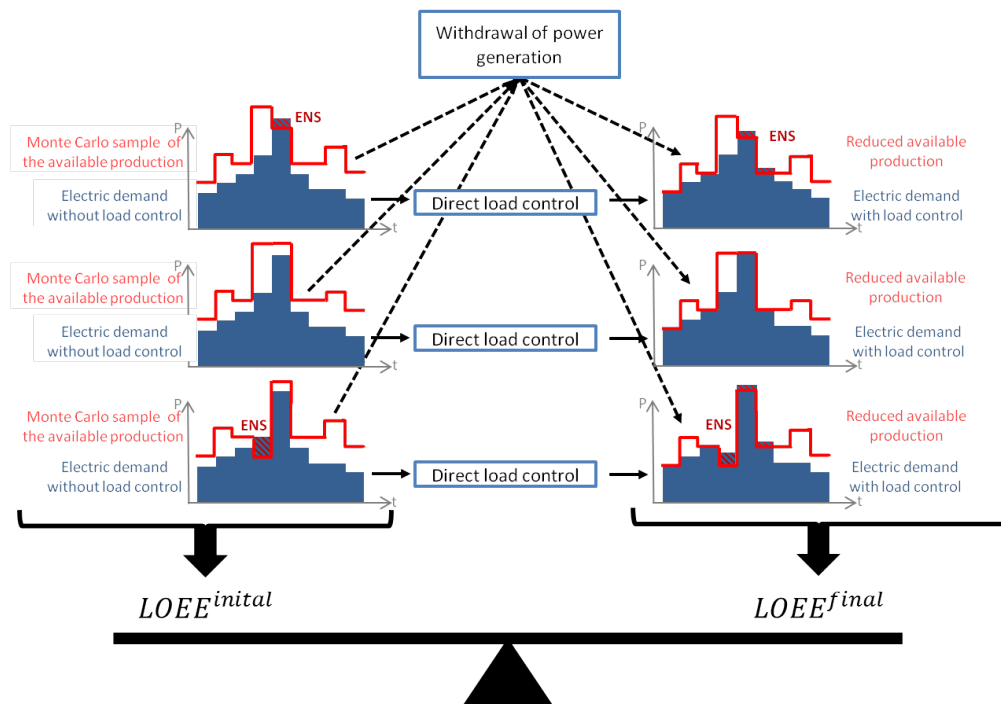


FIGURE III.9 – Impact des flexibilités des consommateurs sur le besoin en capacité de production de pointe (Battegay et al., 2014a)

L'appréciation du surplus de capacité dégagé par ces flexibilités repose sur un jeu d'hypothèses qu'il convient d'explicitier.



### II.2.a Caractérisation de la sécurité d'approvisionnement

En France, les obligations de capacité imposées par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'électricité sont évaluées en regard d'un objectif de sécurité d'approvisionnement du système électrique. Aussi, le risque de rupture de l'équilibre offre-demande peut être mesuré par différents indicateurs : la fréquence des défaillances, leur durée annuelle moyenne ou encore l'espérance du volume d'énergie non desservie<sup>9</sup>.

**Dans le cadre de nos travaux, l'intérêt des flexibilités des consommateurs pour l'équilibre offre-demande a été évalué en respectant un volume moyen d'énergie non desservie.**

Le choix de ce critère de défaillance a été retenu pour deux raisons principales. D'une part, cette hypothèse est cohérente avec l'approche adoptée pour dimensionner le parc de production à partir duquel a été évalué l'intérêt des flexibilités des consommateurs (c.f. paragraphe I.2.d). D'autre part, d'un point de vue calculatoire, cet indicateur peut être calculé à partir d'équations linéaires qui seront explicitées dans la partie III de ce chapitre.

Enfin, l'appréciation de la sécurité d'approvisionnement d'un système électrique dépend également du périmètre auquel ledit système est étudié. En particulier, [Brancucci Martínez-Anido et al. \(2013\)](#) a mis en évidence l'apport des capacités d'interconnexion des réseaux européens dans la sécurité d'approvisionnement du système électrique. Néanmoins, la contribution des échanges transfrontaliers a été négligée : **les travaux développés dans le cadre de cette thèse évaluent l'intérêt que pourraient revêtir les flexibilités de consommateurs dans le cadre d'une France électriquement isolée.**

La prise en compte de la participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France aurait notamment nécessité de construire des projections des demandes nationales des pays limitrophes ([RTE, 2014a](#)). En conséquence, la limitation du périmètre d'étude au seul territoire français a été motivée par la disponibilité des données de consommation restreinte au territoire national.

Si ces hypothèses ont permis de préciser le cadre d'étude, les travaux présentés se sont également appuyés sur un jeu d'hypothèses simplificatrices pour évaluer l'effet des flexibilités des consommateurs sur les besoins en capacité de production.

### II.2.b Nature des capacités de production concurrentes aux flexibilités de consommation

L'analyse des flexibilités des consommateurs telle que présentée dans le [chapitre II](#) a mis en évidence des limites de sollicitation de ces flexibilités. En particulier, la durée journalière des effacements de consommation que peut subir un consommateur donné est limitée<sup>10</sup>.

---

9. Dans la version en vigueur de la réglementation, le critère retenu pour déterminer les obligations de capacité est la durée moyenne de défaillance.

10. Ces restrictions incombent notamment à la préservation du confort des consommateurs. La formulation de ces contraintes a été explicitée en page [42](#)

Par conséquent, **dans le cadre des travaux de thèse présentés, nous avons supposé que l'insertion de telles flexibilités de consommation dans un portefeuille d'unités de production se traduisait par une réduction des besoins en capacité de pointe**<sup>11</sup>.

Cette hypothèse constitue une simplification de l'impact des flexibilités des consommateurs dans l'empilement économique des moyens de production nécessaires pour couvrir la demande.

Premièrement, en déformant la monotone de charge<sup>12</sup>, les flexibilités des consommateurs pourraient *a priori* induire des changements sur l'ensemble du portefeuille de production et redéfinir les programmes d'appel de chaque technologie du parc (c.f. paragraphe I.2.a).

Enfin, en modifiant les variations temporelles de la demande, les flexibilités des consommateurs pourraient avoir un effet sur les dynamiques de l'équilibre offre-demande. Aussi, les travaux de Jonghe et al. (2011) et Palmintier and Webster (2011) ont mis en évidence que la prise en compte de ces contraintes d'exploitation était déterminante dans la détermination d'un parc productif adapté.

Si les travaux développés considèrent les flexibilités des consommateurs comme une alternative aux appels de production de pointe, il convient également d'explicitier comment la contribution de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement du système peut être envisagée.

### II.2.c Contribution des capacités de pointe à la sécurité d'approvisionnement

Le risque de rupture de l'équilibre offre demande résulte d'un déficit d'offre en regard de la demande instantanée. Aussi, le remplacement de capacité de production par des flexibilités de la demande suppose que la contribution desdites capacités à la sécurité d'approvisionnement soit correctement appréciée.

Chacune des capacités du parc de production est responsable d'une partie des offres disponibles pour satisfaire la demande électrique. Par conséquent, le retrait d'une capacité de pointe se traduit par une diminution du volume de l'offre disponible. **Dans le cadre des travaux de thèse, nous avons supposé que cet abattement est homogène sur l'ensemble des pas de temps simulés** (c.f. Figure III.10).

Cette hypothèse constitue une simplification de la contribution des capacités de pointe à la sécurité d'approvisionnement du système électrique dans la mesure où la disponibilité de ces unités de production est sujette à des arrêts fortuits ou programmés qui distribue inégalement leur disponibilité sur l'ensemble de l'année.

---

11. Les capacités *de pointe* sont les unités de production dont le facteur de capacité est faible. Conformément aux principes présidant à la détermination de l'empilement économique présenté dans le paragraphe I.2.a, ces capacités sont appelées pour concourir à l'alimentation des heures les plus chargées de l'année.

12. voir définition page 61.

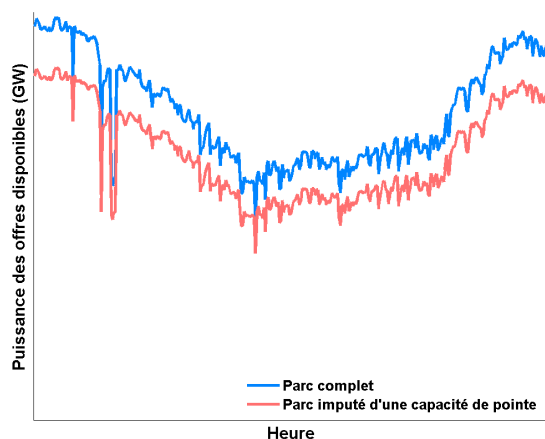


FIGURE III.10 – Illustration de l'effet du retrait d'une capacité de pointe sur le volume des offres de production disponibles

La méthode que nous avons développée pour valoriser les flexibilités diffuses des consommateurs dans la composante capacitaire des coûts d'EOD a été présentée. Il convient désormais de présenter plus avant l'approche proposée pour évaluer la valeur de ces flexibilités sur les coûts variables d'approvisionnement.

### II.3 Impacts des flexibilités des consommateurs sur les coûts variables de production

Pour satisfaire la demande électrique instantanée, les offres de production disponibles sont appelées dans l'ordre de leur préséance économique. Par conséquent, le coût de production à un instant donné est une fonction croissante de la demande. Le coût de production à l'équilibre offre-demande est défini marginalement par la dernière offre retenue.

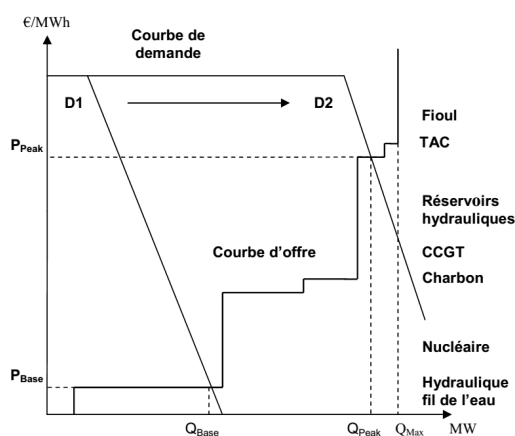


FIGURE III.11 – Détermination du coût marginal de production à l'équilibre offre-demande (Vassilopoulos, 2007)

A titre d'illustration, la Figure III.11 présente une courbe d'offre d'un parc de production à un instant donné. La forme de cette courbe révèle l'empilement économique

des offres de chaque technologie de production de ce parc. Pour définir le coût d'équilibre offre-demande, il est nécessaire de confronter cette courbe d'offre à une courbe de demande. Dans l'exemple de la Figure III.11, lorsque la demande est faible (courbe de demande  $D1$ ), le coût d'équilibre est celui de l'offre de production d'origine hydraulique,  $P_{base}$ . Par ailleurs, pour une demande électrique plus élevée (représentée par la courbe de demande  $D2$ ), le coût d'équilibre sera celui d'une turbine à combustion (TAC),  $P_{peak}$ .

Comme la disponibilité des offres et le volume de la demande ne sont pas constants, le coût de l'offre de production marginale à l'équilibre offre-demande présente des variabilités temporelles (c.f. Figure III.12).

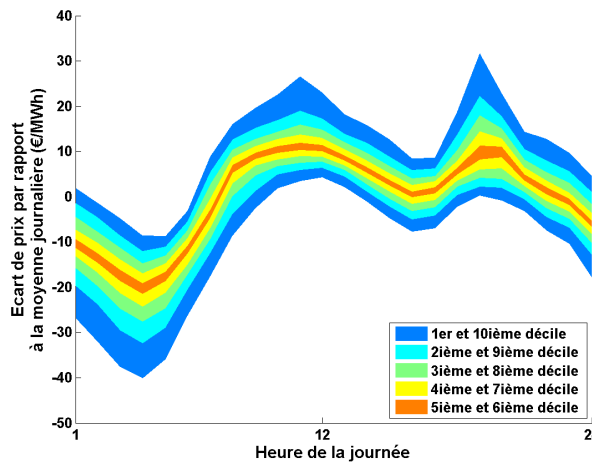


FIGURE III.12 – Variabilité journalière des coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande (SOURCE : *Données de prix spot J-1 pour la France entre 2007 et 2012*)

Dans cette perspective, les flexibilités des consommateurs pourraient ajuster la demande aux coûts marginaux de production nécessaires à l'équilibre offre-demande. Cette mobilisation des flexibilités des consommateurs pourrait induire des économies de coûts variables de production de l'équilibre offre-demande.

En toute rigueur, l'évaluation de ces économies est complexe puisque la sollicitation des flexibilités des consommateurs pourrait modifier le choix de la dernière offre de production retenue pour assurer l'équilibre offre-demande. Aussi, les travaux développés dans le cadre de cette thèse se sont appuyés sur une hypothèse simplificatrice : **le volume des flexibilités a été supposé suffisamment faible pour ne pas modifier les coûts marginaux de production issus de l'équilibre offre-demande.** Les gains induits par les flexibilités des consommateurs en coûts variables de l'équilibre offre-demande peuvent alors être exprimés par l'Équation III.9.

$$\Delta C_{\text{énergie}} = \sum_t C_{m_{\text{variable}}}(t) \cdot \Delta D_{\text{demande}}(t) \tag{III.5}$$

$\Delta C_{\text{énergie}}$	Bénéfices correspondant aux économies de coûts de production induites par la mobilisation des flexibilités des consommateurs (exprimé en k€)
$Cm_{\text{variable}}(t)$	Coût variable de production de l'unité marginale de production à l'instant $t$ (exprimé en k€/MWh)
$\Delta \text{Demande}(t)$	Modification de la puissance appelée à l'instant $t$ causée par la sollicitation des flexibilités des consommateurs (exprimé en MWh).

## Synthèse

L'intégration de nouvelles flexibilités des consommateurs dans l'équilibre offre-demande pourrait répondre à différentes stratégies. L'approche retenue vise quant à elle à modéliser la faculté de ces flexibilités à réduire les coûts d'équilibre offre-demande à long terme sans dégrader la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Pour mener à bien cette évaluation, les coûts long-terme de l'équilibre offre-demande ont été scindés en deux composantes.

D'une part, la composante capacitaire reflète le besoin en puissance des capacités de production installées pour garantir le niveau de fiabilité imposé par les pouvoirs publics. Ce besoin pourrait être réduit par les flexibilités des consommateurs dans la mesure de leur aptitude à adapter la demande aux volumes des offres disponibles.

D'autre part, la composante énergie exprime les coûts de production de l'énergie électrique requis pour satisfaire la demande. Ces coûts résultent de l'empilement économique des offres de production disponibles. Ainsi, les flexibilités de consommation pourraient conduire à des économies en modulant la demande en regard de l'offre marginale de production de l'équilibre offre demande.

La méthode développée pour évaluer l'intérêt des flexibilités de la demande pour l'EOD long-terme a pu être détaillée. Il convient désormais de présenter la mise en équations associée.

## III Modélisation proposée

La modélisation proposée pour évaluer l'impact des flexibilités de la demande sur les coûts à long-terme d'EOD s'appuie sur le jeu de données d'entrée suivant :

- **Des projections long-terme des consommations et des gisements de flexibilités associés à l'échelle nationale.** Les principes à partir desquels ont été construites ces données ont été explicités dans le [chapitre II](#).
- **Des chroniques de coûts marginaux de production attendus en l'absence de flexibilité.** Ces chroniques reflètent l'empilement économique des moyens de production intégrant des incertitudes de disponibilité des unités de production.

- **Des chroniques de disponibilité de l'offre agrégée de production et un volume d'END de référence.** Ces données caractérisent les besoins en capacités de production nécessaires pour satisfaire l'objectif de sécurité d'approvisionnement.
- **Un coût fixe de capacité de production de pointe.**

Il est à noter que les chroniques utilisées représentent 5 tirages annuels des différents aléas affectant l'offre (régime de vent, ensoleillement et disponibilité des unités de production). La construction de ces données, dont les principes ont été explicités dans la [section I](#), a été réalisée à partir du logiciel *Scanner*.

Avant de présenter la mise en équation développée, il convient de préciser le choix de modélisation.

### III.1 Choix de l'approche

L'analyse de l'équilibre offre-demande à long terme s'inscrit plus largement dans le cadre de l'analyse de l'adéquation du système électrique<sup>13</sup>. Aussi, [Billinton and Allan \(1984\)](#) ont segmenté le système électrique en trois *zones fonctionnelles* : le parc de production, les infrastructures de transport et les réseaux de distribution. Cette segmentation permet de distinguer plusieurs niveaux d'analyse de l'adéquation du système électrique.

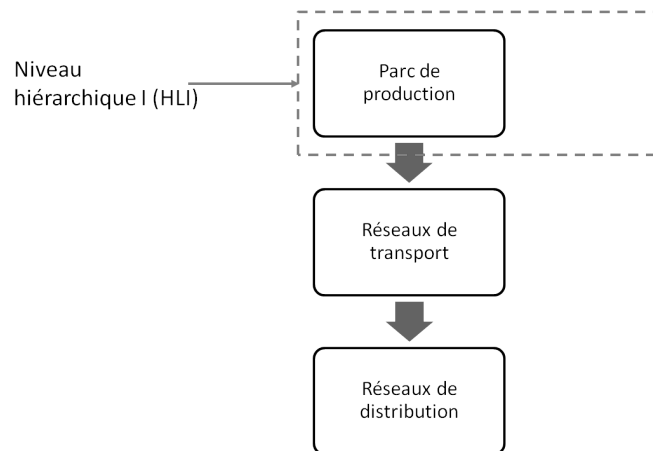


FIGURE III.13 – Positionnement de la formulation développée dans la segmentation de l'adéquation du système électrique proposée par [Billinton and Allan \(1984\)](#)

La mise en équation proposée pour évaluer l'intérêt des flexibilités des consommateurs dans l'EOD correspond au premier niveau d'analyse (notée *HLI* par Billinton et Allan). Cette première analyse exclut les contraintes inhérentes aux infrastructures de réseaux.

A partir des choix de représentation de la demande et de ses flexibilités présentés dans la [section III](#) du [chapitre II](#), la formulation développée prend la forme d'un problème d'optimisation dont il convient de préciser l'objectif et les contraintes.

13. Voir définition [21](#)

## III.2 Mise en équations

### III.2.a Gains en coûts d'EOD

En l'absence de contraintes relatives aux infrastructures de réseaux, l'intérêt des flexibilités des consommateurs est de minimiser les coûts de gestion du parc de production nécessaire à garantir l'équilibre du parc de production. Ainsi, en cohérence avec l'analyse proposée dans la [section II](#) de ce chapitre, nous pouvons formuler l'objectif du problème d'optimisation comme suit :

$$\begin{aligned} \text{maximiser} \quad & \widetilde{Gain}^{EOD} = \Delta \widetilde{C}_{capacitaire} + \Delta \widetilde{C}_{\text{énergie}} \quad (III.6) \\ \widetilde{Gain}^{EOD} & \quad \text{Économies en coûts d'équilibrage offre-} \\ & \quad \text{demande liées à la mobilisation des flexibili-} \\ & \quad \text{tés des consommateurs (exprimé en k€)} \\ \Delta \widetilde{C}_{capacitaire} & \quad \text{Bénéfices correspondant aux économies de} \\ & \quad \text{besoin en capacité de pointe induites par la} \\ & \quad \text{mobilisation des flexibilités des consomma-} \\ & \quad \text{teurs (exprimé en k€)} \\ \Delta \widetilde{C}_{\text{énergie}} & \quad \text{Bénéfices correspondant aux économies de} \\ & \quad \text{coûts de production induites par la mobilisa-} \\ & \quad \text{tion des flexibilités des consommateurs (ex-} \\ & \quad \text{primé en k€)} \end{aligned}$$

Si la fonction objectif du problème d'optimisation visant à quantifier les gains potentiels des flexibilités des consommateurs pour l'équilibre offre-demande a été exprimée, il convient désormais d'explicitier les contraintes dudit problème.

### III.2.b Réduction des besoins en capacités de production

Conformément à l'[Équation III.4](#), les bénéfices relatifs aux économies de capacité de pointe s'expriment selon l'équation suivante :

$$\Delta \widetilde{C}_{capacitaire} = C_{fixe} \cdot \Delta \widetilde{C}_{\text{capa}} \quad (III.7)$$

Où :

$$\begin{aligned} C_{fixe} & \quad \text{Coût fixe de capacité de production de} \\ & \quad \text{pointe (exprimé en k€/MW)} \\ \Delta \widetilde{C}_{\text{capa}} & \quad \text{Retrait de capacité rendu possible par la mo-} \\ & \quad \text{bilisation des flexibilités des consommateurs,} \\ & \quad \text{sans aggraver le risque global de défaillance} \\ & \quad \text{de l'équilibre offre-demande du système élec-} \\ & \quad \text{trique considéré (exprimé en MW).} \end{aligned}$$

Dans le cadre de l'approche développée, ces économies de capacités de production ne doivent pas induire de dégradation de la sécurité d'approvisionnement du système

électrique, caractérisée dans le cadre de ces travaux par une espérance d'END (c.f. paragraphe II.2.a). Néanmoins, conformément à l'hypothèse exprimée dans le paragraphe II.2.c, ce retrait de capacité se traduit par une contraction uniforme de l'offre de production.

L'impact du retrait d'une capacité de production sur la sécurité d'approvisionnement du système électrique a pu être exprimé comme suit.

$$END_{ref}^{nat} \geq \frac{1}{N_{tirage}} \sum_{t_k} \left[ \max(0, \widetilde{P}_{nat}^{finale}(tir, t_k) - Offre(tir, t_k) - \widetilde{\Delta Capa}) \right] \cdot \Delta t$$

Où :

$N_{tirage}$	Nombre de chroniques annuelles d'offre de production disponible.
$END_{ref}^{nat}$	Espérance d'END attendue en l'absence de flexibilité des consommateurs et de retrait de capacités de production (exprimé en MWh)
$\widetilde{P}_{nat}^{finale}(tir, t_k)$	Demande électrique à l'échelle nationale prévue pour le tirage aléatoire $tir$ au pas de simulation $t_k$ incluant les effets des flexibilités des consommateurs (exprimée en MW)
$Offre(tir, t_k)$	Puissance des offres de production disponibles à l'échelle nationale issue du tirage aléatoire $tir$ et au pas de simulation $t_k$ (exprimée en MW)
$\Delta t$	Résolution temporelle de la simulation (exprimée en h). En cohérence avec les projections de consommation présentées dans le chapitre II, les simulations sont réalisées dans le cadre de cette modélisation au pas demi-horaire.

Il est à noter que l'opérateur  $\max$  est une cause de non-linéarité dans la résolution numérique du problème d'optimisation. Aussi, pour faciliter cette résolution, Williams (2013) ont permis de proposer une formulation linéaire équivalente à l'équation précédente :

$$\begin{cases} END_{ref}^{nat} \geq \frac{1}{N_{tirage}} \sum_{t_k} \widetilde{Déficit}_{prod}(tir, t_k) \cdot \Delta t \\ \forall tir, \forall t_k, \widetilde{Déficit}_{prod}(tir, t_k) \geq 0 \\ \forall tir, \forall t_k, \widetilde{Déficit}_{prod}(tir, t_k) \geq \widetilde{P}_{nat}^{finale}(tir, t_k) - Offre(tir, t_k) - \widetilde{\Delta Capa} \end{cases} \quad (III.8)$$

Où :

$\widetilde{Déficit}_{prod}(tir, t_k)$	Déficit d'offre de production à l'instant $t_k$ du tirage aléatoire $tir$ .
--	---



Les contraintes relatives aux économies en capacités de production ont été explicitées. Il convient désormais de décrire les équations permettant la quantification de la composante *énergie* de l'équilibre offre-demande.

### III.2.c Réduction des coûts variables de production d'électricité

Conformément à l'approche exposée dans le paragraphe II.3, les flexibilités des consommateurs peuvent constituer un levier d'économie des coûts variables de production d'énergie électrique en adaptant la demande à la variation des coûts marginaux de production. En se basant sur les 5 tirages annuels, ces économies peuvent s'exprimer de la manière suivante :

$$\Delta \widetilde{C}_{\text{énergie}} = \frac{1}{N_{\text{tirage}}} \sum_{t_k} \left[ C_{m_{\text{variable}}}(tir, t_k) \cdot \left( P_{\text{nat}}^{\text{initiale}}(tir, t_k) - \widetilde{P}_{\text{nat}}^{\text{finale}}(tir, t_k) \right) \cdot \Delta t \right] \quad (\text{III.9})$$

Où :

$C_{m_{\text{variable}}}(tir, t_k)$	Coût variable de production de l'unité marginale de production issu du tirage annuel <i>tir</i> à l'instant $t_k$ (exprimé en k€/MWh)
$P_{\text{nat}}^{\text{initiale}}(tir, t_k)$	Demande électrique à l'échelle nationale à l'instant $t_k$ et pour le tirage aléatoire <i>tir</i> des aléas de l'équilibre offre-demande (exprimée en MW). Cette demande n'intègre pas les distorsions induites par la mobilisation des flexibilités des consommateurs.

Les gains d'EOD attendues par l'avènement de flexibilités chez les consommateurs ont été exprimés en regard de leur capacité à modifier la demande électrique. Il convient donc de préciser comment ont été exprimées ces capacités dans le modèle développé.

### III.2.d Modulation de la demande nationale par les flexibilités diffuses des consommateurs

La faculté des flexibilités des consommateurs à modifier la demande électrique a été formulée dans le chapitre II (c.f. équations II.13 à II.18). Cette représentation permet de définir les modulations de la demande électrique en fonction des parts de chacun des gisements de flexibilité ayant été mobilisées sur chaque pas demi-horaire simulés.

A partir de cette modélisation, les modulations de consommation motivées par des besoins d'équilibre offre-demande ont été évaluées en estimant à chaque pas de simulation  $t_k$  la proportion des gisements de flexibilité mobilisée à l'échelle nationale.

## IV Conclusions

Les activités de production d'électricité s'exercent au sein de marchés concurrentiels. Les investissements dans des unités de production résultent donc des modèles d'affaires

particuliers à chacun des agents exerçant cette activité. Néanmoins, l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement du système électrique a conduit les pouvoirs publics à fixer des objectifs réglementaires relatifs à la fiabilité de l'équilibre offre-demande. La poursuite de ces objectifs s'est notamment traduite par la mise en œuvre d'un marché de capacité visant à rémunérer les producteurs pour leur concours à l'équilibre offre-demande de long-terme. Ce mécanisme tend à définir un dimensionnement *minimal* du parc de production.

Les ruptures de l'équilibre offre-demande traduisent un déficit d'offres disponibles en regard de la demande instantanée. Aussi, la fiabilité de l'équilibre offre-demande est soumise aux incertitudes pesant sur la consommation électrique et aux aléas relatifs à la disponibilité des unités de production. En conséquence, le dimensionnement optimal du parc de production revient à déterminer un portefeuille de technologies de production permettant de couvrir la demande électrique à moindre coût tout en appréciant les risques de défaillance.

Dans cette perspective, les flexibilités des consommateurs constituent un moyen de réduire les coûts nécessaires à maintenir l'équilibre offre-demande.

Premièrement ces flexibilités peuvent être sollicitées de manière à éviter tout ou partie des défaillances probables en adaptant la demande électrique au volume des offres de production disponibles. Ainsi, pour un même objectif de sécurité d'approvisionnement, les souplesses des consommateurs sont de nature à réduire la puissance des capacités requises.

Par ailleurs, l'empilement économique des offres de production conduit à définir un coût marginal de l'équilibre offre-demande. Ce coût marginal correspond aux coûts variables de production de la dernière capacité appelée pour satisfaire la demande. En conséquence, les flexibilités des consommateurs peuvent induire une diminution des dépenses inhérentes à la production d'énergie en adaptant la demande aux coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande.

Pour modéliser les apports des flexibilités pour les coûts d'équilibre offre-demande, l'approche proposée a été positionnée dans le cadre plus large de l'analyse de l'adéquation des systèmes électriques. La mise en équation développée dans ce chapitre tend à apprécier l'apport des flexibilités de la demande à l'équilibre offre-demande sans tenir compte des contraintes réseaux. Une attention particulière a été à faciliter la résolution numérique du problème : la formulation que nous proposons prend la forme d'un problème d'optimisation linéaire.

Ce premier niveau d'analyse a été complété par l'étude des impacts que pourraient avoir ces mêmes flexibilités sur les infrastructures permettant l'acheminement de l'électricité. Ces travaux font précisément l'objet du prochain chapitre.



## Chapitre IV

# Intégration des effacements diffus dans la planification des investissements réseaux

### SOMMAIRE

I	DIMENSIONNEMENT DES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU . . . . .	82
I.1	Structures des réseaux électriques français . . . . .	82
I.2	Méthodes de planification des réseaux électriques . . . . .	84
II	INTÉGRATION DES FLEXIBILITÉS DE CONSOMMATIONS DANS LES DÉCISIONS D'INVESTISSEMENT DE RÉSEAU . . . . .	88
II.1	Hypothèses de travail . . . . .	89
II.1.a	<i>Pérennité du portefeuille de flexibilité . . . . .</i>	90
II.1.b	<i>Représentation des réseaux et des charges électriques . . . . .</i>	90
II.1.c	<i>Prédominance des coûts de défaillance dans les décisions de renforcement des réseaux électriques . . . . .</i>	91
II.2	Intérêt des flexibilités de la demande pour le dimensionnement des réseaux de répartition . . . . .	92
II.2.a	<i>Impact des effacements diffus sur l'END probable . . . . .</i>	92
II.2.b	<i>Analyse des réseaux de répartition du périmètre d'étude . . . . .</i>	94
II.3	Intérêt des flexibilités de la demande pour les réseaux de distribution . . . . .	95
II.3.a	<i>Approche marginale des coûts de renforcement . . . . .</i>	96
II.3.b	<i>Définition des composantes du coût de renforcement des RPD . . . . .</i>	97
III	MODÉLISATION PROPOSÉE . . . . .	104
III.1	Choix de l'approche . . . . .	104
III.2	Mise en équations . . . . .	105
III.2.a	<i>Gains escomptés à l'échelle du système électrique . . . . .</i>	105
III.2.b	<i>Gains en renforcement des infrastructures de réseaux . . . . .</i>	106
III.2.c	<i>Intégration des flexibilités de la demande électrique aux différentes échelles spatiales du système électrique . . . . .</i>	107
III.2.d	<i>Prise en compte de l'aléa climatique dimensionnant . . . . .</i>	109
III.2.e	<i>Expression de la pointe de consommation . . . . .</i>	110
III.2.f	<i>Formulation du coût de renforcement . . . . .</i>	110
IV	CONCLUSIONS . . . . .	112

### Résumé

*Ce chapitre tend à discuter des apports des effacements diffus dans le dimensionnement des infrastructures de réseau. Une attention particulière a été portée aux gains en renforcement des réseaux de distribution.*

## Introduction

L'exploitation des infrastructures de réseau répond à de nombreuses préoccupations inhérentes au fonctionnement du système électrique ([Bornard et al., 2005](#)) :

- Le maintien de l'équilibre offre-demande en assurant la disponibilité des ouvrages reliant les sites d'injection et les sites de soutirage d'électricité
- La performance économique du système électrique en permettant notamment la mise en œuvre des programmes de production prévue par les exploitants des capacités de production.
- L'acheminement d'une électricité de qualité régulière en garantissant ses caractéristiques de tension et de fréquence dans les limites contractuelles
- La stabilité de l'ensemble du système en tenant compte du couplage dynamique entre les unités de production et la consommation.
- La sécurité du système électrique en assurant la protection des biens et des personnes.

Pour satisfaire à toutes ces fonctionnalités, les réseaux électriques ont été organisés en niveaux hiérarchiques.

Après avoir rappelé l'organisation générale des infrastructures de réseau électrique, la première partie de ce chapitre décrit les principes généraux qui président leur dimensionnement.

L'apport des flexibilités de consommation sur ce dimensionnement sera analysée dans une seconde partie. Cette analyse s'appuiera sur des observations du périmètre du démonstrateur *GreenLys*.

Enfin, une modélisation sera proposée pour apprécier les gains d'investissement que pourraient induire des flexibilités de consommation sur les infrastructures de réseau.

## I Dimensionnement des infrastructures de réseau

L'analyse du cadre juridique du système électrique proposée au [chapitre I](#) a mis en lumière une organisation des responsabilités dans la gouvernance des réseaux électriques entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires des réseaux de distribution. Ce partage des responsabilités s'appuie sur une segmentation physique des infrastructures de réseau : le gestionnaire du réseau de transport assure la gestion des ouvrages de tension supérieure à 50kV<sup>1</sup> alors que les gestionnaires des réseaux de distribution sont essentiellement en charge de l'administration des réseaux moyenne et basse tension ([Code général des collectivités territoriales, 2014](#), article *L 2224-31*).

Ce fractionnement juridique des réseaux électriques traduit une organisation technique de ces infrastructures qu'il convient de présenter plus avant.

### I.1 Structures des réseaux électriques français

Les réseaux électriques sont hiérarchisés en plusieurs niveaux de tension caractérisés par des fonctions propres.

---

1. Il existe quelques exceptions conformément à ([Code de l'Energie, 2011](#), article *L 321-4* et *L 321-5*).

**Les réseaux de grand transport et d'interconnexion** sont assurés en France par des ouvrages de 400kV et 225kV. Leur fonction est de faire transiter de très fortes puissances sur des distances importantes (des principaux groupes de production vers les lieux de consommation qui peuvent être des sites industriels ou des niveaux de tension inférieurs) et d'assurer les interconnexions avec les pays voisins. Leur exploitation permet de mutualiser les sources de production tout en assurant la sécurité du système. Par conséquent, leur conception est notamment déterminée en regard des programmes d'appel probable des unités de production. Aussi, « le dimensionnement [de ces réseaux] n'est que très indirectement lié au niveau général des soutirages » (CRE, 2012). Les apports attendus de flexibilités diffuses des consommations sur le dimensionnement de ces infrastructures semblent donc très limités. Par conséquent, ces réseaux ont été hors du cadre d'étude des travaux de thèse présentés dans ce mémoire.

**Les réseaux de répartition** sont constitués en France de trois niveaux de tension différents (225kV, 90kV et 63kV). Ces ouvrages assurent à l'échelle régionale un maillage du territoire. L'objectif est à la fois de collecter les injections de puissance venant des réseaux supérieurs ou d'installations de production et d'alimenter les consommateurs raccordés aux réseaux de répartition ou de distribution.

**Les réseaux de distribution** desservent les consommateurs finals en moyenne tension<sup>2</sup> (sites industriels ou tertiaires importants) ou en basse tension<sup>3</sup> (consommateurs résidentiels, petits sites industriels et tertiaires). Il est à noter que ces réseaux collectent également la production issue d'installations de faible puissance (petite centrale photovoltaïque par exemple). Les transits sur ces réseaux sont donc très fortement corrélés avec le niveau de soutirage et, par conséquent, le dimensionnement de ces ouvrages est déterminé par les pointes locales de consommation (CRE, 2012).

Outre les niveaux de tension et la nature des matériels qui les composent, ces échelons hiérarchiques diffèrent également par la redondance des infrastructures qui les composent.

Les réseaux de transport<sup>4</sup> présentent une architecture maillée. Cette structure tend notamment à garantir une continuité de service, en permettant d'assurer tout ou partie des transits lors d'indisponibilité d'ouvrages du réseau.

Les structures des réseaux de distribution sont quant à elles plus hétérogènes (Alvarez, 2009). En France, de manière schématique, les réseaux HTA (moyenne tension) présentent majoritairement des architectures bouclables permettant des possibilités de secours<sup>5</sup>, alors que les réseaux BT (basse tension) ont essentiellement des structures arborescentes, sans possibilité de secours<sup>6</sup> (Carrive, 1991).

---

2. typiquement 20kV

3. typiquement 400V

4. Les réseaux de transport regroupent les réseaux de grand transport, d'interconnexion et de répartition

5. En zone rurale, certaines portions du réseau HTA ne présentent pas de possibilité de secours (ErDF, 2008a)

6. Il est à noter que des architectures BT présentant des redondances existent. C'est notamment le cas d'une partie des réseaux grenoblois.

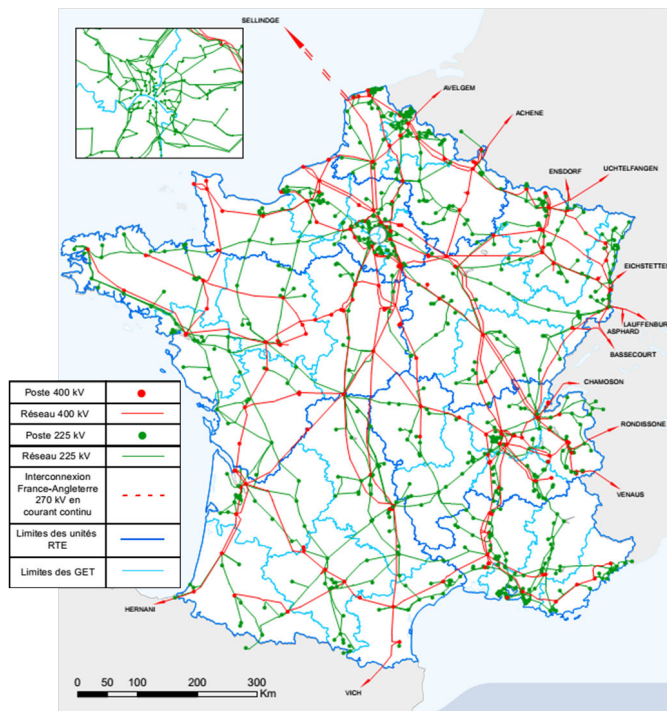


FIGURE IV.1 – Le réseau de transport d’électricité 400kV et 225kV (RTE, 2011c)

Les choix techniques majeurs des niveaux de tension et des structures adoptées résultent de l’appréciation de plusieurs critères : performances économiques, organisation territoriale, objectifs de qualité (Persoz et al., 1984; Carrive, 1991). De nombreux travaux de recherche (Alvarez, 2009; Emelin, 2014; Nadaud, 2005) ont discuté de la pertinence de ces choix. L’objectif des travaux présentés dans ce manuscrit est différent : il s’agit ici d’apprécier les apports des effacements diffus dans les architectures actuelles des infrastructures de réseau.

Si les objectifs et le périmètre d’étude ont pu être précisés, il convient de discuter des règles qui président les décisions d’investissement dans les réseaux électriques.

## I.2 Méthodes de planification des réseaux électriques

La pertinence d’un investissement réseau est évaluée en regard de sa capacité à diminuer des coûts d’exploitation (Persoz et al., 1984; Carrive, 1991). La planification des réseaux électriques consiste alors à prévoir les besoins d’investissement tout en estimant les coûts opérationnels restant à la charge des gestionnaires de réseau après le renforcement, le développement ou le renouvellement de l’infrastructure.

### Principes généraux des études d’investissement dans les réseaux

En France, les gestionnaires de réseau distinguent quatre composantes du coût total d’un investissement (c.f. Équation IV.1) :

- **Les dépenses d’investissement** qui correspondent au coût d’immobilisation du capital nécessaire pour renforcer, développer ou renouveler les infrastructures de réseau.

- **Le coût des pertes techniques** liées à l'exploitation des réseaux<sup>7</sup>. Les pertes techniques sont inhérentes à l'échauffement des conducteurs lors d'un transit de courant (pertes Joules), à la magnétisation des transformateurs (pertes fer) ou à l'ionisation des isolants<sup>8</sup> (effet couronne).
- **Les coûts de défaillance** qui peuvent s'interpréter comme le coût d'une *non-qualité* de service pour les utilisateurs des réseaux (Carrive, 1991).
- **Les coûts de congestion** (ou coûts de *redispatching*) correspondant à des surcoûts de production consécutifs au démarrage d'unités de production proches des consommations afin de soulager les infrastructures de transport<sup>9</sup>. Ces congestions peuvent résulter de limitations thermiques, de contraintes de tenue en tension ou de limites de stabilité de synchronisme (Manzo, 2004).

Le calcul de ces composantes s'articule en deux étapes (Persoz et al., 1984). Dans un premier temps, une ou plusieurs situations représentatives du fonctionnement des réseaux sont sélectionnées. Pour chacune de ces situations, les contraintes (congestions, pertes, conséquences de défaillance probable) sont quantifiées. Puis, dans un second temps, ces contraintes sont monétisées en regard d'une valeur normative. Ainsi, le coût total actualisé d'un investissement s'exprime comme suit :

$$C = \sum_{t=0}^{T-1} \frac{I(t) + C_{pertes}(t) + C_{defaillance}(t) + C_{congestion}(t)}{(1+i)^t} - \frac{VU}{(1+i)^T} \quad (\text{IV.1})$$

Où :

$C$	Coût total actualisé de l'investissement considéré
$T$	Nombre d'années sur lequel ledit investissement est valorisé
$i$	Taux d'actualisation
$I(t)$	Investissement réalisé à l'année $t$
$C_{pertes}(t)$	Coût des pertes réseau pour l'année $t$
$C_{defaillance}(t)$	Coût des défaillances des réseaux pour l'année $t$
$C_{congestion}(t)$	Coûts inhérents aux congestions des infrastructures réseaux à l'année $t$
$VU$	Valeur d'usage des investissements à la fin de la période d'étude

Parmi l'ensemble de ces composantes, les coûts de défaillance se révèlent particulièrement discriminants dans les décisions d'investissement (Doulet, 2002).

7. Il est possible de distinguer les pertes techniques et les pertes non-techniques. Les pertes non-techniques sont le résultats d'erreurs de comptage et de fraudes (GTPE-CRE, 2010).

8. Ce type de pertes est négligeable sur les réseaux de distribution

9. Au vu de la nature des installations de production raccordées aux réseaux de distribution, cette composante est absente du bilan des gestionnaires de réseaux de distribution



## Principes d'estimation du coût de défaillance

Les coûts de défaillance reflètent la sensibilité des usagers à la qualité de l'électricité. Cette dernière tient à la fois de la continuité du service et de la régularité de la forme de l'onde de tension (CRE, 2010). Aussi, de nombreux critères ont été élaborés pour rendre compte de la qualité de la desserte<sup>10</sup>. En France, les méthodes de planification ont longtemps identifié les coûts de défaillance aux coûts du volume d'énergie non distribuée (END). Cette approche a été complétée pour apprécier notamment l'importance des durées d'interruption (ErDF, 2008a; Doulet, 2002) et des imperfections de l'onde de tension (Carrive, 1991). Néanmoins, l'appréciation du volume d'END reste une simplification adoptée dans de nombreuses études (Carvalho and Ferreira, 2004; Langset et al., 2001; Vuillecard, 2013).

L'apparition d'un coût de défaillance résulte d'une demande électrique excédant les capacités de transit des réseaux. Pour bien appréhender l'impact financier de la sécurisation d'alimentation d'une zone particulière, il convient d'évaluer un risque de défaillance (RTE, 2004). L'évaluation de ce risque intègre une estimation des incertitudes qui pèsent à la fois sur la capacité de transit des réseaux et sur le niveau de la demande électrique.

La capacité d'un réseau à desservir une puissance demandée est recouverte par la notion de **puissance garantie**, définie par la puissance maximale pouvant être transitée par le réseau sans qu'aucune contrainte n'apparaisse. Cette dernière dépend notamment de la disponibilité des ouvrages du réseau considéré : une partie de ces ouvrages peut être mise hors service de manière fortuite (à cause de pannes ou d'agressions extérieures par exemple) ou programmée (à cause de maintenance ou de travaux de voirie par exemple). Ainsi, les puissances garanties sont définies pour chaque état du réseau : à réseau complet (*en N*) ou suite à la perte de  $k$  ouvrages (*en N-k*).

La demande électrique est quant à elle sujette à des variations aléatoires. Dans le contexte français, la thermosensibilité de la demande est forte (c.f. [section I](#) du chapitre II). Aussi, la méthode adoptée par les gestionnaires de réseaux définit des **seuils de risques climatiques**.

Ces mêmes principes d'appréciation du risque de défaillance se déclinent différemment sur chaque type de réseau.

Sur les réseaux de répartition, en pratique, c'est le coût de l'espérance de l'END en situation de N-1 qui motive les décisions d'investissement (CRE, 2012) : la demande électrique sur certaines heures les plus chargées de l'année excèdent la puissance garantie par les réseaux de répartition en situation de N-1 (c.f. [Figure IV.2](#)). Il y a donc un risque d'interruption du service qui dépend de la probabilité d'observer une perte d'un ouvrage de répartition concomitante avec une demande élevée. Compte tenu de la probabilité de défaillance des ouvrages des réseaux de répartition, du coût de l'END adopté par RTE dans ses études de planification et du coût des ouvrages des réseaux de répartition, le nombre d'heure de couverture non-garantie est compris entre 1600 et 3300 heures par an (CRE, 2012) : les réseaux de répartition sont donc en moyenne dimensionnés en regard des 20 à 30 % des heures les plus chargées de l'année.

10. En France, les plus répandus sont les critères B et G (Carrive, 1991). A l'international, les indicateurs les plus utilisés sont le SAIDI, le SAIFI et le CAIDI (Willis, 1997).

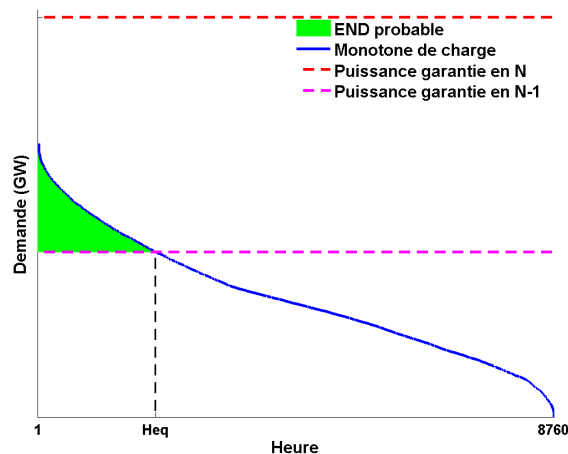


FIGURE IV.2 – Principes théoriques de calcul de l'énergie non-distribuée probable

Les réseaux de distribution sont quant à eux dimensionnés en regard de quelques centaines d'heures les plus chargées de l'année (CRE, 2012). Ce dimensionnement résulte tout particulièrement de l'appréciation de la thermosensibilité des charges dans les méthodes de planification des réseaux HTA et BT.

Sur les réseaux HTA, le dimensionnement des ouvrages repose sur l'estimation d'un niveau de demande élevé et de deux seuils climatiques. Le niveau de charge considéré correspond à une moyenne<sup>11</sup> des trois plus fortes puissances mesurées au pas 10 minutes et corrigées de la température (ErDF, 2008a). Ce niveau de charge est ensuite projeté sur deux seuils climatiques :

- La température minimale basse ( $T_{mb}$ ) définie par la température froide dont la probabilité d'occurrence est d'un jour par an. Ce seuil de température préside les études de renforcement en régime normal (N) (ErDF, 2008a) et les études de raccordement des consommateurs ayant contractualisé une alimentation de secours (ErDF, 2010c).
- Une température normale ( $T_{Norm}^{15/01}$ ) représentative de la température du 15 janvier. Ce seuil de température préside les études de renforcement en régime secours (N-1) (ErDF, 2008a).

Quant aux réseaux BT, ils présentent très majoritairement une structure radiale qui ne permet pas de possibilité de secours. En pratique, la connaissance des charges BT repose sur des données de facturation (en énergie) et des profils de consommation/production (en puissance). Aussi, les études de renforcement des réseaux BT s'appuient sur une projection à température minimale basse d'un profil statistique recalé par rapport aux données de facturation et intégrant une évaluation de l'incertitude de l'estimation<sup>12</sup> (Nadaud, 2005). En moyenne, le dimensionnement des seuls réseaux BT est en souffrance deux heures et demi par an (Ding, 2012).

11. Il s'agit du maximum entre la moyenne des trois plus fortes puissances mesurées durant des heures creuses et la moyenne des trois plus fortes puissances mesurées en heures pleines.

12. Le modèle BAGHEERA d'ErDF s'appuie sur une appréciation des puissances ayant 10 % de chances d'être dépassées (Nadaud, 2005)

## Synthèse

Cette partie avait pour but de présenter les méthodes présidant le dimensionnement des réseaux électriques.

Pour acheminer l'électricité des centres de production jusqu'aux consommateurs finaux, les réseaux électriques sont organisés en plusieurs niveaux hiérarchiques répondant à des objectifs différents. En conséquence, la conception de ces échelons repose sur des choix de niveaux de tension et d'architecture qui résultent d'un compromis entre plusieurs critères (performances économiques des réseaux, encombrement des territoires, qualité du service rendu, ...). Dans le respect de ces choix, les travaux développés dans le cadre de cette thèse se sont limités à évaluer de l'intérêt des flexibilités de consommation pour le renforcement des réseaux de répartition et de distribution.

Dans une seconde partie, les principes théoriques de planification de ces réseaux ont été rappelés : la pertinence d'un investissement est évalué en regard des économies qu'il induit sur les coûts d'exploitation de l'infrastructure considérée. En particulier, les coûts de défaillance jouent un rôle discriminant dans les décisions d'investissement des gestionnaires de réseau. L'appréciation de ces coûts repose sur une approche probabiliste de la disponibilité des ouvrages du réseau et des aléas climatiques influençant le niveau de la demande. En pratique, les méthodes de planification en vigueur amènent les gestionnaires de réseau à dimensionner les ouvrages dont ils ont la charge en regard d'une période couvrant plusieurs heures les plus chargées de l'année. Le nombre d'heures dimensionnantes est propre à la conception de chaque type de réseau.

Maintenant que les principes généraux de la planification des réseaux ont été présentés, il convient de préciser comment les travaux de thèse présentés proposent d'intégrer les flexibilités des consommateurs aux décisions de renforcement des infrastructures de réseau.

## II Intégration des flexibilités de consommations dans les décisions d'investissement de réseau

Les stratégies d'investissement dans les réseaux électriques visent à minimiser le coût global actualisé de ces infrastructures, intégrant les dépenses d'investissement (CAPEX) et les dépenses inhérentes à leur d'exploitation (OPEX) (c.f. [Équation IV.1](#)). Ainsi, en considérant les flexibilités des consommateurs comme un levier pour réduire les coûts d'exploitation des réseaux électriques, les gestionnaires de réseaux pourraient être amenés à redéfinir leur politique d'investissement. La [Figure IV.3](#) schématise l'impact que pourrait avoir l'intégration de ces flexibilités sur les logiques d'investissement des gestionnaires de réseaux. Trois stratégies paraissent envisageables.

En cohérence avec l'approche actuelle, une première stratégie pourrait consister à utiliser les flexibilités de la demande pour minimiser le coût total des infrastructures de réseau. Cette stratégie se traduirait par la détermination d'un niveau d'investissement à réaliser en regard de dépenses d'exploitation infléchies par les effets de ces flexibili-

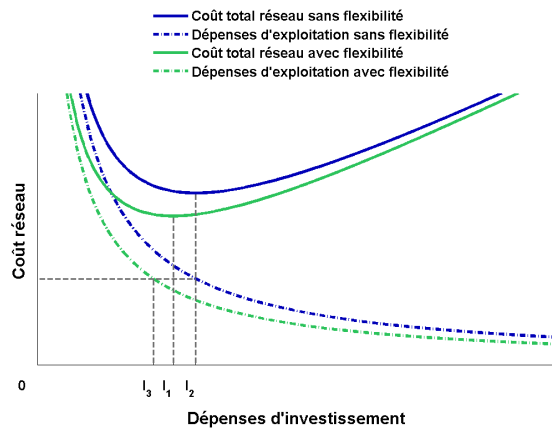


FIGURE IV.3 – Influence du niveau d'investissement sur les coûts des infrastructures de réseau

tés. Graphiquement, cette solution est illustrée dans la [Figure IV.3](#) par l'investissement  $I_1$ . D'un point de vue calculatoire, cette solution est complexe puisqu'elle nécessite de calculer en parallèle des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation associés.

Une seconde approche, plus simple, pourrait alors consister à utiliser les effacements de consommation dans l'unique but d'économiser des coûts d'exploitation des réseaux (en améliorant la qualité de desserte par exemple), sans affecter les dépenses d'investissement. Dans l'exemple de la [Figure IV.3](#), ces dépenses d'investissement resteraient alors à leur niveau  $I_2$ , déterminé sans tenir compte des flexibilités de la demande.

Enfin, une dernière stratégie consisterait à envisager les effacements de consommation comme un moyen de limiter le recours aux investissements dans les réseaux sans alourdir leurs frais d'exploitation (en préservant une qualité de desserte donnée par exemple). Dans cette perspective, l'intégration des flexibilités de consommation se traduirait par des économies d'investissement, sans impacter les coûts d'exploitation des réseaux considérés. Graphiquement, cette solution est illustrée dans la [Figure IV.3](#) par la détermination d'un niveau d'investissement  $I_3$  pour lequel les dépenses d'exploitation attendues en prenant en compte les flexibilités sont identiques à celles qui auraient été observées sans flexibilité en consentant un investissement  $I_2$ .

Les travaux développés se proposent précisément d'adopter cette dernière approche pour apprécier les apports que pourrait avoir l'avènement de nouvelles flexibilités au sein de la demande électrique sur le dimensionnement des infrastructures réseau.

Pour ce faire, l'étude réalisée s'est appuyée sur un jeu d'hypothèses qu'il conviendra d'explicitier dans une première partie avant de présenter la modélisation développée.

## II.1 Hypothèses de travail

Les hypothèses considérées s'articulent en deux catégories :

- La formulation de conditions requises pour que les flexibilités de la demande constituent une alternative crédible aux investissements dans les réseaux.

- Des simplifications nécessaires à une modélisation des apports de ces mêmes flexibilités dans le dimensionnement des réseaux électriques.

### II.1.a Pérennité du portefeuille de flexibilité

L'existence de flexibilité au sein de la demande ne peut raisonnablement amener les gestionnaires de réseau à différer ou annuler tout ou partie d'un renforcement que dans la mesure où la présence des flexibilités est assurée sur la durée dudit report ou sur la durée de vie de l'ouvrage. La prévisibilité long terme des gisements de flexibilité apparaît donc comme un pré-requis à la valorisation de celles-ci dans le dimensionnement des infrastructures réseau. Néanmoins, en toute rigueur, l'évolution du portefeuille de flexibilité à disposition des gestionnaires de réseau dépend de nombreux paramètres : des stratégies des opérateurs d'effacement en termes de recrutement des consommateurs, de la relation contractuelle qui lie chaque consommateur flexible avec son opérateur d'effacement<sup>13</sup>, etc.

**Dans le cadre des travaux que nous avons développés, la présence des flexibilités de consommation a été présumée suffisamment pérenne pour constituer une alternative crédible aux investissements dans les réseaux.**

Si ce pré-requis est supposé satisfait, l'appréciation d'économies d'investissement induites par des flexibilités de la demande a également nécessité quelques simplifications.

### II.1.b Représentation des réseaux et des charges électriques

Les études de planification des réseaux électriques s'appuient sur l'appréciation des coûts d'exploitation desdits réseaux (c.f. paragraphe I.2). L'estimation de ces coûts résulte de calculs de répartition de puissance sur les infrastructures de réseaux (ErDF, 2008a). Gouin et al. (2015) ont proposé une méthode permettant d'intégrer des flexibilités de la demande dans ces calculs.

Néanmoins, la résolution numérique de tels problèmes nécessite des représentations détaillées des charges et des composants du réseau (lignes, câbles, transformateurs, batteries de condensateurs, interrupteurs, etc) (Zimmerman, 1995) et les données nécessaires à ces représentations n'étaient pas disponibles sur l'ensemble du périmètre d'étude. En particulier, les prévisions de consommation utilisées ont été modélisées à l'échelle d'un poste source (c.f. paragraphe I.2.a du chapitre II). **Aussi, pour estimer les coûts d'investissement dans les infrastructures réseau, les travaux développés dans le cadre de cette thèse proposent un modèle *haut-niveau* basé sur une représentation agrégées de la demande et des capacités des réseaux. Le niveau d'agrégation retenu est celui d'un poste source.**

L'analyse de la demande proposée au paragraphe I.2.b du chapitre II de ce manuscrit a mis en évidence que l'agrégation spatiale atténue la variabilité de la demande des consommateurs. Ainsi la demande électrique au niveau du poste source est une image lissée des demandes qui pourraient être observées en aval de ce même poste sur les ouvrages des réseaux de distribution. En particulier, les pointes de transits observées au

---

13. A titre d'exemple, ces contrats pourraient faire apparaître une durée d'engagement du consommateur vis à vis de l'opérateur d'effacement

niveau d'un poste source ne semblent *a priori* pas constituer une représentation fiable des appels de puissance dimensionnant les ouvrages alimentant un nombre réduit de consommateurs. **En conséquence, les travaux développés dans le cadre de cette thèse ne pourront pas s'attacher à quantifier des gains potentiels induits par des flexibilités de la demande sur les investissements dans les canalisations (câbles et lignes) des réseaux basse tension.**

Les choix de représentation de la demande électrique ainsi que de ses flexibilités et les données disponibles pour l'étude ont conduit à proposer une modélisation adaptée des investissements réseau. Cette modélisation repose également sur une simplification des principes généraux de planification des réseaux.

### II.1.c Prédominance des coûts de défaillance dans les décisions de renforcement des réseaux électriques

Les investissements dans les infrastructures de réseaux peuvent répondre à trois besoins différents : pallier la vétusté de certaines installations (besoin de *renouvellement*), raccorder de nouveaux consommateurs ou producteurs (besoin de *développement*) ou faire face à l'évolution de charges existantes (besoin de *renforcement*).

Au sein du périmètre d'étude, les réseaux électriques alimentent des territoires électriquement denses pour lesquels les besoins de développement sont relativement limités. Ainsi, les travaux développés ont supposé que les évolutions attendues de la demande incombaient essentiellement aux charges préexistantes sur les zones desservies.

En outre, les infrastructures des zones urbaines desservies sont essentiellement souterraines<sup>14</sup> et les coûts d'enfouissement représentent *a priori* une part non négligeable du coût de pose des nouveaux matériels réseaux. En conséquence, les gains attendus des effacements de consommation sur les investissements réalisés pour répondre à des besoins de renouvellement devraient être limités.

**Ainsi, les travaux développés dans le cadre de cette thèse se sont limités à quantifier les gains que pourraient induire des flexibilités de la demande sur les coûts de renforcement des infrastructures de réseaux.**

Les logiques de planification évaluent la pertinence d'un investissement dans les infrastructures de réseau en regard des économies induites sur l'ensemble de leurs coûts d'exploitation. Néanmoins, sur les territoires urbains constituant le périmètre d'étude des travaux développés, les gestionnaires de réseau ont observé que les investissements se justifiaient principalement par des objectifs de qualité de la desserte électrique.

**En conséquence, nous avons fait l'hypothèse que les décisions d'investissement dans les infrastructures réseau résultent d'un compromis entre le coût de renforcement et le coût des défaillances.**

Les hypothèses considérées par l'étude proposée ont été explicitées. Il convient désormais de préciser comment celles-ci ont permis de développer une modélisation propre à apprécier les effets de flexibilités de la demande dans le dimensionnement des infrastructures de réseau de répartition et de distribution.

---

14. A titre d'exemple 99% des canalisations HTA du périmètre d'étude sont souterraines

## II.2 Intérêt des flexibilités de la demande pour le dimensionnement des réseaux de répartition

Dans ses travaux relatifs à l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), le régulateur français a mis en évidence les motivations de renforcement des réseaux de répartition d'électricité : les décisions de renforcement se justifient par l'augmentation des puissances garanties par ces mêmes réseaux en situation de N-1 afin de limiter le volume d'END probable dont pourraient souffrir les consommateurs (CRE, 2012). Nous proposons d'exprimer cette condition dans l'Équation IV.2.

$$C_{P_{N-1}} \leq C_{END} \cdot p_{N-1} \cdot \Delta END \quad (IV.2)$$

Où :

$C_{P_{N-1}}$	Coût du renforcement visant à augmenter la puissance garantie en N-1 du réseau considéré
$C_{END}$	Coût normatif unitaire de l'END considéré par le GRT (c.f. paragraphe III.1.c du chapitre I)
$p_{N-1}$	Probabilité d'occurrence de la situation de N-1 considérée
$\Delta END$	Économie d'END induite par le renforcement suite à la défaillance d'un ouvrage du réseau de répartition

Dans cette perspective, les flexibilités des consommateurs pourraient induire des économies d'investissement dans la mesure de leur capacité à réduire le volume probable d'END consécutive à la perte d'un ouvrage du réseau de transport.

### II.2.a Impact des effacements diffus sur l'END probable

Le paragraphe I.2 a rappelé les logiques présidant l'appréciation des défaillances dans les méthodes de planification des réseaux électriques : ces défaillances sont évaluées en regard du risque de voir la demande électrique dépasser la puissance garantie par les réseaux.

Dans quelle mesure la sollicitation des flexibilités des consommateurs permettrait de limiter le volume d'END du réseau considéré ? A première vue, la réponse à cette question peut paraître triviale : lorsque la sollicitation de ces flexibilités permet d'éviter un délestage<sup>15</sup>, alors le volume d'END qui serait apparu sans l'activation des effacements est économisé. Néanmoins, en pratique, il convient de distinguer deux situations.

---

15. Nous distinguons ici les effacements de consommations flexibles des délestages de consommateurs. Les effacements de consommation flexibles permettent d'interrompre momentanément la consommation de certains usages ciblés. Dans le cadre de l'expérimentation du démonstrateur *GreenLys*, le confort de l'ensemble des consommateurs est préservé. A l'inverse, les délestages de consommateurs consistent à interrompre momentanément l'alimentation d'un groupe de consommateur, sans cibler les usages ni préserver le confort des consommateurs.

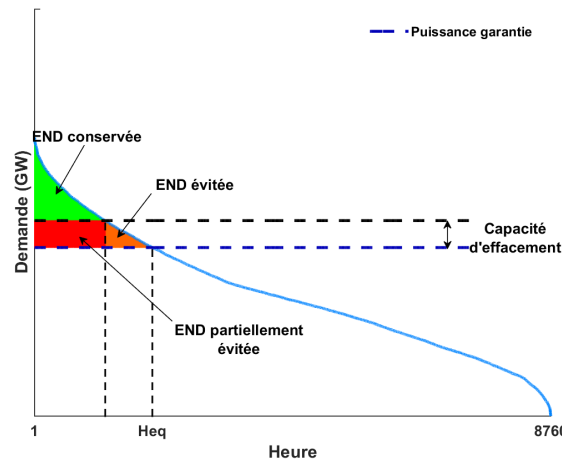


FIGURE IV.4 – Illustration des impacts des flexibilités des consommations dans l'appréciation de l'END probable pour un cas simple

Si l'activation des flexibilités des consommateurs est de nature à maintenir la puissance appelée sous le niveau de la puissance garantie du réseau, aucune interruption de service n'est alors nécessaire. Dans ce cas, les effacements de consommation sont de nature à annuler l'END probable. La Figure IV.4 illustre graphiquement cette situation avec un exemple simplifié d'un gestionnaire de réseau disposant de flexibilités constantes sur toutes les heures de l'année. Les économies d'END induites lorsque ces flexibilités sont suffisantes pour éviter tout délestage sont représentées par la surface *END évitée* de cette figure.

La situation est plus complexe lorsque la mobilisation des effacements de consommation n'est pas suffisante pour limiter la demande électrique au niveau de la puissance garantie par le réseau. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau concerné est obligé d'interrompre l'alimentation d'une partie des charges qu'il alimente pour ramener les appels de puissance à un niveau acceptable. Le volume de ces délestages est déterminé *a minima* de manière à ce que l'effet cumulé des délestages et des flexibilités de consommation ramène la puissance appelée à un niveau inférieur à la puissance garantie par le réseau considéré. Dans l'exemple simplifié de la Figure IV.4, le volume minimal d'END résiduelle après la mobilisation des flexibilités des consommateurs est donc représenté par la surface *END conservée*.

En pratique, la sélectivité à la main du gestionnaire pour délester des consommateurs est limitée. En France, RTE dispose de la possibilité de procéder à des délestages pour préserver la sûreté du réseau de transport (Décret 2006-1731, 2006). Ces délestages sont organisés avec l'aide des gestionnaires de réseau de distribution par *échelons* caractérisant le caractère prioritaire des départs HTA en regard de la continuité de service des consommateurs alimentés. Chacun de ces échelons contribue à environ 20 % de la puissance totale appelée lors de la pointe départementale<sup>16</sup>(ErDF, 2008b; RTE, 2008).

Dans le cas où des délestages sont inévitables, la sélectivité à la main du gestionnaire

16. Il est à noter que les échelons les moins prioritaires sont divisés en demi-échelon, donnant la possibilité de délester des charges responsables de 10 % de la pointe départementale.



de réseau limite donc l'efficacité des flexibilités des consommateurs à limiter le volume d'END résiduelle. Dans l'exemple graphique, le volume d'END effectivement économisé est borné par la surface *END partiellement évitée* de cette figure.

Cette analyse des capacités des flexibilités de la demande à réduire les conséquences de défaillance est à mettre en regard de la situation particulière des réseaux de répartition du périmètre d'étude.

## II.2.b Analyse des réseaux de répartition du périmètre d'étude

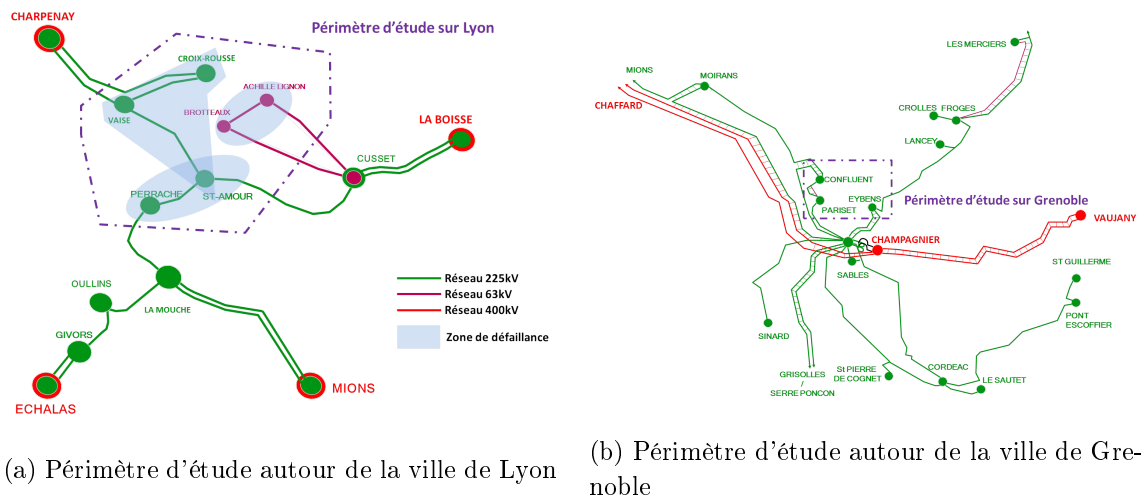


FIGURE IV.5 – Réseaux de répartition du périmètre d'étude de *GreenLys* (SOURCE : RTE)

La zone d'étude est constituée des seuls postes source du démonstrateur *GreenLys* pour lesquels des évolutions de la demande électrique ont été projetées à long terme (c.f. paragraphe I du chapitre II). Les consommations des territoires adjacents au périmètre de l'étude n'ont quant à elles pas été représentées.

Cette délimitation restreint les études réalisables dans la mesure où les appels de puissance hors du périmètre d'étude sont responsables d'une partie des transits sur les ouvrages de répartition dudit périmètre étudié. Ainsi, les travaux développés se sont concentrés sur les zones "électriquement cohérentes" du périmètre d'étude du point de vue des réseaux de répartition.

L'analyse topologique de ces zones a permis d'identifier des poches de défaillance. Une poche de défaillance est définie par un ensemble de postes source dont l'alimentation peut se révéler délicate lors de la perte d'un ouvrage donné du réseau de transport. Dans cette perspective, les flexibilités de la demande pourraient être valorisées en regard de leur capacité à reporter ou annuler tout ou partie d'un investissement visant à augmenter la puissance garantie en N-1 de chacune de ces poches.

Néanmoins, ces poches de défaillance sont rassemblées autour de l'agglomération lyonnaise qui a bénéficié, dans le passé, d'un programme de sécurisation de son alimen-

tation électrique. Cette politique a résulté en une consolidation importante des infrastructures du réseau de transport. Aussi, les dynamiques des consommations prévues par les projections long terme de la demande utilisées dans cette étude ne font apparaître aucun nouveau besoin de renforcement sur ces zones. **En conséquence, les bénéfices que pourraient apporter les flexibilités de la demande vis-à-vis des renforcement des zones électriquement cohérentes des réseaux de répartition du périmètre d'étude sont nuls** <sup>17</sup>.

Cependant, ces mêmes flexibilités pourraient avoir un impact sur les renforcements des réseaux de distribution du périmètre étudié.

### II.3 Intérêt des flexibilités de la demande pour les réseaux de distribution

Les études de renforcement des réseaux de distribution reposent sur l'évaluation du risque de défaillance qui conduit les gestionnaires à dimensionner leurs infrastructures en regard d'une pointe s'étendant, en moyenne, sur une centaine d'heure par an (c.f. paragraphe I.2). Ce dimensionnement résulte, dans les faits, d'une méthode de planification retenant deux niveaux de charge (ErDF, 2008a).

Les investissements visant à renforcer les puissances garanties par les réseaux de distribution en régime normal ( $N$ ) se justifient par l'évolution attendue de la  $P_{T_{mb}}$ , projection d'une puissance de pointe  $P_{max}$  <sup>18</sup> à la température minimale basse <sup>19</sup>.

Lorsque les architectures des réseaux considérés permettent une reprise de service, les renforcements tendant à améliorer les puissances garanties par les RPD en  $N - 1$  sont légitimés par les progressions attendues de la  $P_{max}^*$ , traduction de la puissance  $P_{max}$  à une température normale hivernale <sup>20</sup>.

Dans cette perspective, les flexibilités de la demande pourraient induire des économies de renforcement dans la mesure de leur capacité à maîtriser la thermosensibilité des pointes de consommation.

En pratique, les niveaux de puissance retenus par les études de planification des réseaux de distribution résultent de la projection d'une même puissance de pointe  $P_{max}$  à des seuils climatiques différents. Aussi, la méthode développée se propose d'évaluer les gains induits par les flexibilités de la demande sur les renforcements de réseaux en regard des facultés desdites flexibilités à contenir la pointe de transit lors de l'aléa climatique le plus défavorable considéré par les méthodes de planification actuelles (c.f. Équation IV.3).

$$Inv_{RPD} = f(\Delta P_{T_{mb}}) \tag{IV.3}$$

Où :

---

17. Il est à noter que cette analyse est propre au périmètre d'étude de nos travaux. Une même analyse sur d'autres territoires pourrait mener à des conclusions différentes.

18. Cette puissance est égale au maximum des valeurs de  $P_{max}^{Heures\ creuses}$  et  $P_{max}^{Heures\ pleines}$  qui sont calculées en moyennant les 3 plus fortes puissances corrigées des effets de températures mesurées respectivement durant les périodes d'heures creuses et d'heures pleines.

19. Voir définition page 87

20. Voir définition page 87

$Inv_{RPD}$	Coûts de renforcement des réseaux distribu- tion à consentir pour faire face à une crois- sance de la demande.
$\Delta P_{T_{mb}}$	Croissance de la $P_{T_{mb}}$ prévue par les projec- tions long terme de la demande

Dès lors, un écueil méthodologique doit être levé : comment quantifier les coûts de renforcement consentis par les gestionnaires des réseaux de distribution en regard de l'évolution de la  $P_{T_{mb}}$  ?

### II.3.a Approche marginale des coûts de renforcement

L'approche proposée dans les travaux de cette thèse aspire à rendre compte d'effets de seuils dans les renforcements consentis par les GRD. Les discontinuités du coût de ces renforcements traduisent les stratégies d'investissement à l'œuvre en regard d'une évolution attendue de la demande. En particulier, ces stratégies dépendent de deux paramètres :

- **L'amplitude de la croissance attendue de la charge.** La réponse du GRD dépend de la sévérité de la contrainte auquel il doit faire face.
- **Le niveau de tension des équipements considérés.** Les effets de seuil dépendent de la nature des ouvrages considérés. Dans la suite de cette étude, trois types d'équipements seront considérés : le poste source, les canalisations HTA, les postes HTA/BT. Conformément aux hypothèses explicitées dans le paragraphe II.1.b, les canalisations BT resteront hors du scope de l'étude présentée.

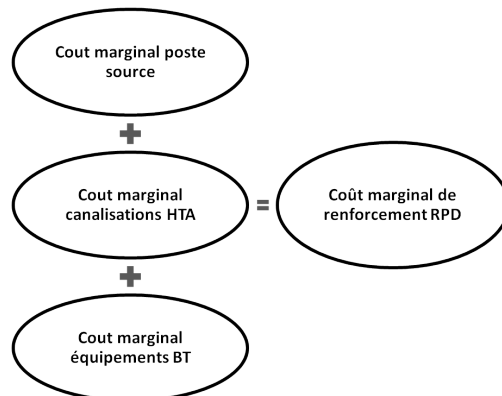


FIGURE IV.6 – Approche générale développée dans le cadre des travaux de thèse présentés pour construire les coûts marginaux de renforcement des réseaux de distribution

Aussi la méthode que nous avons développée dans ces travaux de thèse consiste à traduire cette discontinuité des investissements du GRD par la construction d'un coût marginal de renforcement défini par niveau de tension en regard de l'évolution d'une pointe de consommation observée au poste source (c.f. Figure IV.10b). Nous proposons une expression de ce coût marginal dans l'Équation IV.4.

$$\begin{aligned}
 C_m(PS) &= \frac{\partial Inv_{RPD}^{PS}}{\partial P_{Tmb}} \\
 &= \frac{\partial Inv_{PS}}{\partial P_{Tmb}} + \frac{\partial Inv_{HTA}}{\partial P_{Tmb}} + \frac{\partial Inv_{BT}}{\partial P_{Tmb}} \\
 &= C_m^{PS} + C_m^{HTA} + C_m^{BT}
 \end{aligned} \tag{IV.4}$$

Où :

$C_m(PS)$	Coût marginal de renforcement des réseaux de distribution alimentés par le poste source $PS$ en regard de l'évolution de la puissance $P_{Tmb}$ observée au niveau dudit poste source
$Inv_{RPD}^{PS}$	Coûts de renforcement des réseaux de distribution alimentés par le poste source $PS$ considéré
$Inv_{PS}$	Coûts de renforcement du poste source considéré
$Inv_{HTA}$	Coûts de renforcement des réseaux HTA alimentés par le poste source considéré
$Inv_{BT}$	Coûts de renforcement des réseaux BT alimentés par le poste source considéré
$C_m^{PS}$	Coût de renforcement du poste source considéré, inhérent à une augmentation marginale de la $P_{Tmb}$ de ce même poste source
$C_m^{HTA}$	Coût de renforcement des réseaux HTA alimentés par le poste source considéré, inhérent à une augmentation marginale de la $P_{Tmb}$ de ce même poste source
$C_m^{BT}$	Coût de renforcement des postes HTA/BT alimentés par le poste source considéré, inhérent à une augmentation marginale de la $P_{Tmb}$ de ce même poste source

Il convient désormais de définir chacune des composantes du coût de renforcement des réseaux publics de distribution (RPD).

### II.3.b Définition des composantes du coût de renforcement des RPD

**Coût marginal de renforcement d'un poste source** Le dimensionnement des transformateurs d'un poste source est conditionné par deux contraintes :

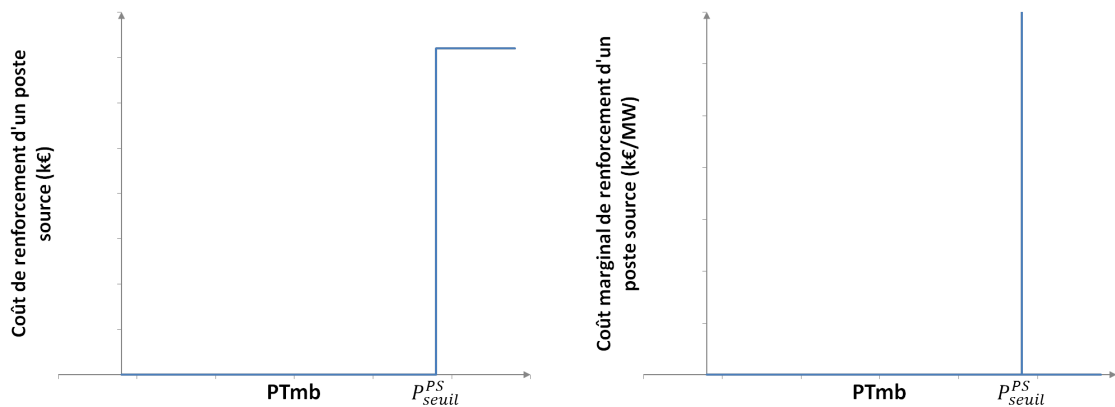
- En mode secours, le poste source doit pouvoir faire face à la perte du transformateur de plus forte puissance sans entraîner de surcharge trop importante des autres transformateurs du poste.
- En schéma normal d'exploitation, (ErDF, 2008a) précise que le dimensionnement des transformateurs du poste source leur permet d'être exploités à 110 % de leur

puissance nominale en régime permanent.

Ces deux contraintes définissent deux seuils de puissance à partir desquels la décision de renforcement des transformateurs du poste source est prise. Néanmoins, sur des territoires urbains à forte densité de charge comme le sont ceux du périmètre d'étude, il est constaté empiriquement que le fonctionnement en mode dégradé préside la majorité des décisions de renforcement des postes source. En conséquence, les travaux développés ont supposé que les renforcements des postes source du périmètre d'étude se justifiaient par le respect des contraintes en N-1. Ainsi, deux situations peuvent se présenter (c.f. Figure IV.7a).

Lorsque l'augmentation attendue du niveau de charge  $P_{max}^*$  est suffisamment faible pour que la contrainte en N-1 soit respectée, aucun investissement n'est justifié pour renforcer le poste source.

A l'inverse, quand l'augmentation de cette même pointe est suffisamment importante pour que la contrainte N-1 soit violée, le poste doit être renforcé. En réalité, le choix des puissances nominales des transformateurs neufs étant limité, le matériel choisi lors d'un renforcement de poste risque d'être légèrement surdimensionné par rapport au besoin réel. Dans ce cas, le surdimensionnement des transformateurs du poste source renforcé permet de faire face à un accroissement supplémentaire de la pointe sans appeler de nouvel investissement (jusqu'au prochain besoin de renforcement).



(a) Coût de renforcement d'un poste source en fonction de l'évolution de la  $P_{Tmb}$  (b) Coût marginal de renforcement d'un poste source en fonction de l'évolution de la  $P_{Tmb}$

FIGURE IV.7 – Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement d'un poste source

Conformément à l'Équation II.3a, la relation entre la  $P_{Tmb}$  et la  $P_{max}^*$  est affine. En conséquence, le coût de renforcement d'un poste source peut se formuler de la manière suivante :

$$Inv_{PS}(P_{Tmb}) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{seuil}^{PS} \geq P_{Tmb} \\ Couts_{PS} & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.5)$$

Avec

$$P_{seuil}^{PS} = \alpha \cdot (S_{PS} - S_{+TF}) \cdot \cos \phi + g_{hiver} \cdot (T_{mb} - T_N^{15/01})$$

Où :

$Couts_{PS}$	Coûts des équipements neufs du plus petit poste source de la zone considérée, transmis par le GRD concerné
$\alpha$	Facteur de surcharge acceptable en N-1 par les transformateurs du poste source considéré
$S_{PS}$	Puissance apparente du poste source
$S_{+TF}$	Puissance apparente du plus gros transformateur du poste source considéré
$\cos \phi$	Facteur de puissance estimé de la charge du poste source

Par suite, le cout marginal de renforcement d'un poste source peut être exprimé par l'Équation IV.6.

$$C_m^{Poste\ source} = \delta_{P_{seuil}^{PS}} \cdot Couts_{PS} \tag{IV.6}$$

Où :

$\delta_{P_{seuil}^{PS}}$	Distribution de Dirac centrée en $P_{seuil}^{PS}$
---------------------------	---

**Cout marginal de renforcement des canalisations HTA** Les architectures des réseaux HTA permettent majoritairement des possibilités de secours. Aussi, le dimensionnement de ces réseaux intègre des critères de limitation thermique des conducteurs et de maintien de plan de tension qui doivent être vérifiés en régime normal et en mode secours (ErDF, 2008a).

En cohérence avec l'hypothèse retenue pour le renforcement des postes source, les travaux développés se proposent de simplifier ces règles de dimensionnement en supposant que, dans le cadre des réseaux urbains du périmètre d'étude, l'impératif de reprise de service suite à une défaillance d'un élément du réseau préside le dimensionnement des canalisations HTA.

L'objectif poursuivi est donc d'identifier les effets de seuil qui existent au sein même des investissements HTA en regard de l'évolution attendue de la  $P_{max}^*$  globale du poste source. Néanmoins, cette pointe est une image lissée des transits qui dimensionnent réellement les infrastructures HTA.

D'une part, les effets de foisonnement inhérent à l'agrégation spatiale des transits tendent à atténuer la variabilité des appels de puissance (c.f. paragraphe I.2.b du chapitre II). D'autre part, la dynamique de la demande du poste source ne saurait refléter

des possibles disparités locales des évolutions de charge.

Aussi, la méthode proposée dans nos travaux adapte la définition du coût marginal des réseaux proposée par [Chefdeville and Decré \(1995\)](#) :

*[le coût marginal des canalisations HTA est] un concept statistique, défini comme la valeur moyenne, calculée au niveau [d'un poste source<sup>21</sup>], du coût additionnel introduit sur le réseau considéré pour [...] distribuer une fourniture marginale de 1kW à la pointe, pour un niveau donné de qualité de service.*

A partir de cette définition, nous pouvons exprimer le coût marginal des canalisations HTA comme suit :

$$C_m^{HTA}(P_{max}^*) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{seuil}^{HTA} \geq P_{max}^* \\ \frac{Couts_{HTA}}{P_{seuil}^{HTA}} & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.7)$$

Où :

$Couts_{HTA}$	Coût de l'ensemble des canalisations HTA alimentées par le poste source considéré. Ce coût est calculé en ramenant la longueur des canalisations HTA déployées en aval dudit poste source au coût unitaire de déploiement à neuf de ces mêmes canalisations.
$P_{seuil}^{HTA}$	Puissance dimensionnant les canalisations HTA alimentées par le poste source considéré

Aussi, la [Figure IV.8](#) illustre graphiquement les variations des coûts de renforcement des canalisations HTA en fonction de  $P_{max}^*$ .

Du fait de la disparité de la répartition spatiale des charges électriques et du choix limité des puissances nominales des équipements neufs HTA, cette approche moyenne masque l'hétérogénéité spatiale des coûts de réseaux HTA et à sous-estimer les effets de seuils qui existent dans les investissements HTA.

**Coût marginal de renforcement des postes HTA/BT** La grande majorité des réseaux BT n'étant pas maillée (c.f. paragraphe [I.1](#)), seul le fonctionnement en mode normal peut être envisagé pour le dimensionnement des postes HTA/BT. Dans le cadre de cette étude, il sera supposé que ces équipements sont donc dimensionnés en regard de la  $P_{Tmb}$ .

En prenant la même définition du coût marginal que celle proposée dans le paragraphe précédent, le coût marginal et le coût de renforcement de ces équipements BT peuvent

---

21. Il s'agit ici d'une différence avec la définition originelle qui définit le périmètre national comme pertinent pour le calcul du coût marginal de l'ensemble des réseaux français. Cette différence se justifie par les visées différentes des deux calculs : dans le cadre de la tarification, la péréquation tarifaire impose le territoire national comme périmètre de calcul.

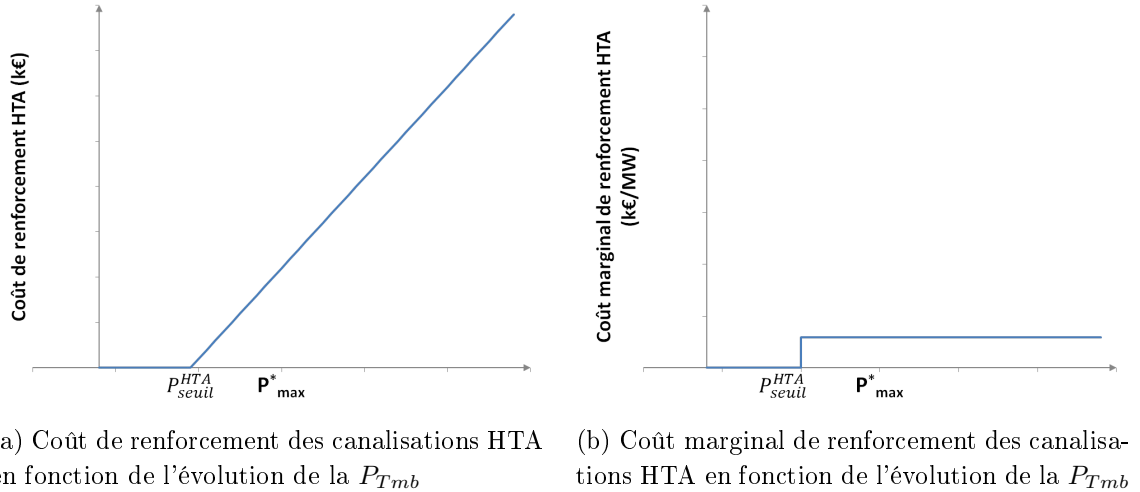


FIGURE IV.8 – Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des canalisations HTA

être respectivement exprimés par l'Équation IV.8 et l'Équation IV.9. Graphiquement, les variations des coûts de renforcement de ces équipements sont illustrées par la Figure IV.9.

$$C_m^{BT} = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{seuil}^{BT} \geq P_{Tmb} \\ \frac{Couts_{BT}}{P_{seuil}^{BT}} & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.8)$$

$$Inv_{BT}(P_{Tmb}) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{seuil}^{BT} \geq P_{Tmb} \\ \frac{Couts_{BT}}{P_{seuil}^{BT}} \cdot (P_{Tmb} - P_{seuil}^{BT}) & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.9)$$

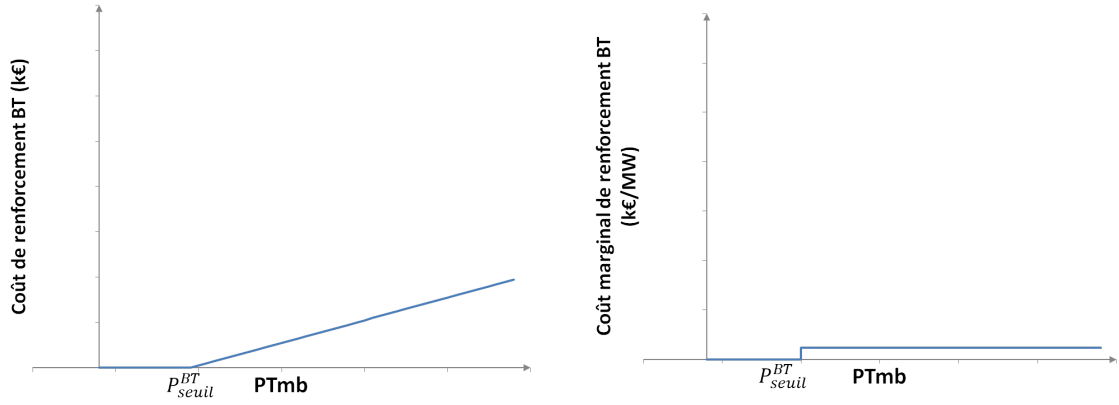
Où :

$Couts_{BT}$	Coût l'ensemble des postes HTA/BT alimentés par le poste source considéré. Ce coût est calculé en ramenant la quantité de postes HTA/BT déployées en aval dudit poste source au coût de déploiement d'un poste de distribution publique neuf.
$P_{seuil}^{BT}$	Puissance dimensionnant les postes HTA/BT alimentés par le poste source considéré.

Cette modélisation des coûts de renforcement des postes HTA/BT présente les mêmes écueils que la méthode développée pour estimer les coûts de renforcement des canalisations HTA.

**Synthèse de la modélisation des coûts de renforcement RPD** Une segmentation du coût de renforcement des réseaux de distribution a été proposée. Ses composantes ont été définies, selon l'objectif présidant les stratégies de renforcement du GRD propre à





(a) Coût de renforcement des postes HTA/BT en fonction de l'évolution de la  $P_{Tmb}$  (b) Coût marginal de renforcement des postes HTA/BT en fonction de l'évolution de la  $P_{Tmb}$

FIGURE IV.9 – Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des postes HTA/BT

chaque niveau de tension, soit par rapport à l'évolution attendue de la  $P_{max}^*$  soit par rapport à celle de la  $P_{Tmb}$ .

L'approche que nous avons retenue pour les travaux présentés consistant à valoriser les flexibilités de la demande en regard de leur capacité à contenir l'accroissement attendu de la  $P_{Tmb}$  (c.f. Équation IV.3). Il convient donc d'exprimer les coûts des renforcement à consentir en regard de l'évolution de cette pointe. L'analyse que nous avons développée précédemment a mis en évidence l'existence de seuils dans les décisions de renforcement. Les seuils identifiés par notre analyse dépend du type d'ouvrage considéré.

Aussi, afin de formuler les coûts de renforcement en fonction de la seule évolution de la  $P_{Tmb}$  (c.f. Équation IV.10), la méthode que nous avons développée propose d'identifier le seuil déclenchant les investissements HTA à celui déclenchant les investissements BT.

$$Inv_{RPD}^{PS}(P_{Tmb}) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{seuil}^{HTA/BT} \geq P_{Tmb} \\ C_M^{HTA/BT}(PS) \cdot (P_{Tmb} - P_{seuil}^{HTA/BT}) & \text{si } P_{seuil}^{PS} \geq P_{Tmb} \geq P_{seuil}^{HTA/BT} \\ C_M^{HTA/BT}(PS) \cdot (P_{Tmb} - P_{seuil}^{HTA/BT}) + Couts_{PS} & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.10)$$

Avec

$$C_M^{HTA/BT}(PS) = \frac{Couts_{HTA}}{P_{seuil}^{HTA}} + \frac{Couts_{BT}}{P_{seuil}^{BT}}$$

En cohérence avec la modélisation que nous avons développée, la Figure IV.10 représente graphiquement les évolutions du coût de renforcement des ouvrages de distribution en fonction de l'évolution de la pointe observée au poste source. Lorsque le dimensionnement actuel des ouvrages existant est suffisant pour faire face aux projections de la demande, aucun renforcement ne se justifie : c'est ce qui explique que le coût de renforcement prévu pour des valeurs faibles de  $P_{Tmb}$  est nul. À l'inverse, lorsque les évolutions attendues de la pointe de consommation du poste source dépassent un premier seuil, des renforcements d'équipement HTA et BT sont à prévoir. Enfin, le renforcement du poste

source est à envisager dès lors que les prévisions à long terme de la demande le justifie : cette éventualité constitue un second pallier de renforcement.

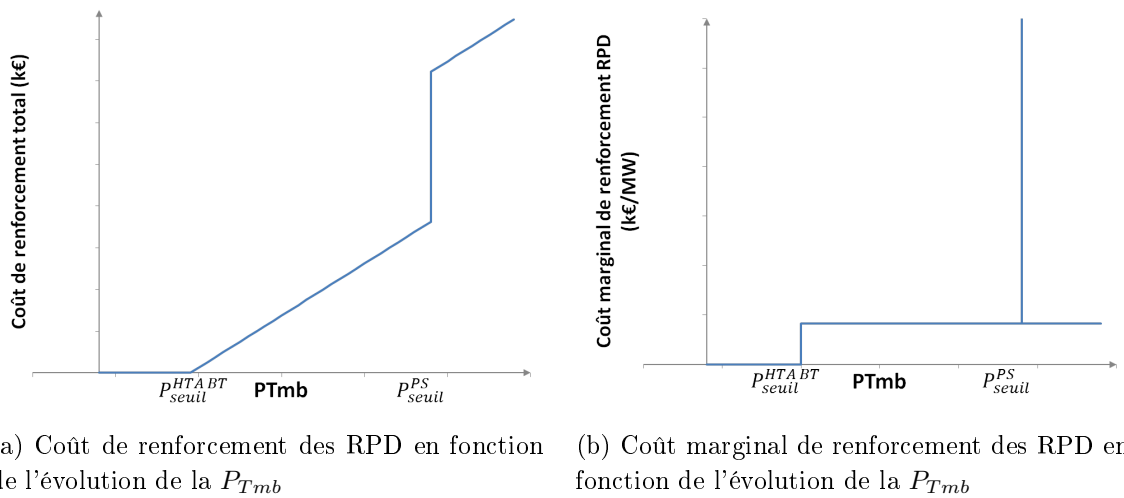


FIGURE IV.10 – Illustration des effets de seuil dans les coûts de renforcement des RPD

## Synthèse

Dans cette partie, l'apport des flexibilités de la demande dans le dimensionnement des infrastructures de réseaux électriques a été estimé. La démarche que nous avons retenue évalue la capacité de ces flexibilités à induire des économies d'investissement dans les réseaux électriques sans alourdir leurs coûts d'exploitation.

Pour ce faire, l'analyse menée s'est appuyée sur un jeu d'hypothèses. Ces hypothèses sont de deux ordres.

D'une part, elles explicitent des conditions requises pour fonder les flexibilités de la demande comme alternative crédible aux investissements dans les réseaux. A ce titre, la prévisibilité du volume de consommateurs participant à la flexibilité de la demande est supposée acquise.

D'autre part, les hypothèses considérées visent à poser quelques simplifications nécessaires à la formulation du problème. premièrement, la modélisation adoptée se doit d'être cohérente avec les données disponibles. Ainsi, les travaux développés dans le cadre de cette thèse s'appuient sur des projections de la demande agrégée aux différents postes source du périmètre d'étude. Par ailleurs, l'approche que nous proposons a identifié *a priori* les principaux bénéfices des flexibilités des consommateurs pour le dimensionnement des réseaux. La modélisation développée dans la présente thèse s'est appliquée à évaluer des gains en renforcement. Nous avons en outre supposé que ces renforcements étaient motivés par des risques de défaillance des infrastructures de réseau.

En conséquence, les apports des flexibilités ont été évalués à la lumière des coûts de défaillance qu'ils permettent d'éviter.

Sur les réseaux de répartition, ces coûts de défaillance sont identifiés à des coûts

d'END. Les économies d'investissement induites par les flexibilités pourraient alors être estimées à la lumière de leur capacité à diminuer le volume d'END probable en situation de N-1. De fait, cette capacité est limitée par la sélection des délestages que peut opérer le gestionnaire lors de situations critiques. En outre, l'analyse du périmètre d'étude révèle que les données disponibles et la situation particulière des réseaux de répartition lyonnais et grenoblois ne permettent pas de dégager des gains d'investissement potentiels associés aux flexibilités de la demande sur ces infrastructures.

Les renforcements des réseaux de distribution sont quant à eux essentiellement motivés par l'évolution attendue de pointes thermosensibles. Par conséquent, la modélisation développée s'est attachée à valoriser les flexibilités de la demande en regard d'un coût marginal de renforcement traduisant les investissements induits par une augmentation de la pointe de consommation ramenée à un seuil climatique défini. La construction de ce coût marginal tend à rendre compte des effets de seuils présents dans les décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux.

L'intérêt que pourraient avoir des flexibilités de consommation sur le renforcement des infrastructures réseaux a pu être précisé. La modélisation permettant de quantifier l'impact de ces flexibilités dans les investissements réseaux doit maintenant être précisée.

### III Modélisation proposée

Pour décrire l'intérêt que pourraient représenter des flexibilités des consommateurs pour le dimensionnement des infrastructures de réseau, la modélisation développée dans le cadre de cette thèse s'appuie sur des données telles que :

- **Des projections long terme des consommations et des gisements de flexibilités associés à l'échelle de poste-source.** La modélisation développée a été présentée dans le [chapitre II](#).
- **Les quantités d'ouvrages déployés, les coûts unitaires de déploiement et les puissances *seuil* de dimensionnement pour chacun des réseaux de distribution situés en aval des postes source étudiés.** Ces données ont été transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution du projet *GreenLys*. Elles ont permis de quantifier les coûts de renforcement de ces mêmes réseaux.

Avant de proposer la mise en équation développée, il convient de présenter les choix de modélisation opérés.

#### III.1 Choix de l'approche

A l'instar de l'approche adoptée dans le [chapitre III](#), l'intégration de ces mêmes flexibilités dans le dimensionnement des réseaux électriques s'inscrit dans l'analyse de l'adéquation du système électrique.

En cohérence avec la segmentation proposée par [Billinton and Allan \(1984\)](#), la mise en équation développée pour les infrastructures de réseaux se doit d'être complémentaire de celle construite pour estimer l'intérêt des flexibilités des consommateurs pour l'équilibre offre-demande.

L'objectif de cette complémentarité est d'appréhender la pertinence des flexibilités des consommateurs pour le dimensionnement de l'ensemble des infrastructures électriques.

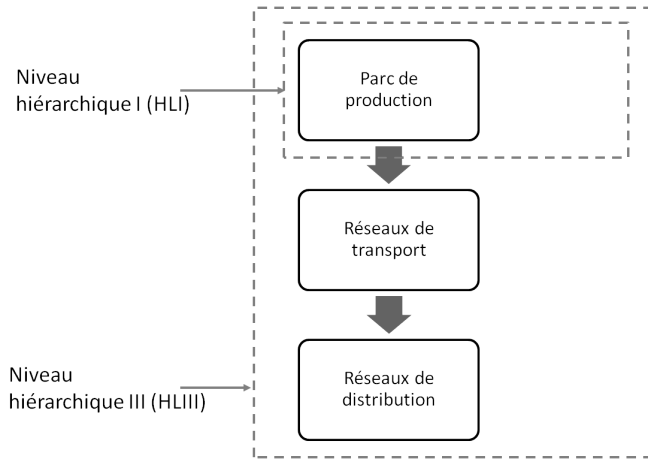


FIGURE IV.11 – Positionnement de l'approche développée dans le cadre de l'analyse de l'adéquation du système électrique proposée par [Billinton and Allan \(1984\)](#)

Une attention particulière a été portée à faciliter la résolution numérique de ce problème. Aussi, les sources de non-linéarité ont fait l'objet d'un traitement spécifique.

Le choix de l'approche ayant été précisé, la formulation mathématique du problème d'optimisation doit être présentée.

## III.2 Mise en équations

### III.2.a Gains escomptés à l'échelle du système électrique

Le but de la mise en équation développée est d'estimer les économies en infrastructures électriques que pourrait induire l'avènement de flexibilités diffuses des consommateurs. En conséquence, la fonction objectif du problème d'optimisation développé peut s'exprimer sous la forme suivante.

$$\text{maximiser} \quad \widetilde{Gain}^{Systeme} = \widetilde{Gain}^{EOD} + \widetilde{Gain}^{Réseaux} \quad (IV.11)$$

Où :

$\widetilde{Gain}^{Systeme}$	Gains à long-terme pour le système électrique, induit par les flexibilités diffuses des consommateurs
$\widetilde{Gain}^{EOD}$	Économies en coûts d'équilibrage offre-demande liées à la mobilisation des flexibilités des consommateurs
$\widetilde{Gain}^{Réseaux}$	Gains d'investissements en renforcement des infrastructures de réseaux induits par les flexibilités de la demande

Il est à noter que l'expression des gains à long-terme sur le coûts d'équilibrage offre-demande a été détaillée dans le [chapitre III](#)

### III.2.b Gains en renforcement des infrastructures de réseaux

L'examen de la situation particulière des réseaux du périmètre d'étude et les limitations des données disponibles a conduit à restreindre les gains potentiels des flexibilités des consommateurs pour les infrastructures de réseaux aux seuls renforcements des réseaux publics de distribution. En conséquence, le gain d'investissements en renforcement des infrastructures de réseaux induits par les flexibilités de la demande peut être exprimé dans l'Équation IV.12.

$$\widetilde{Gain}^{Réseaux} = Inv_{sans\ flex}^{RPD} - \widetilde{Inv}_{avec\ flex}^{RPD} \quad (IV.12)$$

Où :

$Inv_{sans\ flex}^{RPD}$	Coût des renforcements à réaliser en l'absence de flexibilité des consommateurs
$\widetilde{Inv}_{avec\ flex}^{RPD}$	Coût des renforcements à réaliser en intégrant les flexibilités des consommateurs

La méthode développée dans la section II.3.a de ce chapitre exprime les coûts de renforcement attendus des réseaux publics de distribution en fonction de l'évolution de la pointe observée à chacun des postes source du périmètre d'étude. En cohérence, les coûts de renforcements qui composent l'Équation IV.12 peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} Inv_{sans\ flex}^{RPD} = \sum_{PS \in Postes\ source} Inv_{RPD}^{PS} \left( P_{Tmb}^{sans\ flex}(PS) \right) \\ \widetilde{Inv}_{avec\ flex}^{RPD} = \sum_{PS \in Postes\ source} Inv_{RPD}^{PS} \left( \widetilde{P}_{Tmb}^{avec\ flex}(PS) \right) \end{cases} \quad (IV.13)$$

Où :

$Inv_{RPD}^{PS}$	Coûts de renforcement des réseaux de distribution alimentés par le poste source $PS$ considéré
$P_{Tmb}^{sans flex}(PS)$	Évolution de la pointe projetée à température minimale basse du poste source $PS$ considéré, prévue par les prévisions long-terme de la demande, sans tenir compte des flexibilités potentielles de la demande.
$\tilde{P}_{Tmb}^{avec flex}(PS)$	Évolution de la pointe projetée à température minimale basse du poste source $PS$ considéré, en tenant compte des effets des flexibilités potentielles de la demande.

Il est à noter que, dans cette formulation, le coût de renforcement à réaliser en l'absence de flexibilité des consommateurs,  $Inv_{sans flex}^{RPD}$ , est un paramètre invariant du problème d'optimisation développé dont la valeur est issue du calcul exprimé par l'équation IV.10.

A l'inverse, le coût des investissements dans les réseaux de distribution en intégrant l'apport des flexibilités de la demande est une variable du problème d'optimisation. L'équation IV.10 permet d'exprimer cette variable en fonction d'une pointe de consommation d'un poste source. Il convient donc d'explicitier comment les flexibilités de la demande peuvent impacter ce niveau de demande.

### III.2.c Intégration des flexibilités de la demande électrique aux différentes échelles spatiales du système électrique

Le dimensionnement des infrastructures de réseau s'appuie sur des projections long terme de la demande électrique. Aussi, l'appréciation des économies d'investissement induites par des flexibilités de la demande repose sur leurs capacités à moduler cette demande.

L'intégration des effets des flexibilités sur les projections long terme de la demande électrique a été modélisée dans les équations II.13 à II.19. Cette modélisation permet de construire une courbe de charge en prenant en compte les effets de bord et les limitations des sollicitations des flexibilités des consommateurs.

Pour apprécier l'apport que pourraient avoir ces flexibilités dans le dimensionnement des infrastructures électriques, les travaux de modélisation développés s'appuient sur l'appréciation de la consommation électrique à deux échelles d'agrégation spatiales différentes :

- La demande électrique nationale à partir de laquelle vont être évalués les intérêts des flexibilités diffuses pour l'équilibre offre-demande. A ce titre, une mise en équation a été proposée dans le chapitre III de ce manuscrit.
- La consommation électrique attendue au niveau des postes sources du périmètre d'étude est observée pour apprécier l'impact que ces mêmes flexibilités pourraient

avoir sur le dimensionnement des réseaux électriques.

Les relations entre ces différentes échelles sont doubles.

Premièrement, la consommation observée à l'échelle nationale résulte de l'agrégation des demandes locales. Cette relation s'exprime dans l'équation IV.14.

$$\forall t_k, \widetilde{P}_{nat}^{finale}(t_k) = \sum_{PS \in \text{Postes source}} \widetilde{P}^{finale}(PS, t_k) \quad (\text{IV.14})$$

Où :

$\widetilde{P}^{finale}(PS, t_k)$	Puissance électrique appelée au poste source $PS$ et à l'instant de simulation $t_k$ intégrant les effets des flexibilités de consommation
$\widetilde{P}_{nat}^{finale}(t_k)$	Puissance électrique appelée à l'échelle nationale et à l'instant de simulation $t_k$ intégrant les effets des flexibilités de consommation

Par ailleurs, nous avons mis en évidence dans le paragraphe II.3.b du chapitre II l'importance de l'échelle d'observation dans l'appréciation de la disponibilité des flexibilités : la disponibilité des gisements de flexibilité est plus aléatoire à l'échelle locale où elle résulte de l'agrégation d'un faible nombre de consommateurs qu'à l'échelle nationale.

Cette disparité spatiale des disponibilités des flexibilités a été modélisée en limitant la portion des gisements de flexibilité pouvant être mobilisée à un instant donné par un taux de disponibilité dont la valeur dépend du niveau d'agrégation considéré (c.f. Équation II.19). Aussi, la relation entre les proportions des gisements mobilisés aux échelles locales et nationales est décrite dans l'Équation IV.15.

$$\forall t_k, \forall u \in \text{usages pilotés}, \left\{ \begin{array}{l} \tilde{x}_{nat}^{30min}(u, t_k) = \frac{\sum_{PS \in \text{Postes source}} [\tilde{x}^{30min}(PS, u, t_k) \cdot \text{Gisement}(PS, u, t_k)]}{\sum_{PS \in \text{Postes source}} \text{Gisement}(PS, u, t_k)} \\ \tilde{x}_{nat}^{1h}(u, t_k) = \frac{\sum_{PS \in \text{Postes source}} [\tilde{x}^{1h}(PS, u, t_k) \cdot \text{Gisement}(PS, u, t_k)]}{\sum_{PS \in \text{Postes source}} \text{Gisement}(PS, u, t_k)} \end{array} \right. \quad (\text{IV.15})$$

Où :

$\tilde{x}_{nat}^{30min}(u, t_k)$	Part de la demande flexible associée à l'usage $u$ mobilisée à l'instant $t_k$ à l'échelle nationale pour un effacement de 30 minutes
$\tilde{x}_{nat}^{1h}(u, t_k)$	Part de la demande flexible associée à l'usage $u$ mobilisée à l'instant $t_k$ à l'échelle nationale pour un effacement de 1 heure
$\tilde{x}^{30min}(PS, u, t_k)$	Part de la demande flexible associée à l'usage $u$ mobilisée à l'instant $t_k$ à l'aval d'un poste source $PS$ pour un effacement de 30 minutes
$\tilde{x}^{1h}(PS, u, t_k)$	Part de la demande flexible associée à l'usage $u$ mobilisée à l'instant $t_k$ à l'aval d'un poste source $PS$ pour un effacement de 1 heure
$Gisement(PS, u, t_k)$	Puissance consommée à l'instant $t_k$ par les charges pilotables associées à l'usage $u$ et situées en aval du poste source $PS$

Cette modélisation doit être complétée par la prise en compte des aléas climatiques affectant les appels de puissance pour lesquels les infrastructures de réseau sont dimensionnés.

### III.2.d Prise en compte de l'aléa climatique dimensionnant

Les méthodes de planification des réseaux de distribution retiennent deux seuils climatiques face auxquels les décisions de renforcement sont arrêtées. Conformément au choix opéré dans le paragraphe, II.3, la méthode développée se propose d'évaluer les apports des flexibilités pour le dimensionnement de ces infrastructures en regard de l'aléa climatique le plus défavorable considéré par les méthodes de planification actuelle.

En conséquence, les courbes de charge intégrant les flexibilités de la demande électrique d'un poste source doivent être projetées à  $T_{mb}$ .

$\forall t_k, \forall PS \in Postes\ source,$

$$\widetilde{P}_{T_{mb}}^{finale}(PS, t_k) = \widetilde{P}^{finale}(PS, t_k) + g_{|hiver \cdot (T_{mb}(PS) - \min(T_{réalisée}(PS, t_k), T_{seuil\ hiver}))} \quad (IV.16)$$

Où :



$\widetilde{P}^{finale}(PS, t_k)$	Appel de puissance attendu au niveau du poste source $PS$ à l'instant $t_k$ intégrant les effets des mobilisations des flexibilités des consommateurs.
$\widetilde{P}_{T_{mb}}^{finale}(PS, t_k)$	Appel de puissance projeté au seuil climatique $T_{mb}$ attendu au niveau du poste source $PS$ à l'instant $t_k$ intégrant les effets des mobilisations des flexibilités des consommateurs.
$g _{hiver}$ $T_{réalisée}(PS, t_k)$	Gradient hivernal du poste source considéré Température lissée ressentie à l'instant $t_k$ sur le territoire alimenté par le poste source considéré
$T_{mb}(PS)$	Température lissée minimale dont la probabilité d'occurrence est d'un jour par an sur le territoire alimenté par le poste source considéré
$T_{seuil\ hiver}$	Température correspondant au seuil statistique à partir duquel s'exprime la sensibilité de la demande à la température en hiver

En regard de ce seuil climatique, l'approche développée dans le paragraphe II.3.a permet d'évaluer des coûts de renforcement nécessaires. Néanmoins, l'expression de ces coûts de renforcement (c.f. Équation IV.10) présente de nombreuses sources de non-linéarité impliquant de potentielles lourdeurs dans la résolution numérique d'un problème d'optimisation. Ces sources de non-linéarité sont de deux ordres.

### III.2.e Expression de la pointe de consommation

Dans l'approche proposée, les coûts de renforcement sont exprimés par fonction croissante de la pointe de consommation attendue à  $T_{mb}$ . Aussi, en appliquant une nouvelle fois l'astuce de formulation proposée par Williams (2013)<sup>22</sup>, nous proposons une expression linéaire de la pointe de consommation dans l'équation IV.17.

$$\forall t_k, \forall PS \in Postesource, \widetilde{P}_{T_{mb}}^{avec\ flex}(PS) \geq \widetilde{P}_{T_{mb}}^{finale}(PS, t_k) \quad (IV.17)$$

### III.2.f Formulation du coût de renforcement

La seconde source de non linéarité est constituée par l'expression des coûts d'investissement à consentir dans les infrastructures de réseaux en fonction d'une pointe de consommation : l'approche marginale proposée dans le paragraphe II.3.a fait apparaître des effets de seuil dans les coûts de renforcement qui constituent autant de sources de non-linéarité.

Pour les traiter, les solutions que nous avons développées s'appuient sur une reformulation de l'équation IV.10 en distinguant deux causes de non-linéarité :

---

22. c.f. page 77

$$Inv_{RPD}^{PS} \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right) = C_M^{HTA BT}(PS) \cdot \overbrace{\left[ \max \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS), P_{seuil}^{HTA BT} \right) - P_{seuil}^{HTA BT} \right]}^{\text{première source de non-linéarité}} + \underbrace{\epsilon \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right)}_{\text{seconde source de non-linéarité}} \cdot Couts_{PS}$$

Avec

$$\epsilon(P) = \begin{cases} 0 & \text{si } P \leq P_{seuil}^{PS} \\ 1 & \text{sinon} \end{cases}$$

Le traitement de la première source de non-linéarité est identique à celui exposé précédemment : le problème d'optimisation vise à minimiser un terme comportant l'opérateur maximum. Il existe alors une formulation équivalente du problème qui linéarise ce premier terme.

$$\begin{cases} Inv_{RPD}^{PS} \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right) = C_M^{HTA BT}(PS) \cdot \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) - P_{seuil}^{HTA BT} \right) \\ \quad + \epsilon \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right) \cdot Couts_{PS} \\ \forall t_k, \forall PS \in \text{Poste source}, \quad \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \geq P_{seuil}^{HTA BT} \end{cases}$$

La formulation équivalente que nous avons proposée dans l'équation précédente n'est pas pleinement satisfaisante dans la mesure où il subsiste une variable binaire,  $\epsilon(P)$ . Aussi nous proposons de scinder cette équation non-linéaire en deux jeux d'équations linéaires :

$$\begin{cases} Inv_{RPD}^{PS} \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right) = C_M^{HTA BT}(PS) \cdot \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) - P_{seuil}^{HTA BT} \right) \\ \forall t_k, \forall PS \in \text{Poste source}, \quad \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \geq P_{seuil}^{HTA BT} \\ \forall t_k, \forall PS \in \text{Poste source}, \quad \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \leq P_{seuil}^{PS} \end{cases} \quad (IV.18a)$$

$$\begin{cases} Inv_{RPD}^{PS} \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \right) = C_M^{HTA BT}(PS) \cdot \left( \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) - P_{seuil}^{HTA BT} \right) + Couts_{PS} \\ \forall t_k, \forall PS \in \text{Poste source}, \quad \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) \geq P_{seuil}^{HTA BT} \\ \forall t_k, \forall PS \in \text{Poste source}, \quad \widetilde{P_{Tmb}^{avec flex}}(PS) > P_{seuil}^{PS} \end{cases} \quad (IV.18b)$$

En conséquence, la solution proposée consiste alors à résoudre numériquement ces deux sous-problèmes d'optimisation linéaires et à sélectionner la solution optimale. Il est par ailleurs à noter que la recherche d'une solution numérique à ces deux problèmes peut parfois être évitée. En analysant l'espace des solutions possibles de chacun des problèmes d'optimisation, il est parfois possible de discriminer le sous-problème n'admettant aucune solution.

## IV Conclusions

Ce chapitre avait pour but de proposer une modélisation des apports des flexibilités des consommateurs dans l'adéquation des infrastructures de réseaux.

Pour ce faire, nous avons décrit l'organisation générale de ces infrastructures : pour organiser l'acheminement de l'électricité depuis les lieux de production jusqu'aux consommateurs finaux, les réseaux électriques ont été hiérarchisés par niveau de tension caractérisés par des fonctions propres. Cette hiérarchisation s'est traduite concrètement par des choix d'architectures déterminant notamment la redondance de ces infrastructures.

Dans le cadre de ces choix techniques majeurs, nous nous sommes attachés à analyser les apports que pourraient avoir des flexibilités diffuses de la demande sur le dimensionnement des infrastructures de réseaux. En conséquence, les principes généraux présidant à la planification des réseaux électriques en France ont été rappelés : les investissements dans ces infrastructures sont justifiés dès lors que les économies de fonctionnement qu'ils permettent excèdent le coût du capital qu'ils immobilisent. Aussi, parmi l'ensemble des frais opérationnels inhérents à l'exploitation des réseaux électriques, les coûts de défaillance se révèlent particulièrement discriminants dans les décisions d'investissement.

L'appréciation de ces coûts résulte d'une approche probabiliste de la disponibilité des ouvrages des réseaux et des aléas climatiques affectant la composante thermosensible de la demande électrique. L'objectif de cette démarche est de quantifier un risque d'occurrence d'une demande électrique excédant les capacités des infrastructures de réseau. Ce risque, pondéré par le coût de défaillance pour la société et mis en regard du coût des ouvrages des réseaux, conduit les gestionnaires de ces infrastructures à les dimensionner vis-à-vis d'une période couvrant les heures les plus chargées de l'année. La durée moyenne de cette période est propre à chacun des niveaux hiérarchiques des réseaux électriques.

En cohérence avec ces méthodes de planification, l'avènement de nouvelles flexibilités au sein de la demande électrique pourrait conduire ces gestionnaires à faire évoluer leur doctrine d'investissement. Parmi l'ensemble des stratégies envisageables, l'approche retenue considère ces flexibilités comme un levier permettant de limiter le recours aux investissements dans les réseaux sans grever leurs coûts d'exploitation.

Dans cette perspective, l'analyse de l'intérêt des flexibilités des consommateurs vis-à-vis des investissements dans les réseaux s'est appuyée sur un jeu d'hypothèses qui a été explicité. Ces hypothèses visaient à la fois à formuler des prérequis pour fonder ces flexibilités comme une alternative crédible aux investissements dans des ouvrages de réseaux et à énoncer quelques simplifications nécessaires aux travaux développés dans le cadre de la présente thèse. Ces simplifications tiennent à la fois à des difficultés théoriques d'appréhension de l'intérêt des flexibilités pour les infrastructures de réseaux, au périmètre d'étude exclusivement urbain des travaux de thèse et aux données disponibles sur lesquelles ces travaux pouvaient s'appuyer. Finalement, la démarche adoptée se propose d'évaluer les apports des flexibilités des consommateurs en regard des économies de renforcement qu'elles pourraient induire grâce à une maîtrise des coûts de défaillance.

Sur les réseaux de répartition, ces coûts traduisent essentiellement des coûts d'END en situation de N-1. Aussi, dans de telles situations, l'apport des flexibilités de la demande est notamment limité par la sélection possible des délestages par le gestionnaire. De

surcroît, le périmètre couvert par les données disponibles et l'analyse de la situation particulière des réseaux lyonnais et grenoblois du périmètre d'étude n'ont pas permis de valoriser ces flexibilités en regard de renforcements attendus des réseaux de répartition.

Une modélisation a été ensuite développée pour évaluer l'impact potentiel de ces mêmes flexibilités sur les renforcements des réseaux de distribution du périmètre d'étude. Nous avons proposé une évaluation des coûts de renforcement de ces réseaux en regard des évolutions attendues des pointes de consommation agrégées aux postes source et ramenées à un seuil climatique défini. La granularité des données disponibles a constitué une limite de la méthode proposée. Néanmoins, l'approche que nous avons développée rend compte des effets de seuil présents dans les décisions de renforcement des GRD.

En partant de la modélisation de la demande présentée dans le [chapitre II](#) et des coûts marginaux de renforcement, les apports des flexibilités des consommateurs aux coûts de renforcement des infrastructures de réseaux ont pu être modélisés par un problème d'optimisation sous contrainte. Une attention particulière a été portée à faciliter la résolution numérique de ce problème en traitant spécifiquement les causes de non-linéarité. Par ailleurs, en cohérence avec les concepts présidant aux études de sûreté du système électrique, la formulation que nous avons développée a été conçue de manière complémentaire à celle que nous avons développée pour évaluer les économies en capacités de production présentées dans le chapitre précédent.

Cette complémentarité doit permettre, dans le [chapitre V](#), d'analyser la valeur des flexibilités des consommateurs pour les investissements de l'ensemble du système électrique.



## Chapitre V

# Application aux scénarios énergétiques de GreenLys

### SOMMAIRE

I	ANALYSE DES PARAMÈTRES D'ENTRÉE DU MODÈLE DÉVELOPPÉ . . . . .	117
I.1	Paramètres caractérisant l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale . . . . .	117
I.1.a	<i>Projection de la demande nationale d'électricité . . . . .</i>	117
I.1.b	<i>Projection de l'offre de production . . . . .</i>	119
I.1.c	<i>Analyse de l'équilibre offre-demande du scénario PLTE de GreenLys . . . . .</i>	121
I.2	Paramètres caractérisant le dimensionnement des infrastructures de réseaux . . . . .	122
I.2.a	<i>Projection de la demande locale . . . . .</i>	122
I.2.b	<i>Dimensionnement des réseaux de distribution du périmètre d'étude . . . . .</i>	123
I.3	Paramètres caractérisant les flexibilités de la demande . . . . .	127
I.3.a	<i>Définition des gisements de flexibilité . . . . .</i>	127
I.3.b	<i>Caractérisation des modulations de puissance . . . . .</i>	128
II	ANALYSE DES ÉCONOMIES D'INFRASTRUCTURES INDUITES PAR LES FLEXIBILITÉS DE LA DEMANDE DANS LE CADRE DU SCÉNARIO DE <i>GreenLys</i> . . . . .	129
II.1	Cartographie des bénéfices potentiels à long-terme des flexibilités de la demande . . . . .	130
II.1.a	<i>Analyse des résultats du modèle Production-Fourniture . . . . .</i>	130
II.1.b	<i>Analyse des résultats du modèle Système . . . . .</i>	133
II.1.c	<i>Synthèse . . . . .</i>	136
II.2	Concurrences dans les appels de flexibilités . . . . .	136
II.2.a	<i>Identification des situations concurrentielles . . . . .</i>	136
II.2.b	<i>Occurrences des situations potentiellement concurrentielles . . . . .</i>	138
II.3	Vers une gestion de ces concurrences? . . . . .	141
III	CONCLUSIONS . . . . .	142

### Résumé

*Dans ce chapitre, les modélisations présentées dans les chapitres précédents ont été appliquées à un scénario énergétique développé dans le projet GreenLys.*

## Introduction

Les décisions d'investissement dans les infrastructures électriques résultent de la recherche du meilleur compromis entre les coûts d'immobilisation du capital, les dépenses d'exploitation et les risques de défaillance du système électrique. La détermination du dimensionnement optimal d'un système électrique se traduit donc par la mise en adéquation des infrastructures qui le composent avec les projections à long-terme de la demande.

Aussi, les travaux de modélisation présentés dans les chapitres précédents visent à évaluer les économies d'infrastructures que pourrait permettre l'avènement de flexibilités au sein de la demande. Dans ce but, les modèles que nous avons développés déclinent l'évaluation de l'adéquation du système électrique sur deux périmètres :

- **L'échelle nationale.** Les économies attendues en capacité de production ont été estimées en modélisant l'équilibre entre l'offre et la demande électrique à l'échelle nationale métropolitaine.
- **L'échelle locale.** Les coûts des renforcements évités des réseaux ont été déterminés en s'appuyant sur des analyses menées à l'échelle d'un poste source.

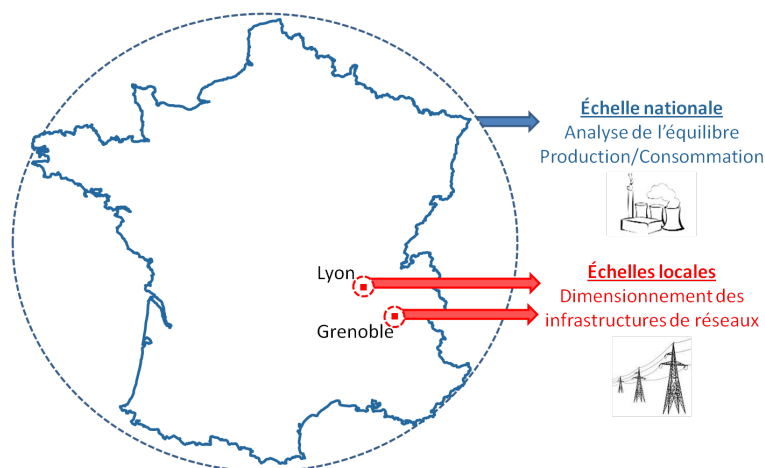


FIGURE V.1 – Illustration des différentes échelles modélisées pour apprécier la valeur économique des flexibilités des consommateurs

L'objectif de ce chapitre est d'appliquer cette modélisation à l'un des scénarios construits dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices du démonstrateur *GreenLys*<sup>1</sup>. La conception de ce scénario visait notamment à donner une image de la pertinence économique d'un déploiement d'équipements *smart grid* sur les villes de Grenoble et Lyon à l'horizon 2030.

Dans une première partie, les données utilisées en entrée des modèles développés seront analysées. Puis les résultats des simulations pourront être présentés et analysés.

1. Une description générale de l'expérimentation sur laquelle s'appuie les travaux présentés a été proposée en page 9.

## I Analyse des paramètres d'entrée du modèle développé

Afin de quantifier le coût des infrastructures qui pourraient être remplacées par des flexibilités de certains usages au sein de la demande électrique, les modélisations développées s'appuient sur des données caractérisant l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale et le dimensionnement des réseaux à l'échelle locale.

### I.1 Paramètres caractérisant l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale

Pour caractériser l'équilibre offre-demande, le scénario *PLTE* construit dans le cadre du projet *GreenLys* se veut cohérent avec les principales orientations du projet de loi sur la transition énergétique. Ce texte fixe notamment des objectifs généraux de la politique énergétique nationale, parmi lesquels ([Assemblée nationale, 2015](#), Article 1er) :

- La réduction du poids du nucléaire dans le paysage énergétique français. Le texte prévoit ainsi de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2025 .
- Le développement des énergies renouvelables. En particulier, le texte prévoit que les énergies renouvelables correspondent à 40% de la production d'électricité à l'horizon 2030.
- Le soutien aux actions de maîtrise de l'énergie. Le texte prévoit une réduction de 50% de la consommation finale d'énergie d'ici 2050 par rapport à son niveau de 2012.
- La lutte contre le changement climatique. Le texte prévoit notamment<sup>2</sup> une réduction des émissions des gaz à effet de serre de 40% d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990.
- Une contraction de la consommation d'énergie fossile. Le texte fixe un objectif de réduction de 30% de cette consommation à l'horizon 2030 (par rapport au niveau de référence en 2012).

Pour intégrer ces orientations, les travaux de *GreenLys* se sont notamment appuyés sur le scénario *Nouveau Mix* développé par RTE dans la dernière version de son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande ([RTE, 2014a](#)). Les paragraphes qui suivent se proposent donc de présenter les données utilisées pour caractériser l'équilibre offre-demande dans le projet *GreenLys* en les repositionnant par rapport au scénario développé par RTE.

#### I.1.a Projection de la demande nationale d'électricité

Les prévisions de consommation utilisées pour l'échelle nationale dans *GreenLys* (c.f. [Figure V.2](#)) se sont basées sur l'utilisation de l'outil *Charter* développé par le bureau d'études *Énergies Demain* ([Energies Demain, 2008](#)). Cet outil permet de modéliser des appels de puissance en conservant leurs périodicités quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières. Pour ce faire, *CharTer* s'appuie sur des profils types de consommation définis par secteur d'activité (services, industrie, ...), par branche (restauration, assurance) et par usage (informatique, chauffage, ...) ([Energies Demain, 2008](#)). Avant d'être agrégés

2. Par ailleurs le facteur 4 de réduction de gaz à effet de serre est conservé à l'horizon 2050.



pour reconstruire la demande globale, ces profils sont déformés en regard des hypothèses intégrées dans les scénarios énergétiques préalablement définis (Imbert, 2011).

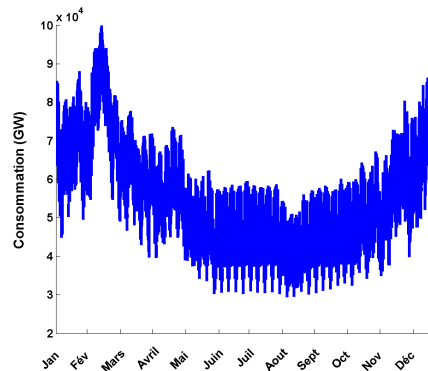


FIGURE V.2 – Consommation nationale projetée à l’horizon 2030 dans les travaux de *GreenLys* (SOURCE : traitement de données *GreenLys*)

Des ajustements ont par ailleurs été opérés pour parfaire la convergence de ces projections avec celles développées dans le cadre du scénario *Nouveau Mix* de RTE. Aussi, une attention particulière a été portée à deux critères (c.f. Tableau V.1) :

- La demande en énergie.
- Le niveau de la pointe annuelle de consommation en puissance.

	Scénario <i>Nouveau Mix</i> de RTE	Scénario <i>PLTE</i> de <i>GreenLys</i>
Consommation en énergie (TWh)	481.1 <sup>*</sup>	481.1 <sup>†</sup>
Pointe de consommation (GW)	100.0 <sup>**</sup>	100.0 <sup>†</sup>

<sup>\*</sup> Énergie consommée à condition climatique de référence

<sup>\*\*</sup> Pointe de consommation "à une chance sur dix"

<sup>†</sup> Données exprimées au climat 2012

Tableau V.1 – Comparaison synthétique des projections de la demande nationale dans le scénario *PLTE* de *GreenLys* et le scénario *Nouveau Mix* de RTE à l’horizon 2030 (SOURCE : (RTE, 2014a) et (GreenLys, 2015))

Globalement, par rapport au niveau de la consommation énergétique de 2013<sup>3</sup> (RTE, 2014a), ces deux scénarios prévoient à l’horizon 2030 une augmentation de l’ordre de 2.5 TWh de la demande en énergie électrique. Par ailleurs, les actions de maîtrise de la demande (efficacité énergétique et modulation de certains usages) tendent à maintenir la pointe nationale de consommation à un niveau stable sur cette même période.

Une analyse attentive de ces indicateurs révèle néanmoins une différence significative entre le scénario *PLTE* de *GreenLys* et le scénario *Nouveau Mix* élaboré par RTE .

En effet, dans le contexte énergétique français, la thermosensibilité des consommations explique une part importante des fluctuations aléatoires de la demande électrique

3. corrigé de la température

(c.f. paragraphe I.2.c du chapitre 2). Aussi, l'appréciation de l'équilibre offre-demande repose sur une représentation adaptée de l'aléa climatique national. **Le choix opéré dans le projet *GreenLys* a consisté à retenir un unique climat.** Ce climat correspond à celui observé en 2012. A l'échelle nationale, ce climat présente une vague de froid exceptionnelle : « En termes d'intensité globale, il s'agit de la cinquième vague de froid la plus sévère observée depuis 1947 en France » (RTE, 2012). Néanmoins, à l'échelle de la saison, cette vague de froid contraste avec les températures plutôt douces observées le reste de l'hiver (RTE, 2012). A titre de comparaison, pour représenter la diversité des situations climatiques, RTE s'appuie sur un référentiel de 100 scénarios simulés à partir d'un modèle de Météo-France (RTE, 2014a).

Pour caractériser complètement l'équilibre offre-demande national, le scénario *PLTE* de *GreenLys* complète ces prévisions de consommation par des projections de l'offre de production.

### I.1.b Projection de l'offre de production

Conformément aux principes rappelés dans le chapitre III, les évolutions des offres de production doivent permettre une couverture économique des consommations futures tout en satisfaisant les obligations de sécurité d'approvisionnement du système électrique. Les données utilisées pour décrire l'offre de production ont été construites à partir du logiciel *Scanner* développé par *Tractebel Engineering*.

En pratique, les capacités de production retenues dans le scénario *PLTE* de *GreenLys* se basent largement<sup>4</sup> sur celles présentées dans le *Nouveau Mix* de RTE (c.f. Figure V.3). Il est à noter que la puissance des capacités thermiques a fait l'objet d'un calcul spécifique dans le scénario de *GreenLys* de manière à assurer une cohérence avec les projections de la demande présentées dans le paragraphe précédent.

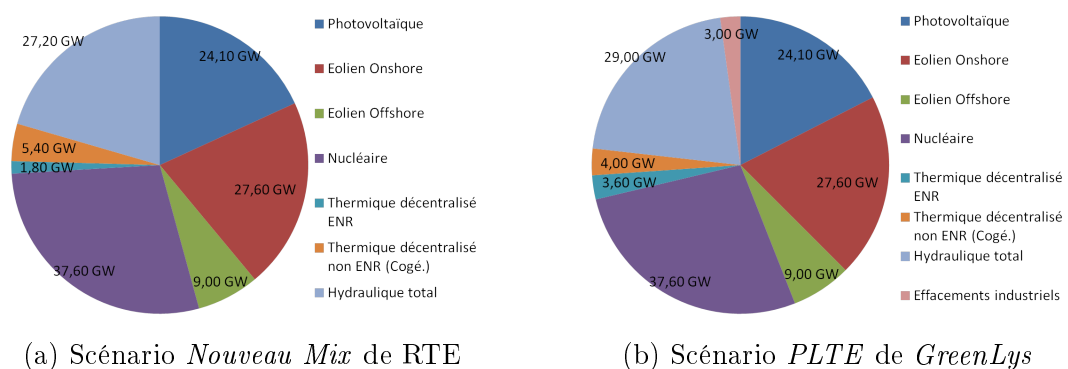


FIGURE V.3 – Comparaison des capacités de production installées pour le scénario *PLTE* de *GreenLys* et le scénario *Nouveau Mix* de RTE à l'horizon 2030, hors capacité de pointe (SOURCE : (RTE, 2014a) et (GreenLys, 2015))

Globalement, ces deux scénarios prévoient à l'horizon 2030 un retrait des capacités

4. Les deux scénarios diffèrent légèrement sur les hypothèses de capacités installées dans les filières hydrauliques et thermiques décentralisées.

nucléaires installées (-40 % de puissance installée par rapport à son niveau en 2014) et un développement important des capacités éoliennes et photovoltaïques (respectivement +352% et +460% de puissance installée par rapport à leur niveau en 2014). Ces tendances sont cohérentes avec les orientations prévues par le projet de loi relatif à la transition énergétique rappelées en introduction de la présente section (c.f. page 117).

Le choix de ce portefeuille s'accompagne de prévisions des productions en énergies de chaque technologie de production<sup>5</sup>. Ces prévisions de production résultent de l'empilement économique des moyens de production. Ce bilan énergétique des capacités de production résulte de leur empilement économique pour satisfaire la demande électrique (c.f. Figure V.4).

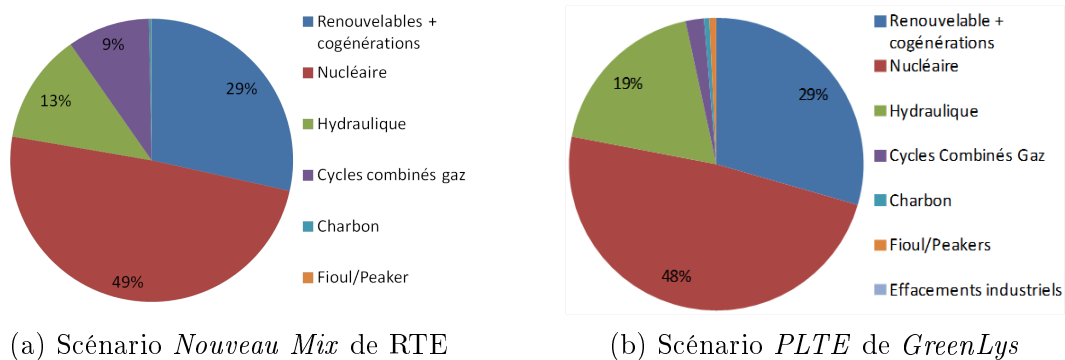


FIGURE V.4 – Bilans énergétiques des parcs de production installés à l'horizon 2030 dans le scénario *PLTE* de *GreenLys* et le scénario *Nouveau Mix* de RTE, hors flexibilité de la demande (SOURCE : (RTE, 2014a) et (GreenLys, 2015))

La comparaison des parcs de production des scénarios *PLTE* et *Nouveau Mix* révèle des spécificités du scénario de *GreenLys* utilisé dans ce chapitre.

Premièrement, **le scénario *PLTE* de *GreenLys* ne prend pas en compte l'apport des interconnexions dans l'équilibre offre-demande**. Cette hypothèse simplificatrice s'explique par la difficulté à considérer la contribution des échanges transfrontaliers sans modéliser les équilibres offre-demande nationaux des pays voisins. Cet effort a néanmoins été consenti par RTE qui a mis en évidence l'impact de ces interconnexions dans l'équilibre offre-demande français (RTE, 2014a).

Par ailleurs, l'équilibre offre-demande national est soumis à des aléas. En particulier, la disponibilité des offres de production est à la fois tributaire des arrêts fortuits ou programmés des groupes de production et des variations des apports hydriques, solaires et éoliens. Afin de prendre en compte les corrélations spatiales et temporelles qui existent entre les aléas pesant sur l'équilibre offre-demande, la construction du scénario de RTE s'appuie sur un référentiel de 1000 chroniques annuelles. **Le scénario de *GreenLys* s'appuie quant à lui sur 5 chroniques annuelles d'offres disponibles pour caractériser le risque de déséquilibre offre-demande.**

5. Ici, ces prévisions sont effectuées sans tenir compte des flexibilités de la demande conformément à la première étape de l'approche générale présentée dans le paragraphe II.1 du chapitre 3.

### I.1.c Analyse de l'équilibre offre-demande du scénario *PLTE* de *GreenLys*

Pour caractériser l'impact des flexibilités des consommateurs sur l'équilibre offre-demande, la modélisation développée dans la [section III](#) du chapitre 3 s'appuie sur un jeu de données.

Premièrement, ces données caractérisent le risque de rupture de cet équilibre. Dans le cadre du scénario *PLTE* de *GreenLys*, ce risque peut être caractérisé à l'horizon 2030 par :

- Une espérance du volume annuel d'énergie non délivrée de 18,2 GWh.
- Une espérance de la durée annuelle de défaillance de 12,8 heures.

Par comparaison, le scénario *Nouveau Mix* construit par RTE garantit le niveau de sécurité d'approvisionnement retenu par la réglementation en vigueur : la durée moyenne annuelle de défaillance y est limitée à trois heures ([RTE, 2014a](#)). Cette différence significative entre les scénarios de *GreenLys* et de RTE peut notamment s'expliquer par le rôle des interconnexions. En effet, contrairement au scénario *Nouveau Mix*, le scénario *PLTE* ne prend pas en compte l'apport des échanges transfrontaliers dans l'équilibre offre-demande alors même qu'ils sont de nature à réduire la durée des coupures probables ([RTE, 2014a](#)).

Par ailleurs, pour évaluer l'apport des flexibilités des consommateurs à l'équilibre offre-demande, la modélisation que nous avons développée au [chapitre III](#) quantifie notamment des économies de capacité de production installée. Ces économies sont appréciées en regard d'un coût fixe de capacité de pointe qui a été évalué à 600 k€/MW dans la suite de ces travaux.

Enfin, les travaux que nous avons développés visent également à évaluer l'impact des flexibilités de la demande sur les coûts variables de production. Pour ce faire, la modélisation proposée au [chapitre III](#) valorise les modulations de la demande induite par ses flexibilités en regard des coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande. La monotone des coûts marginaux est présentée dans la [Figure V.5](#).

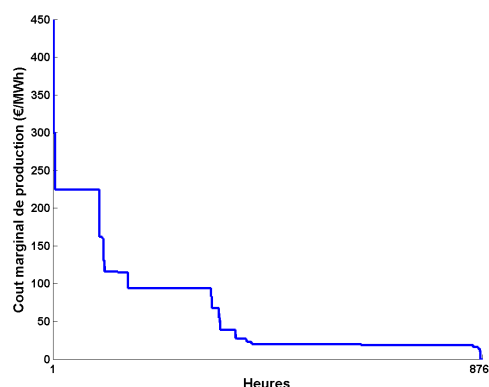


FIGURE V.5 – Monotone des coûts marginaux de production à l'équilibre offre-demande utilisés dans les travaux développés (SOURCE : traitement de données *GreenLys*)

Si les données utilisées pour caractériser l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale

ont été présentées, il convient d'exposer les éléments utilisés pour estimer l'impact du pilotage de charge dans le dimensionnement des réseaux électriques.

## I.2 Paramètres caractérisant le dimensionnement des infrastructures de réseaux

Pour apprécier les coûts des renforcements qui pourraient être évités grâce aux flexibilités des consommateurs, la modélisation développée dans le [chapitre IV](#) s'appuie sur des données caractérisant la mise en adéquation des infrastructures de réseaux avec les dynamiques locales de la demande.

Dans le cadre du projet démonstrateur *GreenLys*, ces données reflètent des situations particulières de territoires inclus dans les villes de Lyon et Grenoble.

### I.2.a Projection de la demande locale

Pour déterminer les dynamiques électriques des territoires étudiés, les projections élaborées dans le cadre de *GreenLys* se sont appuyées sur une segmentation de la demande des postes source de la zone *GreenLys* par secteur et par usage.

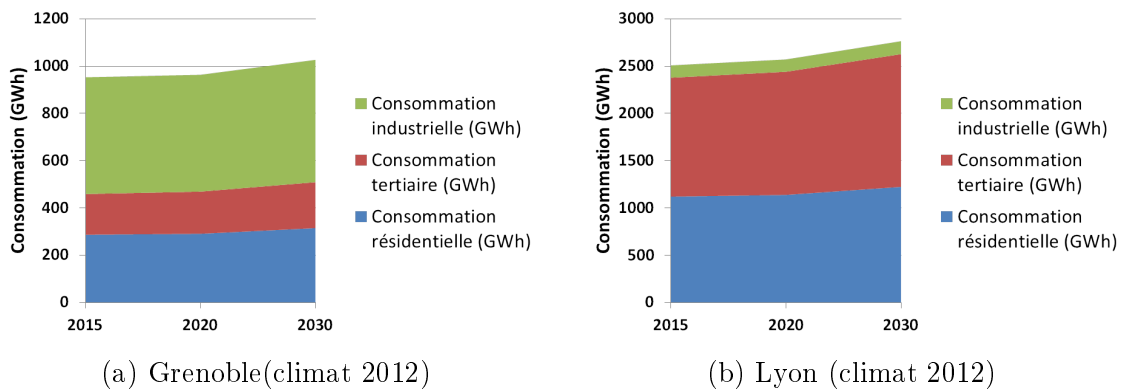


FIGURE V.6 – Projection des consommations locales de la demande pour la zone du démonstrateur *GreenLys* à l'horizon 2030 (SOURCE : traitement de données *GreenLys*)

Parmi les scénarios élaborés, celui retenu dans les travaux développés considère un taux de croissance moyen de la demande électrique de l'ordre de 0.6% entre 2015 et 2030 sur l'ensemble de la zone du démonstrateur. Cette dynamique semble cohérente avec le scénario de référence du *Plan Climat-Énergie Territorial*<sup>6</sup> du Grand Lyon qui prévoit une augmentation de la consommation cumulée des secteurs résidentiels et tertiaires de l'ordre de 0.4% par en moyenne<sup>7</sup> ([Grand Lyon, 2011](#)).

Ces prévisions énergétiques se sont traduites en puissance par une augmentation des pointes de consommations électriques des postes source. Sur la période 2015-2030, cette

6. Pour les communes de plus de 50 000 habitants, les PCET ont été rendus obligatoires par l'article L 229-26 du code de l'environnement. Ces plans visent notamment à lutter contre le réchauffement climatique en élaborant un programme d'action relatif à l'efficacité énergétique.

7. Il est à noter que ce chiffre correspond à la croissance moyenne des consommations énergétiques globales de ces deux secteurs, alors que le scénario de *GreenLys* ne s'intéresse qu'à la seule consommation électrique.

augmentation est de l'ordre de :

- 0.5% par an en moyenne sur les postes source du périmètre lyonnais.
- 0.3% par an en moyenne pour la ville de Grenoble.

### I.2.b Dimensionnement des réseaux de distribution du périmètre d'étude

Les réseaux de distribution étudiés sont répartis sur les territoires des villes de Lyon et Grenoble. L'examen de ces infrastructures a mis en lumière des disparités entre les deux zones étudiées. Cette analyse s'est appuyée sur deux indicateurs moyens pour chacune de ces zones : la quantité moyenne d'ouvrages déployés pour satisfaire la demande électrique et le coût unitaire du déploiement d'équipements neufs.

**Quantité d'ouvrages déployés pour satisfaire la demande** Cette quantité correspond au volume d'équipements déployés ramené à la pointe de consommation qui les dimensionne. L'analyse de cet indicateur permet d'apprécier les différences structurelles des réseaux de distribution sur les deux zones du périmètre d'étude.

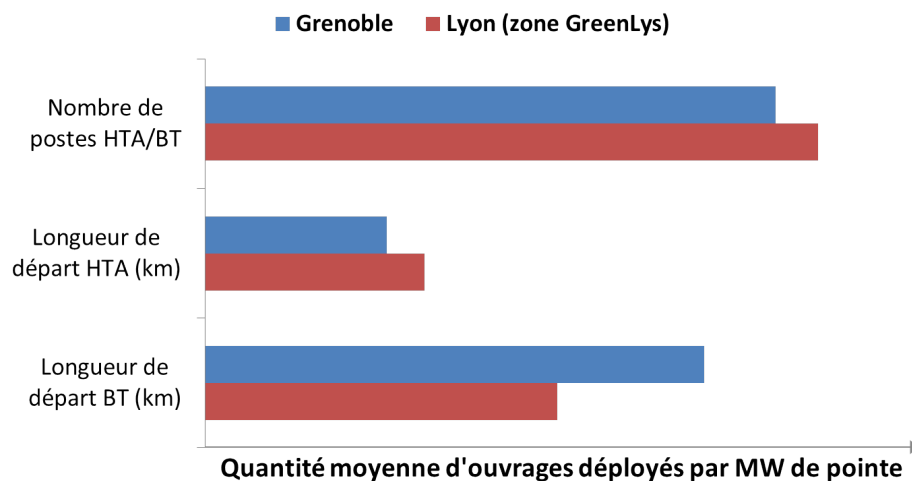


FIGURE V.7 – Comparaison des quantités moyennes d'ouvrage déployés pour satisfaire la pointe dimensionnante (SOURCE : *Traitement de données GEG et ErDF*)

La Figure V.7 révèle qu'à puissance desservie équivalente, les réseaux grenoblois présentent des longueurs de départs HTA et des quantités de postes HTA/BT déployés légèrement plus faibles que les réseaux lyonnais inclus dans le périmètre de l'étude : à Grenoble, les réseaux HTA sont 17% plus courts et les postes de distribution publique 8% moins nombreux que ceux de Lyon à niveau de desserte donné.

A l'inverse, les longueurs des réseaux BT déployés pour alimenter une charge identique semblent sensiblement plus importantes à Grenoble que sur le territoire étudié à Lyon : les réseaux 430V du périmètre d'étude lyonnais sont de 32% plus court que ceux de Grenoble à puissance équivalente.

Plusieurs paramètres pourraient concourir à expliquer ces écarts.

Premièrement, la disparité de densité des territoires desservis pourrait être pour partie responsable de la différence de longueurs des réseaux HTA. [Emelin et al. \(2013\)](#) ont en effet mis en évidence que la longueur des réseaux moyenne tension était une fonction croissante de la densité électrique d'un territoire. Aussi, la ville de Lyon étant environ 15% plus densément peuplée que celle de Grenoble ([INSEE, 2011](#)), il semble cohérent qu'à puissance équivalente, les réseaux HTA de la zone de Lyon soient plus longs que ceux de Grenoble.

Par ailleurs, les réseaux actuels sont le résultat d'historiques de développements différents sur les deux zones constituant le périmètre d'étude. En particulier, les choix d'architecture du réseau basse tension de Grenoble se sont traduits par la création d'un nombre importants de départs par poste HTA/BT. Ces décisions passées participent à expliquer la longueur relativement plus importante des réseaux BT de Grenoble.

Enfin, les politiques de renouvellement semblent également avoir un impact sur les disparités de structures entre les zones d'étude. A ce titre, les réseaux grenoblois présentent encore une fois des singularités : la dépose progressive du réseau 5kV au profit d'ouvrages 20kV oblige le gestionnaire du réseau à mettre à niveau les postes de distribution publique associés. Néanmoins, les fortes contraintes d'encombrement du territoire sur les zones concernées limitent les possibilités de substitution et de création de poste HTA/BT. Le cas échéant, l'alimentation des charges BT est assurée à partir de postes 20kV préexistants. Cette contrainte concourt également à l'explication des différences de quantité de postes HTA/BT déployés.

Si les réseaux de distribution du périmètre d'étude présentent des hétérogénéités dans leurs structures, il convient également d'analyser la disparité de leur coût de déploiement.

**Coût unitaire de déploiement d'équipements neufs** Ce coût correspond au coût moyen de déploiement d'une quantité unitaire d'équipement neuf (un km de départ HTA, un poste HTA/BT, ou un km de départ BT). Ce coût constitue de fait un élément structurant des composantes du coût marginal de renforcement tel que défini dans le paragraphe [II.3.a](#). Si les coûts unitaires de déploiement des équipements neufs apparaissent être globalement plus élevés pour la zone de Grenoble que pour la zone lyonnaise du périmètre d'étude, l'ampleur de cette disparité varie sensiblement selon la nature des ouvrages considérés (c.f. [Figure V.8](#)).

Les différences les plus notoires concernent les coûts kilométriques des canalisations HTA et BT qui sont respectivement de 52% et 32% moins élevés à Lyon qu'à Grenoble. Il est à noter qu'un écart d'environ 11% subsiste sur le coût des postes de distribution publique entre ces deux zones.

Deux paramètres semblent pouvoir infléchir la valeurs des coûts unitaires des équipements neufs.

Premièrement, les prix d'achat des équipements neufs peuvent pour partie dépendre des volumes négociés par les gestionnaires de réseaux de distribution aux équipementiers. Ce pouvoir de négociation est de fait moins fort pour une ELD gérant les réseaux de distribution de la ville de Grenoble que pour ErDF qui a la responsabilité de 95% des réseaux de distribution du territoire métropolitain ([ErDF, 2012b](#)).

Enfin, la politique d'achat des GRD a un impact sur le coût unitaire moyen d'un

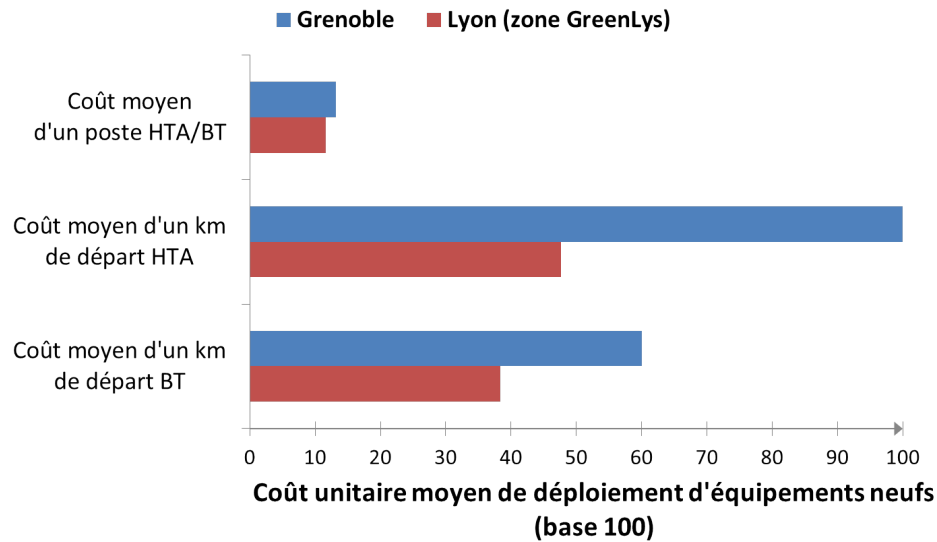


FIGURE V.8 – Comparaison des coûts unitaires moyen de déploiement d'équipements neufs des RPD (SOURCE : *Données GEG et ErDF*)

équipement. En particulier, les contraintes liées à la gestion de stocks limités peut amener un GRD à homogénéiser les équipements achetés. À titre d'exemple, les sections des câbles HTA déployés par GEG sont quasiment homogènes sur la zone de Grenoble. Cette limitation dans la diversité des matériels déployés tend à réhausser le coût unitaire moyen des équipements déployés sur cette zone.

**Synthèse** Les différences observées sur les quantités moyennes et sur les coûts unitaires entre les deux zones du périmètre d'étude se traduisent mécaniquement par une hétérogénéité du coût de ces infrastructures. Pour rendre compte de manière synthétique de cette disparité, l'analyse développée se propose de calculer un coût moyen de réseau correspondant au coût moyen des ouvrages déployés nécessaires à la fourniture d'un kW de pointe de consommation agrégée au poste source (c.f. [Équation V.1](#)).

$$Cout_{Moyen} = Quantité_{Moyenne} \cdot Cout_{unitaire} \quad (V.1)$$

$Cout_{Moyen}$	Coût moyen des ouvrages à déployer pour garantir la fourniture d'un kW de pointe de consommation agrégée au poste source
$Quantité_{Moyenne}$	Quantité moyenne d'ouvrage à déployer pour garantir cette même fourniture.
$Cout_{unitaire}$	Coût de déploiement d'une quantité unitaire d'équipement neuf.

À la lumière de ce nouvel indicateur (c.f. [Figure V.9](#)), il apparaît que, globalement, les coûts engagés pour assurer la desserte des consommateurs sont en moyenne plus importants à Grenoble que sur la zone étudiée à Lyon. Cette différence d'ensemble traduit



notamment les écarts constatés des coûts unitaires de déploiement du matériel entre ceux des périmètres d'étude.

Par ailleurs, les coûts des canalisations BT apparaissent prépondérants dans la structure du coût moyen des infrastructures de distribution. Cette observation commune aux deux zones d'étude s'explique notamment par l'importance des longueurs des réseaux BT sur ces territoires : à titre d'exemple, pour satisfaire une même puissance de pointe, les réseaux à déployer sont en moyenne 74% plus long en BT qu'en HTA sur Lyon<sup>8</sup>.

Enfin, l'observation du poids relatif de chaque équipement dans le coût global d'infrastructure permet d'apprécier des singularités des territoires étudiés. Ainsi, dans le coût des réseaux à déployer pour faire face à une augmentation unitaire de la pointe du poste source, la part des coûts des postes HTA/BT est en moyenne de 10% plus faible à Grenoble que sur la zone lyonnaise étudiée. A l'inverse, la proportion des canalisations BT est de 11% plus faible sur cette dernière zone qu'à Grenoble. Cette disparité dans la structure du coût moyen est révélatrice de l'hétérogénéité des choix de développement opérés par les gestionnaires de réseau sur leurs territoires respectifs.

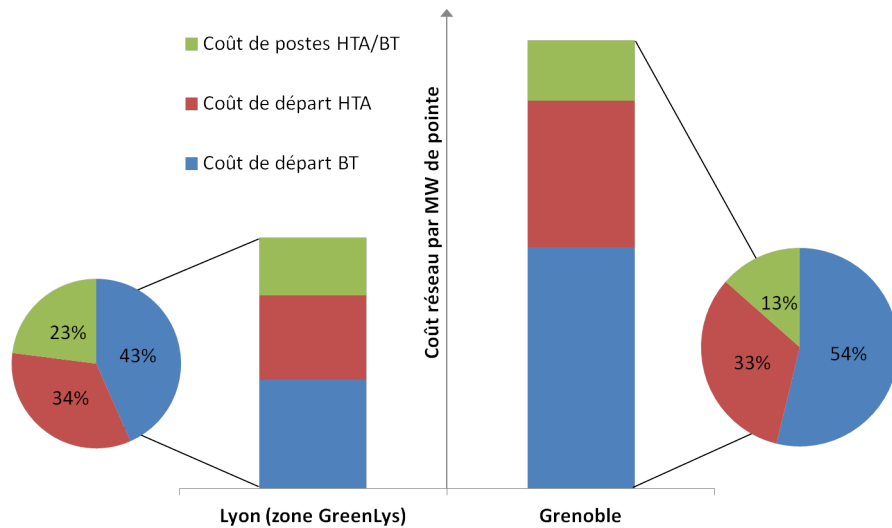


FIGURE V.9 – Comparaison des coûts moyens des ouvrages à déployer pour faire face à une augmentation unitaire de la pointe du poste source

Les données utilisées pour caractériser l'adéquation des infrastructures électriques avec les projections de la demande aux différentes échelles du système ont été présentées. Aussi, les travaux que nous avons développés visent à quantifier les économies d'infrastructures que pourraient induire l'avènement de flexibilités au sein de la demande électrique. Dès lors, il convient d'exposer les données utilisées pour caractériser ces flexibilités.

8. Le concept de foisonnement spatial présenté dans le paragraphe I.2.b du chapitre II permet d'interpréter en partie cet écart : l'observation de la pointe de consommation au poste source tend à sous-estimer les pointes locales de consommation qu'alimentent les réseaux basse tension

### I.3 Paramètres caractérisant les flexibilités de la demande

Pour qualifier les flexibilités des consommateurs, la modélisation développée se base sur :

- Une définition des gisements de flexibilité représentant la courbe de charge des appareils susceptibles d'être contrôlés.
- Une caractérisation des modulations de consommation consécutives à la mobilisation des potentiels de flexibilité de la demande.

#### I.3.a Définition des gisements de flexibilité

Dans le cadre des travaux de *GreenLys*, la détermination de la part flexible de la demande s'est articulée en deux étapes.

Premièrement, une segmentation de la courbe de charge a été élaborée à partir de l'outil *Charter* (c.f. paragraphe I.2.a). Cette analyse a permis d'isoler au sein des projections locales de la demande les consommations totales des trois usages ciblés par le démonstrateur *GreenLys* (c.f. paragraphe I.2) :

- L'eau chaude sanitaire résidentielle (ECS)
- Le chauffage résidentiel
- Le chauffage, la climatisation et ECS tertiaire (HVAC+ECS).

Pour participer effectivement à la flexibilité de la demande, les consommateurs associés à ces usages doivent être équipés de matériels spécifiques. Aussi, pour définir les gisements de flexibilité, les scénarios élaborés au sein du projet *GreenLys* ne retiennent qu'une portion des consommations associées aux usages ciblés. La détermination de cette portion repose sur des hypothèses de déploiement d'équipement qui privilégie les consommateurs les plus importants ([GreenLys, 2014](#)).

	Chauffage résidentiel		ECS résidentielle		HVAC+ECS tertiaire	
	Lyon	Grenoble	Lyon	Grenoble	Lyon	Grenoble
Consommation énergétique adressée	100 GWh	22 GWh	12 GWh	8 GWh	148 GWh	20 GWh
Part de la consommation locale	3.6%	2.1%	1.5%	0.8%	5.3%	1.9%
Contribution à la pointe	56.5 MW	14.3 MW	2.4 MW	0.4 MW	32.8 MW	7.7 MW
Part de la pointe locale	8.6%	5.6%	0.4%	0.2%	5.0%	3.2%

Tableau V.2 – Importance des gisements de consommation considérés au sein des demandes locales d'électricité prévues en 2030 et projetées au climat 2012 (SOURCE : traitement de données *GreenLys*)

Finalement, les données utilisées par les modèles que nous avons développés s'expriment sous la forme de courbe de charge des usages susceptibles d'être contrôlés (c.f. [Figure II.3](#)). Le [Tableau V.2](#) résume les caractéristiques des gisements de consommation

au sein des demandes locales électriques attendues en 2030.

Pour apprécier pleinement la capacité de ces gisements à déformer les courbes de charge, l'approche que nous avons proposée s'appuie sur une caractérisation des effets de bords et des limitations de l'utilisation de ces flexibilités.

### I.3.b Caractérisation des modulations de puissance

La modélisation développée au [chapitre II](#) a permis de caractériser les déformations de la courbe de charge inhérentes à la mobilisation des flexibilités des consommateurs. Cette caractérisation s'appuie sur :

- La détermination de limites dans la sollicitation des flexibilités des consommateurs. En particulier, il a été supposé que le lien contractuel entre un consommateur et un agrégateur de flexibilité fixait la durée cumulée maximale des effacements que peut subir ce consommateur sur une journée (c.f paragraphe [II.2.a](#)).
- Une quantification de effets de rebond en puissance et de report en énergie consécutifs à un effacement de consommation(c.f paragraphe [II.3.a](#)).
- L'appréciation de l'indisponibilité des consommateurs. Ces indisponibilités relèvent à la fois des défaillances techniques du matériel et des dérogations possibles des consommateurs aux ordres d'effacement (c.f paragraphe [II.3.b](#)).

Les hypothèses retenues dans le cadre des travaux développés sont explicitées dans le [Tableau V.3](#).

	Chauffage résidentiel		ECS résidentielle		HVAC+ECS tertiaire	
	30 min	1 h	30 min	1 h	30 min	1 h
Durée d'effacement	30 min	1 h	30 min	1 h	30 min	1 h
Durée du report	30 min	1 h	30 min	1 h	1h30	3 h
Taux de rebond	52,5 %	52,5 %	100 %	50 %	50 %	50 %
Taux de report	-*	31 %	-*	100 %	100 %	100 %
Taux de disponibilité moyen	96.5%		96.5%		99.5%	
Durée maximale d'effacement	4h/j/consommateur		1h/j/consommateur		- **	

\* Les courbes de charge sur lesquelles s'appuient les travaux développés ayant un pas de résolution demi-horaire, le rebond et le report sont confondus en un même pas de temps

\*\* Aucune limitation de stock spécifique n'a été considérée pour les gisements tertiaires. Il est cependant à noter que ce stock est de fait limité par la fréquence maximale des sollicitations définie dans le paragraphe [II.2.a](#)

Tableau V.3 – Synthèse des hypothèses adoptées caractérisant les effacements de consommation

### Synthèse sur les données d'entrée

Cette section avait pour but de présenter le jeu de données à partir duquel l'apport des flexibilités de la demande pour le système électrique a été évalué.

Dans une première partie, les paramètres utilisés pour caractériser l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale ont été présentés. Le scénario retenu a été construit en regard de l'évolution attendue du cadre législatif. Pour plus de lisibilité, les projections à long-terme de l'offre et la demande sur lesquelles s'appuient les travaux développés ont été comparées à celles développées par RTE dans le scénario *Nouveau Mix*. Cette analyse comparative a notamment permis de relever des points de divergence entre ces deux scénarios. Ainsi, le scénario *PLTE* de *GreenLys* projette l'équilibre offre-demande national dans le cadre d'une France isolée électriquement. A l'inverse, les projections du scénario *Nouveau Mix* de RTE intègrent l'apport des interconnexions à l'équilibre offre-demande national. Par ailleurs, la représentation des aléas climatiques et de la disponibilité des groupes de production apparaît moins élaborée dans le scénario développé par *GreenLys* que dans celui construit par RTE.

Puis, les données qualifiant l'adéquation des infrastructures de distribution ont été explicitées. D'une part, les dynamiques locales de la demande prévues par le scénario de *GreenLys* ont été comparées aux travaux réalisés dans le cadre du *Plan Climat Energie Territorial* du Grand Lyon. D'autre part, les coûts des infrastructures des réseaux de distribution du périmètre du démonstrateur de *GreenLys* ont été analysés sur la base de deux indicateurs synthétiques. Cette analyse a permis de mettre en évidence une hétérogénéité spatiale des coûts de ces infrastructures. Ces disparités résultent à la fois d'une relative diversité des territoires étudiés et des choix propres aux stratégies de développement des gestionnaires de réseau concernés.

Enfin, les paramètres caractérisant les flexibilités de la demande ont été détaillés. D'une part, les gisements de flexibilités définissent la part flexible de la demande. Cette définition s'appuie à la fois sur une analyse de la demande locale et sur des hypothèses de déploiement ciblant des consommateurs spécifiques. D'autre part, la capacité de ces flexibilités à déformer les appels de puissance a été caractérisée par des paramètres issus de l'expérimentation de *GreenLys*.

Il convient désormais de présenter les résultats des simulations visant à quantifier les économies d'infrastructures induites par ces flexibilités de la demande.

## II Analyse des économies d'infrastructures induites par les flexibilités de la demande dans le cadre du scénario de *GreenLys*

La contribution des flexibilités de la demande à l'adéquation du système électrique a été analysée dans les chapitres II à IV. A partir de ces analyses, les modélisations que nous avons développées visent à définir le programme d'appel optimal d'un portefeuille de flexibilités déterminé.

Ainsi, en s'appuyant sur l'approche proposée par [Billinton and Allan \(1984\)](#), deux problèmes d'optimisation linéaires ont été formulés :

- Un modèle **Production-fourniture** qui optimise l'utilisation d'un portefeuille de flexibilités disponibles de manière à minimiser les coûts attendus d'équilibre offre-

demande national. La mise en équation correspondante a été explicitée dans la [section III](#) du chapitre 3. L'impact d'une telle gestion de portefeuille sur le coût des infrastructures de réseau est apprécié *a posteriori*, en appliquant les équations [IV.12](#) à [IV.18](#).

- Un modèle **Système** qui optimise l'utilisation de ce même portefeuille pour minimiser les coûts de l'ensemble du système électrique. Ces coûts comprennent à la fois les coûts d'équilibre offre-demande et les coûts de renforcement des réseaux de distribution. La mise en équation correspondante a été développée dans la [section III](#) du chapitre 4.

Nous avons implémenté ces modèles sous le logiciel *GAMS*<sup>9</sup> ([GAMS, 2015](#)). Leurs résolutions numériques dans le cadre du scénario énergétique de *GreenLys* ont été mises en œuvre grâce au solveur *CPLEX* ([IBM ILOG, 2009](#)).

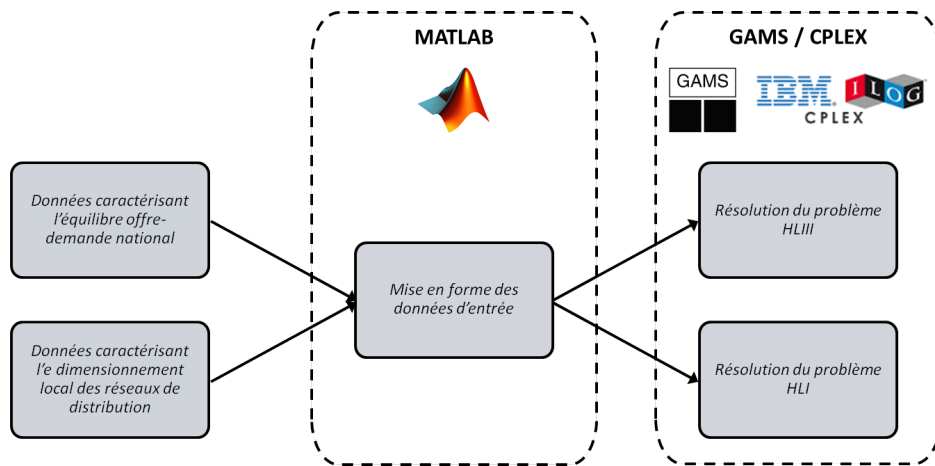


FIGURE V.10 – Modélisation développée : structure et logiciels associés

## II.1 Cartographie des bénéfices potentiels à long-terme des flexibilités de la demande

### II.1.a Analyse des résultats du modèle *Production-Fourniture*

Les résultats de simulation du modèle *Production-fourniture* confirment que les flexibilités des consommateurs sont de nature à induire des économies dans l'équilibre offre-demande national. Dans le cadre du scénario de *GreenLys*, ces bénéfices sont constitués à 60% d'économies en coûts fixes de capacité de production (investissements et maintenance des unités de production) et pour 40% de réduction des coûts variables de production (essentiellement coûts de combustible) nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande.

Par ailleurs, la [Figure V.11](#) révèle des bénéfices négatifs pour les renforcements des réseaux publics de distribution. Ainsi, la stratégie d'utilisation du portefeuille de flexibilité proposée par le modèle *Production-fourniture* induit des surcoûts dans la gestion de

9. *General Algebraic Modelling System*

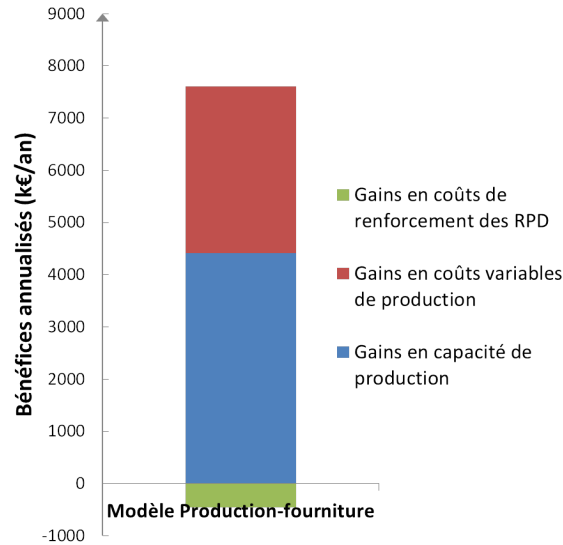


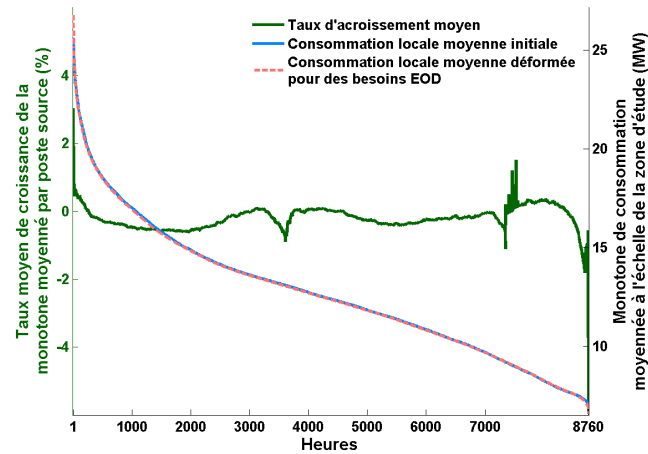
FIGURE V.11 – Résultats du modèle *Producteur-fournisseur* : bénéfices à long-terme des flexibilités diffuses des consommateurs dans le cadre du scénario *GreenLys*

ces réseaux.

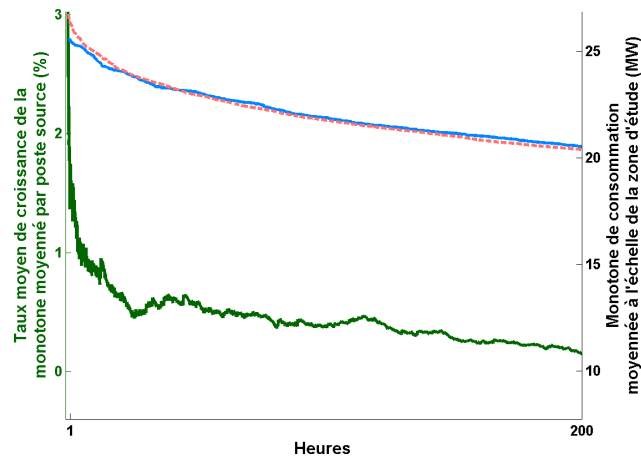
D'un point de vue théorique, les bénéfices attendus en coûts de renforcement des réseaux relèvent de la capacité des flexibilités de la demande à altérer un optimum économique pour la société entre les dépenses d'exploitation, la qualité d'alimentation et les coûts d'investissement de ces infrastructures. En particulier, dans le cadre de territoires urbains, l'appréciation des coûts de défaillance s'avère être particulièrement déterminante dans les décisions de renforcement. Ainsi, en l'absence de mécanisme incitant les opérateurs d'effacement à prendre en compte les problématiques locales des réseaux électriques, les programmes d'appel des flexibilités des consommateurs constituent pour les gestionnaires de réseaux une incertitude supplémentaire. Cette incertitude peut se traduire négativement dans l'appréciation des risques de défaillance probable des réseaux.

Dans le cadre de la modélisation développée, les gains en coûts de renforcements des réseaux traduisent les effets attendus des appels de flexibilités sur les pointes de consommation au niveau des postes source. Aussi, les simulations réalisées pour le scénario *GreenLys* mettent en évidence qu'une gestion de portefeuille de flexibilité telle que proposée par le modèle *Production-fourniture* tend à augmenter ces maximums de transit (c.f Annexe A). Pour synthétiser les observations issues de ces simulations, la Figure V.12 se propose de caractériser les déformations des monotones de charge des postes source dues aux appels de flexibilités des consommateurs. Trois tendances peuvent être alors dégagées :

- Sur la grande majorité des heures de l'année, les appels de flexibilités ont un impact très faible sur le niveau de la demande attendue. Dans le cas du scénario de *GreenLys*, la variation de la demande est inférieure à 0.3% sur 64% des heures de l'année.
- Sur les heures les moins chargées de l'année, la stratégie de mobilisation des flexibilités des consommateurs tend à réduire encore davantage la demande : le taux



(a) Sur l'année complète



(b) Zoom sur les 200 heures les plus chargées

FIGURE V.12 – Résultats du modèle *Production-fourniture* - Evolution des monotones de charge des postes source

de croissance de la demande est nettement négatif pour les dernières heures de la monotone. Ainsi, sur l'ensemble des postes source étudiés, les résultats de simulation montrent en effet que les transits sur les 100 heures les moins chargées de l'année ont déchu de 1.3%.<sup>10</sup>

- Sur les heures les plus chargées de l'année, la gestion de portefeuille de flexibilités du modèle *Production-fourniture* tend à augmenter les transits observés au niveau des postes source : le taux de croissance moyen est significativement positif sur les premières heures de la monotone. En moyenne, sur l'ensemble des postes source du périmètre d'étude, les résultats de simulation montrent en effet un accroissement de la demande sur les 70 heures les plus chargées de l'année.

Les résultats du modèle *Production-fourniture* montrent donc qu'en ignorant les situa-

10. Cette observation peut avoir son importance dans le cas d'insertion significative de production décentralisée. Dans ce cas, le dimensionnement du raccordement des sites d'injection est apprécié en regard de situations où la consommation est faible.

tions particulières des réseaux, la valorisation d'un portefeuille de flexibilité pour des besoins d'équilibre offre-demande national peut amener à augmenter les niveaux des transits qui dimensionnent les infrastructures locales de réseau.

Cette augmentation des transits locaux relève de situations où les effets de bord d'effacements<sup>11</sup> dont les activations ont été motivées par l'équilibre offre-demande national se superposent à des niveaux élevés de la demande locale. En d'autres termes, les besoins de flexibilité à l'échelle nationale ne coïncident pas avec ceux de gestion des infrastructures de réseau.

**Il existe donc une concurrence dans l'utilisation des flexibilités des consommateurs entre les besoins nationaux d'équilibre offre-demande et les contraintes locales de gestion des réseaux.** Le modèle *Système* permet de modéliser cette concurrence en pondérant ces besoins par leur poids économique respectif.

### II.1.b Analyse des résultats du modèle *Système*

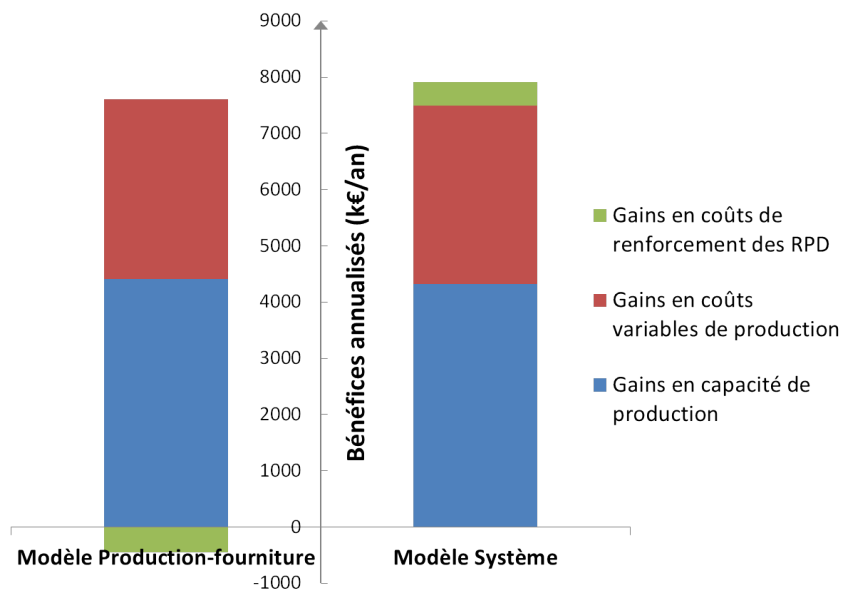


FIGURE V.13 – Bénéfices à long-terme des flexibilités diffuses des consommateurs dans le cadre du scénario *GreenLys* - comparaison des résultats des modèles *Producteur-fournisseur* et *Système*

Les résultats de simulation du modèle *Système* dont nous avons développé la formulation dans les chapitres 3 et 4 révèlent que **la prise en compte des infrastructures locales dans le programme d'appel des flexibilités est bénéfique pour l'ensemble du système électrique** (c.f. Figure V.13). Dans le cadre du scénario de *GreenLys*, cette prise en compte s'accompagne d'un gain de plus de 10% des bénéfices créés par les flexibilités pour le système électrique dans son ensemble.

11. Les modèles que nous avons développés tiennent compte des rebonds en puissance et des reports en énergie induits par les effacements de consommation (c.f. paragraphe II.1.b du chapitre 2).



Par comparaison avec les résultats issus du modèle *Production-fourniture*, l'essentiel des bénéfices liés à l'équilibre offre-demande est conservé. La prise en compte des problématiques locales des réseaux électriques ne modifie donc pas significativement l'intérêt des flexibilités pour l'équilibre offre-demande. Ainsi, dans le cadre du scénario de *GreenLys*, l'intégration des contraintes locales dans l'utilisation optimale du portefeuille de flexibilités ne se traduit que par une diminution de 2% des bénéfices associés à l'équilibre offre-demande. Il est à noter que cette dégradation se caractérise à 80% par des économies moins importantes en coûts fixes de capacité de production.

A l'inverse, l'attention portée aux spécificités locales des réseaux permet d'éviter certains renforcements de ces infrastructures : la [Figure V.13](#) révèle que le modèle *Système* dégage de l'utilisation des flexibilités des consommateurs des bénéfices pour les réseaux de distribution.

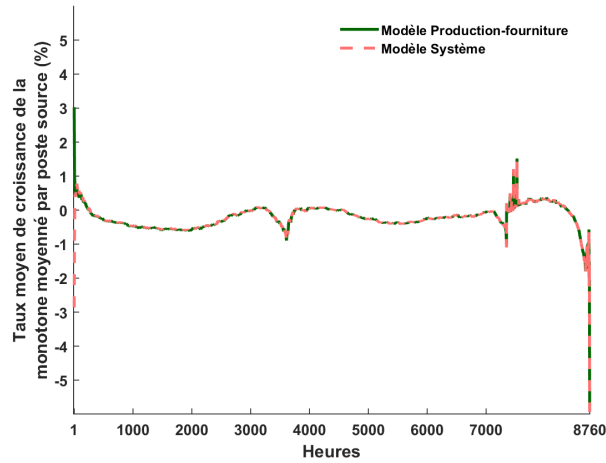
D'un point de vue théorique, lorsque les opérateurs d'effacement sont incités à prendre en compte les situations locales des réseaux, les flexibilités des consommateurs peuvent concourir à la gestion d'une partie des aléas inhérents à l'exploitation de ces infrastructures. Cette capacité se traduit par des économies dans le coût global de ces infrastructures (dépenses d'exploitation, coût d'investissement et qualité de desserte). En particulier, dans le cadre des réseaux urbains, ces excédents reflètent la faculté de ces flexibilités à éviter tout ou partie des défaillances des infrastructures de réseau.

Dans le cadre de la modélisation que nous avons développée, ces bénéfices traduisent la capacité de ces flexibilités à contenir les évolutions attendues des pointes de consommation des postes source. Les simulations réalisées à partir du scénario de *GreenLys* mettent en évidence qu'une approche système permet de réduire les transits sur les heures les plus chargées de l'année des postes source étudiés (c.f. Annexe B). Ce résultat contraste avec ceux issus du modèle *Production-fourniture*. **La prise en compte des contraintes locales inhérentes aux infrastructures de réseau modifie donc les programmes d'appel des flexibilités prévus pour répondre aux seuls besoins de l'équilibre offre-demande.** Pour analyser l'impact des contraintes liées aux situations locales des réseaux, la [Figure V.14](#) se propose de comparer les déformations des monotones de charge des postes source dues aux appels de flexibilité dans les modèles *Production-fourniture* et *Système* :

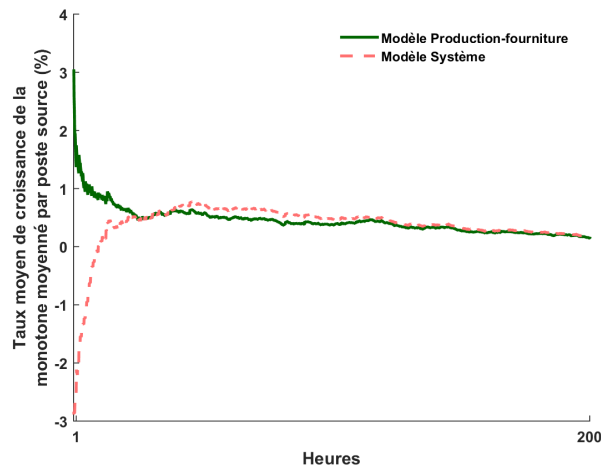
- Sur la grande majorité des heures de l'année, la prise en compte des situations locales des réseaux n'impacte pas les appels de flexibilité motivés par des besoins de l'équilibre offre-demande. En moyenne pour l'ensemble des postes source étudiés, les modélisations *Production-fourniture* et *Système* donnent des résultats identiques sur 89% des pas de temps simulés du scénario de *GreenLys*. Cette observation se traduit sur la [Figure V.14](#) par un taux moyen d'accroissement identique sur la quasi totalité des heures de la monotone.
- Sur les heures les plus chargées de l'année, les programmes d'appel de flexibilité issus des modèles *Système* et *Production-fourniture* divergent<sup>12</sup> : sur la [Figure V.14](#),

12. Il est à noter que dans le cadre des territoires urbains denses étudiés, le potentiel de développement des productions décentralisées est limité. Aussi, les heures les moins chargées n'ont pas été supposées problématiques en regard du raccordement des installations d'injection de puissance.

les taux de croissance moyens de ces deux modèles diffèrent significativement sur les quelques centaines d'heures les plus chargées de la monotone.



(a) Sur l'année complète



(b) Zoom sur les 200 heures les plus chargées

FIGURE V.14 – Impacts des stratégies de gestion de portefeuille de flexibilités sur les monotones de charges des postes source du périmètre d'étude - Comparaison des modèles *Production-fourniture* et *Système*

Enfin, la [Figure V.13](#) montre que les économies de renforcement des réseaux induites restent limitées en comparaison des gains attendus des flexibilités pour l'équilibre offre-demande. Deux éléments viennent cependant nuancer cette observation.

D'une part, les hypothèses simplificatrices retenues pour modéliser l'apport des flexibilités dans le dimensionnement des ouvrages réseau limitent leur valorisation. En particulier, il convient de rappeler que les coûts de développement et de renouvellement sont exclus de la modélisation proposée (c.f. page 91).

D'autre part, l'analyse des coûts réseaux proposée dans le paragraphe [I.2.b](#) a mis en évidence l'hétérogénéité spatiale des coûts de ces infrastructures : la structure de ces coûts résultent à la fois des stratégies d'investissement propres à chaque gestionnaire

de réseau et des spécificités intrinsèques à chaque territoire à desservir. Aussi, l'étude du seul périmètre urbain de *GreenLys* ne saurait représenter la diversité des réseaux de distribution du territoire français métropolitain.

### II.1.c Synthèse

L'analyse des résultats des différents modèles que nous avons développés a permis de dresser une cartographie des bénéfices économiques liés aux flexibilités des consommateurs pour l'ensemble du système électrique. Dans le cadre du scénario énergétique de *GreenLys*, ces bénéfices attendus sont en effet significativement plus importants pour le parc de production que pour les réseaux du périmètre d'étude de nos travaux.

Néanmoins, une stratégie d'activation des flexibilités qui occulterait complètement les contraintes propres à l'exploitation des réseaux n'est pas optimale pour l'ensemble du système électrique. En particulier, une telle stratégie se traduirait par des coûts d'infrastructures réseaux accrus. Cette destruction de valeur traduit une certaine compétition des besoins de l'équilibre offre-demande et des contraintes liées à l'exploitation des infrastructures de réseaux vis-à-vis des appels de flexibilité des consommateurs.

Aussi, le paragraphe suivant se propose d'analyser plus avant ces concurrences dans l'utilisation des souplesses des consommations.

## II.2 Concurrences dans les appels de flexibilités

Dans une gestion optimale de portefeuille pour le système électrique, si l'équilibre offre-demande motive l'essentiel des programmes d'appel des flexibilités, la prise en compte de contraintes propres à l'exploitation des réseaux conduit à définir ponctuellement certaines de ces sollicitations. En cohérence, il convient d'identifier en premier lieu les situations dans lesquelles les appels de flexibilités pour les besoins de l'équilibre offre-demande sont antagoniques à la bonne exploitation des réseaux.

### II.2.a Identification des situations concurrentielles

L'analyse que nous proposons s'appuie sur l'importance de la qualité d'alimentation dans la gestion des réseaux urbains. Dans cette perspective, les concurrences dans les appels de flexibilités s'expriment lorsque ceux-ci sont de nature à dégrader la qualité de la desserte (c.f. [Figure V.15](#)) :

- Soit en aggravant des situations déjà critiques pour les infrastructures de réseau.
- Soit en induisant de nouvelles situations de défaillance probable des réseaux.

En théorie, ces dégradations peuvent résulter de deux types de situation.

Lorsque la demande électrique locale incombe majoritairement aux soutirages des consommateurs, les effets de bord des effacements peuvent se superposer à des niveaux élevés de demande. C'est précisément ce qu'illustrent les résultats de simulation du modèle *Production-fourniture* (c.f. [paragraphe II.1.a](#)) : la stratégie de gestion des flexibilités proposée par ce modèle tend à augmenter les transits des postes source sur les heures les plus chargées de l'année. Ce surplus de soutirage peut alors se traduire par des intensités

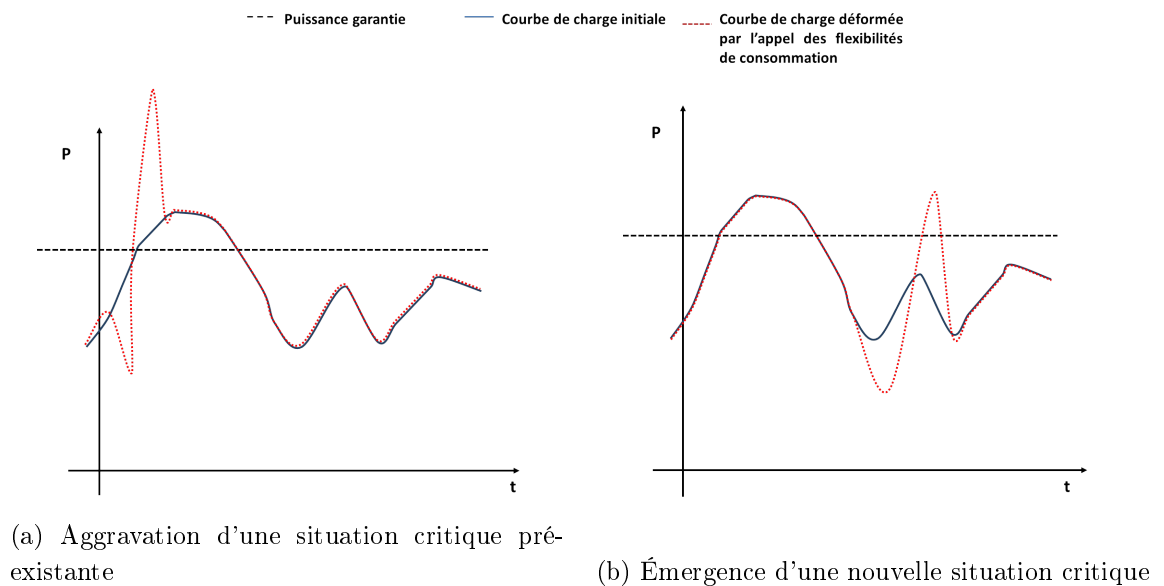


FIGURE V.15 – Illustration d'effets potentiellement indésirables des appels des flexibilités des consommateurs pour le réseau

excédant les capacités constructives des matériels ou/et par des chutes importantes de tension.

A l'inverse, lorsque les injections des producteurs décentralisés sont responsables de l'essentiel de la demande locale, les effacements de consommation peuvent être de nature à augmenter les transits locaux. Cette potentialité semble crédible au vu des résultats de simulation des modèles *Production-fourniture* (c.f. Figure V.12) et *Système* (c.f. Figure V.14) présentés dans le paragraphe précédent : les stratégies que nous avons modélisées conduisent à réduire les consommations sur les heures les moins chargées de l'année. Les transits supplémentaires qui découleraient d'une situation de production excédentaire pourraient alors entraîner des courants électriques excessifs ou/et des élévations importantes de la tension.

Néanmoins, sur les zones urbaines denses du périmètre d'étude, le potentiel de développement des productions décentralisées est limité. En cohérence, il a été supposé que, sur les territoires étudiés, les situations concurrentielles dans l'activation des flexibilités entre les besoins EOD et l'exploitation des réseaux ne pouvaient raisonnablement survenir que lorsque les niveaux de soutirage étaient élevés.

Ce qui fonde le besoin d'harmoniser les appels de flexibilité a été identifié. Aussi, le paragraphe suivant se propose d'analyser plus avant les occurrences de ces situations concurrentielles.

## II.2.b Occurrences des situations potentiellement concurrentielles

Les résultats de simulation présentés dans le paragraphe II.1.b ont mis en évidence qu’une gestion des flexibilités optimale pour la société peut conduire à limiter de manière ponctuelle le concours de ces flexibilités à l’équilibre offre-demande pour garantir la qualité de desserte des réseaux. Aussi, il pourrait être pertinent de caractériser les instants pour lesquels la contribution des flexibilités à l’équilibre offre-demande peut être limitée par le dimensionnement des réseaux.

Pour ce faire, l’analyse que nous avons développée s’articule en deux étapes successives.

La première phase consiste à identifier les **heures de couverture non-garantie** par les infrastructures de réseau. Ces heures correspondent aux instants où la demande électrique *naturelle* (non déformée par des appels de flexibilité) est excédentaire par rapport aux capacités de transit des réseaux.

Pour identifier ces heures de couverture non-garantie, l’approche développée s’est appuyée sur des choix de représentation des aléas climatiques et de la disponibilité des ouvrages réseau.

Premièrement un référentiel de 100 climats annuels a été utilisé (c.f. Figure V.16a). Ce référentiel a été construit par RTE à partir d’un modèle climatique (Delenne et al., 2013). Ces 100 chroniques annuelles sont une image de la disparité des températures locales. A partir de ce référentiel, nous avons projeté les consommations électriques locales sur chacun de ces climats afin de construire un catalogue de 100 courbes annuelles de consommation par poste source. La Figure V.16b représente les 100 monotones de charge obtenues pour l’un des postes source du périmètre d’étude de nos travaux.

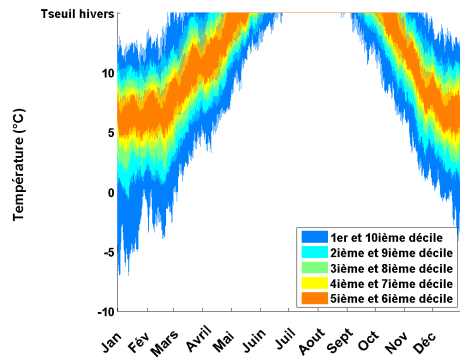
Ensuite, les puissances garanties par les différents états du réseau ont été évaluées en cohérence avec les doctrines de planification des réseaux de distribution. Les capacités des réseaux ont été approchées par la  $P_{Tmb}$  des postes source en schéma normal et par la  $P_{max}^*$  en N-1<sup>13</sup>.

En confrontant le catalogue des consommations locales et les puissances garanties par les réseaux de distribution (c.f. Figure V.16b), nous avons estimé la durée de couverture non-garantie par ces infrastructures. Dans le cadre du périmètre d’étude de *GreenLys*, cette approche a permis d’identifier des risques de défaillance des réseaux de distribution qui s’étendent en moyenne sur quelques heures par an à réseau complet et sur quelques centaines d’heures par an en schéma de secours (N-1)<sup>14</sup>.

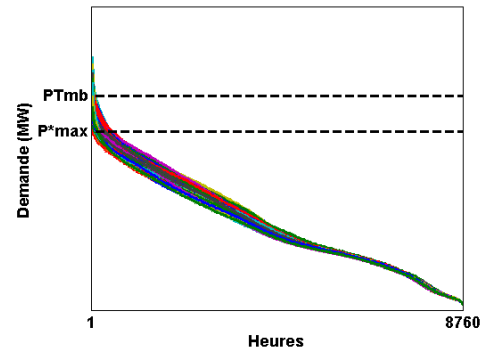
L’impact des flexibilités des consommateurs sur ces heures de couverture non-garantie est incertain. Lorsqu’ils sont activés à bon escient, les effacements de consommation peuvent être de nature à contenir la consommation sous la capacité garantie du réseau considéré. A l’inverse, le paragraphe II.2.a a identifié les situations dans lesquelles les déformations de la demande électrique induites par l’activation des flexibilités des consommateurs conduisent à dégrader la qualité de desserte des réseaux.

13. Les définitions de ces niveaux de puissance sont rappelées en page 87.

14. Il est à noter que cet ordre de grandeur est cohérent avec la pointe dimensionnant les infrastructures de distribution relevée par la CRE dans (CRE, 2012).



(a) Aléa climatique



(b) Puissances garanties par les différents états du réseau

FIGURE V.16 – Illustration de la méthode utilisée pour identifier les heures de couverture non-garantie des réseaux

En conséquence, la seconde étape de la démarche que nous proposons a consisté à déterminer les **heures concurrentielles** pour les appels de flexibilité. Ces heures coïncident avec les instants pour lesquels les flexibilités des consommateurs peuvent être de nature à dégrader ou améliorer la qualité de desserte des réseaux.

Dans cette perspective, la méthode développée tend à circonscrire les déformations potentielles de la demande par les flexibilités des consommateurs. Comme les programmes d'appel sont incertains, leur impact a été estimé en construisant une *enveloppe* qui borne en chaque instant les variations possibles de la demande électrique (c.f. Figure V.17). Pour chaque pas de temps simulé, la demande minimale est évaluée en retranchant à la demande prévue l'ensemble des gisements de flexibilité instantanés. La puissance maximale est quant à elle calculée en ajoutant à la consommation prévue les effets de bord qu'entraînerait la mobilisation entière des gisements de flexibilité. En cohérence, les *heures concurrentielles* correspondent aux instants pour lesquels l'enveloppe haute de la demande excède les puissances garanties par les réseaux <sup>15</sup>.

Ainsi, **la période sur laquelle peuvent s'exprimer des concurrences dans les appels de flexibilité dépasse largement la pointe dimensionnante des réseaux de distribution**. Dans le cadre du scénario de *GreenLys*, l'analyse réalisée en regard des puissances garanties en N-1 par les réseaux étudiés montre que cette durée concurrentielle est en moyenne quatre fois supérieure à la durée de couverture non-garantie <sup>16</sup>.

La méthode que nous avons développée pour identifier ces situations concurrentielles

15. Il est important de rappeler ici que les territoires étudiés présentent un faible potentiel de développement EnR. En conséquence, l'analyse développée s'est concentrée sur les concurrences se manifestant lors des pointes de soutirages.

16. Pour rappel, les heures de couverture non-garantie sont celles pour lesquelles la demande électrique non déformée par les appels de flexibilité peut excéder la puissance garantie par les infrastructures de réseau.

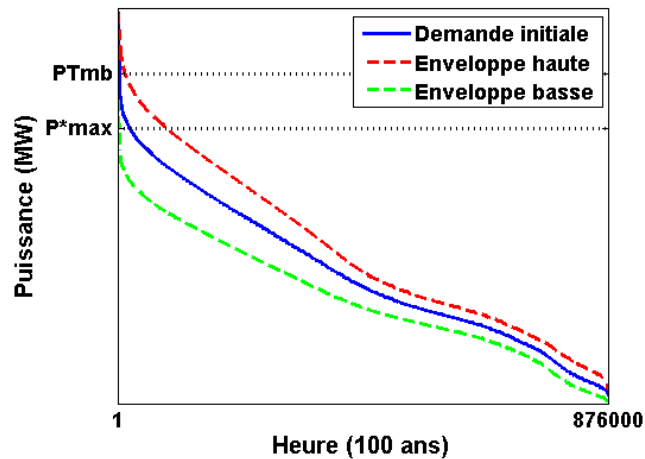


FIGURE V.17 – Illustration de la méthode utilisée pour identifier les heures potentiellement critiques des RPD vis-à-vis des appels de flexibilité des consommateurs

permet également d'en apprécier la répartition annuelle et journalière (c.f. Figure V.18).

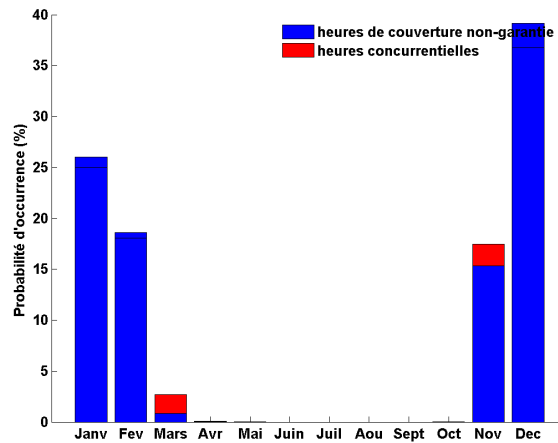
Les situations dans lesquelles les besoins de l'équilibre offre-demande et les contraintes d'exploitation des réseaux peuvent s'avérer concurrents en regard des appels de flexibilité des consommateurs sont majoritairement concentrées sur les mois d'hivers. De même, l'analyse de la répartition infrajournalière des situations concurrentielles révèle que la nécessité de gérer les possibles antagonismes dans les appels de flexibilité se concentrent autour des heures habituellement critiques pour les infrastructures de réseau : la pointe du soir et celle de la mi-journée.

Néanmoins, en l'absence d'harmonisation des appels de flexibilité, les intersaisons et les heures creuses pourraient devenir plus critiques dans la gestion des réseaux qu'elles ne le sont aujourd'hui. Le poids de ces périodes est en effet plus important pour les *heures concurrentielles* que pour les heures de couverture non-garantie.

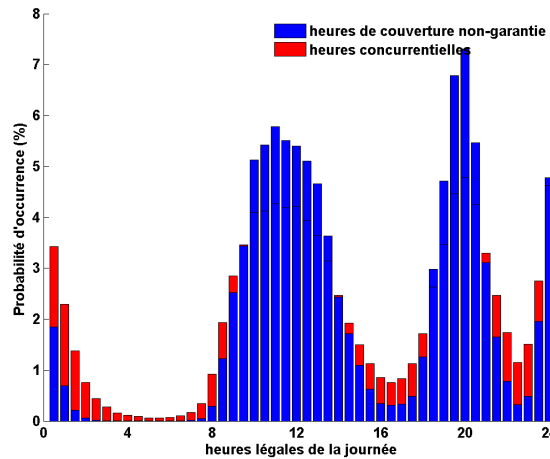
Enfin, une lecture sommaire de la Figure V.18 conduirait à conclure que la période estivale est exempte de toute situation concurrentielle possible. Il convient cependant de nuancer fortement cette observation.

D'une part, le faible potentiel de développement des énergies renouvelables sur le périmètre étudié a conduit à simplifier l'analyse des situations concurrentielles aux seules périodes où les soutirages sont les plus importants. Aussi, cette simplification ne saurait être raisonnablement généralisée à l'ensemble des territoires français. A titre d'exemple, l'impact des flexibilités sur les heures les moins chargées de l'année mis en évidence dans le paragraphe II.1.a pourrait être problématique sur des zones où la puissance installée des sites de production photovoltaïque est très importante.

D'autre part, les analyses menées se limitent à considérer la perte d'un seul ouvrage par réseau de distribution. Des situations critiques des RPD vis-à-vis des flexibilités peuvent néanmoins survenir dans des situations plus rares d'incidents multiples.



(a) Sur l'année



(b) Sur la journée

FIGURE V.18 – Répartition des situations potentiellement concurrentielles

### II.3 Vers une gestion de ces concurrences ?

Les flexibilités de la demande constituent à la fois une réponse possible aux besoins d'équilibre offre-demande et une aide potentielle à la conduite des réseaux électriques. Néanmoins, ces objectifs peuvent ponctuellement se révéler contradictoires. Aussi, pour l'économie de l'ensemble du système électrique, il pourrait être intéressant de savoir gérer au mieux ces concurrences.

Dans cette perspective, une méthodologie a été développée pour analyser ces situations potentiellement concurrentielles. Ces dernières résultent d'une concomitance de plusieurs aléas :

- **Des aléas climatiques** responsables d'une partie des variations de la demande électrique.
- **Des aléas techniques**, en particulier les indisponibilités potentielles d'ouvrage qui déterminent les capacités de transit des infrastructures de réseau.



- **Des incertitudes de gestion des portefeuilles de flexibilité** responsables de déformations (à la baisse et à la hausse) des profils de la demande électrique.

L'identification des concurrences a permis d'appréhender leur répartition temporelle. Ainsi, la période sur laquelle peuvent s'exprimer ces concurrences dépasse la période de pointe qui dimensionne les infrastructures de réseau. Cette observation s'explique en partie par l'impact plus important que pourraient prendre les intersaisons et les heures creuses dans la gestion des infrastructures de réseau en présence de flexibilité de la demande.

Si les occurrences des situations potentiellement concurrentielles ont pu être analysées, la mise en œuvre d'une gestion coordonnée d'un portefeuille de flexibilité pourrait faire l'objet de futures recherches. La conception de mécanismes de coordination efficaces devra notamment s'attacher à trouver des réponses satisfaisantes à deux questions :

- **A quel(s) horizon(s) temporel(s) doit être opérée une coordination efficace des appels de flexibilité ?**
- **A quel niveau d'agrégation spatiale pourrait être définie cette coordination ?**

A la lumière des travaux réalisés, quelques pistes de réflexion peuvent être d'ores et déjà dégagées.

Premièrement, la question de l'horizon temporel de la coordination renvoie à la prévisibilité des aléas présidant à l'émergence des situations potentiellement concurrentielles. Si les variations climatiques peuvent faire l'objet d'une anticipation, les incidents impliquant une indisponibilité d'un ou plusieurs ouvrages réseau sont quant à eux fortuits.

Enfin, le choix du niveau d'agrégation spatiale auquel pourrait être mis en œuvre une coordination est délicat. Le niveau d'observation retenu devra fournir une image raisonnable de l'hétérogénéité spatiale des flux de puissance à travers les réseaux tout en restant lisible pour un opérateur d'effacement.

### III Conclusions

Ce chapitre avait pour but d'évaluer l'apport des flexibilités de la demande dans le dimensionnement des infrastructures électriques en appliquant les modèles développés dans les chapitres précédents à l'un des scénarios élaborés dans le cadre du projet *GreenLys*.

Les données constitutives de ce scénario ont été présentées et analysées.

Les projections de l'équilibre offre-demande du scénario de *GreenLys* prévoient une croissance faible de la consommation d'énergie électrique, un fort développement de l'offre issue de productibles renouvelables et une contraction importante de l'offre d'origine nucléaire. Ces évolutions semblent conformes aux orientations envisagées par le législateur.

A l'échelle locale, le scénario étudié de *GreenLys* prévoit une croissance modérée de la demande électrique en énergie sur les territoires de Lyon et Grenoble. A titre de comparaison, cette dynamique semble cohérente avec celle projetée par le scénario de référence du *Plan Climat-Énergie Territorial* du Grand Lyon. Par ailleurs, l'analyse des

infrastructures de réseau du périmètre d'étude a mis à jour une certaine hétérogénéité spatiale de leurs coûts.

Enfin, les paramètres utilisés pour caractériser la flexibilité de la demande ont été explicités. Ces données tiennent d'un exercice d'analyse de la demande locale tout en bénéficiant des retours de l'expérimentation de *GreenLys*.

A partir de ces hypothèses, l'apport économique des flexibilités des consommateurs au dimensionnement des infrastructures électriques a été quantifié.

L'analyse des résultats révèle que dans le cadre du scénario de *GreenLys*, le parc de production concentre l'essentiel des économies d'infrastructures inhérentes aux flexibilités de la demande. Néanmoins, une gestion des flexibilités qui méconnaît les contraintes propres à l'exploitation des réseaux se traduit par des surcoûts pour ces infrastructures.

A l'inverse, dans une gestion des flexibilités optimale pour le système, la prise en compte du dimensionnement des réseaux permet de dégager des bénéfices supplémentaires. Aussi, l'intégration de contraintes relatives aux capacités locales des réseaux conduit à redéfinir ponctuellement les sollicitations des flexibilités qui auraient été optimales pour les seuls coûts d'équilibre offre-demande. Cette adaptation des programmes d'appel des flexibilités traduit des concurrences entre les besoins de l'équilibre offre-demande et les contraintes liées à la qualité de la desserte des réseaux.

Aussi une nouvelle approche a été proposée pour identifier les instants où pourraient s'exprimer ces concurrences : les occurrences de ces situations concurrentielles résultent de la concomitance de multiples aléas techniques et climatiques. L'appréciation de ces aléas a permis de déterminer les périodes potentiellement concernées par des antagonismes entre les besoins de l'équilibre offre-demande et les contraintes d'exploitation des réseaux. Cette analyse révèle qu'en l'absence d'harmonisation des appels de flexibilité, les intersaisons et les heures creuses pourraient devenir plus critiques dans l'exploitation des réseaux qu'elles ne le sont aujourd'hui.

En ouverture, quelques pistes de réflexion ont été proposées pour concevoir un mécanisme de coordination à même de favoriser une gestion des flexibilités qui soit optimale pour l'ensemble du système électrique.



---

## Conclusions et perspectives

Les évolutions des politiques énergétiques élaborées par les pouvoirs publics appellent une adaptation des infrastructures électriques. Celle-ci passe à la fois par des investissements massifs et par la recherche de solutions innovantes. Aussi, les travaux de recherche présentés visaient à évaluer des économies d'investissement inhérentes à l'implémentation d'une innovation particulière : le pilotage de charge.

### Contributions des travaux de thèse

Dans cette perspective, une analyse attentive du cadre juridique et scientifique a permis de poser les investissements dans les infrastructures électriques comme un enjeu d'adéquation entre les ouvrages déployés et les projections à long-terme de la demande électrique. Par conséquent, la problématique de l'approche développée dans ces travaux de thèse a été la suivante : dans quelle mesure l'avènement de nouvelles flexibilités chez les consommateurs pourrait altérer l'adéquation des infrastructures du système électrique avec les projections à long-terme de la demande ?

Pour ce faire, la première étape a consisté à caractériser les effets du pilotage de charge sur la demande électrique. Cette caractérisation s'est appuyée, en partie, sur des retours d'expérience du projet démonstrateur *GreenLys*.

A partir des informations collectées, nous avons analysé la capacité des flexibilités des consommateurs à modifier les appels de puissance. Les limites de représentativité des données recueillies pour ces travaux ont par ailleurs été évaluées. Ces limites relèvent à la fois du choix de résolution (spatiale et temporelle) des données de consommation et des principes statistiques des méthodes de contrôle du réalisé. Dans ces deux cas, le phénomène de foisonnement tend à lisser la variabilité des données agrégées.

Enfin, nous avons proposé une mise en équation des effets du pilotage de charge sur la demande électrique. D'une part, la modélisation proposée dans les travaux de thèse présentés permet de représenter les phénomènes de rebond en puissance et de report en énergie consécutifs aux effacements de consommation. D'autre part, le modèle que nous avons développé propose une représentation des contraintes physiques et contractuelles qui restreignent les sollicitations possibles des flexibilités des consommateurs. A ce titre, la prise en compte de l'incertitude qui pèse sur la disponibilité des actifs de flexibilité a fait l'objet d'une étude spécifique.

Les travaux de thèse se sont ensuite attachés à traduire les conséquences des ajustements de consommation rendus possibles par le pilotage de charge dans les investissements du système électrique.

Au niveau national, les investissements dans le parc de production se justifient en regard de l'empilement économique des offres de production disponibles et d'un risque limité de rupture d'équilibre offre-demande. Par conséquent, l'évaluation de la pertinence économique d'investissements dans les capacités de production s'appuie sur une appréciation des incertitudes qui pèsent à la fois sur la disponibilité des offres de production et sur le niveau attendu de la demande électrique à l'échelle nationale.

Sur la base de cette analyse, nous avons développé un modèle pour évaluer la capacité des flexibilités des consommateurs à réduire les coûts nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande à long-terme. Dans l'approche que nous avons présentée, le calcul de ces économies potentielles distingue deux composantes.

D'une part, les flexibilités des consommateurs peuvent être de nature à éviter tout ou partie des défaillances probables en ajustant la demande nationale au volume des offres de production disponibles. Cette faculté d'ajustement permet de réduire les capacités de production nécessaires pour satisfaire un critère de défaillance donné. Dans la modélisation que nous avons proposée, cette possibilité d'ajustement se traduit par des économies en coûts fixes de capacité.

D'autre part, l'empilement économique des moyens de production définit un coût marginal de production à l'équilibre offre-demande. Aussi, en modulant la demande électrique nationale en regard des coûts marginaux de production, le pilotage de charge peut également conduire à des réductions des dépenses inhérentes à la production d'énergie électrique. Dans la modélisation que nous avons proposée, cette aptitude se traduit par des réductions des coûts variables de production.

Enfin, au niveau local, l'impact du pilotage de charge dans le dimensionnement des infrastructures de réseau a été étudié. Les décisions d'investissement dans les réseaux électriques sont le résultat d'un compromis entre des coûts d'immobilisation du capital, des dépenses d'exploitation attendues et les coûts pour la société des défaillances probables de ces infrastructures. L'évaluation de ces coûts se base sur une représentation des aléas affectant le niveau de la demande électrique locale et les indisponibilités probables des ouvrages de réseau. En pratique, les règles de planification en vigueur conduisent les gestionnaires de réseaux à dimensionner les ouvrages dont ils ont la charge en regard d'une période de pointe.

Fort de cette analyse et en s'appuyant sur un jeu d'hypothèses explicites, nous avons proposé une modélisation pour évaluer l'impact du pilotage de charge dans les coûts de renforcement des réseaux publics de distribution. Aussi, les travaux de thèse ont développé une approche qui exprime les coûts des renforcements des RPD en fonction de l'évolution d'une pointe de consommation projetée à un seuil climatique défini. La méthode proposée rend compte à la fois d'effets de seuil qui existent dans les décisions de renforcement des gestionnaires de réseaux de distribution et d'une certaine hétérogénéité spatiale du coût de ces infrastructures.

Finalement, pour évaluer les économies d'investissement à l'échelle du système élec-

trique que pourrait induire l'avènement de nouvelles flexibilités au sein de la demande électrique, les modélisations développées ont conduit à la formulation de deux problèmes d'optimisation linéaire :

- Un modèle *Production-fourniture* qui optimise l'utilisation d'un portefeuille de flexibilités pour minimiser les coûts attendus d'équilibre offre-demande national, en occultant les contraintes propres au dimensionnement des infrastructures de réseau.
- Un modèle *Système* qui optimise l'utilisation de ce même portefeuille pour minimiser les coûts attendus d'équilibre offre-demande national et de dimensionnement des infrastructures locales de réseau.

### Principaux résultats

L'application des deux modèles d'optimisation linéaire à un scénario énergétique élaboré au sein du projet *GreenLys* a permis de dégager quelques conclusions importantes.

Ainsi, l'analyse des résultats de simulation a permis de dresser une cartographie des bénéfices liés au pilotage de charge.

Quelque soit le modèle retenu, dans le scénario de *GreenLys*, **le parc de production concentre l'essentiel des économies d'infrastructures induites par l'avènement de nouvelles flexibilités de la demande.**

A l'inverse, les bénéfices dégagés à l'échelle locale sur les infrastructures de réseau dépendent du choix de gestion des portefeuilles de flexibilités.

En effet, les résultats de simulation mettent en évidence qu'**une utilisation des flexibilités optimale pour l'équilibre offre-demande se traduit localement par des coûts d'infrastructures réseau accrus.** Ces surcoûts révèlent de fait les conséquences d'une telle gestion des flexibilités des consommateurs sur les transits locaux de puissance. Les courbes de charge simulées de tous les postes source du périmètre d'étude montrent que le modèle *Production-fourniture* a tendance à accentuer la variabilité des transits locaux. En particulier, en augmentant les transits locaux sur les heures les plus chargées de l'année, cette stratégie de gestion des flexibilités se traduit par des investissements supplémentaires dans les réseaux. Inversement, les résultats de simulation du modèle *Système* montrent que **des modifications ponctuelles des appels de flexibilité optimaux pour l'équilibre offre-demande suffisent à dégager des bénéfices pour l'ensemble du système électrique.**

Ainsi les besoins de l'équilibre offre-demande et les contraintes de dimensionnement des réseaux peuvent être concurrents dans les appels de flexibilité des consommateurs, mais ces concurrences s'expriment de manière ponctuelle.

Partant de ce constat, une approche a été proposée pour identifier l'origine de ces antagonismes : **l'expression de concurrences dans l'utilisation des flexibilités des consommateurs résulte de la concomitance de plusieurs aléas techniques et climatiques.** Cette analyse a ensuite permis de caractériser les instants sur lesquels la concomitance de ces aléas pouvait potentiellement conduire à une situation concurrentielle. Cette caractérisation a mis en évidence que ces situations concurrentielles des

appels de flexibilité pouvaient s'exprimer sur une période plus longue que la période de couverture non-garantie par les infrastructures de réseau. En particulier, les intersaisons et les heures creuses pourraient devenir plus critiques dans la gestion des réseaux qu'elles ne le sont aujourd'hui.

## Perspectives

Ces travaux de recherche pourraient trouver trois types de prolongements.

Premièrement, les travaux de modélisation engagés pourraient être poursuivis.

A ce titre, il pourrait être pertinent de travailler à une représentation plus complète des incertitudes relatives aux effets de rebond et de report. Les travaux de [Da Silva \(2011\)](#) ont notamment mis en évidence une variabilité de ces phénomènes en fonction de la température. Aussi, l'aléa climatique étant au cœur des dimensionnements des infrastructures électriques, une caractérisation thermosensible des effets de bord des effacements serait intéressante.

Par ailleurs, l'application des modèles développée pourrait être élargie.

En particulier, l'approche statistique des coûts de renforcement a mis en évidence l'hétérogénéité spatiale de ces infrastructures au sein des zones urbaines denses du périmètre d'étude de *GreenLys*. Aussi, il pourrait être intéressant d'appliquer les modélisations développées à d'autres territoires pour percevoir l'impact de la diversité des infrastructures de réseaux dans la valorisation locale du pilotage de charge.

Enfin, les principaux résultats des travaux développés ne sont pas sans poser de questions quant aux modèles d'affaires envisageables des opérateurs d'effacements diffus. Si, dans certaines conditions, la gestion des flexibilités des consommateurs est de nature à entraîner des surcoûts pour les infrastructures de réseaux, il convient de réfléchir aux mécanismes opérationnels qui permettraient de compenser ou d'éviter ces surcharges. Les possibilités sont nombreuses. Quelques pistes de réflexion ont été proposées à la fin du [chapitre V](#).

---

## Bibliographie

- Adigbli, P. (2015). *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité - Un retour d'expérience sur la transition énergétique française et allemande*. EPEXSPOT, Note de synthèse, disponible à "[http://static.epexspot.com/document/30665/20150219%200FAEnR\\_EPEX\\_SPOT\\_vente\\_directe\\_EnR\\_France\\_et\\_Allemagne.pdf](http://static.epexspot.com/document/30665/20150219%200FAEnR_EPEX_SPOT_vente_directe_EnR_France_et_Allemagne.pdf)."
- AEIC (2009). *Demand Response Measurement & Verification*. Association of Edison Illuminating Companies.
- Alvarez, M.-C. (2009). *Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée*. PhD thesis, Grenoble-INP.
- Arrêté du 22 janvier 2015 (2015). Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 21 :1143. Les règles sont consultables à [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/regles\\_Mecanisme\\_de\\_Capacite\\_def2.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/regles_Mecanisme_de_Capacite_def2.pdf).
- Arrêté du 27 mars 2014 (2014). Arrêté du 27 mars 2014 pris en application de l'article L.321-19 du code de l'énergie. *Journal Officiel de la République Française.*, 75 :6142. Version consolidée au 30 mars 2014.
- Assemblée nationale (2015). Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/ta/ta0519.pdf>, Texte adopté en nouvelle lecture le 26 mai 2015.
- Babel, M., Gupta, A., and Nayak, D. (2005). A model for optimal allocation of water to competing demands. *Water Resources Management*, 19(6) :693–712.
- Baleriaux, H., Jamouille, E., and de Guertechin, F. L. (1967). Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couple à des stations de pompage. *Revue E*, 5(7) :225–245.
- Battegay, A., Bolado-Lavin, R., and Efthimiadis, T. (2014a). *Impacts of direct load control on the economic performances of the electric system*. Joint Research Center - Commission Européenne.



- Battegay, A., Hadj-Said, N., Roupioz, G., Lhote, F., Chambris, E., Boeda, D., and Charge, L. (2014b). Impacts of direct load control on reinforcement costs in distribution networks. *Electric Power Systems Research*.
- Baud, O. (2015). Projet enr-pool - journée de cloture du projet. *Energy Pool*.
- Benoit, A. (2012). *La modélisation des consommations énergétiques du secteur résidentiel français à long terme*. PhD thesis, Thèse de doctorat, EHESS.
- Bergougnoux, J., Ernoult, M., Fouquet, D., Meslier, F., and Varoquaux, W. (1984). Demande d'électricité et prévision à long terme. In *Techniques de l'Ingénieur*, volume D4010, pages 1–16.
- Bessière, F. (1970). The 'investment'85' model of electricite de france. *Management Science*, 17(4) :B–192.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1984). Power-system reliability in perspective. *Electronics & Power*, 30(3) :231–236.
- Billinton, R., Allan, R. N., and Allan, R. N. (1984). *Reliability evaluation of power systems*.
- Billinton, R., Chen, H., and Ghajar, R. (1996). A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 11(4) :728–734.
- Boillot, M. (2009). *La gestion de la pointe électrique et son impact environnemental : la réponse des producteurs-fournisseurs*.
- Bornard, P., Pavard, M., and Testud, G. (2005). Réseaux d'interconnexion et de transport - Fonctionnement. In *Techniques de l'Ingénieur*, volume D4091, pages 1–12.
- Brancucci Martínez-Anido, C., Vandenberg, M., de Vries, L., Alecu, C., Purvins, A., Fulli, G., and Huld, T. (2013). Medium-term demand for european cross-border electricity transmission capacity. *Energy Policy*, 61(0) :207 – 222.
- Brown, R. E. (2008). *Electric power distribution reliability*. CRC press.
- Bruhns, A., Deurveilher, G., and Roy, J.-S. (2005). A non-linear regression model for mid-term load forecasting and improvements in seasonality. In *Proceedings of the 15th Power Systems Computation Conference*, pages 22–26.
- Caballero, Y., Chevallier, P., Gallaire, R., and Pillco, R. (2004). Flow modelling in a high mountain valley equipped with hydropower plants : Rio zongo valley, cordillera real, bolivia. *Hydrological Processes*, 18(5) :939–957.
- Caramanis, M., Tabors, R., Nochur, K. S., and Schweppe, F. (1982). The introduction of nondispatchable technologies a decision variables in long-term generation expansion models. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-101(8) :2658–2667.

- Carrive, P. (1991). Réseaux de distribution - Structure et planification. In *Techniques de l'Ingénieur*, volume D4210, pages 1–32.
- Carvalho, P. and Ferreira, L. (2004). Urban distribution network investment criteria for reliability adequacy. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(2) :1216–1222.
- Castro, R. and Ferreira, L. (2001). A comparison between chronological and probabilistic methods to estimate wind power capacity credit. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 16(4) :904–909.
- Chefdeville, H. and Decré, F. (1995). Principes de tarification de l'électricité en France. In *Techniques de l'Ingénieur*, volume D4023.
- Chu, W.-C., Chen, B.-K., and Fu, C.-K. (1993). Scheduling of direct load control to minimize load reduction for a utility suffering from generation shortage. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(4) :1525–1530.
- Cobelo, I. (2005). *Active control of distribution networks*. PhD thesis, University of Manchester.
- Code de l'Energie (2011). Partie législative. <http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20141107>, Version consolidée au 24 aout 2014.
- Code général des collectivités territoriales (2014). Partie législative. Version en vigueur au 15 octobre 2014.
- Cohen, A. I. and Wang, C. (1988). An optimization method for load management scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3(2) :612–618.
- CRE (2007). *Décision de la Commission de Régulation de l'Energie du 5 décembre 2007 relative aux règles transitoires de mise en oeuvre des effacements diffus*.
- CRE (2009). *Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 9 juillet 2009 portant communication sur l'intégration des effacements diffus au sein du mécanisme d'ajustement*.
- CRE (2012). *Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité*.
- CRE (2013a). *Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie sur les principes structurant le projet de proposition de décret relatif à la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'électricité et le mécanisme d'ajustement*.
- CRE (2013b). *Eléments de méthodologie pour la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement*.
- CRE, C. d. R. d. l. (2010). *Rapport sur la "qualité de l'électricité" : Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité*. Réseau électrique.

- Da Silva, D. (2011). *Analyse de la flexibilité des usages électriques résidentiels - Application aux usages thermiques*. PhD thesis, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Décret 2000-87 (2000). Décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 210 :14214. Version consolidée du 1 janvier 2012.
- Décret 2002-1434 (2002). Décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 288 :20413. Version consolidée du 13 juillet 2013.
- Décret 2006-1170 (2006). Décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 220 :13964. Version consolidée du 20 septembre 2006.
- Décret 2006-1731 (2006). Décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 302 :20021. Version consolidée du 30 novembre 2007.
- Décret 2012-1405 (2012). Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 294 :19896. Version consolidée au 19 décembre 2012.
- De Jonghe, C. (2011). *Short-term demand response in electricity generation planning and scheduling*. PhD thesis, KU Leuven.
- Delenne, B., De Montreux, C., and Veysseire, M. (2013). Weather simulation for medium and long term forecast of electricity supply-demand balance. In *2nd International Conference Energy and Meteorology*. ICEM.
- Derdevet, M. (2015). *Energie : l'Europe en réseaux - Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques*. La documentation française, disponible à <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/154000135.pdf>.
- Ding, N. (2012). *Load models for operation and planning of electricity distribution networks with metering data*. PhD thesis, Université de Grenoble / G2elab.
- Directive 2003/54/CE (2003). Directive 2003/54/ce du parlement européen et du conseil, du 26 juin 2003, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/ce. *Journal Officiel de l'Union Européenne*, L 176 :37-56.

- Directive 2009/72/CE (2009). Directive 2009/72/ce du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/ce. *Journal Officiel de l'Union Européenne*, L 221 :55–96.
- Directive 96/92/CE (1996). Directive 96/92/ce du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. *Journal Officiel de l'Union Européenne*, L 027 :20–29.
- Doulet, A. (2002). Le concept d'énergie non distribuée, outil d'aide à la décision dans la gestion des réseaux électriques. *Réalités industrielles*, aout :62–68.
- Dragoon, K. and Dvortsov, V. (2006). Z-method for power system resource adequacy applications. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(2) :982–988.
- Drozdowski, R. (2013). Modélisation bottom-up de courbe de charge de chauffage en résidentiel et des effets de diffusion de technologies alternatives. *GT Méthode de développement et réseaux cible*.
- E-Cube, S. (2013). *Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime*.
- EDF (2012). Un nouveau dispositif pour gérer les pics de consommation électrique. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Un-nouveau-dispositif-pour-gerer.html>, consulté le 27/11/14.
- EDF (2013). Tout savoir sur l'option tempo d'edf. <https://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tarifaires/option-tempo/details-de-l-option-52429.html>, consulté le 05/01/15.
- Ehrenmann, A. and Smeers, Y. (2011). Generation capacity expansion in a risky environment : A stochastic equilibrium analysis. *Operations Research*, 59(6) :1332–1346.
- Emelin, S. (2014). *Analyse et inter-comparaison des choix techniques majeurs en termes de structures de réseau et de règles d'exploitation parmi les grands distributeurs d'électricité*. PhD thesis, Grenoble-INP.
- Emelin, S., Caire, R., Gaudin, C., Hadj-Said, N., and Merley, J. (2013). Impact of load dispersion on grid length. In *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on*, pages 1–5.
- Energies Demain (2008). *CharTer - Outil de recomposition des consommations électriques*. <http://www.energies-demain.com/IMG/zip/CHARTER.rar.zip>, consulté le 22/12/14.
- ENSTO-E (2014). Entso-e metadata repository. <https://emr.entsoe.eu/glossary>, consulté le 05/12/14.
- ErDF (2008a). *Description physique du réseau public*. Electricité Réseau Distribution France - Direction Technique, ERDF-NOI-RES\_07E. Version 2.

- ErDF (2008b). *Délestage*. Electricité Réseau Distribution France - Direction Réseau, ERDF-NOI-RES\_06E. Version 3.
- ErDF (2008c). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin septembre 2008*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2009). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin juin 2009*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2010a). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2009*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2010b). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin septembre 2010*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2010c). *Principes d'étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d'une installation de consommation en HTA*. Electricité Réseau Distribution France - Direction Réseau, ERDF-NOI-RES\_50E. Version 1.
- ErDF (2011a). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2010*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2011b). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin mars 2011*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2012a). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin juin 2012*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2012b). *Rapport d'activité et de développement durable*. [http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/ERDF\\_Rapport\\_Activite.pdf](http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/ERDF_Rapport_Activite.pdf), consulté le 22/02/15.
- ErDF (2014). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2013*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2015a). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2014*. Electricité Réseau Distribution France.
- ErDF (2015b). *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin mars 2015*. Electricité Réseau Distribution France.
- ETP SmartGrids (2010). Strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future.
- Finon, D. and Pignon, V. (2008). Electricity and long-term capacity adequacy : The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy*, 16(3) :143 – 158. Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets.
- Foucault, F., Girard, R., and Kariniotakis, G. (2014). A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment. In *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference on the*, pages 1–5.

- Frachet, L. (2013). *Tarifs résidentiels pour la réduction de la consommation électrique : une évaluation expérimentale d'acceptation et d'impact*. PhD thesis, Université de Grenoble.
- François, B. (2013). *Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes : Application à la réserve de Serre-Ponçon*. PhD thesis, Université de Grenoble.
- GAMS (2015). General algebraic modelling system. Version 24.1.3 disponible sur <http://www.gams.com>.
- Giorsetto, P. and Utsurogi, K. F. (1983). Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102(1) :134–143.
- Gouin, V., Alvarez-Hérault, M., and Raison, B. (2015). Benefits of load shedding for distribution grids investments planning. In *Power Engineering Society General Meeting, 2015, IEEE*.
- Grand Lyon (2011). *Vision 2020 pour une agglomération sobre en carbone*. République Française. Document préparatoire à l'élaboration des plans d'actions des partenaires de la conférence énergie climat.
- Grandjean, A., Adnot, J., and Binet, G. (2012). A review and an analysis of the residential electric load curve models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9) :6539–6565.
- GreenLys (2012). *Livrable lot 7 - Segmentation des usages et des clients et modèle d'affaire de l'agrégateur*.
- GreenLys (2014). *Livrable 2.5.2 : Rapport final sur les enjeux et bénéfices d'un système électrique intelligent du point de vue du système électrique complet - Impact sur le coût de la consommation d'électricité*.
- GreenLys (2015). *Livrable 2.6.1 : Economie globale d'un smart grid*.
- Gross, G. and Galiana, F. D. (1987). Short-term load forecasting. *Proceedings of the IEEE*, 75(12) :1558–1573.
- GTPE-CRE (2010). *Les Dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité - Rapport de Synthèse*. Commission de Régulation de l'Énergie. Groupe de travail "Pertes sur les réseaux électriques", [gtpe.cre.fr/media/documents/100323RapportPertes.pdf](http://gtpe.cre.fr/media/documents/100323RapportPertes.pdf).
- Hansen, J.-P., Percebois, J., Boiteux, M., and Tirole, J. (2010). *Energie : Economie et politiques*. De Boeck Brussels.
- Hobbs, B. F. (1995). Optimization methods for electric utility resource planning. *European Journal of Operational Research*, 83(1) :1 – 20.

- IBM ILOG (2009). *IBM ILOG CPLEX v12.1 - User's Manual for CPLEX*. [ftp://public.dhe.ibm.com/software/.../ilog/.../cplex/ps\\_usrmanplex.pdf](ftp://public.dhe.ibm.com/software/.../ilog/.../cplex/ps_usrmanplex.pdf), consulté le 20/06/15.
- IEA (2010). *Energy Policies of IEA Countries - France preview 2009*. International Energy Agency.
- IEA (2013). *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency.
- Imbert, P. (2011). *Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en Électricité : amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale*. PhD thesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- INSEE (2011). Données locale - chiffres clés pour un territoire. <http://www.insee.fr/fr/bases-de-donnees/default.asp?page=statistiques-locales.htm>, consulté le 05/03/15.
- ISO New England Inc. (2010). *Measurement and Verification of Demand Reduction Value from Demand Resources*.
- Janin, L. and Douillard, P. (2014). *Trois secteurs cibles pour une stratégie européenne d'investissement*. Note d'analyse du Commissariat général à la stratégie et à la prospective, disponible à [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/gt4\\_financement\\_dnte.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/gt4_financement_dnte.pdf).
- Jonghe, C. D., Delarue, E., Belmans, R., and D'Haeseleer, W. (2011). Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration. *Applied Energy*, 88(6) :2231 – 2238.
- JRC (2014). *Smart Grid Projects Outlook 2014*. Joint Research Center - Commission Européenne.
- JRC, J. R. C. (2012). *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects*.
- Kagiannas, A. G., Askounis, D. T., and Psarras, J. (2004). Power generation planning : a survey from monopoly to competition. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 26(6) :413 – 421.
- Keane, A., Milligan, M., Dent, C., Hasche, B., D'Annunzio, C., Dragoon, K., Holttinen, H., Samaan, N., Soder, L., and O'Malley, M. (2011). Capacity value of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2) :564–572.
- Kurucz, C. N., Brandt, D., and Sim, S. (1996). A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11(4) :1817–1824.
- Lamont, A. D. (2008). Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. *Energy Economics*, 30(3) :1208 – 1231.

- Langset, T., Trengereid, F., Samdal, K., and Heggset, J. (2001). Quality dependent revenue caps—a model for quality of supply regulation. In *Electricity Distribution, 2001. Part 1 : Contributions. CIREED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482)*, volume 6, pages 5–pp. IET.
- Latorre, G., Cruz, R., Areiza, J., and Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(2) :938–946.
- Leclair, B., Orphelin, M., and Rosier, P. (2013). *Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ?* Rapport du groupe de travail du conseil national, disponible à [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/gt4\\_financement\\_dnte.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/gt4_financement_dnte.pdf).
- Lee, F. and Breipohl, A. (1984). Operational cost savings of direct load control. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-103(5) :988–993.
- Lee, S. H. and Wilkins, C. L. (1983). A practical approach to appliance load control analysis : A water heater case study. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102(4) :1007–1013.
- Lefieux, V. (2007). *Modèles semi-paramétriques appliqués à la prévision des séries temporelles. Cas de la consommation d'électricité*. PhD thesis, Université Rennes 2.
- Loi 2000-108 (2000). Loi relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 35 :2143.
- Loi 2004-803 (2004). Loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. *Journal Officiel de la République Française.*, 185 :14256.
- Loi 2005-781 (2005). Loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (pope). *Journal Officiel de la République Française.*, 163 :11570.
- Loi 2010-1488 (2010). Loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité. *Journal Officiel de la République Française.*, 0284 :21467.
- Loi 2010-788 (2010). Loi portant sur l'engagement national pour l'environnement. *Journal Officiel de la République Française.*, 0160 :12905.
- Loi 2013-312 (2013). Loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes. *Journal Officiel de la République Française.*, 89 :6208. Version consolidée du 17 avril 2013.
- Lopez Rodriguez, R., Picault, D., Accouche, O., Boeda, D., and Hadjsaid, N. (2014). Assessing and comparing smart grid demonstration projects. In *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2014 5th IEEE/PES*.
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D., and Ochoa, L. (2013). Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 4(1) :200–209.



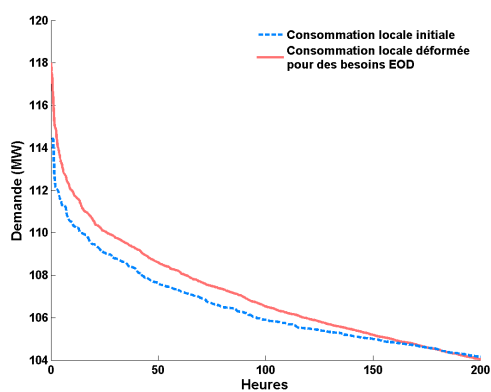
- Manzo, V. (2004). *Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé*. PhD thesis, INPG.
- Nadaud, F. (2005). *Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau, équité et efficacité collective : la distribution rurale d'électricité et la maîtrise de la demande*. PhD thesis, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS).
- Palmintier, B. and Webster, M. (2011). Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–7.
- Palmintier, B. S. (2013). *Incorporating operational flexibility into electric generation planning : Impacts and methods for system design and policy analysis*. PhD thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- Persoz, H., Santucci, G., Lemoine, J.-C., and Sapet, P. (1984). *La Planification des réseaux électriques*.
- Popovic, Z. (1999). Determination of optimal direct load control strategy using linear programming. In *15th conference on electricity distribution CIREN*, pages 456–460.
- Prada, J. (1999). The value of reliability in power systems - pricing operating reserves. Technical report, MIT Energy Laboratory.
- RTE (2004). *Mémento de la sûreté du système électrique*.
- RTE (2008). *Modalité de délestage entre RTE et les Distributeurs*. Convention d'exploitation. Version du 6 mars 2008.
- RTE (2011a). *Chapitre F : Relations entre le GRD et le Responsable d'Equilibre Dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charges*. Section 2 : Règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre.
- RTE (2011b). *Consommation française d'électricité : Caractéristiques et méthodes de prévision*. [clients.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/prev\\_conso\\_elec.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/prev_conso_elec.pdf), consulté le 22/12/14.
- RTE (2011c). *Le Réseau de Transport d'Electricité 400kV et 225kV*. [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/nos-activit-s/reseau225-400-V2.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/nos-activit-s/reseau225-400-V2.pdf), consulté le 30/12/14.
- RTE (2011d). Quelle valeur à attribuer à la qualité de l'électricité ? - l'avis des consommateurs.
- RTE (2012). *La vague de frois de février 2012*.
- RTE (2013a). *Bilan électrique 2013*. [www.rte-france.com/sites/default/files/bilan\\_actualisation\\_2013\\_v2.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_actualisation_2013_v2.pdf), consulté le 06/11/14.
- RTE (2013b). *Expérimentation sur la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dispositif "NEBEF 1")*.

- RTE (2013c). *Règles expérimentales pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie*.
- RTE (2014a). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Edition 2014*.
- RTE (2014b). *Chapitre D : Mécanisme d'Ajustement*. Section 1 : Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre.
- RTE (2014c). Historique des consommations en puissance. [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie\\_stats\\_conso\\_inst.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_stats_conso_inst.jsp), consulté le 14/12/14.
- RTE (2014d). *Règles expérimentales pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie*. NEBEF 2.0.
- Schneider Electric Industries (2014). *Analyse des caractéristiques de flexibilité - Site Schneider Electric 38TEC*.
- SINTEF (2010). Study on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics*. IEEE Press.
- Stokes, M. (2005). *Removing barriers to embedded generation : a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis*. PhD thesis, De Montfort University.
- Strbac, G., Jenkins, N., and Green, T. (2006). Future network technologies. *Report to DTI*.
- Telson, M. (1973). The economics of reliability for electric generation systems. Technical report, MIT Energy Laboratory.
- Turvey, R. and Anderson, D. (1977). Electricity economics : essays and case studies.
- UFE (2013). Analyse de données - monotone de charge. <http://www.observatoire-electricite.fr/Monotones-de-charge>.
- Urvoas, L.-J. (2009). *L'expérience française en matière d'effacement*.
- Vallée, F., Lobry, J., and Deblecker, O. (2011). Impact of real case transmission systems constraints on wind power operation. *European Transactions on Electrical Power*, 21(8) :2142–2159.
- Vallée, F., Lobry, J., and Deblecker, O. (2008). System reliability assessment method for wind power integration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(3) :1288–1297.
- Vassilopoulos, P. (2007). *Les prix des marchés de gros de l'électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l'investissement en capacité de production électrique ?* PhD thesis, Université Paris-Dauphine.

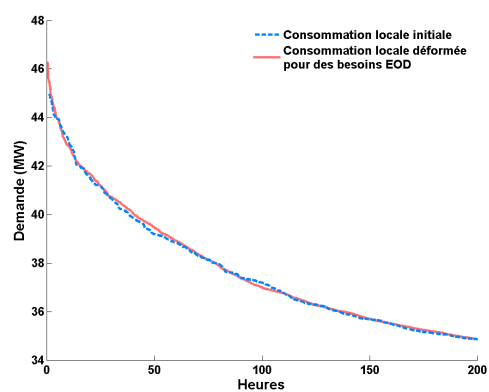
- Vuillecqard, C. (2013). *Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique basée sur les technologies gaz naturel : Application-micro-cogénération et chaudière hybride*. PhD thesis, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Williams, H. (2013). *Model building in mathematical programming*. John Wiley & Sons, 5th edition edition.
- Willis, H. L. (1997). *Power Distribution Planning Reference Book*. Marcel Dekker.
- Willis, H. L. and Northcote-Green, J. (1983). Spatial electric load forecasting : a tutorial review. *Proceedings of the IEEE*, 71(2) :232-253.
- Zimmerman, R. D. (1995). *Comprehensive Distribution Power Flow : Modeling, Formulation, Solution Algorithms and Analysis*. PhD thesis, Cornell University.

## Annexe A

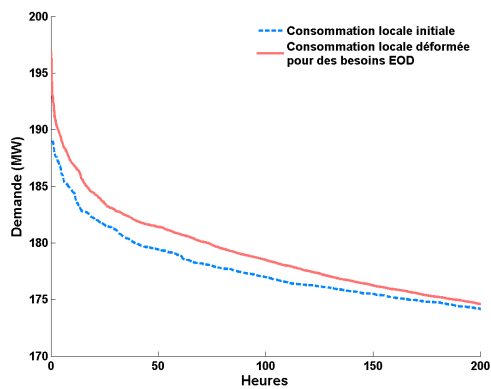
### Résultats du modèle *Production-fourniture* - Impact moyen sur les 200 heures les plus chargées des postes source étudiés



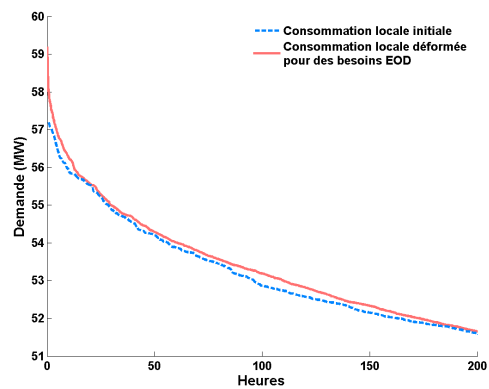
(a) Poste source 1



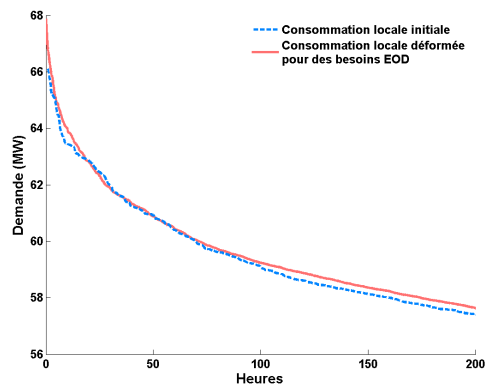
(b) Poste source 2



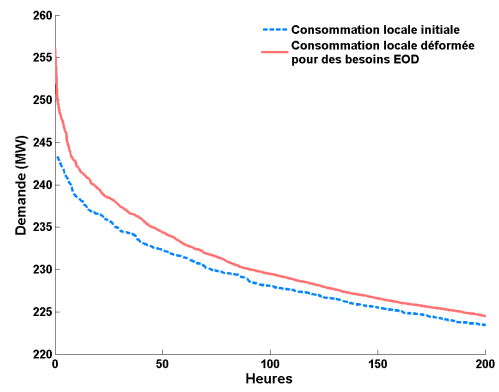
(c) Poste source 3



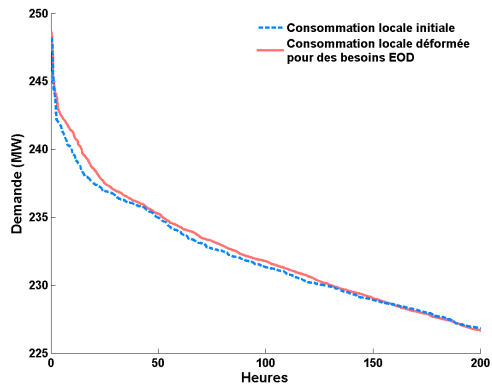
(d) Poste source 4



(e) Poste source 5



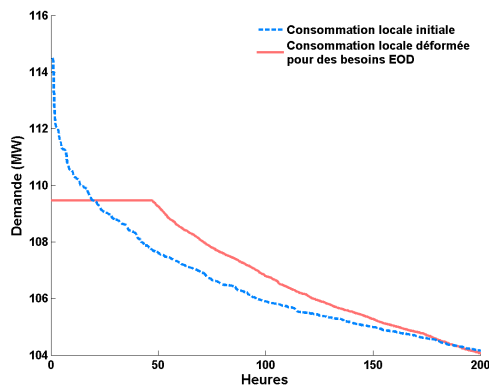
(f) Poste source 6



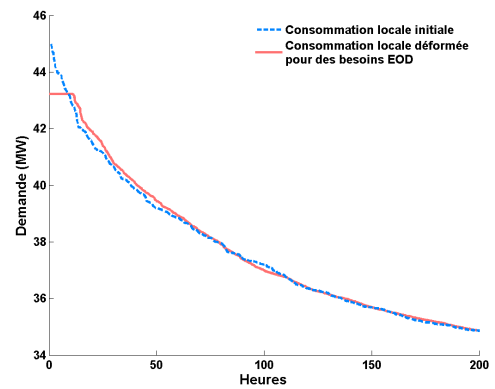
(g) Poste source 7

## Annexe B

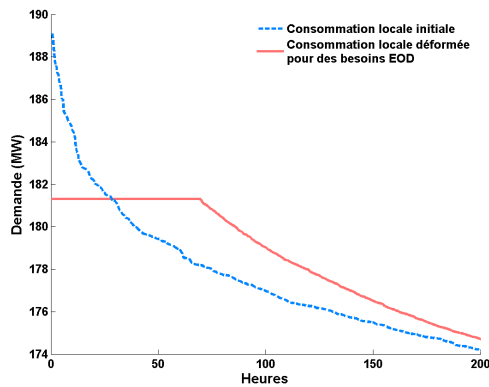
# Résultats du modèle *Systeme* - Impact moyen sur les 200 heures les plus chargées des postes source étudiés



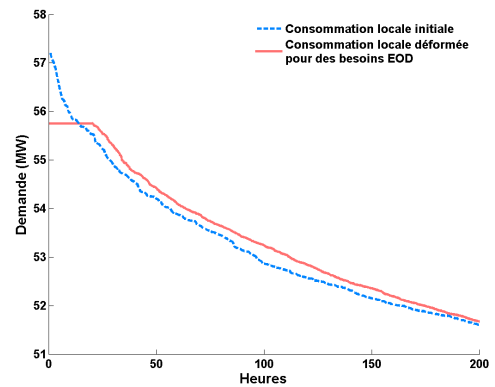
(a) Poste source 1



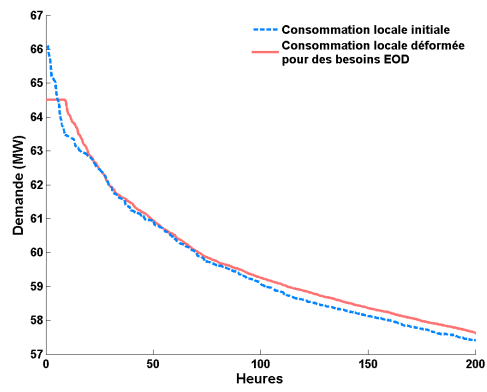
(b) Poste source 2



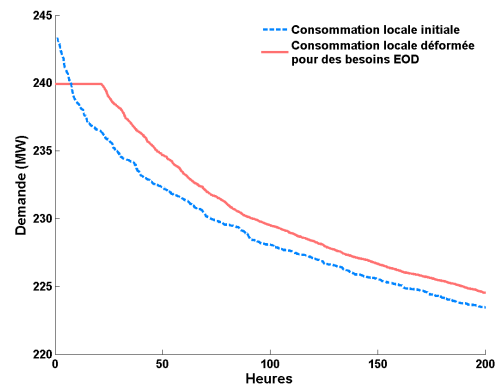
(c) Poste source 3



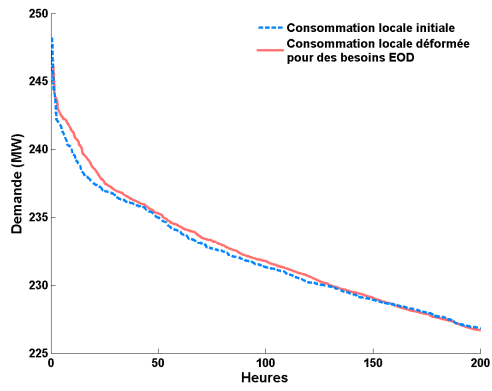
(d) Poste source 4



(e) Poste source 5



(f) Poste source 6



(g) Poste source 7

# Compléments apportés par ERDF

L'approche que nous avons développée pour intégrer les flexibilités de la demande dans le dimensionnement des réseaux de distribution s'appuie sur un jeu d'hypothèses. Ces hypothèses et leurs conséquences sur les résultats obtenus ont été explicitées dans les chapitres 4 et 5 de ce manuscrit.

Aussi ERDF, invité à évaluer la pertinence des travaux que nous avons réalisés, a tenu à rappeler aux lecteurs le cadre de validité des résultats que nous avons obtenus.

A la demande d'ERDF, nous reproduisons donc ici leurs commentaires sur nos travaux.

*Le travail de thèse mené par Archie est tout à fait remarquable, rigoureux, et répond à des questions technico-économiques complexes de planification de réseaux électriques. ERDF souhaite néanmoins apporter quelques compléments.*

*Les méthodes de planification actuelles des réseaux de distribution utilisées par les gestionnaires de réseaux obéissent à des règles de puissance garantie, règles dites du N-1 (schéma secours en moyenne tension). Les modèles économétriques présentés dans la thèse ont ainsi leur pertinence, mais ils ne tiennent pas compte de la dispersion réelle observée sur le terrain, ils sont par essence des "modèles mathématiques moyens"; par ailleurs les réseaux BT n'étant pas traités dans la thèse, il nous semble intéressant de bien préciser le contexte du modèle et des résultats ainsi que les limites "positives" de la thèse, comme le manuscrit le fait par ailleurs de manière rigoureuse mais qui oblige le lecteur à en avoir une lecture approfondie.*

*Il existe en conséquence des synergies très claires entre les démarches prospectives proposée par la thèse et la vision macro de programmation des réseaux, mais le travail micro doit être comparé voire nuancé à des approches plus classiques des DSO qui intègrent des contraintes plus locales de planification. Les comparaisons entre coûts unitaires de réseaux entre GRD semblent pertinentes, mais doivent rappeler que les ELD comme GEG n'ont pas les leviers d'optimisation d'un acteur national comme ERDF qui effectivement dispose de marchés plus compétitifs comme l'indique le manuscrit, mais dont les modèles de charge sont aussi plus approfondis.*

*Matthieu TARENTI, Délégué Grands Projets à ERDF*