



HAL
open science

Conception d'un système d'information distribué pour la conduite des flexibilités dans un réseau de distribution électrique: modélisation, simulation et implémentation

Benoît Vinot

► To cite this version:

Benoît Vinot. Conception d'un système d'information distribué pour la conduite des flexibilités dans un réseau de distribution électrique: modélisation, simulation et implémentation. Optimisation et contrôle [math.OC]. UGA - Université Grenoble Alpes; MSTII, 2018. Français. NNT: . tel-01875320

HAL Id: tel-01875320

<https://theses.hal.science/tel-01875320>

Submitted on 17 Sep 2018

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 DE GRENOBLE

Spécialité : **Mathématiques Appliquées**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Benoît VINOT

Thèse dirigée par **Nouredine HADJSAÏD**

et codirigée par **Florent CADOUX, Nicolas GAST** et **Rodolphe HÉLIOT**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2ELab)**, du **Laboratoire d'Informatique de Grenoble (LIG)** et de **Schneider-Electric**

et de l'École Doctorale **Mathématiques, Sciences et Technologies de l'Information, Informatique**

Conception d'un système d'information distribué pour la conduite des flexibilités dans un réseau de distribution électrique : modélisation, simulation et implémentation

Thèse soutenue publiquement le **25 juin 2018**,
devant le jury composé de :

Francis SOURD

Directeur scientifique, *Sun'R*, France, Examineur

Jean-Yves LE BOUDEC

Professeur, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suisse, Rapporteur

Didier MAYER

Directeur du département d'enseignement et de recherche énergétique et procédés, Mines-ParisTech, France, Rapporteur

Florent CADOUX

Titulaire de la chaire Smart Grid, *G2ELab*, Université Grenoble Alpes, France, Co-Directeur de thèse

Nicolas GAST

Chargé de recherches, *LIG*, Université Grenoble Alpes, France, Co-Directeur de thèse

Rodolphe HÉLIOT

Expert technique, *Schneider-Electric*, France, Co-Directeur de thèse

Thomas CLAUSEN

Enseignant chercheur à l'École Polytechnique, Palaiseau, France, Président

Nouredine HADJSAÏD

Professeur d'Université, *G2ELab*, université Grenoble Alpes, France, Directeur de thèse



*À mes parents
À l'école républicaine*

«Je plie, & ne romps pas.»

Jean de LA FONTAINE
Le Chêne et le Roseau (1668)



FIG. 1 : Estampe de A. CHAUFFOUR (source : Gallica [[Cha95](#)])

Remerciements

Je souhaite tout d'abord remercier chaleureusement les membres du jury qui ont accepté de se déplacer en France malgré la grève perlée de la *SNCF*. J'aimerais également remercier les laboratoires impliqués dans ce travail à savoir le *LIG* et le *G2ELab*. Leur soutien dans la réalisation de cette collaboration parfois vue comme «anormale» a été primordiale. Je remercie également *Schneider-Electric* qui a financé ce travail et m'a apporté une très belle ouverture sur le monde de l'industrie, complémentaire à la vision des laboratoires.

Ces travaux ne seraient pas ce qu'ils sont sans Florent, Nicolas et Rodolphe qui m'ont accompagné tout au long de ces trois (voire plus) années. Je remercie Florent pour son énergie débordante et son positivisme, Nicolas pour sa patience et sa rigueur ainsi que Rodolphe pour son pragmatisme et son ouverture d'esprit. Il me faut également remercier Nouredine pour l'efficacité de nos réunions.

Je remercie chaleureusement Claude pour son soutien continu au cours de cette thèse. Je remercie Alain et Olivier pour nos discussions enflammées sur les règles de marché de l'énergie¹. Je remercie vivement Véronique et Didier de m'avoir enseigné le nécessaire pour «maîtriser» les deux «énergumènes» précédemment cités. Je remercie Alfredo pour la mise en valeur de mon travail au sein de *Schneider-Electric*. Je remercie Marcel et Jean-Louis pour leur sens de l'humour si particulier². Je remercie Florence et Grégory qui m'ont bien diverti avec les déboires de leurs étudiants³. Enfin, un grand merci à Victor, Laurent, Nelly et Danmei pour leur aide technique.

¹ Et les procès qui vont avec...

² Avec une mention spéciale contrepèterie.

³ dont j'ai moi-même fait parti il n'y a pas si longtemps...

Résumé

Le secteur industriel de l'énergie, et les réseaux électriques en particulier, rendent à nos sociétés modernes d'immenses services dont nous ne pouvons plus nous passer. Ils présentent aussi, hélas, un certain nombre de graves inconvénients, notamment en matière d'impact environnemental. Ces inconvénients apparaissent aujourd'hui comme inacceptables ; le secteur de l'énergie s'efforce donc actuellement de les amoindrir autant que possible, dans le cadre de ce qu'on appelle la *transition énergétique*.

Outre d'indispensables efforts en matière de sobriété et d'efficacité énergétique, deux grands axes d'amélioration se dessinent : d'une part, le remplacement progressif de certains moyens de production d'électricité conventionnels par des moyens de production renouvelables ; et d'autre part, le transfert de certains usages aujourd'hui non-électriques vers l'électricité — en particulier en matière de mobilité.

L'intégration au réseau électrique de ces nouveaux types de dispositifs pose cependant des difficultés techniques considérables, qui motivent depuis le début des années 2000 de nombreux travaux sur le thème de ce que l'on appelle aujourd'hui les «smart grids» : des réseaux électriques compatibles avec les exigences de la transition énergétique, c'est-à-dire capables d'accueillir massivement les nouveaux types d'usages comme la production photovoltaïque et les bornes de recharge des **Véhicules Électriques (Vé)**, ceci notamment grâce à l'utilisation accrue des nouvelles **Technologies de l'Information et de la Communication (Tic)**.

Parmi les difficultés susmentionnées, qui limitent la capacité d'accueil du réseau, figurent les congestions, c'est-à-dire les limites physiques à la puissance que l'on peut faire transiter d'un point à un autre sur une infrastructure donnée. C'est à la gestion des congestions que nos travaux sont consacrés. À ce sujet, la question fondamentale est de déterminer par quel enchaînement de mesures, de calcul, de communications et *in fine* d'actions, on peut passer d'une situation de contrainte sur un réseau de distribution d'électricité, à une situation où cette contrainte a été éliminée par l'action des *flexibilités* environnantes ; autrement dit, en augmentant ou en réduisant judicieusement la production et/ou la consommation locales, et éventuellement en jouant sur d'autres types de leviers.

L'objet de cette thèse est de participer à l'élaboration des outils conceptuels et informatiques qui nous permettront de répondre à la question fondamentale ci-dessus. Nos travaux portent ainsi sur la question de la modélisation des réseaux de distribution d'électricité «flexibles», et sur l'implémentation concrète des modèles retenus sous forme d'un logiciel de simulation *ad hoc*, parfaitement adapté à l'étude de ce type de réseaux.

Abstract

The energy sector and the electrical networks in particular, provide great and indispensable services to our modern societies. Unfortunately, they also bring some serious drawbacks, especially with regard to the environment. These drawbacks are becoming more and more unacceptable ; that is why the energy sector is trying to reduce them as much as possible, in the framework of the so-called *energy transition*.

In addition to mandatory efforts in terms of energy efficiency and sobriety, two major directions of improvement have been identified : on the one hand, the progressive replacement of some conventional power plants with renewable production units ; and on the other hand, the transfer of several non-electrical usages towards electricity — in particular in the area of mobility.

The integration of these new devices into electrical networks raise new technical challenges which, since the early 2000s, have been driving a lot of work about so-called “smart grids” :

electrical networks compatible with the requirements of the energy transition, ie. able to host new devices like photovoltaic solar panels and charging stations for electric vehicles, notably through the increasing usage of new information and communications technologies.

Among the difficulties mentioned above, which limit the hosting capacity of the network, there are congestions ie. physical constraints limiting the amount of power that may be transmitted through a given infrastructure. Our work is devoted to the management of congestions. The fundamental issue thereon is to define a sequence of decisions, computations, communications and *in fine* actions that allows to move from a constrained situation on the electrical distribution network, to a situation in which the action of local *flexibilities* has lifted the constraint ; in other words, to a situation where increasing or decreasing local generation and/or consumption, or taking some other control action, relieved the network.

The aim of this thesis is to contribute to the development of conceptual and computing tools that will allow us to answer the fundamental aforementioned issue. Our work thus deals with the modelling of *flexible* electrical distribution networks, and with the tangible implementation of selected models in the form of *ad hoc* simulation software, specifically designed for the study of such networks.

Sommaire

Dédicace	i
Remerciements	v
Résumé/Abstract	vii
Sommaire	xii
Acronymes	xiii
1 Introduction	1
1.1 Des réseaux électriques aux «smart grids»	1
1.1.1 Les réseaux électriques aujourd’hui	1
1.1.2 Nouveaux usages, nouveaux enjeux et nouveaux moyens	4
1.1.3 Décentralisation	7
1.2 Que sont les «flexibilités» ?	10
1.2.1 Définition	10
1.2.2 Réserves de génération	11
1.2.3 Flexibilité de la demande	11
1.2.4 Stockage	13
1.2.5 Interconnexions	13
1.3 La flexibilité comme solution	14
1.3.1 Planification	16
1.3.2 Limite de la méthode actuelle	17
1.3.3 Solution flexible	19
1.3.4 Mécanisme d’activation des flexibilités	19
1.3.5 Infrastructure informatique et de télécommunication	20
1.4 La flexibilité comme une ressource partagée	21
1.5 Positionnement de la présente thèse	22
1.6 Contributions	24
1.6.1 Cadre unifié pour le contrôle des flexibilités	24
1.6.2 Logiciel de simulation	24
1.6.3 Démonstration de l’utilité des flexibilités	24
1.6.4 Feuille de route	24
1.7 Organisation du manuscrit	25

2	État de l'art et formalisation du problème	27
2.1	Modélisation des flexibilités	28
2.1.1	Flexibilité en production	29
2.1.2	Flexibilité en consommation	29
2.2	Flexibilités (très) étudiées dans la littérature	32
2.2.1	Gestion énergétique du bâtiment	32
2.2.2	Recharge de Véhicules Électriques (Vé)	32
2.2.3	Effacement indirect par le biais de la tension	33
2.3	Cas d'usages	34
2.3.1	Gestion du transit poste-source	34
2.3.2	Autres types de contraintes	35
2.4	Outils mathématiques proposés	35
2.4.1	Méthodes d'optimisation	35
2.4.2	Systèmes Multi-Agents (Sma)	39
2.4.3	Méthodes inspirées des réseaux télécoms	40
2.4.4	Formalisme issu de l'automatique	41
2.5	Les niveaux de contrôle	43
2.5.1	Contrôles locaux	44
2.5.2	Contrôles domestiques	44
2.5.3	Contrôles globaux	45
3	Modélisation	47
3.1	Problème stylisé	48
3.1.1	Contexte	48
3.1.2	Variables de contrôle	49
3.1.3	Contraintes	49
3.1.4	Hypothèse de faisabilité et objectif	50
3.1.5	Illustration	50
3.2	Les perturbations, les sorties, et leur mesure	50
3.2.1	Ensoleillement	51
3.2.2	Tension amont	52
3.2.3	Consommation (active et réactive) désirée des charges	52
3.2.4	Sorties	52
3.3	Généralités sur les politiques d'attribution des quotas	53
3.3.1	Notion de «générosité»	53
3.3.2	Choix de l'objectif	53
3.4	Structures de contrôleurs	54
3.4.1	Solution par essais-erreurs (pur «feed-back»)	54
3.4.2	Solution utilisant le modèle h (pur «feed-forward»)	55
3.4.3	Solution hybride « <i>feed-forward</i> + <i>feed-back</i> »	55
3.5	Modélisation des délais de mesure et de communications	56
3.5.1	Le problème des «longs pas de temps»	56
3.5.2	Conséquence : nécessité de modéliser l'infrastructure de comptage	57
3.6	Modèle du réseau	59
3.6.1	Modèle non-linéaire usuel	59
3.6.2	Modèle <i>data driven</i>	60
3.7	Notre contrôleur	60

4	Simulec : un logiciel de simulation de flexibilités	63
4.1	Vision générale	63
4.2	Simulation électrique	65
4.2.1	Mise en équations	68
4.2.2	Assemblage du problème	71
4.2.3	Différentiation automatique	73
4.3	Aval-compteur	76
4.3.1	Charges	77
4.3.2	Gestionnaire d'énergie	79
4.3.3	Délesteur de charges	80
4.4	Mécanismes d'activation des flexibilités	80
4.5	Communication	80
4.5.1	Détails des services	81
4.5.2	Détails des échanges	83
4.5.3	Canaux possibles	83
4.6	Simulateur d'événements	84
4.6.1	Simulation électrique	85
4.6.2	Mesures des compteurs	86
4.6.3	Allocation de puissance	87
4.6.4	Activation de charge flexible	87
4.6.5	Apprentissage	88
5	Expérimentations	91
5.1	Données utilisées	91
5.1.1	Topologie des réseaux électriques	92
5.1.2	Profils de charges	93
5.2	Description du cas d'usage	94
5.2.1	Les deux étapes des simulations	94
5.2.2	Les stratégies de contrôle	94
5.2.3	Contraintes techniques	95
5.3	Indicateurs clefs de performance	95
5.3.1	Écrêtement de la production	95
5.3.2	Dépassement de tension	96
5.3.3	Surcharge du transformateur	96
5.3.4	Qualité de l'apprentissage	97
5.4	Résultats et interprétations	97
5.4.1	Profondeur des dépassements de tension	97
5.4.2	Profondeur de la surcharge au transformateur	99
5.4.3	Fréquence des violations	99
5.4.4	Énergie écrêtée	99
5.4.5	Compromis	102
5.4.6	Régressions	103
6	Perspectives	107
6.1	Propositions d'études à réaliser à l'aide du logiciel existant	107
6.1.1	Design des mécanismes de conduite de la flexibilité	107
6.1.2	Dimensionnement des réseaux flexibles	108
6.1.3	Structuration des contrats flexibles	109
6.1.4	Identification des <i>business cases</i> plausibles	109

6.1.5	<i>Market design</i> et interaction Grd/Grt	110
6.1.6	Autoconsommation individuelle et collective	112
6.2	Vers un déploiement réel	112
6.2.1	Pur outil de simulation	114
6.2.2	Démonstrateur télécom	115
6.2.3	Démonstration matérielle	116
6.2.4	Démonstration interactive	117
6.2.5	Étude comportementale <i>in situ</i>	118
6.2.6	Déploiement réel	120
7	Conclusion	121
	Bibliographie	A1
	Glossaire	A9

Acronymes

- ADEME** Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. 10, cf. *Glossaire*
- ADMM** Alternating Direction Method of Multipliers. 37, cf. *Glossaire*
- ADRES** Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme. 56–58, cf. *Glossaire*
- AMPL** A Mathematical Programming Language. cf. *Glossaire*
- BT** Basse Tension. 3, 4, 16, 20, 24, 25, 37, 43, 44, 48, 50–53, 56, 59, 60, 65–68, 70, 81, 83, 91–96, 103, 122
- CPL** Courants Porteurs en Ligne. 12, 20, 83, 84, 113–120, cf. *Glossaire*
- CRE** Commission de Régulation de l'Énergie. 10, cf. *Glossaire*
- DNS** Domain Name System. 83
- DÉIE** Dispositif d'Échanges d'Informations d'Exploitation. 34, cf. *Glossaire*
- DR** Demand-Response. cf. *Glossaire*
- EDF** Électricité de France. 12
- ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity. 2, 13, 15, cf. *Glossaire*
- ENWL** Electricity North West Limited. 92, cf. *Glossaire*
- GAMS** General Algebraic Modeling System. cf. *Glossaire*
- GECN** Grid Explicit Congestion Notification. 40, cf. *Glossaire*
- GEG** Gaz et Électricité de Grenoble. 2, cf. *Glossaire*
- GRD** Gestionnaire de Réseaux de Distribution. xii, 2, 7–10, 14–18, 20–22, 24, 31, 32, 34, 44, 48–50, 67, 84, 107–111, 116, cf. *Glossaire*
- GRT** Gestionnaire de Réseaux de Transport. xii, 8, 9, 21, 32, 107–110, cf. *Glossaire*
- HTA** Haute Tension A. 3, 4, 33, 34, 37, 38, 43, 44, 49–51, 59, 65–68, 70, 83, 92, 95, 96, 122
- HTB** Haute Tension B. 33

HVAC Heating, Ventilation and Air Conditioning. 32

IHM Interface Homme Machine. 117, 119

IP Internet Protocol. cf. *Glossaire*

ISO Independent System Operator. 8, 9, cf. *Glossaire*

ORI Offre de Raccordement Intelligente. 34, cf. *Glossaire*

PCSO Programme Conique du Second Ordre. 36, 37, cf. *Glossaire*

PI Proportionnel Intégral. 54, cf. *Glossaire*

PID Proportionnel Intégral Dérivé. 42, cf. *Glossaire*

PL Programme Linéaire. 55, 56, 60, cf. *Glossaire*

PLNE Programme Linéaire en Nombres Entiers. 55, 60, cf. *Glossaire*

Ps Programme Stochastique. 38, cf. *Glossaire*

PSDP Programme Semi-Définie Positive. 36, 37, 45, cf. *Glossaire*

PV Panneau PhotoVoltaïque. 4, 38, 39, 41, 43, 44, 48, 49, 51, 53–55, 60, 77, 79, 94, 108, 121, 122

RTE Réseau de Transport d'Électricité. 2–4, 7, 21, 110, cf. *Glossaire*

SAAS Software as a Service. 81, cf. *Glossaire*

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition. 3, cf. *Glossaire*

SIG Système d'Information Géographique. 67, 103, cf. *Glossaire*

SMA Système Multi-Agents. x, 27, 39, 44, cf. *Glossaire*

SMILE SMart Ideas to Link Energies. 35, cf. *Glossaire*

TCFM Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale. 12, cf. *Glossaire*

TCP Transmission Control Protocol. 40, cf. *Glossaire*

TIC Technologies de l'Information et de la Communication. vii, 6, 60, 121

TSO Transmission System Operator. 8, cf. *Glossaire*

TURPE Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité. 112, cf. *Glossaire*

TYNDP Ten Year Network Development Plan. 13, 15, cf. *Glossaire*

V2G Vehicle-to-Grid. 33, cf. *Glossaire*

VÉ Véhicule Électrique. vii, x, 4–7, 10, 12, 27–29, 31–33, 38, 40, 79, 108–110, 121

Chapitre 1

Introduction

Sommaire

1.1 Des réseaux électriques aux «smart grids»	1
1.1.1 Les réseaux électriques aujourd’hui	1
1.1.2 Nouveaux usages, nouveaux enjeux et nouveaux moyens	4
1.1.3 Décentralisation	7
1.2 Que sont les «flexibilités»?	10
1.2.1 Définition	10
1.2.2 Réserves de génération	11
1.2.3 Flexibilité de la demande	11
1.2.4 Stockage	13
1.2.5 Interconnexions	13
1.3 La flexibilité comme solution	14
1.3.1 Planification	16
1.3.2 Limite de la méthode actuelle	17
1.3.3 Solution flexible	19
1.3.4 Mécanisme d’activation des flexibilités	19
1.3.5 Infrastructure informatique et de télécommunication	20
1.4 La flexibilité comme une ressource partagée	21
1.5 Positionnement de la présente thèse	22
1.6 Contributions	24
1.6.1 Cadre unifié pour le contrôle des flexibilités	24
1.6.2 Logiciel de simulation	24
1.6.3 Démonstration de l’utilité des flexibilités	24
1.6.4 Feuille de route	24
1.7 Organisation du manuscrit	25

1.1 Des réseaux électriques aux «smart grids»

1.1.1 Les réseaux électriques aujourd’hui

À l’origine, les réseaux électriques étaient essentiellement des réseaux locaux. Une petite centrale, par exemple à charbon, produisait du courant électrique (continu) pour son voisinage

immédiat [Wik18].

Ce modèle a très rapidement été abandonné au profit de réseaux de plus grande étendue : en effet, l'interconnexion des réseaux locaux a amélioré la qualité de la fourniture d'électricité et a réduit les coûts [Hug93]. Désormais, la plupart des réseaux électriques sont des grands réseaux électriques couvrant de très larges zones comme montré sur la figure 1.1 avec l'Europe.

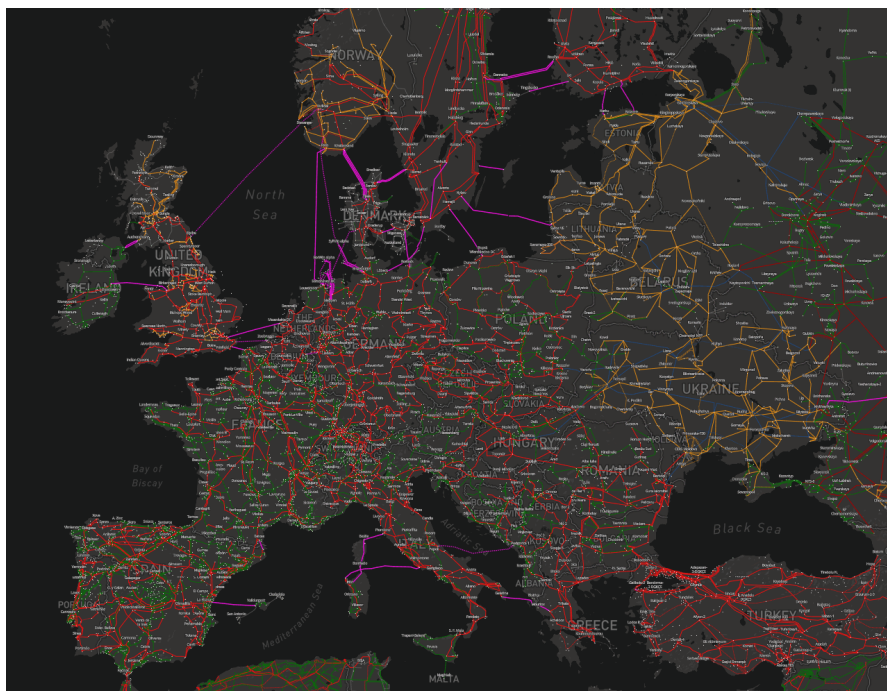


FIG. 1.1 : Principales artères du réseau électrique de transport européen (source : [European Network of Transmission System Operators for Electricity \(ENTSO-E\)](#) [Ent17])

Il est important à ce stade de noter que le réseau électrique est un unique objet technique, avec un couplage très fort entre ses éléments constitutifs : par exemple, tous les rotors des alternateurs connectés à un grand réseau comme celui de la figure 1.1 tournent de manière synchronisée, ce qui implique notamment le fait que certains types de pannes, comme l'écroulement de fréquence, touchent simultanément l'ensemble du réseau européen [Com13].

Les grands réseaux électriques actuels sont donc des objets techniques très complexes et extrêmement perfectionnés, comme en témoignent la relative rareté des pannes et l'excellente qualité de la fourniture. À titre d'exemple, la fréquence de 50 Hz (qui est l'un des indicateurs les plus importants en matière de contrôle d'un réseau électrique) est très bien tenue comme montré sur la figure 1.2 : tout au long de l'année 2017 par exemple, la fréquence du réseau européen n'a guère dévié de plus de 0,05 Hz par rapport à sa valeur nominale.

On distingue aujourd'hui dans les grands réseaux électriques deux sous-réseaux très différents, bien qu'ils soient fondamentalement constitués des mêmes éléments — à savoir essentiellement des lignes et des transformateurs. Il s'agit du réseau de transport, confié en France à RTE, et du réseau de distribution, qui est exploité en France par Enedis sur 95 % du territoire métropolitain, et par d'autres [Gestionnaires de Réseaux de Distribution \(GRD\)](#) sur le territoire restant — comme par exemple [Gaz et Électricité de Grenoble \(GEG\)](#) à Grenoble.

Le réseau de transport, d'une longueur totale d'environ 100 000 km de lignes en France, est

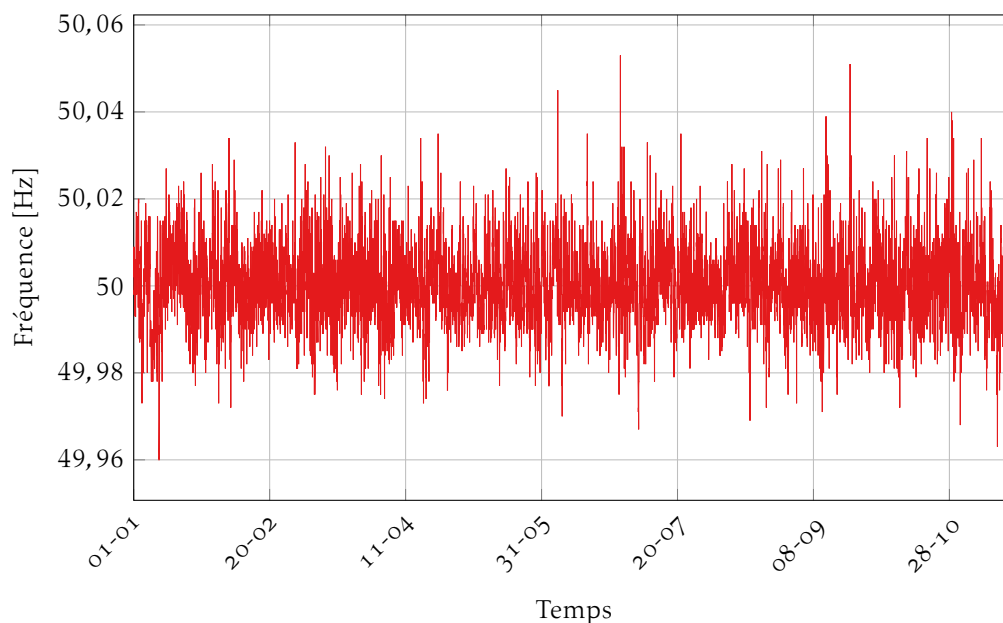


FIG. 1.2 : Fréquence du réseau de transport français en 2017 (source : Réseau de Transport d'Électricité (RTE) [Rte17b])

exploité presque exclusivement selon une topologie dite «maillée», ce qui signifie que la perte d'une ligne ne provoque normalement aucune coupure d'alimentation du côté des charges. Il utilise en France des niveaux de tension allant de 63 à 400 kV. Il s'agit d'une infrastructure critique, qui fait l'objet d'une supervision constante de la part de RTE depuis ses agences de conduite, grâce à un système **Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)** élaboré et relativement coûteux. Les opérateurs qui conduisent le réseau de transport depuis ces agences disposent de nombreux degrés de liberté, en particulier de la possibilité d'ajuster dans une certaine mesure le niveau de production des centrales électriques de leur zone ; ces degrés de liberté leur permettent de remplir deux des principales missions de RTE que sont le *maintien de l'équilibre production-consommation*, et la gestion des flux de puissance en vue d'*éviter toute forme de congestion sur le réseau de transport*.

Le réseau de distribution est très différent : il est beaucoup plus long et ramifié que le réseau de transport, ce qui constitue une première complication notable : la longueur totale du réseau de distribution en France est ainsi approximativement de 1,5 millions de km de lignes. Les niveaux de tension sont plus bas que pour le réseau de transport : généralement 20 kV sur le réseau dit **Haute Tension A (HTA)** ou «moyenne tension», et 400 V appelé communément 230 V par les usagers¹ en **Basse Tension (BT)**. Le réseau de distribution est exploité selon une topologie radiale², c'est-à-dire que le graphe du réseau de distribution forme un arbre³ ; en effet, un réseau de distribution étant une infrastructure moins critique que le réseau de transport, le gain de fiabilité permis par l'exploitation maillée ne suffit pas ici à justifier le surcroît de complexité

¹qui parlent de la tension nominale phase-neutre, et non pas de la tension nominale entre phases comme les électrotechniciens.

²Il y a des exceptions à cela ; par exemple la ville de New-York dispose d'un réseau maillé. Nous n'étudierons pas ces exemples dans ce manuscrit.

³Graphe acyclique non-orienté connexe.

et de coût⁴. Il est aussi important de noter que le réseau de distribution est historiquement beaucoup moins instrumenté que le réseau de transport ; par conséquent, n'est techniquement possible aujourd'hui qu'une supervision limitée du niveau de tension HTA, et pratiquement aucune supervision du niveau BT. Ceci est en train de changer avec le déploiement du comptage communicant, dont nous allons bientôt parler et qui offre d'immenses perspectives nouvelles en matière de supervision du réseau basse tension. Enfin, il n'existe que fort peu de moyens de réglage accessibles aux gestionnaires de réseau au niveau du réseau de distribution. La rareté des moyens de réglage et les fortes limitations du système de supervision rendaient jusqu'à présent difficile la mise en œuvre de toute action de conduite au niveau du réseau de distribution, notamment en basse tension. Aujourd'hui, en France, ces actions de conduite concernent principalement la gestion des défauts et de la reprise de service ; en régime normal en revanche, les actions de conduite sont plutôt rares. Tout ceci est en train de changer, comme nous allons le voir dans les sections suivantes.

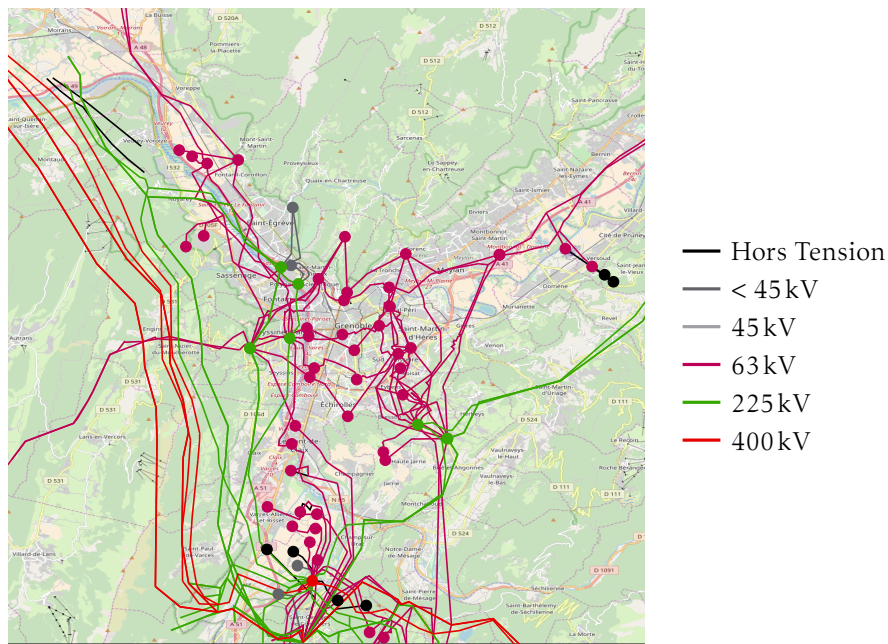


FIG. 1.3 : Réseau électrique de transport autour de Grenoble (source : RTE [Rte17b]).

1.1.2 Nouveaux usages, nouveaux enjeux et nouveaux moyens

Au cours des dernières années, de nouveaux usages du réseau électrique se sont démocratisés. On pense notamment aux **Panneaux PhotoVoltaïques (Pv)** et aux **VÉ**. En France, le parc photovoltaïque est en croissance régulière depuis une dizaine d'années, comme le montre la figure 1.4. D'une manière générale, ce sont toutes les formes d'énergie renouvelables qui se

⁴Pour être complet, ajoutons que le réseau HTA est en réalité partiellement maillé du point de vue géographique, c'est-à-dire qu'il existe des possibilités de maillage mais que ces possibilités sont délibérément inexploitées : lorsque le réseau HTA forme géographiquement une boucle, on laisse systématiquement ouvert l'un des interrupteurs présents sur la boucle. Du point de vue électrique, le réseau HTA est donc bien radial. Cette structure, géographiquement maillée et électriquement radiale, est motivée par les besoins de la reprise de service après un défaut, sujet que nous n'aborderons pas dans ce manuscrit.

développent [Rte17a]. De plus, les VÉ ou rechargeables commencent à bien se vendre comme le montre la figure 1.5. Dans le monde, les VÉ hybrides ou rechargeables se multiplient rapidement comme le montre la figure 1.6.

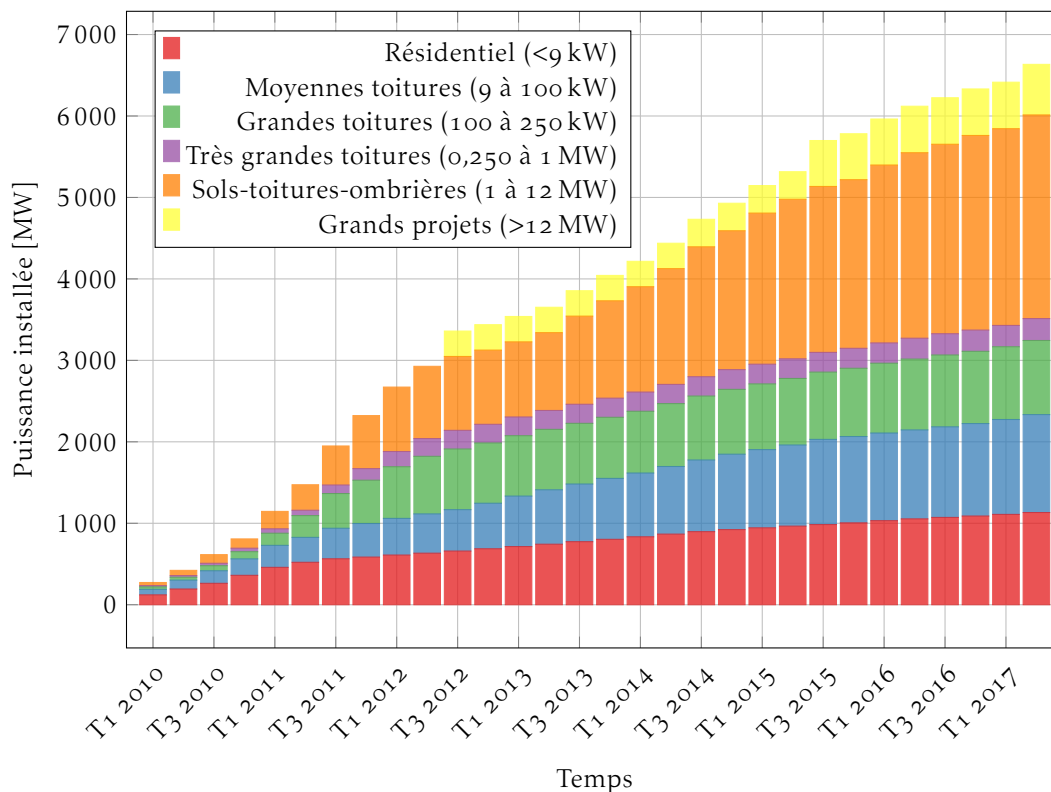


FIG. 1.4 : Installations photovoltaïques en France (source : *Observatoire solaire de l'énergie photovoltaïque* [Obs17])

Par ailleurs, les réseaux électriques — malgré les immenses services qu'ils rendent indéniablement — présentent un certain nombre d'inconvénients, dont certains apparaissent progressivement comme inacceptables aujourd'hui. En particulier, l'industrie électrique :

- contribue hélas fortement à la consommation de ressources finies (énergies primaires comme le charbon et le gaz (cf. figure 1.7), métaux comme le cuivre) ;
- ainsi qu'à divers types de pollution, notamment de l'atmosphère (cf. figure 1.8) ;
- nécessite l'importation de la plupart des ces matières, ce qui pose des problèmes commerciaux voire géopolitiques ;
- et est occasionnellement accusée d'autres maux, comme le caractère peu esthétique des lignes électriques.

Sous la pression de l'opinion publique, de la pression politique et des mesures prises par les organismes régulateurs de l'énergie, les industriels des réseaux électriques s'efforcent aujourd'hui simultanément de réduire l'impact environnemental de leurs activités, d'améliorer encore la

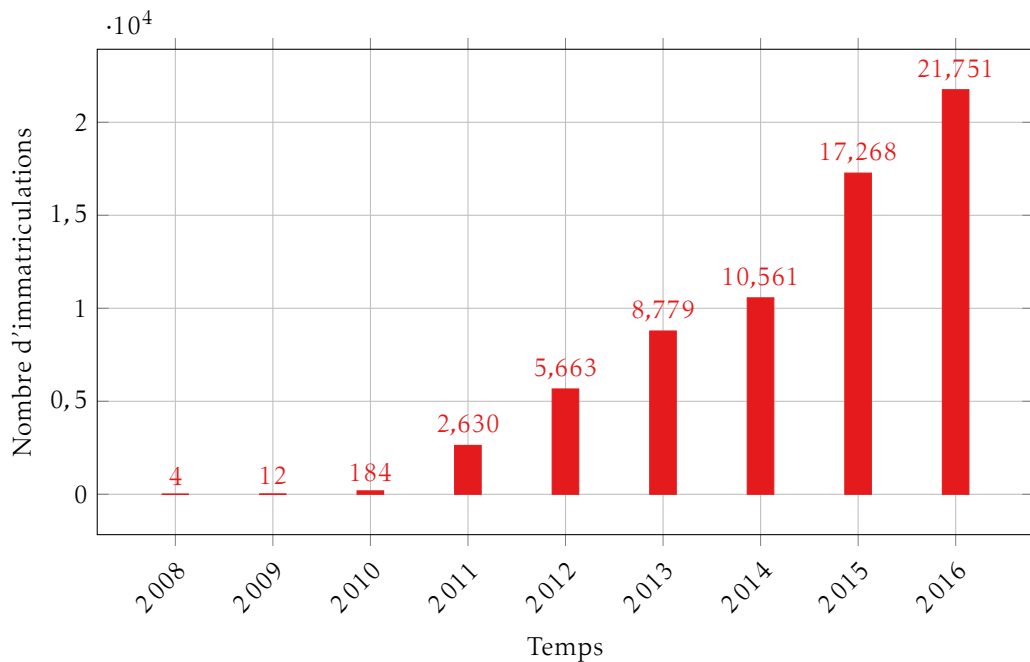


FIG. 1.5 : Nombre d'immatriculations de VÉ particulières neuves en France (source : *Statista* [Sta17])

qualité de fourniture (déjà excellente en France) et surtout la sécurité de l'approvisionnement, et enfin autant que possible de réduire les coûts.

Pour toutes ces raisons, le secteur de l'énergie, et l'industrie électrique en particulier, sont en pleine évolution, dans le cadre de ce qu'on appelle aujourd'hui la transition énergétique. Du point de vue des usages du réseau électrique, ceci se traduit notamment par deux grandes tendances :

- le remplacement progressif de certains moyens de production, comme le charbon, par d'autres moyens de production, comme le photovoltaïque et l'éolien.
- le transfert de certains usages aujourd'hui non-électrique vers l'électricité, notamment la mobilité individuelle.

Ces évolutions constituent un immense défi pour l'industrie électrique, car elles remettent profondément en cause un certain nombre de mécanismes techniques, mais aussi organisationnels : structuration de l'industrie et modèles économiques des acteurs ; réglementation, tarification de l'accès au réseau ; relations contractuelles entre acteurs et avec les usagers ; etc.

Parallèlement, de nouveaux leviers techniques apparaissent pour les gestionnaires de réseaux, notamment grâce aux progrès des **Technologies de l'Information et de la Communication (Tic)**, dont les pères fondateurs des réseaux électriques ne disposaient évidemment pas à la fin du XIX^{ème} siècle. Les technologies de l'information permettent aujourd'hui d'envisager un monde où la supervision et le pilotage des réseaux électriques couvriraient tous les niveaux de tension, jusqu'aux dernières ramifications du réseau [Eth+17] : la basse tension. Et concomitamment, la nécessité d'améliorer la supervision et de pilotage du réseau de distribution se fait aujourd'hui de plus en plus ressentir, en raison de ce que l'on appellera ici la «décentralisation» du système électrique.

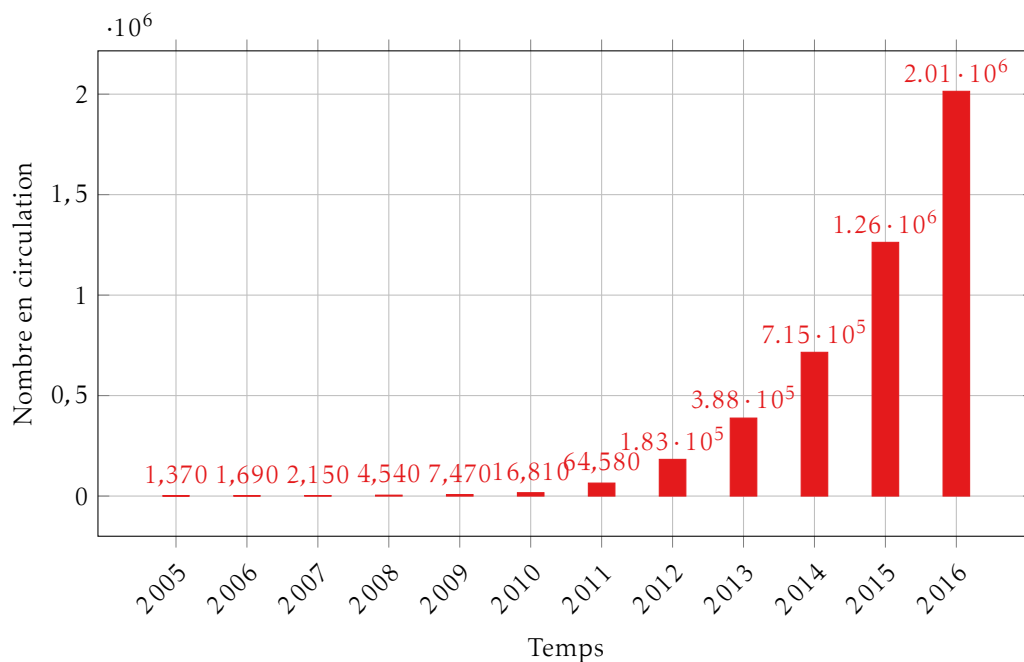


FIG. 1.6 : Vé et hybrides rechargeables en circulation dans le monde (source : Statista [Sta17])

1.1.3 Décentralisation

On distingue généralement les notions de «système électrique» et de «réseau électrique». Le réseau n'est qu'une sous-partie du système, celle qui est constituée des lignes, des transformateurs et de tout l'appareillage (protections, etc.) qui permet d'acheminer l'énergie électrique depuis les installations de production jusqu'aux consommateurs finaux. Le système électrique est lui constitué non seulement du réseau électrique, mais aussi des installations de production, et des charges.

Il est éclairant de distinguer les fonctions de «gestionnaire de réseau» (électrique) et de «gestionnaire de système» (électrique). Dans le premier cas, on parle de fonctions liées à l'acheminement de l'énergie électrique sur le réseau. Dans le second cas, on parle de fonctions visant à assurer le bon fonctionnement d'ensemble du système électrique, y compris dans la mesure où ceci nécessite d'agir sur la production, et éventuellement sur les charges.

Aujourd'hui, en France, RTE se voit confier une double mission :

- une mission de gestionnaire de réseau : ce sont les opérateurs des agences de conduite de RTE qui veillent notamment à éviter l'apparition de congestions sur le réseau de transport,
- et une mission de gestionnaire de système avec le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation.

En revanche, Enedis et ses homologues se voient confier une pure mission de GRD : ils doivent assurer (entre bien d'autres choses) l'absence de congestion sur le réseau de distribution, mais ne participent pas à proprement parler à la gestion du système électrique, sauf dans certains cas très particuliers comme par exemple, la fonction de délestage fréquence-métrique qui est sans ambiguïté une fonction «système» ; mais il s'agit d'un élément du plan de défense du réseau, très rarement activé fort heureusement, et non pas d'un mécanisme de routine.

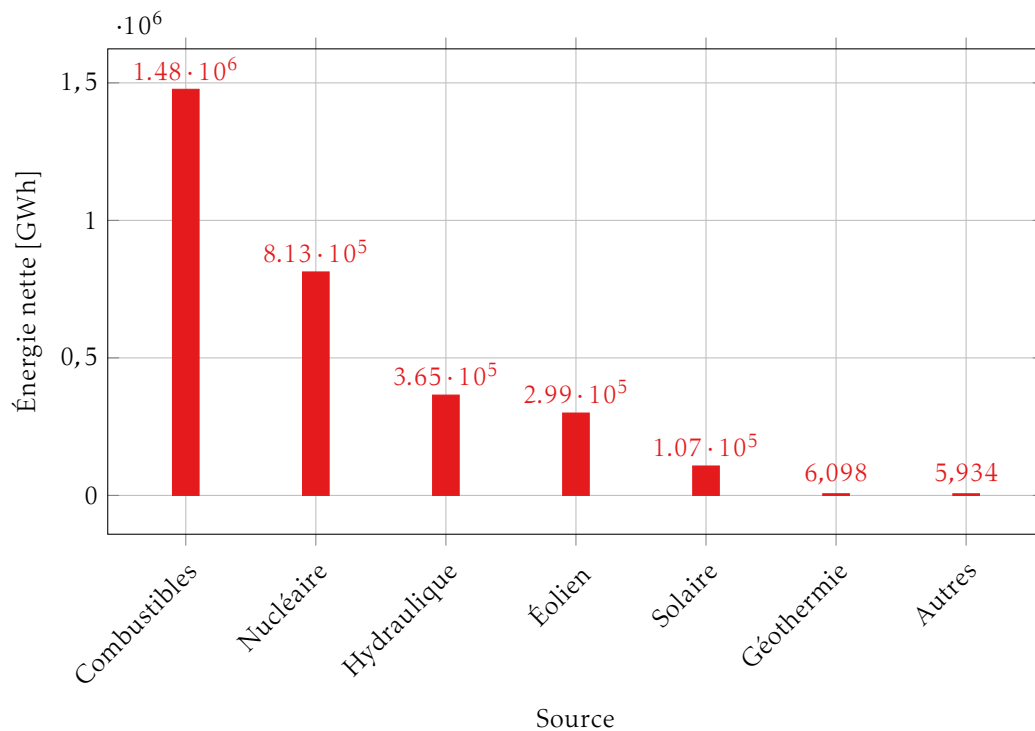


Fig. 1.7 : Production nette d'électricité en Europe (source : Eurostat [Eur17]). Code des données en ligne : nrg_105a)

Cette asymétrie entre le rôle du **Gestionnaire de Réseaux de Transport (GRT)** et celui des **GRD** a bien entendu l'origine historique suivante : les moyens de réglage, au premier rang desquels figurent les groupes de production conventionnels dont la production peut être ajustée pratiquement à la demande, sont aujourd'hui raccordés au réseau de transport. Il est donc assez naturel que le **GRT** se voie également confier le rôle de gestionnaire du système électrique dans son ensemble. On notera néanmoins que ce choix n'a pas été fait partout dans le monde, et on voit de fait des pays où un acteur appelé «**Independent System Operator (Iso)**» joue en bonne partie le rôle de gestionnaire du système électrique, indépendamment du «**Transmission System Operator (Tso)**» ou, en français, **GRT**.

La «décentralisation» qui se produit aujourd'hui progressivement dans les réseaux électriques peut être perçue de deux manières différentes :

- À première vue, il s'agit d'un mouvement inverse au mouvement historique qui a conduit les producteurs d'électricité à accroître autant que possible la puissance nominale des installations de production individuelles, pour arriver aujourd'hui à des alternateurs monumentaux de plusieurs GW dans certains cas. La tendance historique à la concentration de la production était essentiellement motivée par les économies d'échelle ; cette motivation n'a pas disparu, mais elle est moins sensible pour les énergies photovoltaïques et éoliennes que pour les centrales thermiques conventionnelles, et divers facteurs de nature non-techniques favorisent par ailleurs le retour aux moyens de production de moyenne ou faible puissance. De ce point de vue, la décentralisation en cours ne semble pas très impressionnante, on pourrait même la voir comme une sorte de retour en arrière. Ce n'est

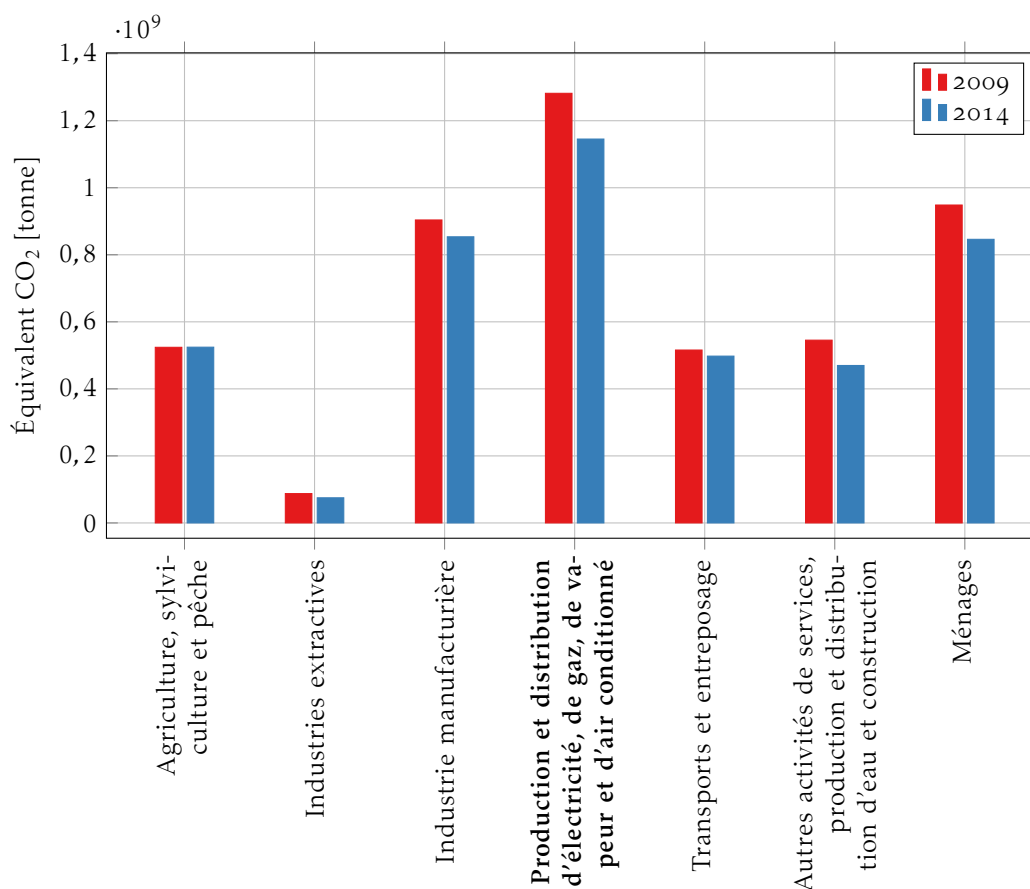


FIG. 1.8 : Émission de gaz à effet de serre par secteur en Europe (source : Eurostat [Eur16]). Code des données en ligne : env_ac_ainah_r2)

cependant nullement le cas...

- En effet, la décentralisation est en fait plus fondamentalement un transfert progressif et partiel de la fonction de gestion du système électrique, aujourd'hui dévolue au **GRT**, vers le **GRD** : au fur et à mesure que les moyens de réglage s'étioleront sur le réseau de transport, il sera nécessaire de compenser ce phénomène en faisant apparaître de nouveaux moyens de réglage au niveau du réseau de distribution, dont le rôle dans la gestion du système électrique est donc appelé à s'accroître immensément dans les décennies à venir. La nouveauté fondamentale que l'on observera dans les réseaux électriques à venir est donc l'apparition de nouveaux moyens de réglages au niveau des usages raccordés en moyenne et en basse tension ; et l'apparition, évidemment indissociable, de toute une infrastructure de supervision et de pilotage de ces nouveaux moyens de réglages, qu'il est aujourd'hui d'usage de nommer les «flexibilités».

Nous sommes donc en train de passer d'un monde où la responsabilité de la gestion du système est confiée au **GRT** (ou dans certains pays, partiellement confiée à un «**Iso**» séparé des

gestionnaire de réseau mais faisant appel à des mécanismes de réglage situés sur le réseau de transport), à un monde où la responsabilité des fonctions de réglage sera partagée. Parmi les éléments raccordés au réseau de transport, certains — comme les centrales conventionnelles — seront «flexibles» et d'autres — comme les grandes installations de production éolienne et une bonne partie des industriels électro-intensifs — le seront moins. De même, parmi les éléments raccordés au réseau de distribution, certains — comme les **VÉ** et dans une certaine mesure les petites installations de production photovoltaïque — seront flexibles, et d'autres — comme les charges spécifiquement électriques telles que la télévision — ne le seront pas. Le **GRD** y gagnera une partie du rôle de gestion du système, et au passage, de nouveaux moyens de conduite qu'il pourra utiliser pour ses propres besoins et en premier lieu pour la gestion des flux de puissance dans son réseau. C'est la perspective de ce changement radical du métier de **GRD** qui motive les travaux présentés dans cette thèse.

1.2 Que sont les «flexibilités» ?

1.2.1 Définition

Le terme «flexibilité» a plusieurs définitions. L'une des plus utilisée en France est la définition donnée par la **Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)** : «Une réduction temporaire du niveau de consommation d'un site vu du réseau, en réponse à une sollicitation externe». Cette définition est donnée dans le document «éléments de méthodologie pour la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement» [**Cre13**] de 2013.

D'une manière plus générale, voici la définition des «flexibilités» en vigueur chez *Schneider-Electric* :



Important

Les «flexibilités» sont l'ajustement de la puissance^{a,b} d'une ressource énergétique^c à différentes échelles temporelles^d en réponse à un signal externe^e dans l'objectif de fournir un service technique à un système énergétique pour les besoins d'un opérateur du réseau ou d'un service économique d'une partie prenante^f.

^aPuissance en production, en consommation ou en stockage.

^bPuissance active ou réactive.

^cUnitaire ou composée.

^dEn temps réel, un jour à l'avance, dans la journée ou à plus long terme.

^ePrix, activation contractuelle, objectif autre (réduction de l'empreinte CO₂, etc.)

^fVendeur d'énergie, responsable d'équilibre, gestionnaire de quartiers intelligents, ...

La bonne exploitation de la flexibilité existante peut permettre par exemple :

- de ne pas démarrer des moyens de production coûteux (en dépenses d'exploitation) ou polluants à certaines périodes (et symétriquement de ne pas perdre de l'énergie «propre» disponible)
- d'éviter du renforcement coûteux (en dépenses d'investissement) du réseau et/ou du système électrique.

Les différentes réalités englobées par le terme général de «flexibilités» ont déjà été largement étudiées dans le rapport consacré à ce sujet par l'**Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de**

l'Énergie (ADEME) en 2017 [Ade17]. Par la suite, on distinguera quatre gisements de flexibilité détaillés dans les sections 1.2.2 à 1.2.5.

1.2.2 Réserves de génération

Le première forme de flexibilité est la *réserve* des moyens de production. Lorsqu'une centrale de production fonctionne par exemple à 80 % de ses capacités maximales, alors on dit qu'il reste 20 % de *réserve*. Ainsi, en cas d'augmentation de la demande, il est possible d'assurer l'équilibre production-consommation sans avoir à démarrer une autre centrale de production. Il suffit de demander à cette centrale déjà en route de produire un peu plus.

Il en va de même lorsque la consommation est en baisse : imaginons qu'un réseau soit alimenté par deux centrales identiques qui fonctionnent à 30 % de leur capacité maximale et que ce 30 % soit également une capacité limite en dessous de laquelle la centrale doit être arrêtée. On se trouve donc dans une configuration sans réserve car une petite diminution de consommation entraînerait l'arrêt d'une centrale... Un responsable d'équilibre consommation-production préférera à cette situation celle qui consiste à avoir une unique centrale fonctionnant à 60 %.

Cette source de flexibilité est vitale au bon fonctionnement du réseau et est utilisée quotidiennement. Ce premier gisement de flexibilité, au niveau des générateurs conventionnels, va diminuer dans les années à venir au fur et à mesure du remplacement partiel des moyens de production conventionnels centralisés par des moyens de production décentralisés. Cette tendance à la diminution des réserves est d'autant plus préoccupante que le développement des nouveaux usages (section 1.1.2) nécessiterait au contraire plutôt que ces réserves augmentent.

1.2.3 Flexibilité de la demande

Puisque la flexibilité des centrales de production ne sera plus, à elle seule, suffisante, on peut également jouer sur la demande — et plus uniquement sur l'offre.

Flexibilités industrielles

Les processus industriels se prêtent bien à des effacements [Ade17] parce que les industriels sont de gros consommateurs et qu'en demandant un effort à peu d'entre eux, on peut obtenir des résultats significatifs. De plus, il leur est souvent possible de s'organiser différemment pour consommer moins sur une plage horaire donnée à l'avance. La consommation globale du site industriel n'en est pas nécessairement réduite mais elle est décalée à des horaires de plus faible charge du réseau. Ainsi, en France, pour des effacements de 30 minutes, le gisement de flexibilité dans l'industrie est d'environ 6 GW [Ade17]. 75 % du gisement industriel est regroupé dans quatre secteurs industriels en France :

la métallurgie qui regroupe la sidérurgie et la métallurgie des non-ferreux.

la «mécanique» qui regroupe la fonderie et le travail des métaux, la construction mécanique, la construction électrique, la construction automobile et la construction aéronautique et navale.

le papier qui regroupe les industries du papier.

la chimie qui regroupe la production d'engrais, la chimie minérale hors engrais, la production de plastiques, de caoutchouc synthétique et de textiles artificiel, la chimie organique hors plastiques et parachimie, et la pharmacie.

Parmi les processus industriels qui ont le plus gros potentiel de flexibilité, on compte les usages thermiques (four, chambres froides, moteurs, etc.) et les électrolyses [Ade17].

En regardant l'industrie avec un peu plus de recul, on se rend compte que durant les dernières décennies, le secteur industriel s'est attaché à faire du «lean manufacturing» c'est-à-dire à ordonnancer les processus industriels de sorte à avoir à tout moment un minimum de stock de produits intermédiaires sur un site de production. Désormais, les coûts de l'énergie poussent de plus en plus les industriels à organiser leur production en fonction des coûts variables de l'énergie [Hao+16]. Lorsque les contraintes d'approvisionnement en énergie électrique sont prises en compte, c'est-à-dire lorsque l'on cherche à rendre un procédé de production «flexible» du point de vue électrique, il est généralement préférable de reconstituer des stocks intermédiaires, de manière à pouvoir arrêter momentanément l'une des étapes du procédé (celle qui se prête le mieux à l'effacement électrique) sans pénaliser les autres. L'idée est donc de jouer sur les stocks pour s'accommoder des variations de disponibilité de l'énergie électrique.

Flexibilités tertiaires

Les flexibilités du secteur tertiaire en France représentent un gisement de 2,5 GW [Ade17] pour des effacements d'une demi-heure. Ce potentiel de flexibilité réside majoritairement dans les bureaux où les usages de l'électricité (chauffage, climatisation, etc.) peuvent être stoppés sur demande sans grande modification du confort des occupants grâce à une bonne isolation thermique.

Flexibilités des particuliers

À ces flexibilités du secteur tertiaire, il faut également ajouter les flexibilités des particuliers. Historiquement, **Électricité de France (EDF)** utilise une politique tarifaire jour/nuit : celle-ci a pour but de réduire la consommation en journée et de l'augmenter la nuit. Cela a été rendu possible grâce à la **Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM)** [Baz86], un ancêtre des **Courants Porteurs en Ligne (CPL)** utilisés actuellement par le projet *Linky*. Il s'agit d'envoyer un message court en se servant d'une fréquence «libre» sur le réseau électrique afin de changer la tarification de l'électricité des compteurs des clients.

Avec le développement des nouveaux usages, une habitation individuelle possède de plus en plus de moyens flexibles activables :

- toutes les charges thermiques dont l'utilisation peut être suspendue quelques dizaines de minutes grâce à de bonnes isolations,
- les charges liées à un stockage d'énergie électrique comme les **VÉ**,
- la production d'électricité qui peut être réduite sur demande à certains moments opportuns.

L'exploitation des flexibilités résidentielles est délicate car on doit agréger un grand nombre de telles flexibilités, par essence très diffuses, avant d'atteindre un poids suffisant pour être significatif du point de vue du réseau. Certains opérateurs s'y sont attelés, comme par exemple la société *Voltagis* [Vol17] en France. Une autre politique actuellement en vogue pour piloter les flexibilités au niveau résidentiel, qui a le mérite de la simplicité car elle ne nécessite pas d'agrégation à proprement parler, est celle de l'autoconsommation [Cre17], individuelle ou collective. Celle-ci consiste essentiellement à favoriser autant que possible la simultanéité de la consommation locale et de la production locale, autrement dit typiquement à jouer sur la flexibilité de la charge pour faire en sorte de placer de préférence la consommation d'électricité

dans les moments de fort ensoleillement (pour un autoconsommateur d'énergie photovoltaïque). L'impact bénéfique d'une telle politique sur les réseaux n'est cependant pas évident, notamment parce que des périodes de non-production prolongées sont possibles et que le réseau doit être capable d'alimenter les clients dans ces périodes ; la capacité de production et d'acheminement du réseau n'est donc pas nécessairement moindre pour un usager autoconsommateur que pour un pur consommateur ayant des caractéristiques similaires. Le modèle de l'autoconsommation mérite donc sans doute d'être encore précisé et amélioré ; les méthodes de pilotage de la flexibilité qui utilisent un tel contrôleur, au niveau du parc de charges et de générateurs d'un usager individuel (ou éventuellement d'une petite collectivité d'utilisateurs, par exemple dans un même immeuble), seront discutées dans cette thèse au chapitre 2.

1.2.4 Stockage

Les stratégies d'autoconsommation sont beaucoup plus faciles à mettre en œuvre lorsqu'un dispositif de stockage de l'énergie électrique est disponible : on a alors moins besoin d'avoir recours à la flexibilité des charges. Ce type d'utilisation du stockage existe déjà dans certains réseaux, par exemple en Allemagne, et ceci à une échelle qui n'est plus tout à fait marginale comme le montre la figure 1.9.

Plus généralement, dans le contexte général de la flexibilité et pas seulement dans celui de l'autoconsommation, le stockage peut remplacer les flexibilités en consommation, en se substituant à une source d'énergie plus traditionnelle, et en production, en stockant un surplus de production local. Du point de vue du réseau, un dispositif de stockage peut donc être vu comme un troisième type de flexibilité (en complément des flexibilités en consommation et en production), avec ses avantages (par exemple, la transparence du point de vue de l'utilisateur) et ses contraintes techniques (par exemple, la limitation de la quantité d'énergie stockée) propres.

De nouveaux acteurs émergent sur ce marché, comme la société *Sonnen GmbH* [son16 ; Ree17], qui commercialise des batteries individuelles à destination des particuliers, et un ensemble de produits et services complémentaires destinés à favoriser l'autoconsommation de l'énergie électrique produite par leurs clients.

De manière moins novatrice, le stockage sous forme d'énergie potentielle de pesanteur avec les barrages hydro-électriques reste très utilisé dans le monde.

1.2.5 Interconnexions

Les interconnexions sont aussi une source de flexibilités. Elles permettent de tirer partie des capacités de production ou de consommation des pays voisins. Sur ce point, la position géographique de la France lui permet de jouer un rôle de premier plan [Cre16].

En Europe, de nombreux projets d'interconnexions sont en projet. Sur la figure 1.10, on peut voir les nombreux projets de moyen terme recensés par **ENTSO-E** dans son **Ten Year Network Development Plan (TYNDP)** de 2016.

Parmi tous ces projets, on peut remarquer plusieurs grands pôles d'activités :

- Le premier en Allemagne et au Bénélux pour renforcer le réseau qui permet de répartir la grosse production éolienne du Danemark.
- Le second se situe autour de la Grande-Bretagne qui construit beaucoup de lignes sous-marines pour assurer son approvisionnement en énergie.
- Beaucoup de lignes en Italie, autour des Pouilles, car c'est une région de forte production solaire.

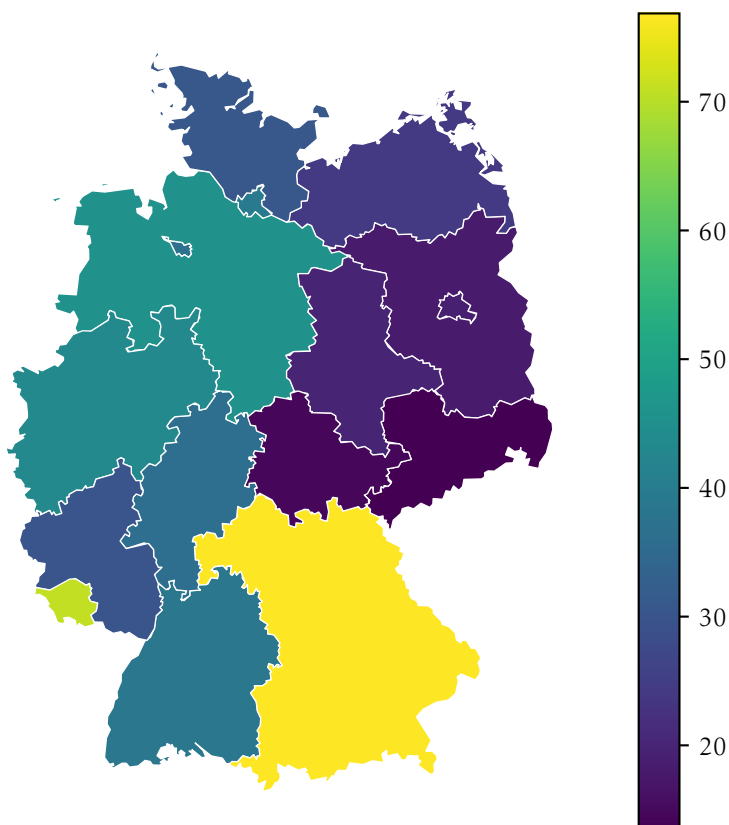


FIG. 1.9 : Pourcentage des nouvelles installations solaires avec un dispositif de stockage en 2016 en Allemagne [Fig+17]

- Quelques lignes dans les pays baltes pour renforcer leur coopération énergétique.

1.3 La flexibilité comme solution



Choix 1

Dans cette thèse, on se concentrera sur le réseau de distribution, là où les nouvelles flexibilités seront raccordées — et non pas sur le réseau de transport — et l'on s'intéressera exclusivement à l'une des missions du **GRD**, à savoir celle de gestion des flux de puissance.

L'accroissement du poids du **GRD** dans les fonctions de réglage du système est évidemment un sujet extrêmement important, mais il ne sera pas traité ici. Tout au plus nous bornerons-nous à noter que le problème auquel nous nous attaquons, à savoir la gestion des contraintes locales du réseau, est a priori plus complexe que l'équilibre production-consommation ; en effet, le maintien de l'équilibre production-consommation est une contrainte globale, unique pour

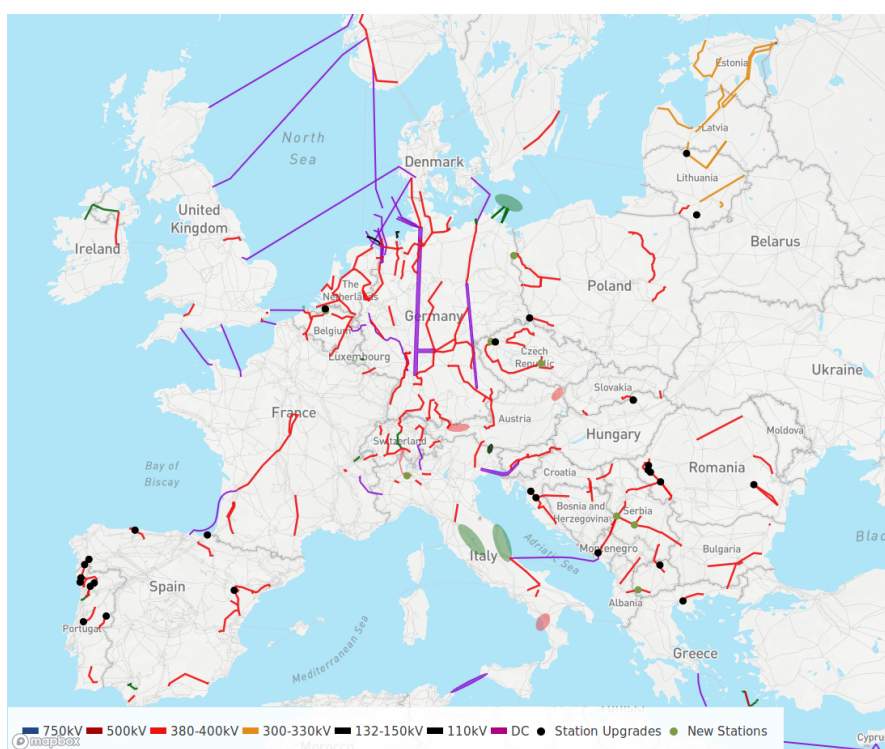


FIG. 1.10 : Projets d'interconnexion de moyen terme du plan TYNDP de 2016 (source : ENTSE [Ent18])

l'ensemble du système, tandis que le problème de gestion des flux de puissance dans le réseau de distribution nécessite de considérer une multitude de contraintes locales, que seules des flexibilités locales pourront résoudre. De ce point de vue, on peut pratiquement considérer que la difficulté principale consiste à résoudre le problème de gestion des flux de puissance, et que si l'on y parvient, la mise en place de mécanismes de gestion du système en résultera ensuite presque naturellement, comme une sorte de sous-produit.

En l'absence de moyen de supervision et de réglage appropriés, les GRD actuels appliquent la doctrine dite du *fit and forget* : lorsqu'un ouvrage du réseau est mis en service, on effectue préalablement une prévision — avec un certain niveau de risque — des «pires» flux de puissance auxquels l'équipement et le réseau alentour seront soumis sur toute la durée de vie attendue de l'ouvrage, c'est-à-dire sur plusieurs décennies, et l'on dimensionne le matériel de manière à ce que le réseau ait une capacité de transit suffisante pour garantir le transfert de ces flux.

Dans ces conditions, la fonction de «gestion des flux de puissance» dans le réseau de distribution est entièrement incluse dans la fonction dite de planification du réseau : on considère qu'en temps réel, c'est-à-dire à l'étape dite de conduite, on ne pourra plus faire grand chose pour modifier les flux. L'apparition des flexibilités change radicalement la manière dont la fonction de gestion des flux de puissance est mise en œuvre chez les GRD : il s'agira en effet à l'avenir d'une fonction de conduite à part entière, et non plus seulement d'une fonction de planification destinée à absorber le pire des cas.

1.3.1 Planification

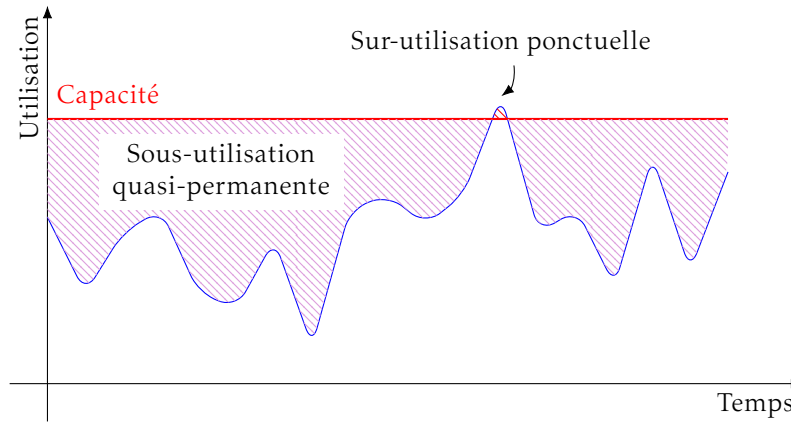


FIG. 1.11 : Situation actuelle

Sans entrer dans les détails des règles de planification dans un contexte de stratégie «fit and forget», règles qui sont de toute façon propre à chaque GRD, on peut retenir plusieurs points-clefs :

- L'information la plus élémentaire qui est utilisée pour dimensionner le réseau est la puissance souscrite (pour un usager consommateur) ou la puissance de raccordement (pour un usager producteur) des clients. Ces grandeurs fixent une borne supérieure à l'appel de puissance maximal⁵ réalisable par l'utilisateur consommateur, et à la production maximale pour un usager producteur.
- Les hypothèses qui permettent de déterminer les «pires» cas — en terme de flux de puissance sur un réseau de distribution — contre lesquels on souhaite se prémunir se basent en outre :
 - sur des hypothèses statistiques permettant de calculer le foisonnement des charges (qui est généralement substantiel) et celui des producteurs (qui est généralement très faible) ;
 - et sur des hypothèses relatives à l'état du réseau, qui peut être partiellement dégradé (par exemple en cas de travaux ou d'incident sur un ouvrage et reconfiguration du réseau en schéma de secours).
- Prévoir sur un horizon de plusieurs décennies l'évolution de la consommation — et a fortiori de la production — des usagers d'un réseau de distribution est un exercice très difficile; ceci est d'autant plus vrai que la zone considérée est géographiquement peu étendue (par exemple à l'échelle d'un réseau B_T). Ceci impose aux GRD de prendre des marges dans leurs calculs de dimensionnement pour couvrir le risque lié à l'incertitude sur le taux de croissance des usages.

⁵Pour être précis : dans le réseau B_T, qui nous intéressera particulièrement dans ce manuscrit, il est techniquement impossible que la puissance souscrite soit dépassée par l'utilisateur : un organe de coupure s'ouvre automatiquement en cas de dépassement. En moyenne tension, les dépassements de puissance souscrite sont généralement techniquement possibles mais pénalisés financièrement, de manière à fortement inciter les usagers à maîtriser leur pointe de consommation.

- Pour être complet, ajoutons que les mécanismes économiques qui rémunèrent les gestionnaires de réseaux ont aussi nécessairement un effet incitatif sur leur politique d'investissement. Cette difficulté n'est pas technique, contrairement aux précédentes, mais plutôt organisationnelle : elle découle du fait que l'activité de gestionnaire de réseau est un monopole naturel et doit donc être réglementée, notamment en matière tarifaire. D'autre part, en France (mais pas dans tous les pays), les gestionnaires de réseaux investissent dans une infrastructure qui ne leur appartient pas, puisqu'ils n'en sont que concessionnaires [Mig13]. On peut supposer que la réglementation, et le cas échéant la nature des relations contractuelles entre le concessionnaire et le concédant, ont un certain impact sur la politique d'investissement dans le réseau [Mig18].

Ces facteurs amènent ainsi les équipements des réseaux de distribution à être sous-utilisés la plupart du temps, sans que l'on puisse exclure (en raison des fortes incertitudes sur l'utilisation qui sera effectivement faite du réseau) des situations occasionnelles de sur-utilisation, comme montré sur la figure 1.11. La représentation de la figure 1.11 est très schématique : la «capacité» de l'axe des ordonnées doit être comprise comme une limite technique à ne pas dépasser. Cela peut être une contrainte de courant, une contrainte de puissance, voire une contrainte de tension. D'une manière plus générale, la planification d'un réseau a pour but de se prémunir contre trois principaux problèmes techniques :

Contrainte d'intensité. Le matériel utilisé pour construire un réseau (câbles et transformateurs essentiellement) est conçu pour supporter un courant maximal. Lorsque le courant effectivement transporté par ces objets est supérieur à cette limite, ledit matériel s'échauffe anormalement. Si la surintensité est de courte durée, cela n'a généralement pas d'effet visible à court terme, quoique la durée de vie de l'équipement puisse en être réduite. Si la situation de surintensité se prolonge, la surchauffe associée peut dans le pire des cas entraîner la destruction irréversible de l'ouvrage.

Contrainte de tension basse. Les GRD doivent assurer à chaque client de leur réseau une tension minimale. Un client approvisionné par une tension trop basse pourrait voir certains de ses appareils électriques moins bien fonctionner voire s'éteindre. En effet, les appareils électriques que nous possédons sont conçus pour être alimentés dans une certaine plage de tension, et plus généralement avec une onde de tension d'une certaine forme, spécifiée non seulement en termes d'amplitude mais aussi en termes de distorsion harmonique, etc.— c'est la notion de «qualité de l'onde de tension». Si l'onde de tension d'alimentation ne présente pas les qualités requises, notamment donc en terme de valeur minimale d'amplitude, le bon fonctionnement des équipements du client n'est plus garanti.

Contrainte de tension haute. De même qu'avec la contrainte de tension basse, il existe une contrainte de tension haute. Cette seconde contrainte de tension est plus problématique que la précédente, car un appareil électrique alimenté sous une tension trop haute peut subir un vieillissement accéléré, voire une destruction irréversible.

1.3.2 Limite de la méthode actuelle

Si l'équipement dont la courbe d'utilisation a été schématisée sur la figure 1.11 arrive finalement à saturation (c'est-à-dire plutôt en fin de vie du réseau, si les prévisions de croissance du GRD sont suivies), alors sa courbe d'utilisation pourrait ressembler à celle présentée sur la figure 1.12.

On y constate l'augmentation du risque de sur-utilisation prolongée, autrement dit l'atteinte d'un niveau inacceptable de risque de contrainte. Si une nouvelle étude de planification était

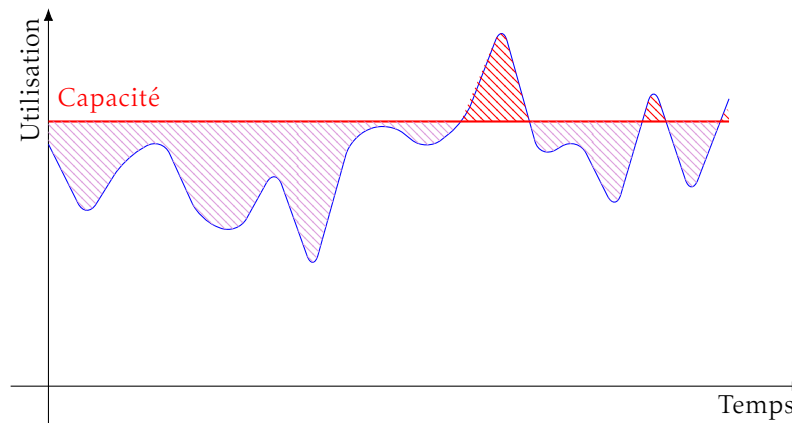


FIG. 1.12 : Situation à venir

réalisée avec les règles actuelles de dimensionnement, un renforcement du réseau serait décidé et on se retrouverait alors dans la situation décrite sur la figure 1.13.

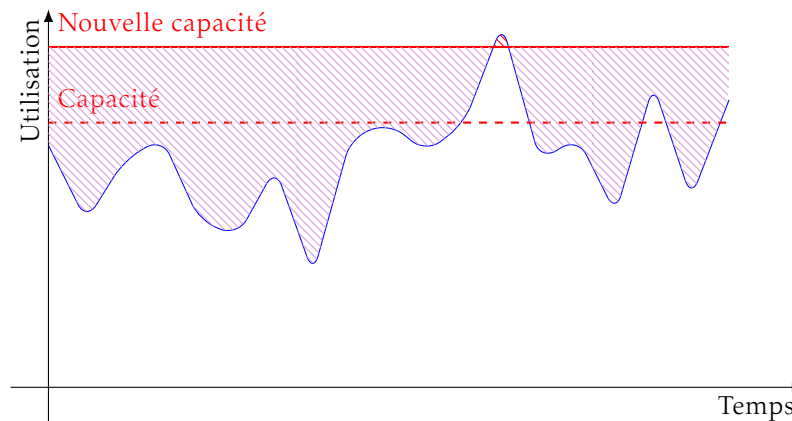


FIG. 1.13 : Dimensionnement actuel trop coûteux

Sur cette figure, des composants du réseau électrique ont été changés afin de répondre aux règles de planification standard : le diamètre de certains câbles a été augmenté, tel transformateur a été remplacé par un autre de puissance nominale supérieure, etc. Aux coûts des composants eux-mêmes, il faut également ajouter les coûts d'intervention, de sous-traitance, de voirie, etc. ainsi que la gêne potentiellement occasionnée pour les usagers de l'électricité ou de la voirie pendant les travaux.

Or, la situation décrite ici risque de se produire de plus en plus fréquemment à l'avenir, en raison de la croissance des nouveaux usages tels que le véhicule électrique et la production de moyenne et faible puissance (typiquement solaire). Les GRD risquent donc de devoir investir lourdement dans le réseau dans les années à venir, pour pouvoir disposer d'une infrastructure qui restera malgré tout sous-utilisée la plupart du temps ; cette situation a le mérite de la simplicité (le renforcement étant une solution parfaitement maîtrisée par les gestionnaires de réseau) mais n'est guère satisfaisante économiquement à une époque où les solutions *flexibles*,

décrites dans la sous-section suivante, apparaissent de plus en plus accessibles du point de vue technique.

1.3.3 Solution flexible

La prise en compte de la flexibilité des nouveaux usages offre une autre solution de planification pour les réseaux de distribution. Celle-ci se traduirait par la courbe d'utilisation de la figure 1.14.

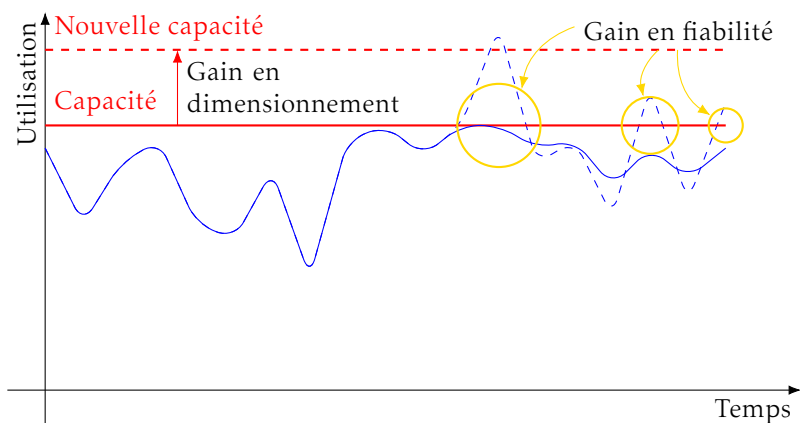


FIG. 1.14 : Solution flexible

Le pilotage des usages flexibles a permis de réduire la pointe de consommation et par ailleurs de réduire le temps passé à sur-utiliser (et donc potentiellement à détériorer) les équipements. Cela fait donc apparaître deux gains distincts :

- un gain en fiabilité : dans la conduite en temps réel des opérations, le mécanisme d'activation des flexibilités a permis de davantage respecter les contraintes techniques du matériel déployé. Cela se traduit par une réduction des coûts d'exploitation (usure du matériel, gêne pour les usagers...).
- un gain en dimensionnement : le renforcement du réseau a pu être reporté voire annulé grâce au déploiement d'un mécanisme de flexibilité. Cela se traduit par une réduction des coûts d'investissement.



Important

Le prix à payer pour réaliser ces gains est la mise en place d'un mécanisme permettant fondamentalement d'*organiser le foisonnement* des usages, c'est-à-dire de réduire la concomitance des appels de puissance des différents usagers du réseau.

1.3.4 Mécanisme d'activation des flexibilités

L'existence de flexibilités, c'est-à-dire de dispositifs flexibles en aval-compteur, est bien entendu une condition *sine qua non* à la mise en œuvre d'un réseau de distribution d'électricité

«actif», flexible. Mais l'existence de ces moyens de réglage électrotechniques ne suffit pas : il faut aussi préciser de quelle manière ces flexibilités seront activées par le **GRD**, et le cas échéant par les autres acteurs (voir la section 1.4). Ceci pose d'intéressantes et riches questions de diverses natures, notamment de nature contractuelle, mais dans ce manuscrit nous adopterons principalement une approche technique de la question.



Important

Autrement dit, nous poserons ainsi le problème : par quel enchaînement de mesures, de calcul et de communications, parviendra-t-on à passer d'une situation de contrainte en tension ou en courant sur le réseau de distribution, à une situation où cette contrainte a été éliminée par l'action des flexibilités environnantes ?

Dans ce manuscrit, un tel système d'information sera appelé un «mécanisme d'activation des flexibilités», et cet objet joue un rôle central dans nos travaux de thèse. Nous considérons en effet le problème de la conception de bons mécanismes d'activation des flexibilités comme l'une des plus importantes questions ouvertes actuellement dans la communauté de la recherche sur le thème des réseaux électriques. Ce manuscrit propose un certain nombre d'outils intellectuels et informatiques destinés à faciliter les travaux de recherche futurs en matière de conception des mécanismes d'activation des flexibilités. Cependant, au risque de décevoir, précisons d'emblée qu'il n'a pas la prétention de résoudre cette question.

1.3.5 Infrastructure informatique et de télécommunication

La mise en œuvre d'un mécanisme de gestion des flexibilités dans le réseau de distribution nécessite comme on l'a vu la présence :

- d'un parc suffisant de dispositifs flexibles, tels que décrits ci-dessus dans la section 1.2,
- et d'un mécanisme d'activation des flexibilités, au sens de la section 1.3.4.

Le dernier ingrédient indispensable est une infrastructure informatique matérielle sur laquelle le mécanisme logiciel d'activation des flexibilités s'exécutera.

De nombreuses possibilités sont envisageables en utilisant par exemple les nombreuses connexions à Internet des particuliers et des entreprises, des liaisons sans fil à faible consommation énergétique (*Sigfox*, *LoRa*, etc.), ... Cependant, du point de vue du **GRD**, une infrastructure télécom vient naturellement à l'esprit : l'infrastructure de comptage communicant, qui constitue un investissement déjà consenti et dont les capacités résiduelles pourraient être valorisées ; qui, dans le cas du **CPL**, n'utilise que des moyens propres au **GRD** et n'induit ni dépendance, ni coûts vis-à-vis des opérateurs télécoms tiers ; qui, par construction, offre une couverture quasi-complète des usagers du réseau électrique⁶ ; et qui est déjà une infrastructure «cyber-physique», autrement dit une infrastructure télécom couplée au réseau électrique, puisque les compteurs communicants constituent non seulement une sorte de passerelle télécom vers l'utilisateur final, mais aussi un capteur — de puissance active et réactive, de tension — et un actionneur — via l'organe de coupure et le relais électromécanique que la plupart des compteurs communicants contiennent.

⁶La communication en **CPL** sur le réseau **Bt** est soumise à de nombreuses perturbations et ne peut sans doute pas prétendre à une couverture absolument complète de la clientèle du **GRD**, mais les zones blanches du réseau **CPL** resteront a priori bien plus réduites que celles des réseaux aériens à haut débit.

La question de l'infrastructure matérielle télécom et informatique sur laquelle les fonctions «smart grids» s'exécuteront dans le futur est actuellement l'objet de débats dans l'industrie électrique, et n'est pas tranchée. Les technologies sans fil récentes déployées pour le transfert de données vers des terminaux mobiles, comme la 4G actuelle et la future 5G, ont notamment de nombreux partisans, qui mettent en avant les extraordinaires capacités de ce type de réseaux. Cependant, pour les raisons évoquées au paragraphe précédent, on peut supposer que l'infrastructure télécom de comptage jouera également un rôle-clé dans l'exécution des fonctions smart grids.

Quoi qu'il en soit, le point important selon nous est le suivant : au même titre que la nature (électrotechnique) des flexibilités et la logique du mécanisme d'activation des flexibilités, l'infrastructure informatique et télécom sera un élément crucial du futur réseau de distribution flexible. Il est donc nécessaire, dans toute réflexion relative à la conception d'un tel réseau, de se poser la question des technologies informatique et télécoms utilisées, d'évaluer la charge de calcul et de communication que les fonctions «smart grids» généreront, d'estimer en conséquence les capacités minimales des moyens de calcul et de communication nécessaires à la bonne exécution des fonctions «smart grids», de qualifier la robustesse de ces fonctions vis-à-vis d'une défaillance de l'infrastructure informatique et télécoms sous-jacente, etc. Autrement dit encore : dans nos réflexions sur la mise en place d'outils de conception des futurs mécanismes d'activation des flexibilités, il sera nécessaire de prévoir des outils de modélisation du réseau télécom.

1.4 La flexibilité comme une ressource partagée

On peut également voir la flexibilité électrique comme une ressource, que différents acteurs peuvent souhaiter consommer : gestionnaire du système électrique (pour l'équilibrage production-consommation), **GRT** et **GRD** (pour lutter contre les congestions sur leurs réseaux respectifs), mais aussi producteurs (pour déplacer la charge vers les périodes où le coût marginal de production est faible), responsables d'équilibre...

Or la flexibilité est une ressource très particulière : lorsqu'un acteur décide de la «consommer», il entraîne dans son choix tous les autres acteurs. C'est là un point très important : dans le langage des économistes, la consommation de flexibilité par l'un des acteurs du système électrique induit une *externalité*, qui peut être positive ou négative, sur les autres acteurs. Dans le cas où cette externalité est négative, il se peut très bien que l'opération soit contre-productive du point de vue global, autrement dit, que l'activation d'une flexibilité détruit plus de valeur par le biais de ses externalités négatives, qu'elle n'en crée chez son consommateur et potentiellement par le biais de ses externalités positives.

Un exemple d'externalité négative a été mis en évidence lors du projet *GreenLys* [**Bau15**]. Ce démonstrateur avait entre autres pour objectif d'étudier les effets des effacements sur le réseau électrique. Ce démonstrateur comprenait deux zones de tests : Grenoble et Lyon.

Le scénario étudié était le suivant. Le **GRT** français, **RTE**, qui a une vision nationale de la consommation et de la production électrique, active des effacements sur une durée de 30 minutes lors du pic de consommation nationale, c'est-à-dire le soir vers 19 heures. L'effacement ainsi réalisé a l'effet attendu pour **RTE** : la consommation nationale est réduite dans une plage horaire tendue. Néanmoins, ces déclenchements ont ensuite des externalités négatives au niveau local : en effet, le pic de consommation nationale a certes lieu à 19 heures, mais le pic de consommation local, sur le poste-source considéré, a lieu vers 19 heures 30. Or l'activation des flexibilités vers 19 heures, pour une durée d'une demi-heure, place précisément le moment du rebond de l'effacement vers 19 heures 30. Le transformateur du poste-source étudié (poste de Vaise, à Lyon) se trouve alors en surcharge.

Ceci laisse penser qu'un bon mécanisme économique d'allocation de la ressource «flexibilité» électrique, lorsque le réseau — et non plus seulement le système — est pris en considération, ne peut malheureusement pas être simple : on peut même supposer au contraire que tout bon mécanisme d'allocation des flexibilités, économiquement efficace, sera en fait assez complexe, car fortement influencé par des considérations techniques liées à la physique du réseau.

Le problème de conception d'un tel mécanisme est donc manifestement très délicat. Ce type de question est généralement désigné sous le terme de «problème de conception du marché» (ou de *market design*, ce terme étant généralement le plus employé, même parmi les francophones) dans la communauté des économistes. Cette terminologie ne nous semble pas tout à fait appropriée ici, car le mécanisme complexe que l'on imagine n'aura sans doute selon nous qu'une lointaine ressemblance avec le marché idéal des économistes, et nous lui préférons donc notre dénomination de «mécanisme d'activation des flexibilités». Il n'en reste pas moins intéressant de garder en tête le point de vue des économistes, c'est-à-dire essentiellement la question de la recherche de règles de fonctionnement qui promouvront l'efficacité économique globale, dans un monde d'acteurs approximativement rationnels et mus par leur intérêt propre, lorsque l'on réfléchit à la conception d'un bon mécanisme d'activation des flexibilités.

Concrètement, dans le cadre de cette thèse, la conclusion à tirer de cette observation est la suivante : bien que l'on ait choisi de se concentrer ici sur le rôle éminemment important du GRD dans la gestion des flexibilités, on mettra en place des éléments permettant de modéliser les autres acteurs, et ceci :

- du point de vue technique : en prévoyant par exemple la possibilité de simuler un scénario où le GRD fait face à une contrainte générée par les externalités négatives de flexibilités activées par un tiers,
- et du point de vue économique : en modélisant par exemple le périmètre économique de tel ou tel acteur : par exemple, un agrégateur de flexibilités, de manière à pouvoir ensuite étudier la viabilité de son modèle économique.

1.5 Positionnement de la présente thèse

Nous sommes maintenant en mesure de présenter succinctement le positionnement des travaux qui seront présentés dans ce manuscrit.

Premièrement, on part du présupposé selon lequel l'évolution vers un système électrique fortement décentralisé, au sens de la section 1.1.3, est inéluctable dans le cadre de la transition énergétique.

Deuxièmement, on reconnaît le fait que cette évolution est un immense chantier, qui présente des difficultés considérables : exploiter les flexibilités raccordées au réseau de distribution est un véritable défi technique, à la fois du point de vue électrotechnique et du point de vue des technologies de l'information ; mais c'est aussi un défi organisationnel, économique (au sens de la section 1.4), réglementaire, contractuel, et l'on pourrait même dire sociologique, dans la mesure où cela remettrait en cause l'impression de disponibilité permanente de l'électricité qui est profondément ancrée aujourd'hui chez les usagers des pays développés.

Troisièmement, le réseau électrique est un objet qui se prête difficilement à l'expérimentation directe : pour de multiples raisons, qui vont des contraintes réglementaires à l'impératif de sécurité, en passant par la longue durée de vie des ouvrages (qui s'oppose à la volonté de

remplacer les équipements existants par d'autres alors que ceux qui sont en place n'ont pas atteint leur durée de vie), l'intensité capitalistique du secteur (qui rend certains types d'expérimentation très coûteux), et l'immense difficulté que présente le recrutement d'utilisateurs lambda volontaires pour jouer le rôle de cobayes dans des expérimentations «smart grids», il est extrêmement difficile d'effectuer de telles expérimentations, notamment dès lors qu'elles impliquent la flexibilité des usagers, in situ sur un réseau réel.

En complément, et non pas bien sûr en substitution de l'expérimentation *in situ* qui reste absolument indispensable, l'expérimentation «*in silico*» apparaît donc comme un moyen très prometteur de concevoir les mécanismes d'activation des flexibilités qui seront ensuite expérimentés *in situ*, puis déployés à grande échelle dans le futur. À l'évidence, la simulation ne répondra pas à toutes les questions que pose l'intégration au système électrique de la flexibilité ; en particulier, elle ne sera a priori pas d'un grand secours pour prévoir l'évolution des comportements humains face à un système qui pourrait être perçu comme intrusif ou déshumanisant. En revanche, on peut raisonnablement attendre d'une étude réalisée par simulation qu'elle permette de lever les incertitudes techniques, tant du point de vue électrotechnique que du point de vue du système d'information ; qu'elle permette de réaliser des calculs économiques, de manière à concentrer les efforts vers les «bonnes» technologies, à choisir les bons modèles économiques et les formes de régulation adaptées ; etc.

La simulation devrait donc devenir un outil d'aide à la décision crucial dans les années à venir pour l'ensemble des acteurs, qui l'utiliseront afin de peaufiner autant que possible leurs études théoriques avant de passer à l'expérimentation ; autrement dit, afin de réserver l'expérimentation *in situ* à l'étude des questions auxquelles les modèles mathématiques et les outils de simulation informatique ne peuvent pas actuellement fournir de réponse satisfaisante, au lieu d'utiliser ce moyen complexe et coûteux pour établir des conclusions que l'on aurait pu atteindre de manière plus satisfaisante par le biais de «simples» calculs sur ordinateur — si tant est que l'on puisse qualifier de «simple» un calcul de simulation de réseau de distribution flexible. La suite de ce manuscrit fait en effet apparaître un certain nombre de raisons pour lesquelles ce type de simulation est en réalité assez délicat.



Choix 2

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressons à la gestion des flux de puissance dans le réseau ; gestion qui vise à éviter l'apparition de toute forme de congestion.

Pour mener à bien cette tâche, nous avons besoin d'un nouvel outil qu'il faut concevoir et réaliser.



Choix 3

Il faut donc nous demander : quelles seraient les caractéristiques du logiciel de simulation «idéal» qui pourrait jouer le rôle d'outil de conception des réseaux de distribution actifs du futur ?

La réponse a déjà été évoquée dans les grandes lignes dans cette introduction, et les principaux ingrédients d'un tel outil de simulation sont en effet :

- la modélisation électrotechnique du réseau de distribution, évidemment, afin de capturer le phénomène de congestion dont l'élimination motive l'ensemble des travaux présentés ici ;
- la modélisation des différents dispositifs flexibles situés en aval-compteur ;
- une architecture logicielle générique permettant de modéliser à la demande différents mécanismes d'activation des flexibilités ;
- des éléments de modélisation de l'infrastructure de calcul et de communication sous-jacente, ou en tout cas du réseau télécom ;
- une modélisation technique et économique minimale des acteurs tiers, autres que le GRD et l'utilisateur flexible.

Les détails de chacun de ces éléments sont précisés dans le reste de ce manuscrit, dont l'organisation est présentée dans la section 1.7.

1.6 Contributions

Les contributions de cette thèse se divisent en quatre grandes catégories.

1.6.1 Cadre unifié pour le contrôle des flexibilités

Après une réflexion de fond sur les différents types de contrôles existants et ceux déjà employés dans le monde de l'ingénierie électrique, nous proposons un cadre unifié des contrôles pouvant être mis en place pour servir la résolution du problème qui nous intéresse à savoir la modélisation de l'activation de la flexibilité.

1.6.2 Logiciel de simulation

Nous considérons que les logiciels commerciaux actuellement disponibles pour l'étude des réseaux de distribution d'électricité, et qui n'ont pas été conçus dès le départ pour la simulation des réseaux *flexibles*, sont mal adaptés pour étudier de tels réseaux. Suite à notre réflexion sur le cadre conceptuel unifié pour le contrôle des flexibilités, nous avons implémenté l'infrastructure logicielle correspondante. Le travail a été donc à la fois un travail de conception et de programmation d'un logiciel de simulation de réseau électrique flexible, baptisé *Simulec*.

1.6.3 Démonstration de l'utilité des flexibilités

Grâce aux expérimentations numériques rendues possible par notre logiciel de simulation, nous montrerons que la structure de comptage intelligente qui est déjà déployée à large échelle permet de résoudre un certain nombre de problèmes de congestions dans les réseaux BT.

1.6.4 Feuille de route

Le simulateur *Simulec* permet d'ouvrir le champ des possibles en offrant une panoplie de nouveaux scénarios de simulation. Nous souhaitons faire part de nos réflexions sur le sujet.

1.7 Organisation du manuscrit

Le chapitre 2 contient un tour d’horizon des différentes méthodes déjà employées pour contrôler les réseaux de distribution d’électricité.

Le chapitre 3 présente le problème que nous souhaitons résoudre ainsi que les réflexions théoriques que nous avons menées autour de celui-ci.

Le chapitre 4 présentera ensuite en détails notre implémentation d’un logiciel de simulation de réseau de distribution d’électricité flexible, *Simulec*, et ses avantages par rapports aux logiciels existants.

Le chapitre 5 présente des exemples concrets d’utilisation du logiciel de simulation du chapitre 4. Les données nécessaires aux simulations et les critères d’évaluation de l’efficacité des flexibilités déployés dans les réseaux **Bt** y seront également détaillés.

Le chapitre 6 montre que bien d’autres possibilités sont offertes par le logiciel développé au cours de cette thèse qu’il conviendrait d’étudier plus en avant.

In fine, le chapitre 7 ajoute une conclusion à ce manuscrit.

Chapitre 2

État de l'art et formalisation du problème de conduite des flexibilités

Sommaire

2.1 Modélisation des flexibilités	28
2.1.1 Flexibilité en production	29
2.1.2 Flexibilité en consommation	29
2.2 Flexibilités (très) étudiées dans la littérature	32
2.2.1 Gestion énergétique du bâtiment	32
2.2.2 Recharge de Véhicules Électriques (VÉ)	32
2.2.3 Effacement indirect par le biais de la tension	33
2.3 Cas d'usages	34
2.3.1 Gestion du transit poste-source	34
2.3.2 Autres types de contraintes	35
2.4 Outils mathématiques proposés	35
2.4.1 Méthodes d'optimisation	35
2.4.2 Systèmes Multi-Agents (SMA)	39
2.4.3 Méthodes inspirées des réseaux télécoms	40
2.4.4 Formalisme issu de l'automatique	41
2.5 Les niveaux de contrôle	43
2.5.1 Contrôles locaux	44
2.5.2 Contrôles domestiques	44
2.5.3 Contrôles globaux	45

Après avoir exposé dans le chapitre 1 précédent le contexte de notre travail, et donné un aperçu des différentes contributions de ce manuscrit, nous allons maintenant présenter l'état de l'art en matière de pilotage des flexibilités dans les réseaux de distribution électrique.

Rappelons pour commencer que les flexibilités peuvent rendre différents services à différents acteurs du système électrique, mais que nous nous concentrons dans cette thèse sur leur utilisation en vue de la gestion des congestions, et plus précisément la gestion des congestions sur le

réseau de distribution. Ceci exclut donc toutes les applications liées à l'équilibre production-consommation au sens large, qu'il s'agisse des mécanismes de réglage de court terme (réglage de fréquence, dite réserve primaire [de puissance active]), ou de mécanismes de plus long terme (depuis le mécanisme d'ajustement jusqu'au marché de capacité). Nous ne discuterons donc, dans l'état de l'art présenté ci-dessous, que les contributions liées à la gestion des congestions.



Choix 4

Comme cela a été expliqué dans la section 1.5, nous considérons que la gestion des congestions est un problème plus fondamental que celui de l'équilibre production-consommation ; nous avons donc choisi de nous concentrer sur ce problème fondamental, en ignorant temporairement les autres par souci de simplification.

La section 2.1 est consacrée à la littérature portant, en toute généralité, sur la question de la *modélisation* des flexibilités, c'est-à-dire sur la question suivante : une fois identifié un certain gisement de flexibilité, point qui a été discuté dans la section 1.2, que se passera-t-il précisément si l'on entreprend d'exploiter ce gisement ? Comment la courbe de charge se déformera-t-elle, notamment, sous l'effet de l'envoi de telle ou telle consigne d'effacement ?

Les sections suivantes constituent une tentative d'ordonner la littérature foisonnante sur le thème des «smart grids», et plus précisément sur la question du pilotage des réseaux de distribution flexibles, en proposant différentes grilles de lectures : selon le type de gisement de flexibilité que l'on souhaite exploiter, selon le cas d'usage, selon le formalisme théorique employé par les auteurs, et enfin selon la «structure» du mécanisme de pilotage envisagé.

La section 2.2 présente quelques travaux consacrés plus spécifiquement à la modélisation de la flexibilité des deux types de charges «complexes» les plus étudiés dans la littérature : les «bâtiments intelligents» et les VÉ.

La section 2.3 présente quelques contributions que l'on peut trouver dans la littérature en les présentant sous l'angle du cas d'usage visé : quel type de contrainte cherche-t-on à gérer ?

La section 2.4 discute les approches qui ont été proposées par les chercheurs, du point de vue du formalisme retenu : différentes techniques d'optimisation, ainsi que le formalisme des méthodes multi-agents, y sont passés en revue, ainsi que des approches inspirées par les travaux qui ont été réalisés dans le domaine de la gestion des congestions dans les réseaux télécoms, ou encore dans la communauté de l'automatique. C'est ce dernier formalisme, celui des automaticiens, qui a le plus influencé les travaux présentés dans cette thèse ; après la présentation de l'état de l'art qui est proposée dans ce chapitre, le chapitre suivant exposera le vocabulaire et la modélisation que nous avons retenus, et qui sont fortement inspirés par la communauté du contrôle.

Enfin, la section 2.5 discute les travaux existants vus sous l'angle du «niveau» de contrôle : le réseau de distribution est en effet organisé naturellement selon une structure hiérarchique, sous forme d'un arbre dont la racine est le poste-source et les feuilles sont les équipements électriques de l'utilisateur, et il est intéressant de classifier les mécanismes de conduite de la flexibilité en fonction du niveau hiérarchique concerné, et des échanges d'information entre différents niveaux hiérarchiques.

2.1 Modélisation des flexibilités

La modélisation des flexibilités est un point crucial qui détermine les possibilités ultérieures de pilotage. Distinguons deux types de flexibilités : la flexibilité en production et la flexibilité en

consommation.

2.1.1 Flexibilité en production

La flexibilité en production est un peu plus simple à appréhender et à mettre en œuvre que celle en consommation. Chez les clients résidentiels possédant un moyen de production (majoritairement des panneaux solaires), l'onduleur est capable à tout moment de réguler, dans certaines limites techniques, la puissance active et réactive injectée dans le réseau. Une telle régulation s'effectue au niveau du logiciel embarqué dans l'onduleur, et est donc relativement facile à mettre en œuvre et peu coûteuse a priori, tant que le manque à gagner éventuellement subi par le producteur en cas d'effacement de production reste modeste. Les détails de notre modélisation des panneaux solaires seront donnés dans la section 4.3.1.

La modélisation de la flexibilité des producteurs en puissance active revient donc essentiellement à estimer ce que serait la production théorique (sans régulation) de l'installation de production : ensuite, sous l'effet de consignes d'effacement, la production effective sera potentiellement inférieure et généralement égale à la production théorique. Dans le cas le plus répandu, celui de la production photovoltaïque, la courbe de production théorique dépend directement de l'ensoleillement reçu par les panneaux et des paramètres techniques de l'installation (surface et technologie des panneaux, orientation et inclinaison, dimensionnement et rendement de l'onduleur...). Ces données sont relativement faciles à trouver ; il existe notamment un grand nombre de bases de données ouvertes de courbes de production de panneaux solaires qui permettent d'alimenter un modèle de flexibilité en production [Shi+18].

La modélisation de la flexibilité des producteurs en puissance réactive est un peu plus subtile. La zone accessible à un convertisseur donné dans le plan (P, Q) (puissance active, puissance réactive) dépend de la marque et du modèle de l'onduleur, de son dimensionnement, etc., et n'est pas toujours facile à trouver. Cependant, en première approximation, on considère généralement que cette zone accessible est un demi-disque, autrement dit que la zone accessible est de la forme¹

$$\begin{cases} P^2 + Q^2 \leq (S^{\max})^2, \\ P \leq 0, \end{cases}$$

où S^{\max} est la puissance nominale de l'onduleur (cf. figure 4.9).

2.1.2 Flexibilité en consommation

La modélisation de la flexibilité des consommateurs en puissance active est plus délicate. Lorsqu'un ordre d'effacement est envoyé à un client, cela entraîne par définition une baisse de la consommation du dit client : le rechargement de la $VÉ$ s'arrête durant le temps demandé, le chauffage s'arrête, ... Or, contrairement au cas de la flexibilité en production, une baisse temporaire de consommation induit des effets ultérieurs sur la courbe de charge, après la fin de la période d'effacement : il se produit en effet généralement les deux effets suivants en terme de puissance et d'énergie, qu'il nous faut donc modéliser :

- un *effet rebond* : la puissance consommée par un client a été réduite. Lorsqu'il peut à nouveau consommer davantage, la puissance qu'il va soutirer est généralement supérieure à celle qu'il aurait soutirée en l'absence d'effacement.
- un *effet report* : l'énergie qui n'a pas été consommée sur la période d'effacement, le sera probablement de toute façon. La consommation d'énergie n'est donc que repoussée dans un avenir proche.

¹ On choisit de compter négativement la puissance produite et injectée sur le réseau par un producteur.

Ces deux effets sont illustrés sur la figure 2.1. Noter que la notion de «rebond» désigne un delta de puissance, tandis que la notion de «report» désigne un delta d'énergie, entre les deux courbes de charge.

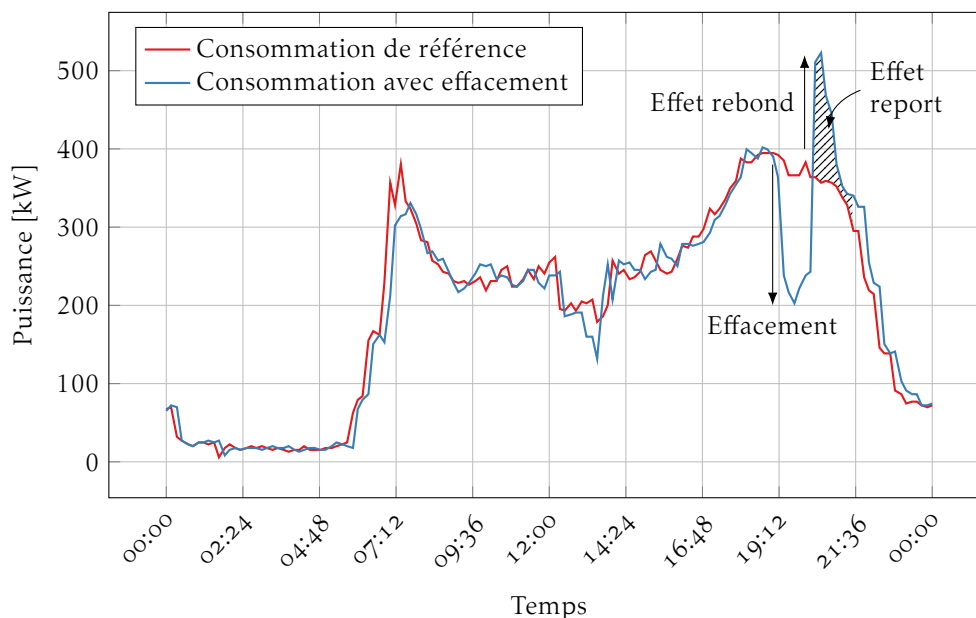


FIG. 2.1 : Exemple d'effacement réalisé lors du projet *GreenLys* [Wik12]

Les notions de rebond et de report sont cruciales, notamment celle de rebond, car cet effet produit *de facto* une augmentation de la puissance qui transite sur le réseau. Or le réseau est essentiellement dimensionné par les pointes de puissance ; par conséquent, si l'effet rebond se produit au moment de la pointe de consommation, il a l'effet négatif de réduire les marges opérationnelles sur le réseau, voire de mettre le réseau en contrainte. Il est donc essentiel d'estimer correctement les effets secondaires d'un effacement de consommation, par exemple en les quantifiant aussi précisément que possible à l'aide des notions de rebond et de report.

Des travaux d'estimation de l'amplitude de l'effet rebond et de l'effet report ont déjà été accomplis par la communauté scientifique et les industriels, notamment dans le cadre de démonstrateurs. Deux types d'approche peuvent être adoptés :

- on peut choisir de réaliser des effacements réels sur un panel d'utilisateurs volontaires, et mesurer *in situ* leur courbe de charge post-effacement. Cette solution est très complexe et coûteuse à mettre en œuvre, et se heurte à l'épineuse question de l'estimation de la courbe de charge de référence : quelle puissance le client *aurait-il appelée* si la consigne d'effacement n'avait pas été envoyée ? Malgré ces inconvénients, la mesure *in situ* reste un moyen incontournable, le seul qui soit susceptible notamment de nous renseigner sur le comportement humain face à un mécanisme d'effacement. De telles mesures ont été mises en œuvre notamment dans le projet *GreenLys* [Wik12].
- On peut également choisir une solution *in silico* en simulant l'aval-compteur : c'est cette approche qui est proposée dans ce manuscrit. Elle suppose la disponibilité d'un modèle incluant les réactions de l'utilisateur, mais elle est beaucoup plus facile à mettre en œuvre, et elle permet de calculer avec le même jeu d'hypothèses les deux types de courbes de charge :

courbe de référence, et courbe avec effacement. Ce dernier avantage est un argument très fort et très général en faveur des études par simulation : elles permettent d'accéder à des informations qui sont, en pratique, inaccessibles à la mesure.

Bien que de nombreux travaux universitaires et de nombreux démonstrateurs aient déjà été consacrés à la question de la modélisation des flexibilités, les résultats qui ont été obtenus jusqu'à présent ne sont pas encore tout à fait satisfaisants, pour plusieurs raisons :

- Les travaux actuels ne sont **pas assez spécifiques à tel ou tel type de charge**. Or les effets de rebond et de report dépendent du matériel installé chez les clients. Par exemple, un parc de **VÉ** aura probablement tendance à avoir un effet rebond faible mais un report d'énergie de l'ordre de 100 % de l'énergie effacée, alors qu'un parc de dispositifs thermiques — par exemple des appareils de chauffage électrique — aura un effet rebond important : la fin de l'ordre d'effacement aura pour effet de synchroniser l'appel de puissance d'un ensemble de charges qui, en raison de leur intermittence, auraient probablement foisonné en l'absence de consigne d'effacement.
- À moins que le mécanisme de flexibilité ne soit totalement automatisé et ne laisse à l'utilisateur aucune possibilité de déroger à la consigne d'effacement, **la réponse à cette consigne dépendra du comportement humain** [Gou+14] — ce qui complique évidemment beaucoup sa modélisation. De nouvelles expérimentations *in situ* seraient nécessaires pour appréhender correctement l'acceptabilité par l'utilisateur des mécanismes de flexibilité, en tout cas de ceux qui ne lui sont pas absolument transparents.
- Les principaux logiciels de modélisation des réseaux électriques attendent en entrée des courbes de charges pour chaque client [Mon+17 ; Dig17]. Cela signifie que la modélisation de ce qu'on appelle l'«aval-compteur» n'est pas prise en charge par ces logiciels, alors que c'est précisément là que se trouve toute la complexité de la flexibilité. La méthode généralement retenue dans les études sur le sujet est donc de modifier les courbes de charge à l'extérieur de l'outil de simulation du réseau électrique, pour créer manuellement deux versions de la courbe de charge en question, de manière à pouvoir ensuite comparer les résultats de simulation avec et sans effacement. Ceci n'est pas satisfaisant car cette méthode ne permet de simuler que des mécanismes dans lesquels les effacements sont vus par le **GRD** comme exogènes ; or, lorsque l'on étudie la gestion des congestions dans le réseau de distribution, ce n'est bien sûr pas le cas : les flexibilités doivent alors être activées par des événements endogènes à la simulation, comme le dépassement d'une certaine limite de tension en un certain point du réseau. Autrement dit, **un logiciel bien adapté à l'étude des flexibilités dans le réseau de distribution doit nécessairement modéliser conjointement, de manière intégrée, le réseau électrique et l'aval-compteur**. Les logiciels de simulation existants n'ont pas cette caractéristique, ce qui limite la portée des études que l'on peut réaliser en les utilisant.

Pour finir, ajoutons que la production ou consommation de puissance réactive des consommateurs n'est généralement pas considérée comme un levier de flexibilité, faute d'être facilement contrôlable. On pourrait tout de même imaginer pouvoir régler à l'avenir ce paramètre pour certaines charges, notamment celles qui sont interfacées au réseau par un convertisseur en électronique de puissance comme dans le cas des bornes de recharge des **VÉ**. Cette idée reste cependant encore assez prospective et n'aurait de sens que si le mécanisme de flexibilité envisagé générerait un revenu suffisant, du point de vue de l'utilisateur, pour justifier le surcoût de l'équipement par rapport à celui d'une charge identique sans capacité de réglage en puissance réactive.

2.2 Flexibilités (très) étudiées dans la littérature

Cette section présente les travaux consacrés aux deux types de charge «complexes» les plus étudiés dans la littérature sur les flexibilités en consommation : les bâtiments et les VÉ.

2.2.1 Gestion énergétique du bâtiment

Les bâtiments, c'est-à-dire notamment du point de vue électrique les charges de type «**Heating, Ventilation and Air Conditioning (HvAC)**», constituent du point de vue du réseau une charge complexe, dotée d'un certain potentiel de flexibilité, et ils font de ce fait l'objet de nombreux travaux. Malheureusement, les recherches consacrées à la gestion énergétique du bâtiment discutent généralement assez peu la question des impacts sur le réseau électrique : ces travaux visent en effet plutôt à réduire la facture énergétique de l'utilisateur en jouant, typiquement, sur l'existence d'une tarification dynamique de l'énergie électrique [Abro9 ; Lam12].

Pendant, certaines contributions de ce type restent intéressantes dans notre contexte car ils éclairent la question de la modélisation des flexibilités (section 2.1) : ils permettent de répondre à la question de l'ampleur des effets rebond et report à attendre à la suite d'une manœuvre d'effacement. Dit autrement, ces travaux sont consacrés à la simulation de l'aval-compteur et, quoiqu'une simulation couplée du réseau électrique et de l'aval-compteur nous semble préférable pour les raisons exposées dans la section 2.1.2, ils n'en restent pas moins instructifs.

Par exemple, différentes combinaisons d'équipements sont testées dans [Com+15] avec l'appui des données de six appartements en Italie. Huit configurations de l'équipement électrique d'un même logement sont étudiées, avec des coûts d'investissement et d'exploitation différents.

De nombreuses études sont également consacrées au cas particulier des bâtiments dits «à énergie positive» ou «bâtiments zéro émission» [KF15], ces termes pouvant être définis de différentes manières. Nous nous intéressons bien sûr ici uniquement aux travaux portant sur des bâtiments pilotables, c'est-à-dire disposant effectivement d'une certaine flexibilité. Comme pour les autres types de bâtiments, les travaux sur le thème des bâtiments à énergie positive ne sont malheureusement pas toujours directement utilisables pour des études focalisées sur les réseaux électriques : en effet, dans bon nombre de telles études, les auteurs s'intéressent surtout à l'énergie nette consommée ou produite par ces bâtiments [Moh+10] et à leur coût d'exploitation, sans considération pour les maxima de puissance consommée ou produite — qui sont pourtant les grandeurs dimensionnantes du point de vue du réseau électrique.

Pour finir, signalons qu'il serait très intéressant d'instruire la question du comportement conjoint d'un ensemble de tels bâtiments intelligents (et éventuellement à énergie positive), pour apprécier le taux de foisonnement que l'on peut espérer à l'échelle d'un quartier ou d'une ville par exemple ; ce taux serait a priori très inférieur au taux de foisonnement d'un ensemble de bâtiments similaires sans gestion de la flexibilité, ce qui aurait d'importantes conséquences sur le dimensionnement du réseau électrique. Malheureusement ces questions sont peu discutées dans la littérature sur la gestion énergétique des bâtiments.

2.2.2 Recharge de Véhicules Électriques (VÉ)

Les VÉ, s'ils sont déployés en grand nombre et qu'aucune précaution n'est prise pour forcer le foisonnement des périodes de rechargement, sont susceptibles de créer des congestions sur le réseau électrique. Les VÉ représentent par ailleurs une source de flexibilité attrayante pour les gestionnaires de réseau (GRD et GRT) car les VÉ sont inactifs la plupart du temps, et souvent connectés au réseau, notamment pendant les heures «creuses».

Pour éviter de devoir trop investir dans le réseau, différents moyens de contrôle de la recharge ont été imaginés. Leur objectif est simple : limiter les congestions sur les câbles et aux transformateurs, tout en impactant le moins possible les désirs de mobilité des conducteurs et le confort des usagers du réseau électrique en général. La littérature sur le sujet est donc généralement beaucoup plus attentive aux questions de réseau électrique que celle consacrée aux «bâtiments intelligents» (section 2.2.1).

Dans les études portant spécifiquement sur le rechargement des VÉ, deux grandes tendances se dégagent :

- Les VÉ peuvent être considérées comme des *flottes* de véhicules. Lorsque le groupe de véhicules considéré est suffisamment nombreux, une approche statistique devient possible, et des prédictions globales peuvent être faites quant au comportement des conducteurs. Les travaux de ce type permettent donc de prévoir approximativement les besoins en énergie, ce qui présente des intérêts certains pour la gestion du système électrique, par exemple pour la planification de la production.

En revanche, l'intérêt d'une approche statistique similaire pour la prise en compte des contraintes du réseau électrique est plus discutable : les prévisions deviennent en effet d'autant moins fiables que la contrainte considérée est locale. Parmi les travaux dans cette veine, on peut par exemple citer [Van+15a], et le projet «My Electric Avenue» [SB15] dans lequel dix grappes d'utilisateurs de VÉ sur de vrais réseaux au Royaume-Uni ont été étudiées — ce qui représente plus de 200 véhicules.

- Les VÉ peuvent également être considérées individuellement, ce qui autorise une prise en compte fine des problèmes de congestion. C'est ce qui a été fait par exemple dans [RGJ15].

Les VÉ peuvent également être considérées comme des producteurs. C'est ce qu'on appelle en anglais la technologie «Vehicle-to-Grid (V2G)». On se sert des VÉ connectées au réseau pour fournir de l'électricité au réseau en partant du principe que l'usure de la batterie du véhicule sera minimale et que les trajets quotidiens ne vident pas complètement une batterie. Une injection d'énergie dans le réseau ne compromet donc pas l'utilisation que comptait en faire son conducteur.

Un cadre général pour la mise en œuvre d'une telle technologie est par exemple proposé dans [GG09] et des études économiques de la validité financière d'un tel mécanisme sont réalisées dans [TK07; KT05].

2.2.3 Effacement indirect par le biais de la tension

Par souci de complétude, signalons au passage et bien que ce ne soit pas l'objet de nos travaux, qu'il existe une façon très simple de gérer la demande, autre que celle qui consiste à envoyer une consigne d'effacement explicite : il suffit de dégrader volontairement le profil de tension du réseau, typiquement en modifiant la régulation du régulateur en charge Haute Tension B (HTB)/HTA. Dans la mesure où le comportement de la plupart des charges, face à une réduction de tension, est d'appeler moins de puissance active, cette technique permet indirectement de limiter la puissance soutirée au réseau de transport par le poste-source considéré. Actuellement, en France, cette technique est normalement réservée aux situations d'urgence : c'est un mécanisme de défense du réseau, et non pas un mécanisme de routine. Cependant, on trouve dans la littérature un certain nombre de propositions qui vont dans le sens d'une utilisation accrue de cette technique, au jour le jour.

2.3 Cas d'usages

Cette section poursuit notre passage en revue de la littérature existante, en la présentant cette fois selon le type de cas d'usage visé² : quel type de contrainte souhaite-t-on lever, et selon quel type de mécanisme d'activation ?

2.3.1 Gestion du transit poste-source

Parmi les différentes contraintes que l'on peut espérer lever grâce à une solution flexible (contrainte en courant, en tension haute ou en tension basse, et ceci en différents points du réseau), les contraintes de courant au poste-source sont a priori les plus attrayantes :

- l'enjeu financier est très important, car le coût des travaux évités pour le renforcement du poste dépasse couramment le million d'euros.
- et il est facile de mesurer la contrainte car les postes-sources sont des objets bien instrumentés.

De plus, parmi les différentes causes possibles d'apparition de la contrainte, la plus favorable est celle du raccordement d'un gros producteur HTA :

- Comme nous l'avons déjà fait observer plus haut, l'effacement de production est beaucoup plus transparent pour l'utilisateur qu'un effacement de consommation, et la désutilité induite pour lui est assez facilement quantifiable, ce qui facilite le calcul économique et la contractualisation.
- Effacer un gros producteur est beaucoup plus facile qu'effacer de nombreux producteurs petits ou moyens, tant du point de vue technique que du point de vue contractuel. Par exemple, du point de vue technique en France, le **Dispositif d'Échanges d'Informations d'Exploitation (DÉIE)** [Ene17], qui permet entre autres choses de communiquer aux centrales de production une valeur maximale de puissance active ou/et réactive injectable sur le réseau HTA, fait l'affaire, et les gros producteurs HTA en sont normalement équipés. Il est également plus facile de contractualiser avec un usager qu'avec une multitude, et on préfère donc que seuls deux acteurs entrent en jeu — le GRD et le producteur HTA.
- De plus, si la contrainte se produit au moment du raccordement du gros producteur (par opposition au cas où un gros producteur serait déjà présent sur le réseau et où la contrainte serait causée par la croissance de la production diffuse), alors il est plus facile d'engager le gros producteur en question dans un mécanisme flexible, car il y trouve son intérêt en terme de réduction du délai et du coût du raccordement.

Ce cas, celui de la contrainte de transit au poste-source causée par le raccordement d'un gros producteur, est donc celui qui a été considéré comme le plus favorable par les gestionnaires de réseau, et cette solution flexible est la première qui ait été industrialisée.

En France, par exemple, depuis début 2018, les producteurs connectés au réseau HTA peuvent souscrire à une **Offre de Raccordement Intelligente (ORI)** [Ene18a]. Cette nouvelle contractualisation assure au producteur soit une puissance minimale injectable à tout instant, soit un volume énergétique maximal écrivainable par an. Ces deux offres sont actuellement en phase de test en Vendée respectivement sur le parc éolien de Chauché et sur la centrale photovoltaïque de Talmont-Saint-Hilaire [Ene18b]. Par la suite, ces deux offres seront industrialisées dans le projet

²Dans cette section, nous traitons spécifiquement les cas d'usage qui rentrent dans le cadre des choix que nous avons fait précédemment.

SMart Ideas to Link Energies (SMILE) [Bre18] qui est un projet collaboratif d'accompagnement et de soutien au déploiement d'une série de grands projets industriels en lien avec les réseaux électriques intelligents dans les régions Bretagne et Pays de la Loire.

2.3.2 Autres types de contraintes

Comme indiqué dans la section précédente, le cas d'une contrainte de transit au poste-source, dans le sens du refoulement, est le plus facile à résoudre au moyen de la «solution flexible». Cependant, à l'avenir, cette solution devrait être généralisée à d'autres types de contraintes — contraintes de tension, contraintes de transit dans le réseau de distribution en aval du poste-source — et à d'autres leviers de flexibilité — production de moindre puissance, consommation, et peut-être stockage.

Ces cas, un peu plus difficiles à mettre en œuvre en pratique, sont déjà abondamment discutés dans la littérature. Le contrôle de la tension au moyen des flexibilités a par exemple été étudié dans [Chr+14a].

2.4 Outils mathématiques proposés

À la fin de cette section, notre objectif est d'utiliser un formalisme issu de l'automatisme pour décrire les différents contrôles utilisés dans la littérature. En utilisant, par avance, ce vocabulaire, nous avons décrit dans la première partie de ce chapitre notre «système» et ses différentes «entrées», comme illustré sur la figure 2.2. Naturellement, nous souhaitons «contrôler» ce système en agissant sur des «consignes». Cette section présente donc les différents formalismes mathématiques qui ont été proposés par les chercheurs pour modéliser le problème du pilotage de flexibilités.

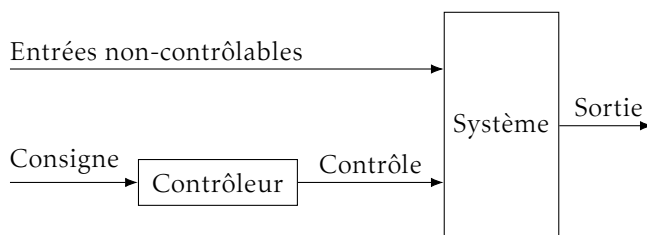


FIG. 2.2 : Système, entrées et contrôleur

2.4.1 Méthodes d'optimisation

Problèmes étudiés

Deux problèmes ont été largement étudiés :

- Le problème d'*écoulement de charges*³ : dans ce problème, on recherche un point de fonctionnement à un réseau électrique dont on connaît la topologie et les caractéristiques techniques des composants. Un tel problème a pour variable, les puissances de charges, les tensions des nœuds électriques, les courants circulant dans les charges et les lignes. Toutes ces variables peuvent être bornées. Généralement, les puissances consommées et produites

³Problème appelé «load flow» en anglais.

à chaque nœud électrique sont fixées. De plus, il est nécessaire de fixer la tension à un bus électrique pour avoir un point de référence pour les tensions. Plus de détails sont données dans la section 4.2.

- Le problème d'*écoulement de charges optimal*⁴ est un problème d'écoulement de charges dans lequel on recherche un point de fonctionnement qui minimise un objectif donné eg. un coût d'exploitation. Dans ce problème, les puissances consommées et produites à chaque nœud électrique sont des variables.

Optimisation non-convexe

Les équations usuelles qui modélisent un réseau électrique en régime permanent sont non-linéaires puisqu'elles font apparaître, notamment, le produit des variables de tension et de courant (afin de calculer les puissances) : $\underline{S} = \underline{U}\underline{I}^*$. Lorsque ces équations sont utilisées dans un problème d'optimisation, on aboutit ainsi à un problème d'optimisation non-linéaire et généralement non-convexe. Dans la pratique industrielle, on résout donc généralement une version linéarisée des équations, notamment lorsque l'on étudie les réseaux de transport pour lesquels il se trouve que la linéarisation des équations donne généralement une approximation de bonne qualité. Lorsque l'on étudie les réseaux de distribution au contraire, la plupart des auteurs utilisent directement les équations non-linéaires «naturelles».

Cette approche non-linéaire est par exemple utilisée dans [Chr+14a; LCB15]. La convergence des algorithmes de résolution n'est alors généralement pas assurée, comme cela est démontré empiriquement dans [Buk+13] sur des problèmes d'écoulement de charges optimaux. Indépendamment des qualités de convergence de tel ou tel algorithme de résolution, le problème peut être très mal posé : on peut fabriquer facilement des contre-exemples à l'existence d'une solution unique (même un simple problème de réseau à deux nœuds peut avoir plusieurs optima locaux). Les travaux qui ont été réalisés dans cette veine ont donc porté sur l'analyse des problèmes numériques liés à la résolution des équations de «load flow». Certains auteurs ont ainsi testé plusieurs solveurs commerciaux sur des problèmes d'écoulement de charges optimaux, et fait remarquer que certains solveurs peuvent «converger» vers des points non-réalisables, etc.

Optimisation convexe

La seconde grande classe d'optimisation qui est utilisée dans l'étude du contrôle des réseaux électriques est la classe des problèmes convexes. Les problèmes convexes découlent des problèmes non-convexes de la section précédente. Trois manières de «convexifier» un problème non-convexe sont particulièrement utilisées :

- la manière triviale qui consiste à linéariser les équations étudiées.
- La méthode qui consiste à transformer le problème non-convexe en **Programme Semi-Défini Positif (PSDP)**. L'inconnue du problème n'est donc plus un vecteur composé des courants, tensions, etc. mais une matrice définie semi-positive construite à partir des grandeurs physiques. La non-convexité est alors reportée sur une contrainte de rang minimal. La relaxation consiste alors à supprimer cette contrainte et à résoudre le problème résultant (devenu convexe).
- Enfin, une manière de faire est de transformer le problème non-convexe en un **Programme Conique du Second Ordre (PCSO)**. Dans la formulation des problèmes d'écoulement de charges optimaux, certaines contraintes d'inégalité non-linéaires (contraintes qui sont donc

⁴Problème appelé «optimal load flow» en anglais.

non-convexes) sont relaxées sous forme d'inégalités non-linéaires, qui s'avèrent convexes. Les nouvelles contraintes d'inégalité bornent ainsi les variables dans un cône du second ordre.

La première méthode, par linéarisation, est manifestement inexacte (les équations sont modifiées). La deuxième et la troisième, par reformulation et relaxation, sont à première vue également inexactes, puisque l'étape de relaxation élargit a priori l'ensemble réalisable. Cependant, les méthodes par reformulation-relaxation possèdent des propriétés théoriques intéressantes : la convergence de l'algorithme de résolution sur le problème relaxé est garantie (c'est le bénéfice de la convexité), et si «par miracle» la solution a un rang de 1, alors, cette matrice est manifestement aussi solution du problème d'écoulement de charges optimal d'origine. Or il a été d'abord observé empiriquement, puis théorisé [SL12 ; LL12], que le miracle en question se produit en fait assez fréquemment : si certaines conditions supplémentaires sont réunies (eg. le réseau est modélisé comme parfaitement équilibré, hypothèse qui n'est pas acceptable en **Bt** mais peut être tolérée en **HtA**, et si le réseau est un arbre, ce qui est le cas de la plupart des réseaux de distribution en Europe), alors le saut dual est nul [LZT12] : les méthodes par reformulation-relaxation, qui sont à première vue approximatives, s'avèrent en réalité parfois exactes.

La formulation standard du problème d'écoulement de charges optimal avec un **PSDP** peut également être améliorée de plusieurs façons différentes. Dans [GL14], deux relaxations différentes de la formulation **PSDP** du problème d'écoulement de charges optimal sont proposées : la première est plus efficace en terme de temps de calcul que le problème standard grâce à une utilisation judicieuse de la structure radiale des réseaux considérés. La seconde est numériquement plus stable. Ces deux relaxations peuvent être adaptées à des réseaux multi-phasés.

Les **Pcso** offrent une autre voie pour relaxer un problème d'écoulement de charges optimal. Par exemple, dans [FL12], les auteurs proposent une formulation de l'écoulement de charges optimal sans considérer les angles des variables complexes inconnues. La relaxation conique du second ordre appliquée à ce problème «sans angles» aboutit à un problème convexe. S'il n'y a pas de majoration de la puissance des charges, toute solution du problème doublement relaxé est solution du problème «sans angles». Un algorithme est ensuite proposé pour retrouver les angles à partir de la solution «sans angles». Si le réseau considéré est radial alors, les angles peuvent toujours être reconstruits.

Un avantage notable dans cette seconde forme de relaxation est que les grandeurs physiques sont directement manipulées, ce qui n'est pas le cas pour les **PSDP**.

Optimisation distribuée

Certains travaux orientés vers le calcul numérique portent aussi sur l'idée de distribuer l'effort de résolution des équations d'écoulement de charges, afin d'améliorer les performances [DZG13]. Ces travaux sont généralement assis sur des bases théoriques solides [Boy+11] lorsque le problème d'optimisation initial est formulé de façon convexe (section 2.4.1) : la convergence de l'algorithme distribué peut généralement alors être démontrée. Lorsque le problème est non-convexe, l'utilisation des méthodes distribuées est au contraire beaucoup plus délicate.

Dans cette veine, l'article [LZT12] présente une méthode pour distribuer les **PSDP** primal et dual pour en réduire le temps de calcul, et dans [HJ14], les auteurs utilisent la méthode **Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM)** pour résoudre les problèmes d'écoulement de charges optimaux. Ces méthodes sont malheureusement complexes, et ne s'appliquent qu'au cas des réseaux triphasés parfaitement équilibrés.

Optimisation stochastique

Une autre direction de recherche dans le domaine de la résolution numérique des problèmes d'écoulement de charges est celle qui consiste à tenir compte de la présence d'aléas : au lieu de donner une valeur fixe, déterministe, aux paramètres du problème, on leur donne une certaine loi de probabilité.

Un **Programme Stochastique (Ps)** est ainsi une modélisation qui utilise des variables aléatoires dans un problème d'optimisation. Les variables aléatoires peuvent être utilisées dans la fonction objective ou dans les contraintes. Ce cadre semble être intéressant pour modéliser des problèmes issus du monde de l'énergie car de nombreux paramètres d'entrée de ces problèmes sont inconnus : par exemple, la prévision météorologique qui permet de prédire la production des **Pv**, la consommation énergétique des maisons, les heures de connexion des **VÉ**, ...

Cette modélisation est déjà utilisée dans des problèmes industriels [De +14] pour optimiser des investissements de long terme (sur plusieurs années). L'intérêt principal est de tenir compte des incertitudes de l'avenir pour investir au mieux. Néanmoins, avec l'augmentation de la production de renouvelable et donc de la volatilité de la production énergétique, les **Ps** sont également utilisés pour prendre des décisions de plus court terme. Les travaux présentés dans [Gar16] constituent par exemple un effort de prise en compte explicite des aléas dans la gestion des contraintes de tension en plein réseau **H_{TA}** par le biais d'un mécanisme de flexibilité.

Des idées similaires sont présentées dans [PAL17], où l'aléa considéré est le comportement des usagers de **VÉ**. L'article [Ala+15] constitue aussi une contribution intéressante : la théorie de la certification y est utilisée afin de s'assurer que la probabilité de violer les contraintes d'exploitation du réseau électrique soit aussi faible que l'on veut, avec un certain niveau de confiance.

Ce type de méthodes présente cependant quelques inconvénients :

- Des statistiques fiables sont nécessaires pour modéliser les variables aléatoires mises en jeu. C'est pourquoi les méthodes d'aide à la décision stochastiques nécessitent un travail statistique préliminaire pointu, qui lui-même fait généralement appel à un historique de données conséquent [SG16] dont on ne dispose pas toujours en pratique.
- la complexité des calculs de la résolution d'un **Ps** est significativement supérieure à celle d'un programme déterministe.

Théorie des jeux

Pour finir, on peut également présenter ici les travaux qui s'appuient sur la théorie des jeux, en les classant (un peu abusivement) parmi les approches basées sur l'optimisation ; les deux disciplines présentent un effet de fondement mathématiques communs.

Cette approche est pertinente lorsque l'on considère les usagers du réseau comme des acteurs (des «joueurs») susceptibles d'interagir entre eux pour s'échanger des services ou parce qu'ils partagent une même ressource limitée : l'énergie électrique et/ou la capacité du réseau à l'acheminer. Un réseau électrique non «smart» est ainsi vu dans [Moh+10] comme un jeu *non coopératif*, ce qui suggère aux auteurs l'idée d'un jeu au contraire *coopératif* dans lequel chaque client d'un même réseau est capable d'interagir avec les autres clients du même réseau. La question devient alors essentiellement de définir des règles d'interaction entre les joueurs qui promouvront l'atteinte d'un objectif global commun, comme la réduction des pics de consommation ou la réduction des coûts de l'énergie, et qui maintiendront le système dans un état désirable (convergence vers un équilibre *stable*). Dans la même veine, on peut citer [ING10] qui présente une approche visant à prendre en compte des limites techniques des lignes du réseau dans le formalisme de la théorie des jeux.

2.4.2 Systèmes Multi-Agents (SMA)

Le formalisme des systèmes multi-agents est très différent de celui de l'optimisation ; les travaux sur ce thème sont généralement moins bien fondés théoriquement, moins mathématisés, et impliquent généralement des heuristiques spécifiques à l'application visée plutôt que des algorithmes généraux conçus pour une vaste classe de problèmes.

Un SMA est définie comme une collection d'agents interagissant. Chaque agent dispose de ses propres données et son propre objectif qu'il cherche à atteindre tout en interagissant avec les autres agents. La caractéristique principale d'un agent est d'avoir une faible puissance de calcul : la tâche qui lui est assignée doit donc être simple et les calculs qu'elle implique faciles. Malgré cette faible puissance de calcul individuelle, on espère qu'un SMA bien fait peut atteindre un haut niveau d'«intelligence collective» grâce à la communication. Ce phénomène s'appelle l'*émergence*. Cette manière de découper un problème et de l'assigner à de petites structures est inspirée du fonctionnement du cerveau : de petits neurones interagissant entre eux et dont le regroupement génère un organe complexe.

Les SMA ont déjà été utilisés dans plusieurs publications portant sur le pilotage des flexibilités dans les réseaux de distribution :

Contrôle de réseaux électrique avec des politiques de marché. Dans [KVM10], les auteurs détaillent leur technologie appelée «PowerMatcher» qui est un SMA utilisé pour coordonner la production renouvelable, les flexibilités et la production décentralisée. Le tout est basé sur un système de marché qui vise à trouver le prix qui équilibre la demande et la production. Cela équivaut à trouver le meilleur compromis entre les désirs de chaque agent participant au marché : le compromis optimal de *Pareto*. Chaque agent lié à un moyen de production décentralisé ou à un consommateur communique une enchère à un commissaire-priseur (un autre type d'agent). Ensuite, le commissaire-priseur calcule et renvoie un nouveau prix aux enchérisseurs. Après quelques itérations, un *prix d'équilibre*⁵ est ainsi trouvé. De plus, des agents avec des objectifs autres que l'équilibre du marché peuvent être ajoutés. Certaines des variantes qui ont été proposées tiennent compte des capacités d'acheminement du réseau.

Cette organisation du marché a été utilisée par [Kok+08] pour réduire les déséquilibres dans des groupes de producteurs décentralisés et est utilisé concrètement dans la ville de Hoogkerk aux Pays-Bas pour contrôler des charges flexibles selon la production renouvelable.

Réseaux actifs de distribution. Dans [Ber+15], les auteurs proposent un SMA pour contrôler activement les réseaux de distribution via des *agents de ressources* et des *agents de réseau*. Les agents de ressources envoient leur état courant (qui est un point du plan (P, Q)), l'ensemble des points accessibles (du plan (P, Q) également), l'incertitude de mise en œuvre de chaque point, et leurs coûts locaux à l'agent de réseau dont chacun dépend. Les *agents de réseau* sélectionnent les sous-ensembles des points accessibles par les agents de ressources en fonction des contraintes du réseau qu'ils connaissent. Cette organisation a l'avantage principal d'être *composable* ce qui permet un passage à l'échelle simple. Les performances de cette organisation sont étudiées dans un second article [Rey+15]. La méthode de contrôle est comparée à méthodes classiques basées sur un contrôle *droop* et démontre des améliorations notables : accroissement de la production des Pv, augmentation de la durée d'autonomie du réseau en mode îloté grâce à une meilleure gestion des moyens de stockage et maintien du réseau dans un statut opérationnel meilleur.

⁵«Market clearing price» en anglais.

2.4.3 Méthodes inspirées des réseaux télécoms

Il existe une certaine analogie entre la notion de congestion dans les réseaux électrique, et la notion de congestion dans les réseaux télécoms ; c'est pourquoi il n'est pas inintéressant de regarder ce qui se fait dans le domaine des communications. Ainsi, l'étude des mécanismes de prévention des congestions de **Transmission Control Protocol (TCP)** peut éclairer les directions de recherche en matière de «smart grids». Le principe général de l'algorithme est le suivant [Kel03] : «Quand un lien dans le réseau est surchargé, des paquets sont perdus ; la perte d'un paquet est donc un indicateur de congestion. Le destinataire informe donc l'expéditeur de cette perte et celui-ci ralentit ses envois. Le **TCP** augmente ensuite graduellement la vitesse d'envoi jusqu'à l'apparition d'une nouvelle congestion. Ce cycle d'accroissement et de diminution de la vitesse de transfert sert à découvrir et utiliser la bande passante disponible. Cela permet de la partager entre différents flux.»

Cet algorithme a des liens très étroits avec l'optimisation équitable des flux sur le réseau internet comme démontré dans [KMT98]. Des problèmes d'optimisation primal et dual peuvent être dérivés de l'algorithme de gestion des congestion de **TCP**. Dans [Kel03], une étude complète des délais de propagation et d'attente ainsi que de la stabilité stochastique des formulations primale et duale est réalisée.

Ce mécanisme est une bonne base pour la prévention des congestion dans le réseau électrique mais il a besoin d'être amélioré sur différents points :

- Premièrement, seuls les flux sur des routes sont pris en compte. Les flux de données peuvent être comparés à de la puissance dans un réseau électrique mais il n'y a pas d'équivalent pour les tensions.
- Deuxièmement, la détection des congestions est simple car elle entraîne la perte d'un paquet. Dans un réseau électrique, la contrainte n'entraîne qu'une surchauffe des composants du réseau au bout d'un certain temps. La contrainte est donc «molle» et non binaire (perte ou pas).
- Troisièmement, les «routes» peuvent être choisies sur internet grâce à des répartiteurs. Malheureusement, les lois de la physique qui s'appliquent dans les réseaux électriques ne permettent pas cela.

Néanmoins, un point central a permis à de tels protocoles le passage à l'échelle du réseau internet : les connexions *de bout en bout*. Cela signifie que le réseau doit être le plus «stupide» possible [Ise98]. C'est pourquoi la même abstraction semble être requise pour le développement de protocoles sur le réseau.

Les mêmes mécanismes ont déjà été appliqués sur les réseaux électriques pour recharger des **VÉ** [AKR14]. Dans la même veine, l'article [Chr+14a] définit un mécanisme nommé **Grid Explicit Congestion Notification (GECN)** qui est partiellement inspiré par les protocoles de gestion des congestions de **TCP**. L'auteur a également ajouté des moyens de stockage dans leur cadre de mécanisme de contrôle, dans [Chr+14b]. Ces travaux souffrent de certaines limitations : ils ne prennent pas en compte les déséquilibres de phase, ne passent pas à l'échelle en cas de mauvais paramétrage, et on a besoin d'appareillage de mesure et de communication pour tous les points de congestion potentiels (transformateurs et lignes) du réseau électrique. Cependant, l'idée générale consistant à s'inspirer des méthodes de gestion du monde des télécoms semble fructueuse, et n'a probablement pas encore été suffisamment exploitée.

2.4.4 Formalisme issu de l'automatique

Cette partie présente le problème de conduite des flexibilités comme un problème d'automatique, avec le vocabulaire propre à cette discipline. Cette manière de procéder est étrangement très peu représentée dans la littérature sur les «smart grids» ; nous la jugeons pourtant très fructueuse, et c'est d'ailleurs celle que retiendrons au chapitre suivant pour présenter notre propre formalisme.

Le cadre général est le suivant : on considère un système, ici un réseau de distribution d'électricité, qui évolue sous l'effet :

- d'une part de perturbations vues comme extérieures (exogènes), telles que l'ensoleillement et les besoins des usagers ;
- et d'autre part d'actions de contrôle délibérées de la part du gestionnaire du système, ici le gestionnaire de réseau.

L'évolution de l'état interne du système en fonction de ces deux types d'entrées est déterminée par la dynamique propre au système considéré, et elle induit une évolution de certaines variables vues comme des *sorties* et que l'on souhaite maîtriser. Le but de l'automaticien est ainsi de choisir les actions de contrôle de manière à ce que les sorties prennent leur valeur dans un certain ensemble de valeurs désirables, malgré l'influence des perturbations exogènes. Dans ce cadre très général, on peut distinguer plusieurs grandes catégories de contrôleurs, comme ceci est expliqué ci-après. Cette classification est particulièrement éclairante lorsque l'on cherche à comparer les différentes méthodes d'activation des flexibilités que l'on peut trouver dans la littérature ; malheureusement, cette grille de lecture n'est généralement pas donnée par les auteurs eux-mêmes.

Contrôle en boucle ouverte

On ne mesure rien (ni les perturbations mesurables, ni les sorties mesurables du système) comme présenté sur la figure 2.3. La commande peut donc être entièrement décidée à l'avance, hors-ligne, puis enregistrée et jouée sur le système. Dans notre contexte, la politique en boucle ouverte la plus raisonnable pour l'attribution des quotas de puissance serait d'allouer un certain P^{\max} total à tous les usagers. C'est bien sûr la politique suivie par les distributeurs aujourd'hui⁶, cependant on pourrait modifier les paramètres de conception de ce contrôleur existant : par exemple, en bridant en permanence tous les producteurs P_v à eg. 80 % de leur puissance de raccordement (au lieu de 100 % comme aujourd'hui). Cela pourrait être une solution simple de rattrapage en cas d'acceptations trop hâtives de demandes de raccordement, ou une solution délibérée : si l'on décidait de brider à un certain niveau de puissance toutes les installations de production décentralisée, la capacité d'accueil des réseaux en serait mécaniquement augmentée, au prix d'un certain manque à gagner pour les producteurs.

Contrôle «feed-back»

On mesure simplement l'écart entre la consigne et la sortie. En fonction de la valeur (présente et passée) de cet écart, on calcule l'écart de commande à appliquer. Autrement dit, on travaille par «essais et erreurs» (cf. section 3.4.1) : si on voit que l'on s'est trompé, on corrige la commande pour ramener la sortie vers sa valeur de consigne. Notre problème présente cependant une petite spécificité : en automatique, la consigne est généralement une valeur ou une trajectoire à suivre, autrement dit, on souhaite assujettir la sortie à une contrainte *bilatérale*. Dans notre problème,

⁶lors du traitement d'une demande de nouveau raccordement ou de modification de la puissance souscrite.

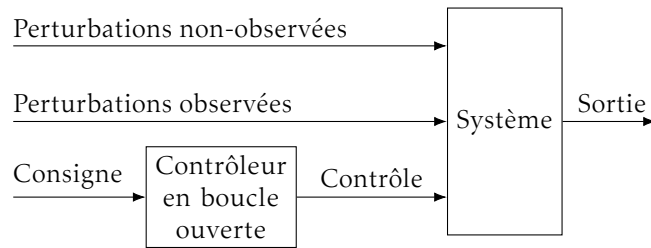


FIG. 2.3 : Schéma générique d'un contrôle en boucle ouverte

la contrainte est *unilatérale* — «ne pas sortir d'un certain intervalle de tension» par exemple — et assortie d'une fonction objectif — telle que «faire appel à l'effacement le moins possible» —, puisque les effacements constituent une ressource limitée et potentiellement coûteuse. Les contrôleurs de type feed-back usuels comme le contrôleur **Proportionnel Intégral Dérivé (PID)**, qui vise à donner à la sortie une certaine valeur (contrainte bilatérale), ne s'appliquent donc pas directement ; il faudra les modifier pour les adapter au cas d'une contrainte unilatérale assortie d'un certain objectif. D'autres contrôleurs de type feed-back plus élaborés, comme ceux issus du contrôle optimal et qui utilisent déjà une formulation sous forme de problème d'optimisation, seront plus facilement adaptés.

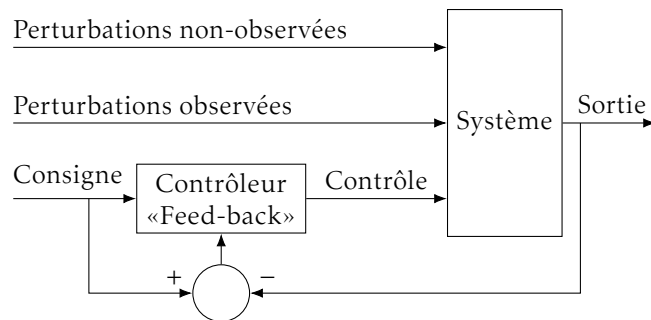


FIG. 2.4 : Schéma générique d'un contrôle «feed-back»

Contrôle «feed-forward»

Dans l'approche feed-forward, on mesure les perturbations mesurables et on utilise cette information pour décider de la commande à appliquer comme montré sur la figure 2.5. L'hypothèse sous-jacente est que la valeur des perturbations mesurables sera mesurée avec une précision suffisante, et ne changera pas trop entre la période d'acquisition de la mesure et la période d'application de la commande. Cette hypothèse n'est guère valide dans notre contexte, et la notion usuelle de contrôleur feed-forward ne s'applique donc pas directement à notre problème.

De plus, bien souvent, les contrôleurs feed-forward s'appuient sur un modèle — généralement simplifié — du système à contrôler. Cela leur permet d'évaluer les effets d'un contrôle donné sur la sortie du système et d'adapter le contrôle.

Ces difficultés seront levées en détails dans le chapitre 3 et une formulation mathématique d'un contrôleur feed-forward sera donnée à ce moment-là.

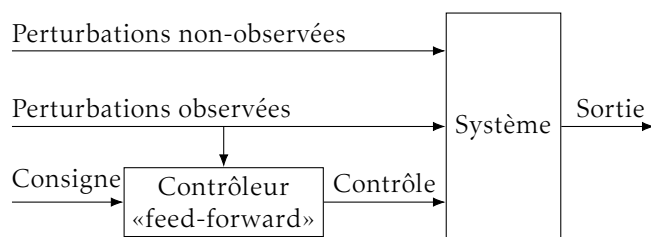


FIG. 2.5 : Schéma générique d'un contrôle «feed-forward»

Contrôle hybride

On mesure à la fois les sorties mesurables et les perturbations mesurables, et on tient compte des deux types d'informations pour décider de la commande à appliquer. Le tout est dépeint sur la figure 2.6.

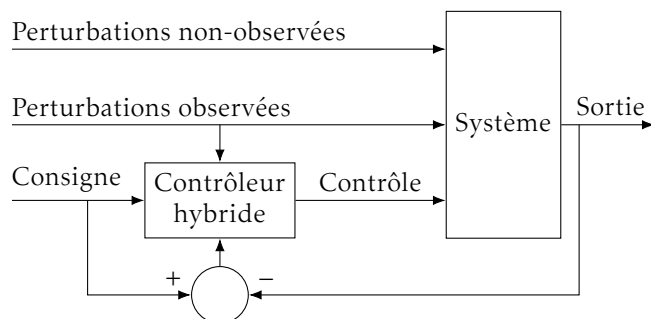


FIG. 2.6 : Schéma générique d'un contrôle hybride

2.5 Les niveaux de contrôle

Les méthodes employées pour contrôler les flexibilités dans les réseaux électriques peuvent également se classer selon le «niveau» auquel elles s'appliquent. On entend par là que le réseau de distribution possède naturellement une structure hiérarchique, avec différents niveaux de profondeur : la racine est le poste-source, les équipements (charges, installations de production) sont les feuilles, et l'on peut distinguer différents niveaux intermédiaires, notamment le poste HTA/BT et le compteur général de l'installation du client.

Un automatisme de pilotage des flexibilités est un mécanisme consistant à effectuer une ou plusieurs mesures dans le réseau, éventuellement à communiquer le résultat de la mesure à un point distant, à effectuer un calcul de prise de décision (faut-il activer une flexibilité, et le cas échéant, laquelle ?), et à activer finalement une flexibilité. Dans le cas le plus simple, toute cette chaîne peut être extrêmement locale : lorsqu'on utilise par exemple un contrôleur $Q(U)$ ⁷ sur un onduleur Pv, tout se passe à l'intérieur de l'onduleur. Inversement, d'autres mécanismes de pilotage peuvent nécessiter des communications.

Dans ce dernier cas, on peut imaginer des mécanismes aussi complexes qu'on le souhaite, avec des communications potentiellement entre n'importe quelle paire de points du réseau

⁷Régulation de la puissance réactive en fonction de la tension.

considéré. Cependant, il semble assez naturel, et c'est ce que la plupart des auteurs font dans la littérature, de mettre en place des méthodes de contrôle avec une certaine structure hiérarchique, qui respecte la structure hiérarchique du réseau électrique. Ainsi, un mécanisme de pilotage des flexibilités prend souvent la forme suivante : on établit à un certain «niveau», qui peut être le poste-source, le poste **HTA/BT**, le compteur général de l'installation du client, ou le dispositif flexible, un contrôleur doté :

- d'une certaine capacité de calcul,
- de la capacité de d'effectuer des mesures à son niveau, et/ou de recevoir des résultats de mesures effectuées au niveau inférieur,
- et d'actionner des leviers flexibles à son niveau et/ou au niveau inférieur.

Cette structure n'est pas toujours respectée. On trouve par exemple des propositions de contrôleurs non-hiérarchiques, basés sur des communications pair-à-pair comme dans [Van16; Van+15b; VCH16], mais elle permet d'éclairer un très grand nombre de mécanismes qui ont été proposés dans la littérature, et il nous paraît donc utile de la garder en tête.

2.5.1 Contrôles locaux

Dans cette première catégorie, on peut mettre tous les contrôles qui ont lieu au plus proche du réseau électrique avec une connaissance très *locale* du réseau auquel l'équipement à contrôler est connecté. Il n'y a également aucune communication avec l'extérieur. On peut par exemple citer les contrôle de type P(U) et Q(U) qui sont appliqués au niveau de l'onduleur **Pv** d'un usager du réseau électrique. Toute les décisions de ces deux méthodes sont prises à partir d'une mesure locale de la tension.

Ces méthodes permettent d'accéder à de très bons résultats dans le contrôle de la tension : citons par exemple les résultats obtenus dans [Seu+16] avec ses contrôles P(U) et Q(U).

2.5.2 Contrôles domestiques

La seconde catégorie de contrôle regroupe les contrôles appliqués au niveau d'une habitation. C'est dans ce cas un gestionnaire d'énergie qui prend en charge l'optimisation des flux de puissance dans l'habitation. C'est par exemple ce qui est fait dans [Com+15] en minimisant à chaque instant la quantité d'énergie à acheter sur le réseau électrique ou bien dans [Seu+16], avec la méthode «Zero Current Injection» qui consiste à ne jamais injecter sur le réseau la production d'électricité domestique.

Dans cette catégorie de contrôle, on trouve également l'essentiel des méthodes s'appuyant sur les **SMA** vus à la section 2.4.2 [KVM10; Kok+08; Ber+15; Rey+15].

Une version plus simple de ce genre de contrôle peut se réaliser dès aujourd'hui chez soi à l'aide d'un délesteur de charges (cf. figure 2.7). Lorsque la puissance consommée par une habitation approche de la puissance souscrite auprès de son **GRD**, un départ délestable du tableau électrique est coupé. Ainsi, la limite est respectée et le disjoncteur principal de l'habitation ne se déclenche pas.

La notion «d'autoconsommation» (individuelle), très à la mode ces dernières années, est également à rapprocher de celle de contrôleur domestique : un client *autoconsommateur*, au sens où il s'efforce de piloter sa consommation pour la placer aux moments où son installation de production est en fonctionnement, effectue de fait un contrôle de ce type.



FIG. 2.7 : Délesteur résidentiel AgC15907 de Schneider-Electric

2.5.3 Contrôles globaux

Le dernier type de contrôle est un contrôle qui s'applique à la totalité du réseau à partir d'une connaissance globale de celui-ci. Dans cette catégorie, on trouve toutes les méthodes qui servent à résoudre les problèmes d'*écoulement de charges* et d'*écoulement de charges optimal* [Buk+13 ; LCB15] de la section 2.4.1 par exemple.

Les relaxations de ces problèmes rentrent aussi dans cette catégorie [SL12 ; GL14 ; FL12] bien qu'elles permettent également de distribuer les calculs et ainsi de transformer un problème *global* en une série de problèmes *domestiques*. Par exemple, avec la relaxation P_{SDP} [DZG13] ou des relaxations lagrangiennes [HJ14 ; Kra+13].

Dans les autres exemples cités qui utilisent ce genre de contrôle, on trouve également les deux dernières méthodes présentées dans [Seu+16], la méthode présentée dans [RFK12], la méthode d'optimisation probabiliste de [PAL17], etc.

Chapitre 3

Modélisation

Sommaire

3.1 Problème stylisé	48
3.1.1 Contexte	48
3.1.2 Variables de contrôle	49
3.1.3 Contraintes	49
3.1.4 Hypothèse de faisabilité et objectif	50
3.1.5 Illustration	50
3.2 Les perturbations, les sorties, et leur mesure	50
3.2.1 Ensoleillement	51
3.2.2 Tension amont	52
3.2.3 Consommation (active et réactive) désirée des charges	52
3.2.4 Sorties	52
3.3 Généralités sur les politiques d'attribution des quotas	53
3.3.1 Notion de «générosité»	53
3.3.2 Choix de l'objectif	53
3.4 Structures de contrôleurs	54
3.4.1 Solution par essais-erreurs (pur «feed-back»)	54
3.4.2 Solution utilisant le modèle h (pur «feed-forward»)	55
3.4.3 Solution hybride « <i>feed-forward + feed-back</i> »	55
3.5 Modélisation des délais de mesure et de communications	56
3.5.1 Le problème des «longs pas de temps»	56
3.5.2 Conséquence : nécessité de modéliser l'infrastructure de comptage	57
3.6 Modèle du réseau	59
3.6.1 Modèle non-linéaire usuel	59
3.6.2 Modèle <i>data driven</i>	60
3.7 Notre contrôleur	60

Ce chapitre est consacré à la modélisation du problème de conduite des flexibilités que nous avons retenue dans nos travaux. L'implémentation logicielle des modèles présentés dans ce chapitre sera discutée dans le chapitre suivant.

3.1 Problème stylisé

La revue de littérature présentée dans le chapitre précédent a montré que la question de la conduite des flexibilités peut être abordée sous différents angles : selon le gisement de flexibilité exploité, l'application visée, le formalisme mathématique retenu pour formuler le problème de prise de décision... Ces différentes approches sont le fait de chercheurs issus de communautés différentes et parfois très éloignées, et chacune de ces communautés communique avec son vocabulaire propre. De plus, même à l'intérieur d'une communauté donnée, on n'observe généralement pas à ce jour l'émergence d'un formalisme unique avec des notations harmonisées. De ce fait, le travail consistant à comparer entre eux les travaux existants sur le thème de la conduite des flexibilités pour la gestion des congestions est difficile, faute de concepts, de vocabulaire et de notations communs. Cette section tente de remédier à ce manque : il propose un cadre conceptuel que l'on espère suffisamment général pour pouvoir unifier un grand nombre de contributions antérieures dans un formalisme commun.

Nous allons donc maintenant introduire le problème qui nous intéresse dans ce manuscrit de manière «stylisée» : au prix d'un certain effort d'abstraction, ceci nous permettra de représenter le problème sous une forme générale et assez compacte. Tout au long du chapitre, des exemples seront donnés afin d'illustrer le discours abstrait.

3.1.1 Contexte

Imaginons un jeu à deux «joueurs» dont le but est le contrôle d'un certain système. Soit $n \in \mathbb{N}^*$. On va considérer une variable $x(t) \in \mathbb{R}_+^n$ qui détermine en grande partie — quoique peut-être pas entièrement, car des perturbations extérieures aux joueurs peuvent exister — l'état dudit système au cours du temps. Cette variable est partiellement contrôlée par un «joueur adverse», et partiellement par nous, selon des modalités qui seront expliquées en détails ci-dessous. Le joueur adverse souhaite, autant que possible, faire suivre à $x(t)$ une certaine trajectoire désirée $y(t) \geq 0$, que nous ne connaissons pas précisément. Nous savons cependant (avec certitude) que cette trajectoire désirée vérifie à tout instant les contraintes de bornes $y(t) \leq \bar{y}$, avec $\bar{y} \in \mathbb{R}_+^n$ connu et indépendant du temps. De plus, nous disposons d'une prévision, généralement très imparfaite, $\tilde{y}(t)$ de la trajectoire désirée $y(t)$ du joueur adverse à l'instant t .



Remarque 1

Ici, les deux joueurs sont d'un côté le **GRD** et de l'autre les usagers du réseau électrique **Bt**. On se place du point de vue du **GRD** : il désire astreindre un certain nombre de variables sur le réseau (tension, intensité, etc.) dans des bornes acceptables connues à l'avance.

Le «joueur adverse» représente l'ensemble des usagers du réseau électrique. Ceux-ci veulent pouvoir consommer et produire à leur guise ; la trajectoire $y(t)$ modélise les besoins de l'utilisateur. Dans le cas le plus simple de la production **Pv**, que nous garderons comme fil conducteur pour illustrer ce chapitre et qui sera traité en détails dans le chapitre consacré aux expériences numériques, $y(t)$ est la courbe de puissance que le producteur souhaite réaliser, c'est-à-dire celle qui est rendue possible par les conditions d'ensoleillement, et que le producteur réaliserait en l'absence de toute action d'effacement de production de la part du distributeur.

3.1.2 Variables de contrôle

La raison pour laquelle la trajectoire effective $x(t)$ est potentiellement différente de la trajectoire désirée $y(t)$ du joueur adverse est que nous sommes en mesure de contraindre ce joueur adverse, en lui imposant une contrainte supplémentaire de la forme $x(t) \leq u(t)$, où $u(t) \geq 0$ est notre variable de contrôle.

Dans le cas le plus simple, le joueur adverse réagit à notre contrôle en appliquant la stratégie suivante :

$$x(t) = \text{proj}_{\{x | x \leq u(t)\}}(y(t)),$$

autrement dit, en choisissant pour tout $i \in \llbracket 1, n \rrbracket$,

$$x_i(t) = \min(y_i(t), u_i(t)).$$



Remarque 2

On introduit ici la possibilité pour le **GRD**, dont nous avons pris le point de vue, d'imposer un certain quota de production (ou de consommation) à ses n usagers. Dans le cas le plus simple, celui de la production **Pv**, l'usager réagit en réduisant simplement sa production pour se conformer à la consigne d'effacement. Dans le cas d'un effacement de consommation, la réponse de l'usager serait a priori nettement plus complexe, avec l'apparition notamment des effets «rebond» et «report».

3.1.3 Contraintes

Soit $m \in \mathbb{N}^*$, et $\bar{h} \in \mathbb{R}^m$. Nous souhaitons faire en sorte que la trajectoire effective $x(t)$ vérifie approximativement à tout instant une contrainte de la forme :

$$h(x(t), \xi(t)) \leq \bar{h}, \quad (3.1)$$

où $\xi(t)$ est un bruit aléatoire d'amplitude modérée : $\forall t, \xi(t) \approx 0$. Ce bruit modélise le fait que les actions délibérées des joueurs ne déterminent pas entièrement l'état du système, qui peut être influencé également par des perturbations extérieures. A priori, la trajectoire désirée $y(t)$ viole occasionnellement l'inégalité $h(y(t), \xi(t)) \leq \bar{h}$, et nous allons donc devoir utiliser notre variable de contrôle $u(t)$ pour assurer la satisfaction de l'équation (3.1).

Nous sommes en mesure d'observer à tout instant la valeur de $h(x(t), \xi(t))$, et donc de vérifier si nous avons bien réussi à satisfaire (approximativement) la contrainte (3.1). Cependant, nous ne pouvons pas prévoir ni observer le bruit $\xi(t)$. Nous ne connaissons pas non plus exactement la fonction $h(\cdot, \cdot)$, mais nous disposons d'un modèle approché de la forme

$$h(x, 0) \approx Ax + b, \quad (3.2)$$

avec $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ et $b \in \mathbb{R}^m$.



Remarque 3

On exprime mathématiquement dans cette section les contraintes que le **GRD** doit respecter : contraintes de transit maximal dans les ouvrages, et contraintes de tension minimale et maximale. L'état du réseau, donc l'état de violation des contraintes, est influencé par des perturbations vues comme extérieures, telle que la tension **HtA** qui ne dépend (presque)

pas des actions des usagers et du GRD sur le réseau BT considéré. Enfin, on considère que le gestionnaire de réseau dispose d'un modèle qui lui permet d'estimer la réponse du réseau, c'est-à-dire la valeur que prendront approximativement les sorties que l'on souhaite contrôler (courant, tension), en fonction des entrées (puissances produites et consommées, perturbations extérieures comme la tension HTA). En termes plus explicites, ceci revient à supposer que le gestionnaire de réseau dispose d'une information suffisamment riche pour être capable de réaliser un calcul d'écoulement de charges, au moins approximatif, sur son réseau. Nous supposons ici, par simplicité, que le modèle retenu est linéaire.

3.1.4 Hypothèse de faisabilité et objectif

On suppose de plus que

$$h(0,0) \ll \bar{h}, \quad (3.3)$$

ce qui implique que nous sommes toujours capables de satisfaire la contrainte (3.1) : il suffit pour cela de choisir le contrôle $\forall t, u(t) = 0$. Ce choix contraint en effet le joueur adverse à choisir $\forall t, x(t) = 0$, et par hypothèse (3.3), cette trajectoire satisfait largement la contrainte (3.1).



Remarque 4

L'hypothèse qui est faite ici signifie concrètement que si le gestionnaire de réseau utilise le levier flexible à son maximum, en contraignant le plus possible les usagers flexibles, alors il est sûr de pouvoir empêcher la contrainte. Cette hypothèse est donc très faible, elle signifie simplement que nous nous plaçons dans une situation dans laquelle la flexibilité disponible est suffisante pour atteindre le but que nous nous sommes fixé.

Cependant, le choix $u(t) := 0$ n'est pas acceptable en pratique, car nous avons en plus l'objectif de choisir de grandes valeurs de u , en un certain sens — une manière de formaliser cet objectif est par exemple de chercher à maximiser à tout instant la valeur de $\mathbf{1}^\top u$ —, et dans la limite $u(t) \leq \bar{v}$.

3.1.5 Illustration

Le schéma de la figure 3.1 illustre les différents éléments du problème de contrôle. Sur ce schéma, la variable de contrôle u a été choisie de telle sorte que $x(t)$ soit juste à la frontière du domaine réalisable, mais cela n'est a priori représentatif que du cas où l'on utilise la méthode par feed-forward pur. À partir du moment où un feed-back est utilisé (seul, ou en plus d'un feed-forward), le point $x(t)$ pourra se trouver strictement à l'intérieur, ou à l'extérieur, du domaine réalisable. Et bien entendu, même lorsque la méthode par pur feed-forward est utilisée, le point $x(t)$ peut également se trouver strictement à l'intérieur du domaine réalisable : il suffit que $y(t)$ soit lui-même «suffisamment petit», ou que le contrôle $u(t)$ ait été «suffisamment mal choisi».

3.2 Les perturbations, les sorties, et leur mesure

Dans cette partie, on fait le point sur les principales perturbations pertinentes pour notre problème, sur les sorties, et sur la manière de mesurer ces différentes grandeurs. Les perturbations sont les suivantes :

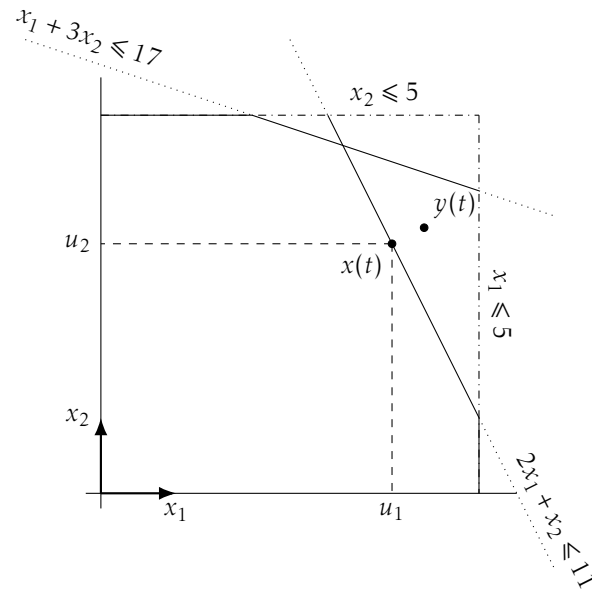


FIG. 3.1 : Illustration de notre problème de contrôle.

- L'ensoleillement, qui détermine le productible des **Pv**.
- La tension amont, qui entre dans les données d'entrée du calcul de l'écoulement de charges.
- La consommation active et réactive désirée des charges.

Les sorties, quant à elles, sont :

- les tensions (phase-neutre) à tous les noeuds où un client est raccordé ;
- le transit de puissance active et réactive au poste, et éventuellement dans les lignes ;
- la puissance consommée ou produite par les clients.

Nous allons maintenant passer en revue chacune de ces grandeurs et discuter les différentes manières de les mesurer.

3.2.1 Ensoleillement

En ce qui concerne l'ensoleillement, diverses techniques de mesure sont envisageables :

Solution de luxe : on utilise un capteur dédié, au poste **HTA/BT** par exemple.

Solution débrouillarde : si certains producteurs n'ont pas saturé leur quota au pas de temps précédent, alors on fait le rapport P/P^{\max} pour ces producteurs, rapport qui doit être à peu près le même pour tout le monde¹, et on utilise ce rapport pour effectuer une pseudo-mesure de l'ensoleillement. Cette méthode échoue si tous les producteurs ont saturé leur quota au pas de temps précédent.

¹ Seulement «à peu près» car il y aura des variations d'un producteur à l'autre, par exemple des ombrages locaux, etc.

Pseudo-mesure par prévision : en utilisant la position géographique, la date et l'heure, et éventuellement l'historique de production du producteur considéré sur une longue période, on peut caler un modèle de prévision pour le producteur considéré. Un tel modèle donnera quelque chose comme une estimation du productible maximal qui serait possible à l'instant considéré par ciel clair. Le cas échéant, la présence de nuages rendra cette estimation excessive.

Pseudo-mesure pessimiste, ou «ceinture et bretelles» : dans le doute, on suppose que l'ensoleillement sera maximal, ce qui est pessimiste de notre point de vue de gestionnaire de réseau soucieux d'éviter les contraintes, quoiqu'évidemment optimiste du point de vue de la production d'énergie renouvelable. Cette méthode, qui produit une estimation encore plus excessive que la précédente, a cependant le mérite d'être très simple, et elle peut avoir du sens lorsque l'on est dans situation de contrainte clairement causée par la production.

Prévision exacte : cette technique n'est par définition utilisable qu'en simulation (elle n'est pas «causale»), mais cela vaut tout de même la peine de la programmer puisqu'elle doit donner une sorte de cas de référence imbattable.

3.2.2 Tension amont

On la suppose a priori mesurable, par le biais d'un capteur de tension situé au nœud racine du réseau, mais cette hypothèse est assez luxueuse et on peut au contraire choisir de se passer de ce capteur supplémentaire. La tension amont devient alors une perturbation non-mesurable, ce qui n'empêche pas de l'estimer (c'est-à-dire d'utiliser une pseudo-mesure au lieu d'une mesure) d'une manière ou d'une autre, en exploitant par exemple les mesures de tension effectuées en plein réseau **B_r** par les compteurs communicants.

3.2.3 Consommation (active et réactive) désirée des charges

C'est l'homologue de l'ensoleillement, pour les charges. Autrement dit, c'est la puissance qui serait consommée par les charges en l'absence d'action de contrôle de notre part. Malgré sa ressemblance avec l'ensoleillement, — que l'on classe plutôt parmi les perturbations mesurables — la consommation désirée des charges flexibles, lorsque l'on fait effectivement appel à la flexibilité de ces charges, est plutôt vue comme une perturbation non-mesurable : il n'existe pas de capteur, et même la pseudo-mesure est essentiellement impossible car la consommation d'un usager individuel est très variable d'un usager à l'autre et d'un instant à l'autre. C'est le problème déjà cité plus haut de l'estimation de la «courbe de référence» de la charge flexible. En revanche, la consommation des charges non-flexibles, et la consommation des charges flexibles lorsque celles-ci ne font l'objet d'aucune activation d'effacement, sont mesurables, la mesure étant effectuée par le biais des compteurs communicants.

La consommation réactive désirée des charges est une perturbation similaire à la consommation active désirée, à ceci près qu'elle n'est jamais flexible, et est donc toujours mesurable par le biais du compteur communicant.

3.2.4 Sorties

On distingue trois cas :

- Les tensions phase-neutre au niveau des clients, ainsi que leur consommation et/ou production active et réactive, sont supposées mesurables directement par les compteurs communicants.

- Idéalement, on aurait envie de mesurer en fait la température du (point chaud du) transformateur : c'est a priori l'indicateur de surcharge le plus pertinent. À défaut de disposer de ce type de capteur, peu répandu en pratique à l'heure actuelle, on se contente d'une contrainte portant sur la puissance instantanée qui transite au poste. On suppose donc, soit pouvoir mesurer directement cette puissance grâce à un capteur dédié, soit disposer d'une pseudo-mesure. Par exemple, faire simplement la somme des consommations actives des charges, telles que relevées par les compteurs communicants, est déjà une estimation a priori assez satisfaisante.
- Si l'on s'intéresse également aux contraintes de courant dans les lignes, le problème est essentiellement le même que pour une mesure de courant au poste, mais la pseudo-mesure devient quasi-obligatoire ; on imagine mal poser des capteurs de courant à grande échelle dans les réseaux **Bt**. Une pseudo-mesure basée sur la somme des puissances mesurées par les compteurs, en aval de la ligne considérée, semble être la solution la plus attrayante.

3.3 Généralités sur les politiques d'attribution des quotas

Avant de discuter des détails de l'implémentation des contrôleurs, faisons quelques observations générales qui guideront nos choix de conception.

3.3.1 Notion de «générosité»

La première observation sur la «générosité» avec laquelle on doit distribuer les quotas de production ou de consommation :

- quand on est loin des contraintes, il vaut mieux être très généreux : c'est bon pour les usagers, et ça ne fait pas prendre tellement de risque au réseau.
- Quand on est proche des contraintes, il vaut mieux se montrer très strict : limiter les risques de violation est important, et ces événements sont censés être rares : les clients peuvent bien supporter une politique restrictive du moment qu'elle n'arrive presque jamais.

Nous concluons de cette observation que l'on a sans doute intérêt à faire de la générosité une fonction *qui dépend de la marge opérationnelle résiduelle* à l'instant considéré.

3.3.2 Choix de l'objectif

La seconde observation porte sur le choix de la fonction-objectif, c'est-à-dire sur la question suivante : si l'on compare deux choix distincts de la commande u , ie. deux jeux de quotas différents alloués aux différents clients d'un réseau, et que chacun de ces deux choix assure la non-violation des contraintes, lequel faut-il préférer ?

Il n'y a pas de réponse unique à cette question, mais l'on peut donner les règles générales suivantes :

- il est souhaitable de minimiser l'effacement total, c'est-à-dire de maximiser $\mathbf{1}^\top x$. Concrètement, dans le cas du contrôle de la production **Pv**, cela signifie qu'il est souhaitable de maximiser l'énergie renouvelable effectivement produite.
- Il est également souhaitable de maximiser les quotas envoyés aux usagers, de manière à maximiser leur «liberté». Cette notion n'est pas tout à fait la même que la précédente ; par exemple, entre deux choix de quotas qui mènent *in fine* à la même production **Pv** effective,

on préférera a priori l'allocation la plus généreuse. Ceci est d'autant plus souhaitable lorsque l'on parle d'effacements de consommation. De plus,

- si l'on choisit de maximiser les quotas, la solution optimale consistera sans doute à contraindre fortement quelques clients «stratégiques» de manière à pouvoir mettre le quota u des autres à 100 %,
- tandis qu'en choisissant de maximiser l'usage effectif x , on s'attend à ce que la solution optimale soit plus équilibrée, quoique très imparfaitement encore (cf. le point suivant).
- Ceci nous amène au dernier critère : celui d'équité. Une politique d'effacement visant la maximisation de l'énergie totale produite par un ensemble de producteurs P_v sera malheureusement a priori inéquitable, puisque les producteurs effacés seront probablement toujours les mêmes : ceux qui sont raccordés en bout de ligne.

Ces considérations pourront nous guider dans le choix de la politique qui sera mise en œuvre dans nos contrôleurs : on devra notamment effectuer des choix, qui seront guidés non pas par des considérations techniques mais plutôt par des critères d'acceptabilité par les utilisateurs, afin de fixer les termes du compromis entre efficacité et équité.

3.4 Structures de contrôleurs

Cette section discute les différents types de contrôleurs envisageables pour notre problème stylisé, en donnant un exemple d'implémentation possible pour illustrer chaque type de structure.

3.4.1 Solution par essais-erreurs (pur «feed-back»)

On rappelle qu'une méthode de contrôle par feed-back utilise par définition la valeur des sorties pour calculer la commande ; autrement dit, ici, qui utilise des mesures (ou pseudo-mesures) des tensions et des courants, et éventuellement des puissances, pour décider des quotas à appliquer.



Exemple 1

Une méthode de contrôle de ce type, par exemple, est la suivante :

- On décide que $u(t)$ sera de la forme $\mu(t)\bar{y}$, avec $\mu(t) \in [0, 1]$.
- On mesure en permanence la violation de la contrainte la plus violée :

$$\varepsilon(t) := \max_{i \in \llbracket 1, m \rrbracket} (h_i(x(t), \xi(t)) - \bar{h}_i). \quad (3.4)$$

En pratique, on peut utiliser par exemple un correcteur de type **Proportionnel Intégral (Pi)** avec saturation :

$$\mu(t) = [1 - \alpha\varepsilon(t) - \beta\lambda(t)]_0^1,$$

où α et β sont deux gains à fixer, où la notation $[a]_b^c$ signifie $\max(\min(a, c), b)^a$, et où $\lambda(t)$ est le terme qui mesure l'erreur intégrée dans le temps.

- Si cette violation est positive, on diminue la valeur de α (avec saturation à 0).

- Si cette violation est négative, on augmente la valeur de α (avec saturation à 1).

^a a saturé inférieurement par b et supérieurement par c .

La section 5.4 présente des résultats numériques obtenus avec ce type de méthodes. En anticipant un peu sur ces résultats, disons dès maintenant que les essais qui ont été réalisés avec des contrôleurs feed-back locaux (internes à l'onduleur **Pv**, typiquement) ont généralement donné de bons résultats, tandis que les contrôleurs par feed-back utilisant des communications — par le biais de l'infrastructure de comptage — ont donné des résultats peu concluants, essentiellement en raison du «problème des longs pas de temps» qui sera présenté ci-dessous à la section 3.5.1.

3.4.2 Solution utilisant le modèle h (pur «feed-forward»)

Rappelons qu'un contrôleur feed-forward est un contrôleur qui utilise une mesure des perturbations pour déterminer la commande. Ici, il s'agirait donc de mesurer tout ou partie des informations suivantes et de les utiliser pour déterminer les quotas de production ou de consommation : la tension amont, l'ensoleillement, et la consommation active et réactive désirée des charges.



Exemple 2

Un exemple de tel contrôleur est le suivant :

$$u(t) := \operatorname{argmin} \left\{ \begin{array}{l} \max \text{ «une fonction-objectif»} \\ A[\tilde{y}(t)]^u + b \leq \bar{h}, \\ u \leq \tilde{y} \end{array} \right\}, \quad (3.5)$$

où la notation $[\tilde{y}(t)]^u$ signifie que \tilde{y}_t est saturée supérieurement par u , autrement dit,

$$\operatorname{proj}_{\{x | x \leq u(t)\}}(\tilde{y}(t)).$$

À première vue, la non-linéarité introduite par la saturation peut faire un peu peur du point de vue de la résolution numérique de l'équation (3.5) : on craint de devoir modéliser le problème comme un **Programme Linéaire en Nombres Entiers (PLNE)** avec n variables binaires. En fait, bien que le problème (3.5) puisse effectivement se reformuler en introduisant une variable binaire $d \in \{0, 1\}^n$, des simplifications sont possibles et on peut montrer que le problème se ramène en fait à la résolution d'un simple **Programme Linéaire (PL)**.

3.4.3 Solution hybride «feed-forward + feed-back»

Le bon sens de l'automaticien nous dit que la «bonne solution» est toujours d'utiliser un mélange de feed-forward et de feed-back. Autrement dit, dans notre contexte, il s'agit d'utiliser simultanément, pour calculer les quotas à envoyer aux usagers :

- d'une part la valeur des perturbations mesurables ou pseudo-mesurables : tension amont, ensoleillement, et si possible la consommation active et réactive désirée des charges.

- D'autre part la valeur des sorties : tensions et courants (ou flux de puissance active et réactive), puissance effectivement consommée par les dispositifs flexibles.



Exemple 3

Une manière d'exprimer notre problème hybride est la suivante :

$$u(t) := \operatorname{argmin} \left\{ \begin{array}{l} \max \mathbf{1}^\top u \\ A[\tilde{y}(t)]^u + b \leq \bar{h} - \delta(t) \\ u \leq \bar{y} \end{array} \right\},$$

que l'on résoudra en pratique non pas sous cette forme, mais sous la forme d'un **PL** comme précédemment. $\delta(t)$ est ici un terme qui peut être vu comme une marge de sécurité sur la limite réelle \bar{h} ou comme un terme correctif de l'ordonnée à l'origine du modèle (A, b) .

3.5 Modélisation des délais de mesure et de communications

3.5.1 Le problème des «longs pas de temps»

Les mesures de puissance active et de tension, tout comme les communications applicatives de l'allocation de puissance, sont traitées par les compteurs communicants. Nous avons choisi d'intégrer ces mesures sur des pas de temps de 10 min puis de les communiquer à un contrôleur central — qui joue donc également le rôle de concentrateur. Symétriquement, les limites de puissances consommables et productibles s'appliquent pour une durée de 10 min (au moins). À notre connaissance, ce taux de rafraîchissement des mesures est un «bon» ordre de grandeur de ce qui peut être réalisé par les infrastructures de comptage communicant actuellement déployées, et de ce qui est autorisé par les législations nationales [Lég10].

Ces considérations permettent donc de se rendre compte que les décisions de contrôle basées sur les données de l'infrastructure de comptage sont des décisions prises avec des données presque *obsolètes* en comparaison par exemple de la variabilité de la charge d'un usager d'un réseau **Bt**.

Les figures 3.2 et 3.3 montrent les mesures de consommation et de tension pour chacune des trois phases d'une maison individuelle. Ces mesures ont été réalisées dans le cadre du projet **Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme (ADRES)** au pas de temps de la seconde. On constate plusieurs phénomènes :

- l'extrême volatilité des mesures effectuées au pas de temps de la seconde²,
- l'écart important qui peut exister entre une valeur «instantanée» et une valeur moyennée sur un pas de temps de plusieurs minutes,
- l'écart important qu'il peut exister entre une valeur instantanée et la valeur mesurée *disponible pour le contrôleur* qui est celle du pas de temps précédent.

²On semble détecter des appareils qui s'activent régulièrement sur les phases a et b en consommant une *pointe*.

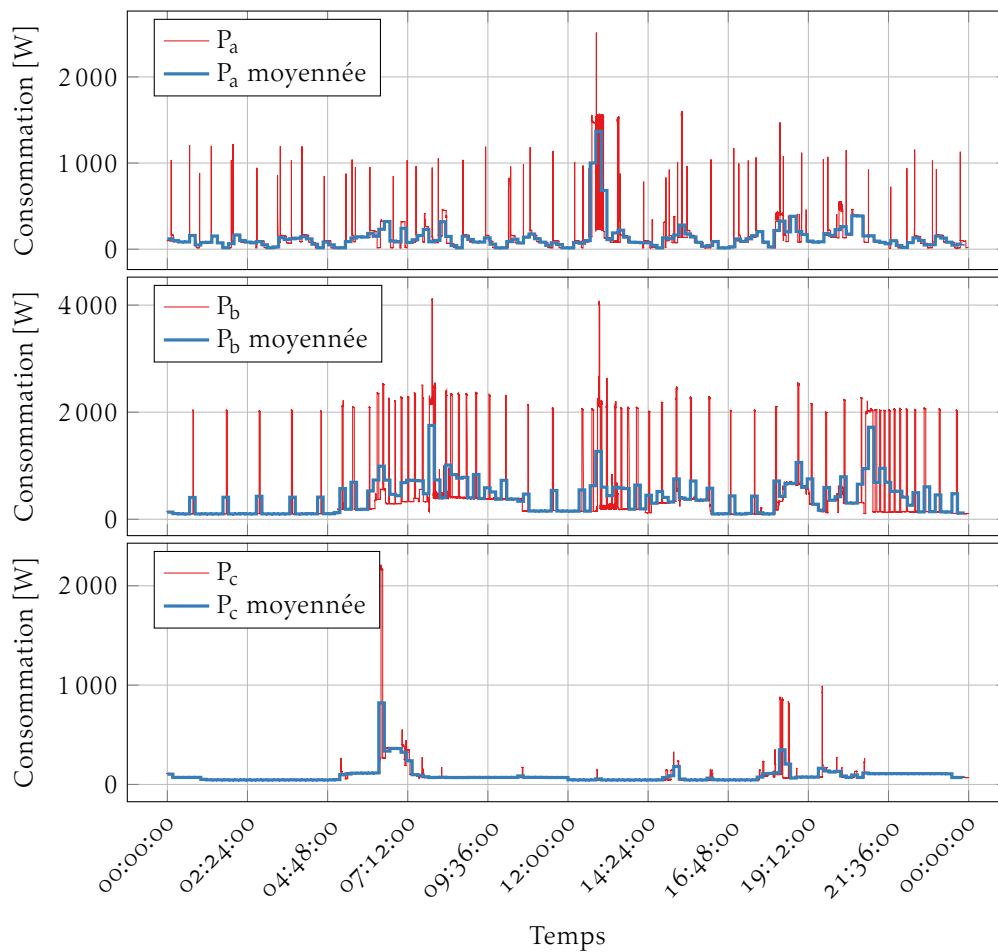


FIG. 3.2 : Consommation d'une maison mesurée à la seconde et moyennée sur 10 min (source : ADRES [Ein+12])

3.5.2 Conséquence : nécessité de modéliser l'infrastructure de comptage

Un contrôleur utilisant les compteurs communicants sera infiniment plus lent qu'un contrôleur «local» eg. réalisé par un onduleur (cf. section 2.5). Un contrôleur domestique sera probablement quelque part entre les deux.

Il nous apparaît donc indispensable de modéliser ces effets : les résultats de simulation seraient complètement erronés sinon. Nous notons également que cette observation n'est guère présente dans la littérature. On trouve tout au plus des remarques sur des «marges de sécurité» à prendre comme dans [RFK12], qui prend une marge supplémentaire de 3 % dans la limite de tension qu'il souhaite respecter afin de se prémunir de «toute variation inattendue de court terme dans la demande».

Du point de vue de notre logiciel, ceci signifie que les contrôleurs locaux seront traités de manière complètement différentes des contrôleurs (domestiques et) globaux : l'effet des premiers sera modélisé comme instantané, mais pas les seconds.

Autrement dit, nous plaçons ici pour le fait de modéliser au moins grossièrement les aspects

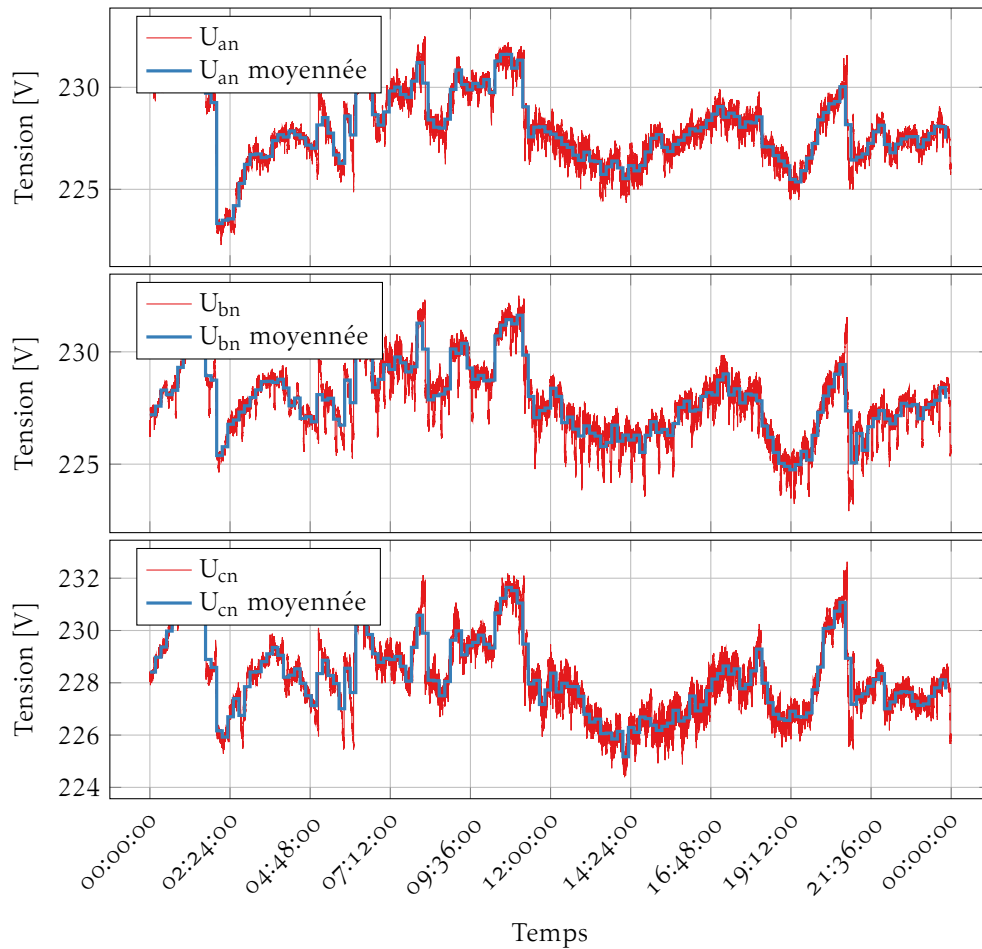


FIG. 3.3 : Tension d'une maison mesurée à la seconde et moyennée sur 10 min (source : ADRES [Ein+12])

météorologiques et télécoms de l'infrastructure de comptage dans le logiciel de simulation « idéal » : de même que, comme nous l'avons déjà observé, un tel logiciel devrait capturer simultanément le comportement du réseau électrique *et* celui de l'aval-compteur, nous considérons qu'il devrait également capturer les principales caractéristiques de l'infrastructure de comptage :

- la qualité et la durée de ses mesures,
- les délais de communications et le taux de rafraîchissement des consignes émises par le contrôleur,
- et pour être complet, les éventuels problèmes ponctuels de communication auquel il faut s'attendre (congestion télécom, indisponibilité temporaire du canal) et face auxquelles les contrôleurs devront être protégés.

3.6 Modèle du réseau

En dehors des mécanismes par feed-back les plus simples, les contrôleurs que nous avons présentés ci-dessus utilisent le modèle de réseau ; matrice A et vecteur b dont, par hypothèse, nous supposons disposer. Nous discutons ici plus précisément la question du modèle à utiliser et des données nécessaires pour le paramétrer.

3.6.1 Modèle non-linéaire usuel

Le modèle d'écoulement de charges usuel peut être directement dérivé d'une description fine de la physique du réseau : pour les lignes, on suppose connaître le matériau et la géométrie des conducteurs, et l'on en déduit les valeurs des divers paramètres (impédances, etc.) du modèle retenu. Pour les transformateurs, l'approche est généralement un peu plus empirique : on utilise les résultats de quelques essais standards (essai à vide, essai en court-circuit), essais qui sont généralement réalisés par les fabricants eux-mêmes et dont les résultats figurent dans la documentation du matériel, et l'on utilise ces informations pour paramétrer le modèle. Cette démarche aboutit à un certain modèle du réseau, et constitue l'approche la plus classique aujourd'hui. De tels modèles sont par exemple utilisés par les gestionnaires de réseaux pour leurs études de raccordement.

Un tel modèle présente cependant quelques inconvénients :

- il est non-linéaire ; ceci ne pose que rarement de réelles difficultés en pratique pour des études par simulation (*résolution* simple des équations non-linéaires), mais constitue un obstacle pour l'utilisation du modèle dans une optique de conduite (utilisation des équations non-linéaires *dans un problème d'optimisation*). L'accroissement de complexité causée par la non-linéarité, du point de vue de l'optimisation, ne semble pas forcément nécessaire dans un premier temps ; on préférerait utiliser dans nos contrôleurs des calculs numériques simples et à convergence garantie.
- Ce modèle est construit à partir d'une description fine du réseau électrique, description qui contient malheureusement de nombreuses approximations ou erreurs en pratique : un client (monophasé) dont le placement et/ou la phase de raccordement sont incorrects, une prise à vide mal renseignée sur un poste HTA/BT, une section de câble erronée, etc., sont choses courantes. La qualité du modèle qui résulte de ces données imparfaites est donc mal connue.

Dans nos travaux au chapitre 4, nous utiliserons un tel modèle non-linéaire directement, dérivé de la physique du réseau électrique, dans notre simulateur. Il faut cependant bien distinguer :

- ce simulateur, qui a pour vocation de jouer le rôle que tiendrait un réseau électrique réel dans un déploiement réel de la technologie de conduite, pour lequel nous utilisons donc le modèle le plus fin possible en simulation, et qui n'existerait pas en pratique sur le terrain ;
- et le modèle de réseau utilisé dans le contrôleur, qui lui, ne doit pas selon nous utiliser le modèle usuel dérivé de la structure physique du réseau, en raison de son caractère non-linéaire et de nos doutes quant à la qualité des données qu'il utilise.

Il reste donc à décider comment construire un modèle plus satisfaisant, c'est-à-dire linéaire d'une part, et aussi fiable que possible d'autre part.

3.6.2 Modèle *data driven*

La réponse à cette question est apportée selon nous par les **Tic**, et notamment par le comptage communicant, qui se développent sur le réseau électrique : pourvu que les mesures de comptage soient suffisamment précises et granulaires dans le temps, ces données peuvent être utilisées pour générer des modèles plus satisfaisants que le modèle non-linéaire usuel, du point de vue du contrôle. Dans nos travaux, les mesures des compteurs communicants sont réalisées avec un échantillonnage d'environ dix minutes, valeur choisie plutôt en fonction de considérations réglementaires que techniques : en effet, dans certains pays en tout cas, on considère que mesurer la courbe de charge d'un usager avec une granulométrie plus fine que 10 min constitue un risque pour la vie privée [Lég10].

Les méthodes d'apprentissage utilisables pour extraire de tels modèles sont des régressions. La plus simple d'entre elle est la régression linéaire. Elle permet d'avoir un modèle de la forme décrite dans la section 3.1.3 et s'intègre très bien dans un problème de type **PL** ou **PLNE**.

Une question naturelle venant immédiatement en tête est : a-t-on besoin de plus pour avoir de bons résultats ? La réponse sera donnée en détails dans le chapitre 5 mais donnons tout de même quelques éléments de réponse dès maintenant.

La précédente question amène deux métriques différentes : la première est de savoir si une régression dans les données des compteurs communicants a de bons résultats *statistiques* — un coefficient de régression R^2 proche de 1,0 par exemple — et la seconde est de savoir si les décisions prises avec ce modèle permettent de réduire les contraintes sur le réseau c'est-à-dire d'obtenir de bons résultats *métiers*.

Les mesures de compteurs communicants *simulées* ont permis d'obtenir à la fois de bonnes métriques *statistiques* et de bonnes métriques *métiers*. Le modèle simple de régression linéaire nous a donc permis de faire efficacement ce que nous voulions.

3.7 Notre contrôleur

Dans cette section, nous allons décrire le contrôleur qui sera utilisé dans le chapitre 5 dédié aux expérimentations. Il a pour objectif de contrôler un ensemble de **Pv** installé sur un réseau électrique **Bt** donné.

Parmi les différentes structures de contrôleurs (cf. section 3.4), nous avons choisi de présenter un contrôleur de type Feed-forward qui est selon nous un *bon* contrôleur à même de prendre en compte toutes les «contraintes pratiques» de l'allocation de puissance sur un réseau électrique. Ce contrôleur se base sur un modèle linéaire appris du réseau électrique (cf. section 3.6.2) et a pour objectif la minimisation de l'écrêtement des usagers (cf. section 3.3).

Décrivons ici le problème d'optimisation qui est résolu à chaque nouveau pas de temps de contrôle. On note \mathcal{U} l'ensemble des usagers du réseau électrique considéré et t le pas de temps courant. Pour chaque usager $u \in \mathcal{U}$, on note \overline{p}_u^g la puissance (active) solaire maximale ie. sa puissance installée et $p_u^g(t-1)$ la dernière mesure de production de son compteur communicant. Les usagers n'ayant pas d'installation solaire ont naturellement $\overline{p}_u^g := 0W$. On note également $p_u^c(t-1)$ la dernière mesure de puissance consommée par le compteur communicant de l'utilisateur $u \in \mathcal{U}$.

On cherche à allouer une puissance maximale productible par tous les usagers du réseau électrique considéré pour le prochain pas de temps de contrôle³. Pour ce faire, nous avons besoin d'une estimation de la consommation et de la production de chaque usager du réseau. Pour la consommation, nous faisons le choix de la persistance de la dernière mesure et nous définissons

³Une dizaine de minutes.

$\widetilde{p}_u^c := p_u^c(t-1)$ comme estimation de la consommation de l'utilisateur $u \in \mathcal{U}$ pour le prochain pas de temps de contrôle⁴. Pour la production, nous faisons une hypothèse moyenne entre le maximum productible et la dernière mesure de puissance disponible et définissons⁵

$$\widetilde{p}_u^g := \frac{1}{2} \left(p_u^g(t-1) + \overline{p}_u^g \right).$$

Notons également (A, b) le modèle linéaire actuellement disponible de tensions du réseau et (C, d) le modèle actuellement disponible de la puissance transitant au transformateur.

Avec ces estimations et ces modèles, il nous est désormais possible d'énoncer le problème de contrôle «Feed-forward» :

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{argmax}_{(p_u^g)_{u \in \mathcal{U}}} \sum_{u \in \mathcal{U}} p_u^g \\ p = (p_u^c - p_u^g)_{u \in \mathcal{U}}, \\ U^{\min} \leq Ap + b \leq U^{\max}, \\ -P_{\text{trans}}^{\max} \leq Cp + d \leq P_{\text{trans}}^{\max}, \\ p_u^c = \widetilde{p}_u^c \quad \forall u \in \mathcal{U}, \\ 0 \leq p_u^g \leq \widetilde{p}_u^g \quad \forall u \in \mathcal{U}. \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Le problème (3.6) permet ainsi de définir les quotas $(p_u^g)_{u \in \mathcal{U}}^*$ qui seront envoyés à chaque usager.

Cette méthode est similaire à un contrôle feed-back centralisé en ceci qu'elle utilise également les données des compteurs communicants et le modèle fourni par le module d'apprentissage, mais elle en diffère en ceci qu'elle utilise des (pseudo-)mesures des entrées, comme la charge et l'ensoleillement, et non pas des sorties, comme ici la tension, pour définir la commande à appliquer. Cette stratégie est beaucoup moins usuelle et moins discutée dans la littérature que celle consistant à utiliser des contrôleurs Feed-back locaux, mais nous verrons dans le chapitre 5 qu'elle présente des caractéristiques séduisantes, notamment parce qu'elle souffre peu des imperfections de l'infrastructure de mesure et de communication.

Avant de pouvoir tester ce contrôleur en simulations dans le chapitre 5, il nous faut une plateforme logicielle adaptée à ces tests. Le prochain chapitre sera donc consacré à l'implémentation logicielle des idées présentées dans ce chapitre.

⁴Il est naturellement possible de faire mieux en utilisant, par exemple, tout l'historique des mesures de l'utilisateur, des usagers du même réseau ou des usagers de tous les réseaux sur lesquels des mesures sont disponibles.

⁵Le coefficient $\frac{1}{2}$ est un choix arbitraire : donner trop de poids à $p_u^g(t-1)$ contraint trop l'utilisateur $u \in \mathcal{U}$ et donner trop de poids à \overline{p}_u^g , contraint trop les autres usagers.

Chapitre 4

Simulec : un logiciel de simulation de flexibilités

Sommaire

4.1	Vision générale	63
4.2	Simulation électrique	65
4.2.1	Mise en équations	68
4.2.2	Assemblage du problème	71
4.2.3	Différentiation automatique	73
4.3	Aval-compteur	76
4.3.1	Charges	77
4.3.2	Gestionnaire d'énergie	79
4.3.3	Délesteur de charges	80
4.4	Mécanismes d'activation des flexibilités	80
4.5	Communication	80
4.5.1	Détails des services	81
4.5.2	Détails des échanges	83
4.5.3	Canaux possibles	83
4.6	Simulateur d'événements	84
4.6.1	Simulation électrique	85
4.6.2	Mesures des compteurs	86
4.6.3	Allocation de puissance	87
4.6.4	Activation de charge flexible	87
4.6.5	Apprentissage	88

4.1 Vision générale

Ce chapitre a pour but de présenter le simulateur développé durant cette thèse. L'architecture générale de ce simulateur est présentée sur la figure 4.1.

Les différents blocs apparaissant sur cette figure ont les missions suivantes :

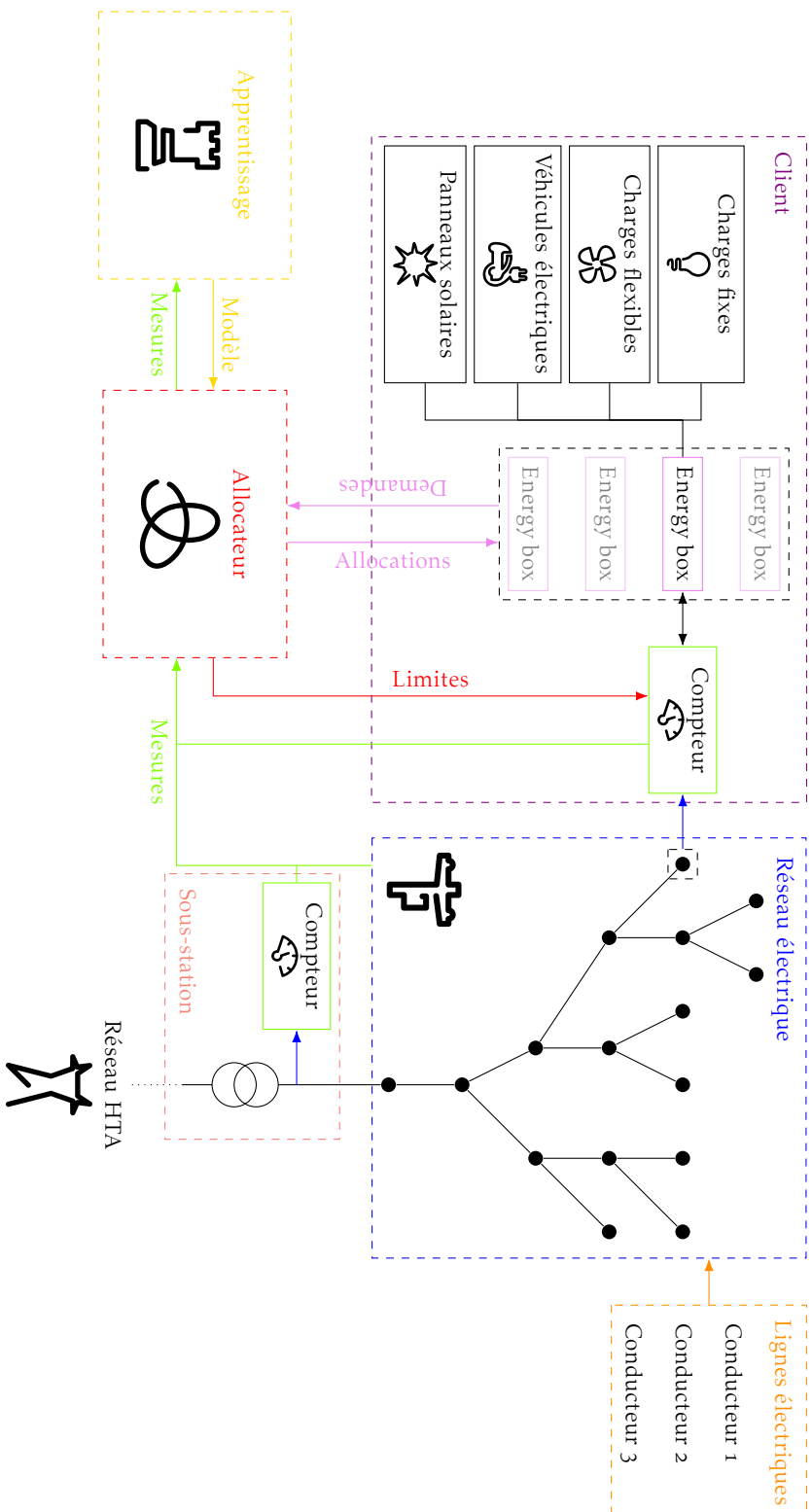


Fig. 4.1 : Schéma général de l'architecture de Simulec

Réseau électrique. C'est le module qui effectue les calculs d'écoulement de charges (load flow) pour un réseau donné à partir des données de lignes et de transformateurs.

Poste HTA/BT (sous-station). La sous-station abrite un compteur communicant qui fournit des mesures sur l'état du secondaire du transformateur.

Clients. Chaque client dispose de ses charges, de son éventuel gestionnaire d'énergie, de son (ou ses) compteur(s) communicant(s) ainsi que de son tableau électrique. Le compteur communique régulièrement à l'allocateur ses mesures de tension, d'intensité et de puissance. Il reçoit également régulièrement de l'information destinée au compteur lui-même — par exemple, une consigne d'ouverture du relais électromécanique interne, ou «contact sec» — ou destinée à être relayée par le compteur vers l'aval-compteur — par exemple, une consigne d'ouverture de type logique ou «contact virtuel». Le gestionnaire d'énergie échange avec l'allocateur afin de faire le point sur l'état des flexibilités disponibles pour lui.

Allocateur. Nous désignons pas le terme «allocateur» le *contrôleur global* (section 2.5.3) situé au niveau de la sous-station, par opposition aux contrôleurs locaux (par exemple internes à un onduleur) et aux contrôleurs domestiques (au niveau du compteur général de l'installation d'un usager). L'allocateur alloue régulièrement aux clients de nouveaux quotas de consommation et de production, autrement dit, il décide des consignes d'effacement centralisées (coordonnées entre plusieurs usagers).

Apprentissage. Ce module exploite l'historique des mesures du réseau et s'en sert pour générer un modèle du réseau (version linéaire et *data driven* des équations d'écoulement de charges), modèle qui est ensuite mis à disposition de l'allocateur à des fins de contrôle.

La suite de ce chapitre présente plus de détails sur :

- le réseau électrique dans la section 4.2,
- sur l'aval-compteur des clients dans la section 4.3,
- sur l'allocateur dans la section 4.4,
- sur les communications entre ces différents blocs dans la section 4.5,
- sur le simulateur d'événements dans la section 4.6.

4.2 Simulation électrique

L'objectif de cette partie du logiciel est de modéliser la physique d'un réseau de distribution électrique comme celui représenté sur la figure 4.2.

La dynamique des phénomènes électriques qui ont lieu sur le réseau est beaucoup trop rapide pour être prise en compte dans des études de conduite et de planification ; nous adopterons donc classiquement pour la modélisation de l'état électrique du réseau une hypothèse de régime permanent, purement sinusoïdal¹.

Les applications numériques qui seront présentées dans ce manuscrit ont été réalisées en considérant comme objet d'étude un et un seul réseau BT. D'autres périmètres d'étude pourraient

¹ Les phénomènes de déformation de l'onde de tension peuvent également s'avérer importants, mais ils nécessitent des études très spécifiques. Les phénomènes d'harmoniques ne sont donc jamais pris en compte dans les études de conduite et de planification.

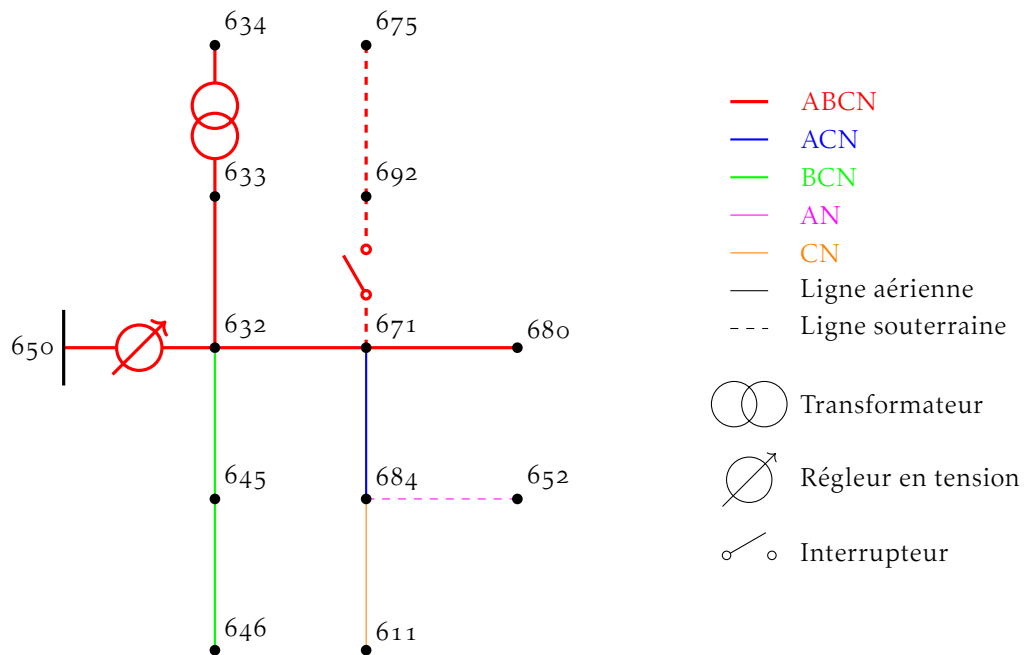


FIG. 4.2 : Réseau IEEE à 13 bus [Ker91]

être considérés en utilisant le logiciel *Simulec*, notamment pour des études portant purement sur le réseau HTA, ou pour des études couplées portant par exemple sur un départ HTA et sur un réseau BT particulier (les autres étant agrégés sous forme d'une charge HTA unique), etc. Afin de ne pas multiplier les cas d'études, nous avons cependant choisi de ne pas présenter ici ces différentes situations dans les applications numériques ; seul le cas du réseau BT complet sera traité dans les exemples.

La situation la plus commune en matière de calcul de réseau en régime permanent est celle où l'on considère que l'on connaît :

- d'une part la «tension amont» au niveau du point qui alimente le réseau considéré, supposée constante ;
- et d'autre part la loi de comportement de chaque charge alimentée par le réseau.

Dans notre cas de figure, où l'on étudie un réseau BT, le point de couplage avec le réseau amont est le nœud HTA qui alimente les enroulements primaires du transformateur HTA/BT. Le réseau HTA étant normalement dimensionné de façon beaucoup plus généreuse que le réseau BT, la première hypothèse (tension en amont constante indépendamment de l'état de charge du réseau BT) est a priori tout à fait admissible. Quant à la seconde hypothèse, on l'applique généralement en supposant que la loi de comportement des charges est de type «P, Q constant», modèle de charge à puissance complexe constante, ce qui est nettement plus douteux : parmi l'immense variété des charges alimentées par le réseau de distribution, nombreuses sont celles dont la consommation de puissance active et réactive est influencée par la tension². Cependant,

²Du moins à court terme ; ainsi par exemple un radiateur électrique se comportera probablement approximativement à court terme comme une charge impédante et non pas comme une charge à puissance constante, bien qu'à long terme, c'est-à-dire en tenant compte de l'action de sa régulation en température, il puisse se comporter plutôt comme une charge à puissance constante.

cette dépendance par rapport à la tension n'est que très rarement prise en compte dans les études de réseaux de distribution, et jamais à notre connaissance dans les études de planification et de conduite. Nous adopterons également ici cette approximation. Notons également que la loi de comportement «de type P, Q constant» est ambiguë lorsque l'on parle d'une charge triphasée. La pratique usuelle pour contourner ce problème semble être de substituer trois charges monophasées identiques à la charge triphasée considérée. C'est également l'approche que nous retiendrons, et nous ne considérerons que des charges connectées en *étoile* comme décrit sur la figure 4.3.

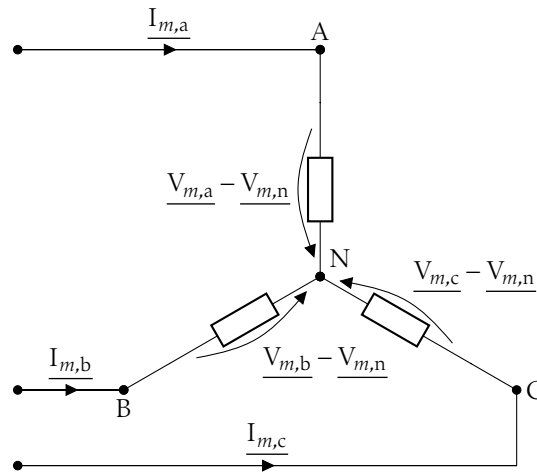


FIG. 4.3 : Connexion en étoile d'une charge au bus $m \in \mathbb{B}$

Le problème, extrêmement classique, dans lequel la tension amont est imposée ainsi que la consommation active et réactive des charges, et où l'on cherche à calculer l'état du réseau — c'est-à-dire les tensions et les courants partout, les flux de puissance active et réactive, etc. — est désigné dans la communauté des réseaux électriques sous le terme de «problème de load flow», que l'on traduit parfois en français par l'expression «écoulement de charges» comme détaillé dans la section 2.4.1. Le terme de «power flow» ou «écoulement de puissance» semble a priori plus adapté, mais nous suivrons l'usage bien établi.

Pour que le problème d'«écoulement de charges» ait un sens, on doit préciser les caractéristiques techniques du réseau électrique considéré, c'est-à-dire spécifier premièrement sa topologie (notamment l'emplacement et la phase de raccordement des clients), et deuxièmement le comportement des lignes et des transformateurs qui le composent. On suppose généralement que la topologie du réseau est connue du distributeur, et que l'on peut déterminer un modèle du réseau à partir des données fournies par les constructeurs de matériel (câbles et transformateurs) et des longueurs de câble tirées par le GRD, qui est une information que l'on peut trouver dans son **Système d'Information Géographique (SIG)**. Cette manière de voir les choses est probablement correcte en HTA mais exagérément optimiste en BT, où la qualité des données cartographiques est moindre : il arrive couramment que l'emplacement géographique d'un client soit mal renseigné, ou que sa phase de raccordement ne soit pas correcte, ou que la position de la prise hors-charge d'un transformateur soit douteuse... L'arrivée du comptage communicant devrait sans doute doublement contribuer à résoudre ce problème, d'une part parce qu'il permettra de fiabiliser les données cartographiques, et d'autre part parce qu'il offre une solution alternative à l'exploitation de ces données : l'apprentissage du comportement du réseau qui a déjà été évoqué dans la section 3.6.

Le problème d'écoulement de charges classique est donc celui où le modèle du réseau est connu, ainsi que la tension amont et la consommation active et réactive de l'ensemble des charges, et où l'on cherche à déterminer toutes les autres grandeurs physiques du réseau. Ce problème prend la forme d'un système d'équations non-linéaires, que l'on résout généralement par l'application de la méthode de Newton-Raphson ou d'une de ses variantes.

4.2.1 Mise en équations

Paramètres

Un réseau électrique est un arbre³ (\mathbb{B}, \mathbb{L}) où $\mathbb{B} \subset \mathbb{N}$ est un ensemble de nœuds et \mathbb{L} un ensemble d'arêtes, c'est-à-dire un sous-ensemble de $\mathbb{B} \times \mathbb{B}$. Dans le vocabulaire des électrotechniciens, les nœuds sont généralement appelés des bus électriques, et les arêtes, des lignes (électriques).

Les réseaux électriques que nous allons modéliser sont des réseaux triphasés ; définissons donc $\mathbb{P} := \{a, b, c\}$ comme l'ensemble des trois phases du réseau. Nous modélisons ici des réseaux de distribution, notamment des réseaux $\mathbf{B_T}$, qui sont par nature déséquilibrés : on n'utilisera donc pas la simplification usuellement exploitée pour les calculs portant sur le réseau de transport, et qui consiste à considérer que les trois phases sont chargées exactement de la même façon. Cette hypothèse simplifie considérablement les calculs, mais n'est pas justifiée ici. Noter également que le réseau $\mathbf{H_{TA}}$ est un réseau à trois conducteurs (triphasé standard), tandis que le réseau $\mathbf{B_T}$ est un réseau à quatre conducteurs (triphasé avec neutre). Le traitement des réseaux à quatre conducteurs dans les logiciels de simulation de réseaux électriques n'est pas toujours très clair, et certains de ces logiciels [Mon+17 ; Dig17] semblent ramener artificiellement ce cas à celui d'un réseau à trois conducteurs. Dans nos travaux, nous traiterons séparément le cas de la modélisation du réseau $\mathbf{H_{TA}}$ et le cas du réseau $\mathbf{B_T}$, et nous adopterons bien un modèle à quatre conducteurs pour les lignes $\mathbf{B_T}$. Les données relatives au câble de neutre seront alors indicés par n .

Il est courant de modéliser une ligne électrique avec un modèle en Π comme décrit sur la figure 4.4.

Néanmoins, comme nous nous limitons à la modélisation de réseaux $\mathbf{B_T}$, nous pouvons négliger les admittances en dérivation. En effet, les admittances de dérivation sont de l'ordre de quelques $\mu\text{S}/\text{km}$ alors que les admittances de ligne sont de l'ordre de quelques S/km . Les réseaux $\mathbf{B_T}$ se limitent généralement à moins d'un kilomètre de câble. Nous obtenons donc la figure 4.5.

La plupart des grandeurs physiques que nous manipulerons dans cette section sont associées à des bus électriques et à des phases, c'est pourquoi les notations suivantes seront utilisées :

- le premier indice des grandeurs physiques correspond aux bus électriques et le second indice correspond aux phases. Les deux indices sont séparés par une virgule. Par exemple, $\underline{V_{1,a}}$ est la tension complexe du bus 1, phase a.
- Les quantités physiques indicées par trois ou quatre phases sont des vecteurs ou des matrices. Par exemple, $\underline{Z_{4-5,abcn}}$ est l'impédance (complexe) de la ligne électrique reliant les bus 4 et 5. Elle appartient à $\mathcal{M}_{4,4}(\mathbb{C})$. Autre exemple : $\underline{V_{3,abc}}$ correspond à la tension complexe du bus 3. C'est un vecteur de \mathbb{C}^3 .

On définit alors en plus des ensembles \mathbb{B} , \mathbb{L} et \mathbb{P} pour chaque élément $(l, m) \in \mathbb{L}$:

³Graphe acyclique non-orienté connexe.

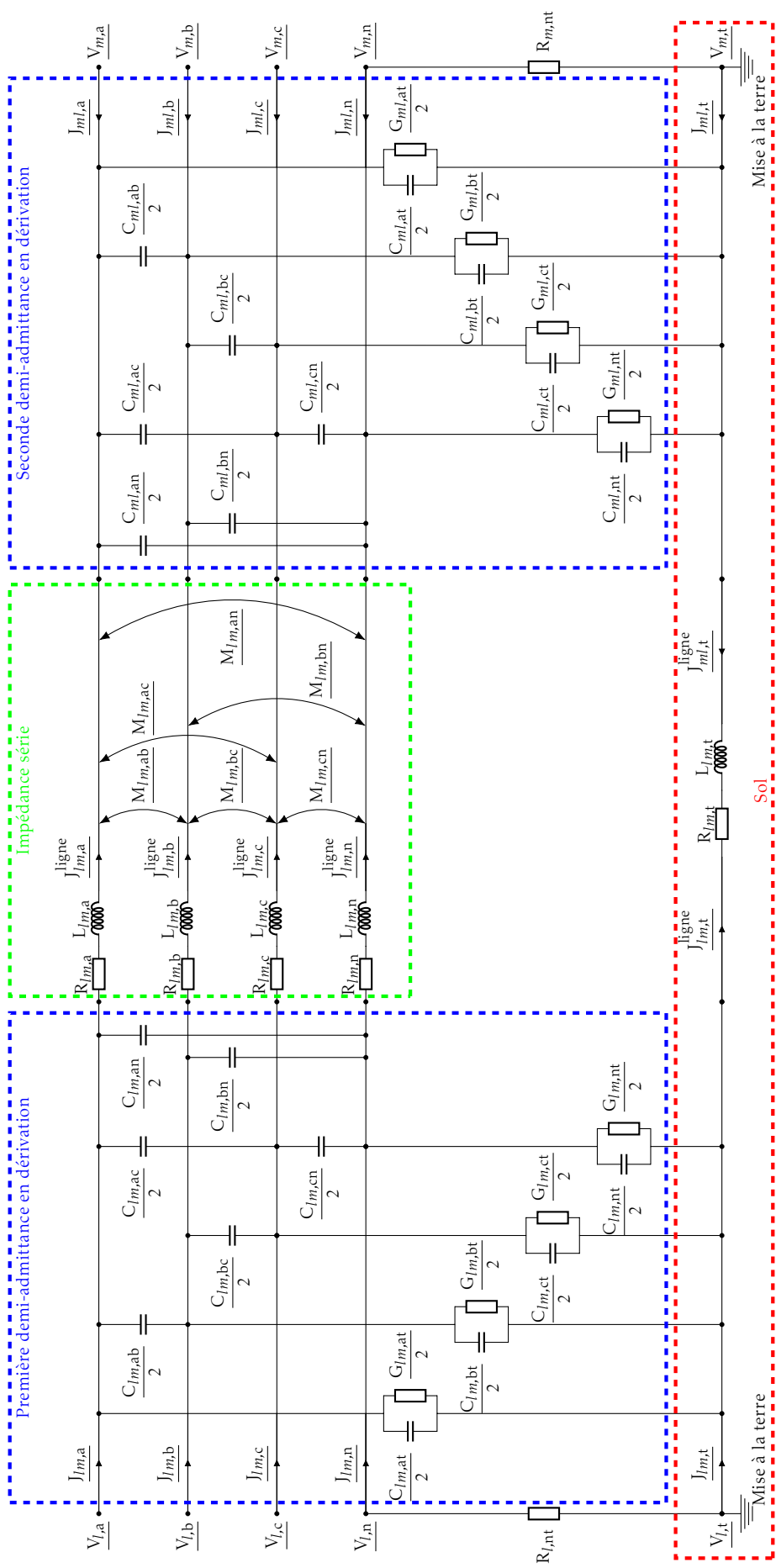
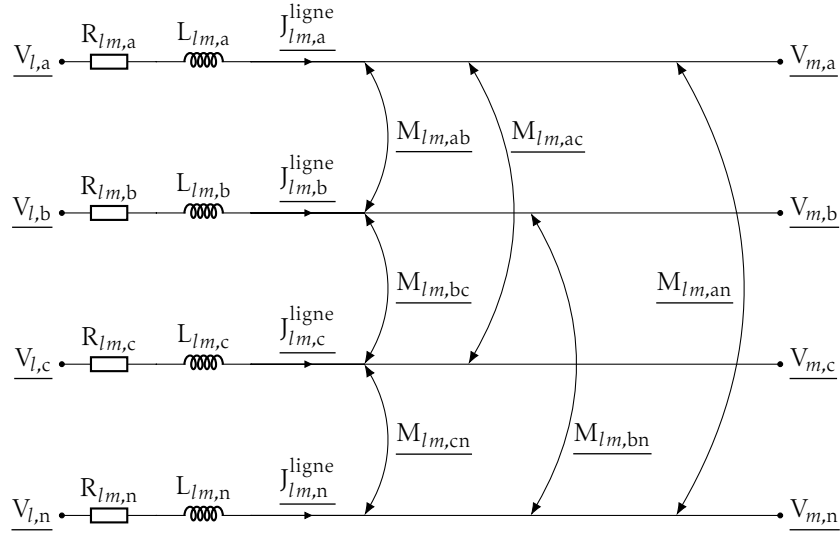


FIG. 4-4 : Modèle en Π de la ligne $(l, m) \in \mathbb{L}$

FIG. 4.5 : Modèle retenu pour la ligne $(l, m) \in \mathbb{L}$

- $\underline{Z}_{lm,abcn} \in \mathcal{M}_{4,4}(\mathbb{C})$ l'impédance complexe d'une ligne électrique, et
- $\underline{Y}_{lm,abcn} \in \mathcal{M}_{4,4}(\mathbb{C})$ l'admittance complexe d'une ligne électrique, ces deux grandeurs étant reliées par l'équation :

$$\underline{Y}_{lm,abcn} := \underline{Z}_{lm,abcn}^{-1}$$

Variables

Pour chaque élément $k \in \mathbb{B}$ et $(l, m) \in \mathbb{L}$, on définit :

- $\underline{V}_{k,abcn} \in \mathbb{C}^4$ la tension entre les conducteurs des phases a, b, c et n et un point de référence dont nous discuterons ci-dessous.
- $\underline{S}_{k,abc} \in \mathbb{C}^3$ la puissance complexe consommée par le bus k .
- $\underline{I}_{k,abc} \in \mathbb{C}^3$ l'intensité complexe transitant à travers la charge du bus k .
- $\underline{I}_{lm,abcn} \in \mathbb{C}^4$ l'intensité complexe transitant à travers la ligne reliant les bus l et m .

Une tension est une différence de potentiels électriques. Nous avons donc besoin d'une référence pour nos calculs. Nous choisirons *arbitrairement* de fixer au potentiel nul le câble de neutre au secondaire du transformateur HTA/BT. Ainsi, pour tout $k \in \mathbb{B}$, $\underline{V}_{k,abcn}$ désigne des tensions mesurées par rapport à cette référence.

Pour chaque bus $k \in \mathbb{B}$, la puissance complexe $\underline{S}_{k,abc}$ décrit la puissance consommée par le bus k . Nous choisissons donc les conventions récepteurs. Par ailleurs, nous noterons :

$$\underline{S}_{k,abc} = P_{k,abc} + iQ_{k,abc}$$

avec $P_{k,abc} \in \mathbb{R}^3$ la puissance active et $Q_{k,abc} \in \mathbb{R}^3$ la puissance réactive.

Équations

Commençons par la loi de comportement des charges. Une charge en étoile comme celle montrée sur la figure 4.3 vérifie deux équations : la première est l'équation qui relie la puissance active et réactive consommées, supposées connues dans le problème de load flow classique, aux tensions et aux courants,

$$\forall k \in \mathbb{B}, \underline{S}_{k,abc} = (\underline{V}_{k,abc} - \underline{V}_{k,n}) \times \underline{I}_{k,abc}^* \quad (4.1)$$

et la seconde est la loi des nœuds au centre de la connexion étoile, qui détermine le courant de neutre à partir des courants de phase :

$$\forall k \in \mathbb{B}, \underline{I}_{k,n} = - \sum_{p \in \mathbb{P}} \underline{I}_{k,p} \quad (4.2)$$

Venons-en maintenant aux lignes. Notre modèle de ligne électrique présenté sur la figure 4.5 introduit une unique équation (loi d'Ohm) :

$$\forall (l, m) \in \mathbb{L}, \underline{J}_{kl,abcn} = \underline{Y}_{kl,abcn} (\underline{V}_{k,abcn} - \underline{V}_{l,abcn}) \quad (4.3)$$

Pour la programmation numérique, la matrice d'admittance est préférée dans (4.3) car en cas d'absence d'une phase dans un câble, la matrice d'admittance a une ligne et une colonne de zéros alors que la matrice d'impédance a une ligne et une colonne de $+\infty$. . . L'infini est plus compliqué à représenter numériquement.

Enfin, la structure de notre réseau lie ces différents éléments via la loi des nœuds au niveau des bus électriques :

$$\forall (l, m) \in \mathbb{L}, \underline{J}_{lm,abcn} = \sum_{k \in \{b \in \mathbb{B} | (m,b) \in \mathbb{L}\}} \underline{J}_{mk,abcn} + \underline{I}_{m,abcn} \quad (4.4)$$

4.2.2 Assemblage du problème

Degrés de liberté

Si nous prenons donc un réseau avec $n \in \mathbb{N}^*$ bus électriques, nous avons donc :

- $4n$ tensions complexes,
- $3n$ puissances complexes,
- $4(n-1)$ intensités de ligne complexes,
- $4n$ intensités de charge complexes,

soit $15n - 4$ variables et

- $3n$ équations pour les charges (4.1),
- n équations pour l'intensité du neutre (4.2),
- $4(n-1)$ équations de ligne (4.3),
- $4(n-1)$ lois des nœuds (4.4),

soit $12n - 8$ contraintes avant d'avoir fixé la loi de comportement des charges. Nous avons choisi ici d'adopter classiquement une loi de comportement à puissance complexe constante. On obtient donc les équations suivantes :

$$\forall k \in \mathbb{B}, \underline{S}_{k,abc} := \underline{S}_{k,abc}^{\text{constant}} \quad (4.5)$$

Il reste encore quatre degrés de libertés (complexes) à fixer, ce qui correspond au fait que nous n'avons pas encore fixé les «conditions aux limites» du problème, c'est-à-dire la loi de comportement de l'interface entre le réseau étudié et le réseau amont qui l'alimente. Nous adoptons ici encore l'approche classique, qui consiste à fixer la référence des potentiels au niveau du conducteur de neutre au secondaire du transformateur, et à fixer à une certaine valeur (typiquement, la valeur nominale) les trois autres tensions complexes de ce même bus, noté $r \in \mathbb{B}$.

$$\underline{V}_{r,abc} := \underline{V}_{r,abc}^{\text{constant}} \quad \text{et} \quad \underline{V}_{r,n} := 0 \quad (4.6)$$

Résolution des équations

Le problème présenté dans les sections précédentes peut être mis sous la forme suivante :

$$f_{(\mathbb{B}, \mathbb{L}), \underline{V}_{r,abcn}^{\text{constant}}, (\underline{Y}_{lm,abcn})_{(l,m) \in \mathbb{L}}} \left((\underline{V}_{k,abc})_{k \in \mathbb{B}} \right) - (\underline{S}_{k,abc}^{\text{constant}})_{k \in \mathbb{B}} = 0 \quad (4.7)$$

avec $r \in \mathbb{B}$ la racine du réseau. L'inconnue du problème est le vecteur $(\underline{V}_{k,abc})_{k \in \mathbb{B} \setminus \{r\}}$.

La fonction f ainsi introduite dépend de la structure du réseau (\mathbb{B}, \mathbb{L}) , des matrices d'admittance des lignes $(\underline{Y}_{lm,abcn})_{(l,m) \in \mathbb{L}}$ ainsi que du choix de la tension du bus racine $\underline{V}_{r,abcn}^{\text{constant}}$. Par la suite, nous la noterons uniquement f en omettant ces nombreuses dépendances.

Du point de vue numérique, f est une fonction non linéaire à cause de la contrainte (4.1). Nous n'avons donc aucune garantie que le problème (4.7) admette une solution. Il n'y a également aucun résultat d'unicité de la solution qu'il pourrait admettre.

Néanmoins, l'expérience prouve que ce problème admet en pratique (au moins) une solution, et que les solveurs la trouve sans trop de difficulté, pour peu que les paramètres choisis pour le problème ne soient pas extrêmes. Pour calculer une telle solution, nous nous proposons d'utiliser une méthode de Newton-Raphson.

Pour mener à bien cet objectif, nous avons besoin de deux choses :

- un bon point de départ pour initialiser l'algorithme ;
- il nous faut réussir à calculer la matrice jacobienne de f aux itérés de la méthode de Newton-Raphson.

Pour satisfaire le premier besoin, on se propose de choisir :

- soit la tension complexe du nœud racine, comme valeur initiale pour tous les nœuds du réseau. C'est une méthode simple mais qui s'avère satisfaisante en pratique.
- Soit, lorsque des problèmes d'écoulements de charges sont résolus à la chaîne lors d'une simulation, les dernières valeurs de tensions complexes peuvent être utilisées pour faire un *départ à chaud*.

Le second besoin est plus compliqué car l'expression analytique de f est très complexe. Heureusement, nous n'avons nul besoin de calculer une expression analytique de la fonction dérivée de f : seules ses valeurs en quelques points (ceux qui seront visités par l'algorithme de Newton) nous intéressent. Nous proposons donc de mettre en place une méthode de *différentiation automatique*.

4.2.3 Différentiation automatique

Principe de base

La différenciation automatique est une méthode numérique qui permet le calcul du nombre dérivé d'une fonction en un point donné comme présenté sur la figure 4.6.

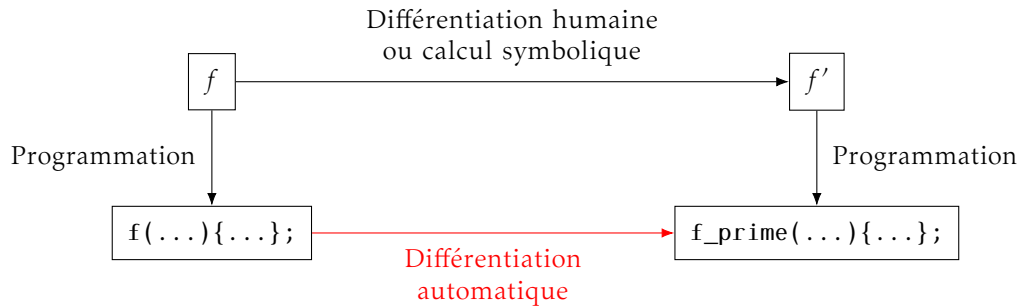


FIG. 4.6 : Différenciations possibles d'une fonction f dérivable

Sur la figure 4.6, le «chemin» naturel consiste à passer par les arêtes $f-f'$ - f_prime . Ces deux transitions sont difficiles à réaliser *à la main*, et les faire faire par une bibliothèque de calcul symbolique produit des expressions extrêmement lourdes, donc notamment de mauvais résultats en termes de temps de calcul. De plus, on obtient beaucoup plus que désiré : on ne souhaite avoir que quelques nombres dérivés (jacobiennes, vue la dimension du problème) et on récupère toute la fonction dérivée. Ici, on peut se contenter de partir de la case f pour aller à la case f_prime .

Pour expliquer simplement le principe de la différenciation automatique, prenons l'exemple suivant : soit $f : \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}$ la fonction définie pour tout $(x, y) \in \mathbb{R}$ par $f(x, y) = 3 \cos(8x) + 5y + 1$. Calculons par différenciation automatique son nombre dérivé par rapport à la variable x en $(2, 5)$. Le calcul est décrit sur la figure 4.7.

On parcourt l'arbre des feuilles à la racine et on reconstruit ainsi progressivement la valeur de la fonction et le nombre dérivé désiré. La méthode utilisée sur la figure 4.7 est une méthode dite d'*accumulation en avant* car on parcourt l'arbre des feuilles à la racine. Il existe également une méthode dite d'*accumulation en arrière* un peu plus complexe à comprendre où l'on parcourt l'arbre de la racine aux feuilles.

Choix de programmation

Nous avons fait le choix de programmer la fonction $f \left(\left(\underline{V}_{k,abc} \right)_{k \in \mathbb{B}} \right) - \left(\underline{S}_{k,abc}^{\text{constant}} \right)_{k \in \mathbb{B}}$ en C++ et d'utiliser la bibliothèque ADOL-C [WG09] pour effectuer la différenciation automatique.

Avec cette bibliothèque, — comme avec la majorité des autres bibliothèques de différenciation automatique — le type `double` a été surchargé en un type `adouble` qui s'utilise comme des flottants doubles standards à la différence près que toutes les opérations réalisées entre les commandes `trace_on` et `trace_off` sont tracées afin de reconstruire la jacobienne (ou la hessienne) facilement. Il faut en plus déclarer les variables indépendantes en utilisant l'opérateur `<=>` et déclarer les variables dépendantes en utilisant l'opérateur `>=>`.

On obtient donc le squelette de la fonction d'écoulement de charges sur le code 4.1. Les lignes colorées sont les lignes spécifiquement rajoutées pour utiliser ADOL-C.

Le calcul de la jacobienne par différenciation automatique se règle alors en utilisant la fonction `jacobian` fournie par ADOL-C. On évalue une première fois la fonction en la traçant

```

1  #include <adolc/adouble.h>
   #include <adolc/taping.h>

   // Tag for the Adolc tape
5  #define TAPE_TAG 1

void load_flow_function(const unsigned int *network, const unsigned int nb_buses,
                       const unsigned int *nb_sons, const unsigned int max_sons,
                       const double *admittances, const double *tau,
10  const double *v_phase_ground,
                       const double *v_neutral_ground_root,
                       const double *s_load_ref, double *s_load_out,
                       double *i_load_out, double *i_line_out,
                       double *v_neutral_ground_out) {
15

   // Start to trace the load_flow_function computation
   trace_on(TAPE_TAG);

   // Create adouble variables
20  auto av_phase_ground = new adouble[6 * nb_buses];
   ...

   // Define the independant variable using the overloaded «= operator
   for (unsigned int i = 6; i < 6 * nb_buses; i++) {
25  av_phase_ground[i] «= v_phase_ground[i];
   }

   // Compute the load flow function f-S
   ...

30

   // Extract the dependant variable using the overloaded »= operator
   for (unsigned int i = 0; i < nb_buses; i++) { // Number of the bus
       for (unsigned int j = 0; j < 3; j++) { // Phase
           if (i == 0) {
35  // Get the values of the root bus (not in the jacobian)
               s_load_out[2 * j] = as_load[2 * j].getValue();
               s_load_out[2 * j + 1] = as_load[2 * j + 1].getValue();
           } else {
40  // Get the values we want to use for the jacobian computation
               as_load[6 * i + 2 * j] »= s_load_out[6 * i + 2 * j];
               as_load[6 * i + 2 * j + 1] »= s_load_out[6 * i + 2 * j + 1];
           }
       }
   }

45  // Define the output variables
   for (unsigned int i = 0; i < 6 * nb_buses; i++) {
       i_load_out[i] = ai_load[i].getValue();
   }
   ...

50  // End the trace
   trace_off();

   // Free memory
55  delete [] av_phase_ground;
   ...
}

```

Code 4.1 : Squelette de la fonction d'écoulement de charges

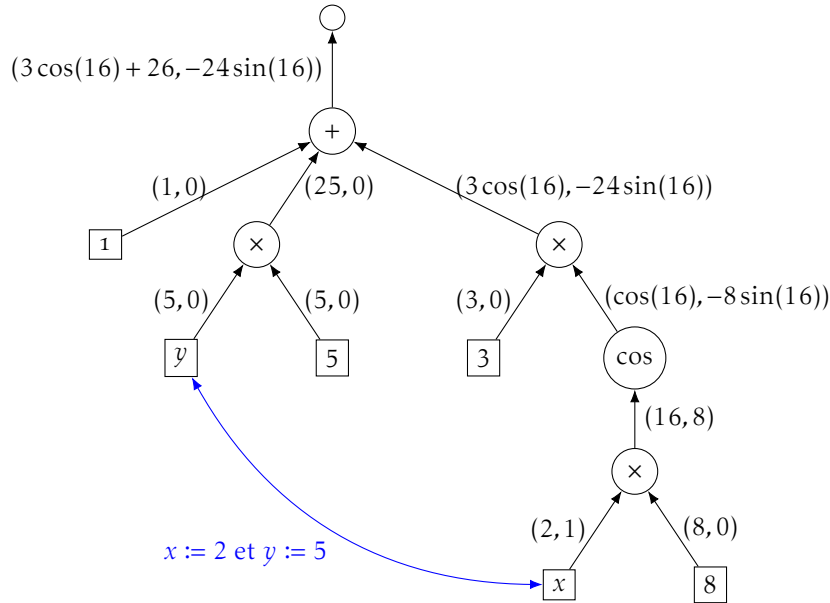


FIG. 4.7 : Différentiation automatique avec accumulation en avant

comme dans le code 4.1 puis, on calcule la jacobienne directement en fournissant seulement le numéro d'enregistrement des opérations (`TAPE_TAG` ici) comme montré dans le code 4.2.

La bibliothèque fournit même une méthode `jac_sol` qui effectue directement le calcul de la jacobienne et la résolution du système linéaire de Newton-Raphson après avoir évalué la fonction d'écoulement de charges. Cette méthode souffrait de grosses fuites mémoire que nous nous sommes permis de signaler aux développeurs de la bibliothèque *ADOL-C* (<https://gitlab.com/adol-c/adol-c/issues/6>). Les problèmes que nous avons identifiés ont alors été corrigés.

Ajout des contrôles locaux

La section précédente nous a permis de nous rendre compte que la résolution du problème d'écoulement de charges triphasées était rendu extrêmement simple et rapide grâce à la différentiation automatique.

Une idée naturelle consisterait à y ajouter les contrôles locaux présentés dans la section 2.5.1. Il suffirait pour cela *découper* la puissance $S_{k,abc}$ de chaque bus électrique $k \in \mathbb{B}$ en cinq composantes :

- la puissance active fixe $(P_{k,abc}^{\text{fixe}})_{k \in \mathbb{B}}$,
- la puissance active flexible en consommation $(P_{k,abc}^{\text{flex. cons.}})_{k \in \mathbb{B}}$,
- la puissance active flexible en production $(P_{k,abc}^{\text{flex. prod.}})_{k \in \mathbb{B}}$,
- la puissance réactive fixe $(Q_{k,abc}^{\text{fixe}})_{k \in \mathbb{B}}$,

```

1  #include <adolc/drivers/drivers.h>
   #include <adolc/drivers/taylor.h>

   int load_flow_oracle(const unsigned int *network, const unsigned int nb_buses,
5      const unsigned int *nb_sons, const unsigned int max_sons,
      const double *admittances, const double *tau,
      const double *v_phase_ground, const double *v_neutral_ground_root,
      const double *s_load_ref, double *s_load_out, double **jac_out,
10     double *i_load_out, double *i_line_out, double *v_neutral_ground_out) {

   // Number of variables to differentiate
   unsigned int n = 6 * (nb_buses - 1);

   // Call the function
15   load_flow_function(network, nb_buses, nb_sons, max_sons, admittances, tau, v_phase_ground,
      v_neutral_ground_root, s_load_ref, s_load_out, i_load_out,
      i_line_out, v_neutral_ground_out);

   // Compute the jacobian
20   int rc = jacobian(TAPE_TAG, (int) n, (int) n, v_phase_ground + 6, jac_out);

   return rc;
}

```

Code 4.2 : Calcul de la jacobienne de l'écoulement de charges

- la puissance réactive flexible $(Q_{k,abc}^{\text{flex}})_{k \in \mathbb{B}}$.

On définit alors pour chaque bus $k \in \mathbb{B}$ trois fonctions réelles de contrôle $\alpha_k : \mathbb{R}^{+*} \rightarrow [0; 1]$, $\beta_k : \mathbb{R}^{+*} \rightarrow [0; 1]$ et $\gamma_k : \mathbb{R}^{+*} \rightarrow [-1; 1]$ telles que :

$$\forall (k, p) \in \mathbb{B} \times \mathbb{P}, \begin{cases} P_{k,p}(|V_{k,p}|) := P_{k,p}^{\text{fixe}} + \alpha_k(|V_{k,p}|) P_{k,p}^{\text{flex. cons.}} + \beta_k(|V_{k,p}|) P_{k,p}^{\text{flex. prod.}} \\ Q_{k,p}(|V_{k,p}|) := Q_{k,p}^{\text{fixe}} + \gamma_k(|V_{k,p}|) Q_{k,p}^{\text{flex}} \end{cases} \quad (4.8)$$

Du point de vue informatique, l'équation (4.8) définit pour tout $(k, p) \in \mathbb{B} \times \mathbb{P}$ une fonction $S_{k,p}(|V_{k,p}|) : \mathbb{R}^{+*} \rightarrow \mathbb{C}$ que nous pouvons simplement coder entre les bornes `trace_on` et `trace_off` afin de rechercher les zéros de la fonction $f\left(\left(\underline{V}_{k,abc}\right)_{k \in \mathbb{B}}\right) - \left(S_{k,p}(|V_{k,p}|)\right)_{(k,p) \in \mathbb{B} \times \mathbb{P}}$.

Du point de vue mathématique, il faut nous assurer que les fonctions $(\alpha_k)_{k \in \mathbb{B}}$, $(\beta_k)_{k \in \mathbb{B}}$ et $(\gamma_k)_{k \in \mathbb{B}}$ soient bien dérivables.

Les fonctions de contrôles traditionnellement choisies sont des fonctions linéaires par morceaux et donc non dérivables. On se propose donc de remplacer ces fonctions de contrôle traditionnelles par des fonctions sigmoïdes comme montré sur la figure 4.8.

4.3 Aval-compteur

L'aval-compteur d'un client se compose de charges, de gestionnaires d'énergie et éventuellement d'un délesteur de charges.

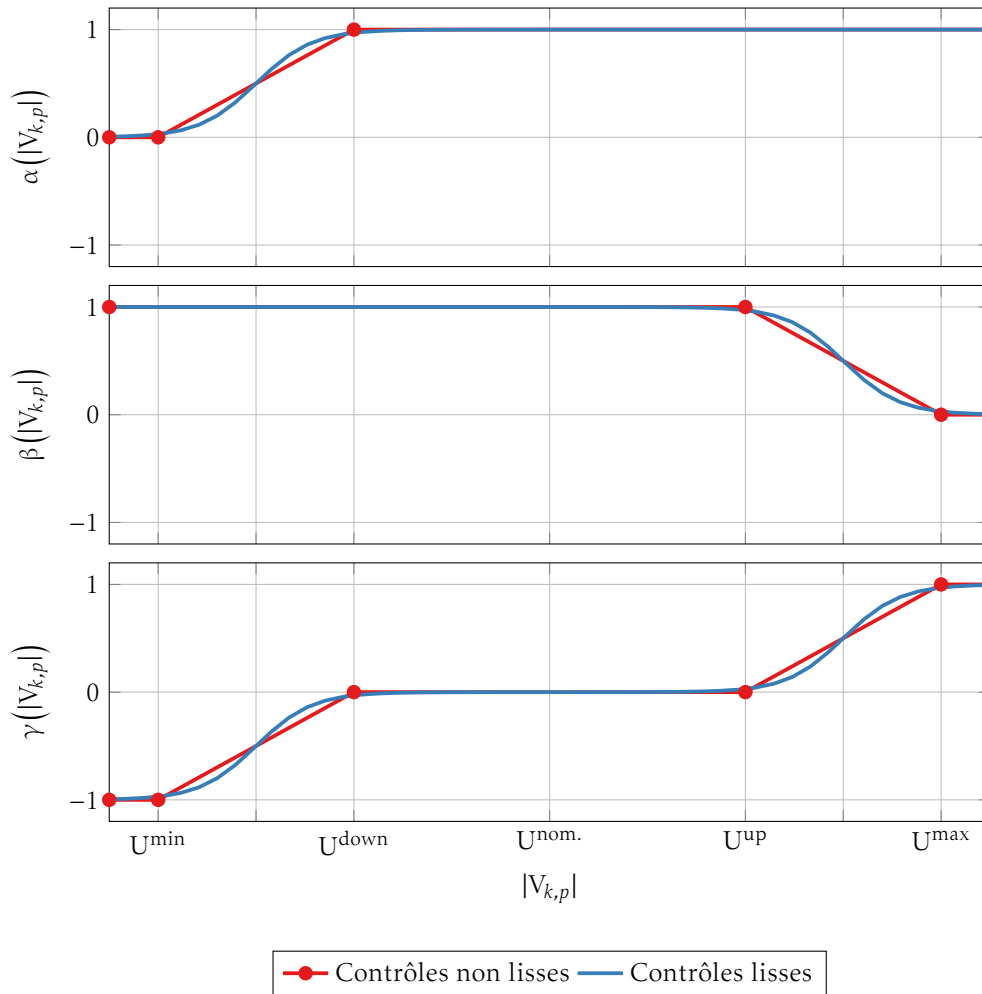


FIG. 4.8 : Fonctions des contrôles locaux pour le bus $k \in \mathbb{B}$ et la phase $p \in \mathbb{P}$

4.3.1 Charges

Charges non-flexibles

Les charges non-flexibles sont simplement des charges qu'il n'est pas possible de moduler. Ce sont les charges les plus simples possibles qui sont uniquement *constituées* d'une courbe de puissances active et réactive à suivre au cours du temps. Ces charges de base permettent de modéliser la consommation (ou la production) de fond d'un client.

Panneau PhotoVoltaire (Pv)

Les Pv sont modélisés à partir d'une courbe de puissance active qui représente la puissance *productible* de l'installation solaire. Cette puissance théorique peut ensuite être réduite par l'onduleur du client via un contrôle en puissance active $P(U)$ ou un contrôle en puissance réactive $Q(U)$.

Les caractéristiques d'une installation solaire sont représentées sur la figure 4.9. Le paramètre

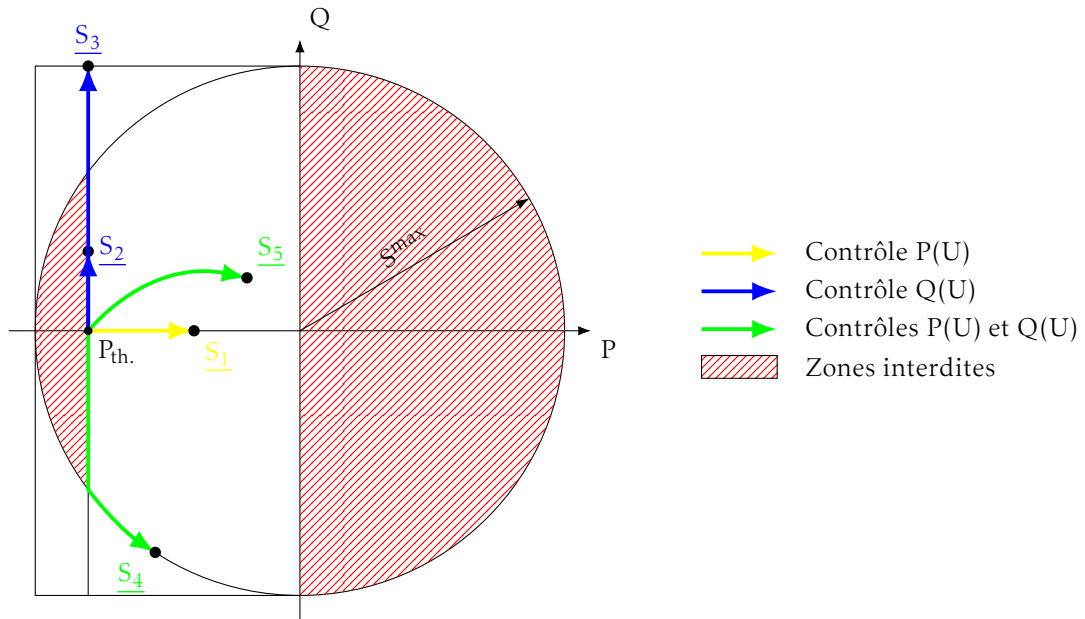


FIG. 4.9 : Caractéristiques d'une installation solaire

S_{\max} correspond au dimensionnement de l'onduleur de l'installation. Il définit la puissance active maximale injectable sur le réseau de distribution et par effet de bord, la puissance réactive maximale injectable ou soutirable du réseau.

Le paramètre $P_{th.}$ correspond à la puissance théorique injectable (donc comptée négativement) sur le réseau. Cela définit donc deux zones interdites qui sont hachurées sur la figure 4.9. Cette puissance théorique est la puissance maximale injectable avec un ensoleillement donné.

Ensuite, les différentes trajectoires colorées correspondent à différents contrôles locaux qui peuvent modifier la puissance finalement injectée sur le réseau. Le point S_1 correspond à un contrôle P(U) simple et le point S_2 correspond à un contrôle Q(U) simple.

La trajectoire menant à S_3 correspond à une trajectoire d'un contrôle Q(U) impossible. En effet, les seuls points valides sont dans le disque de rayon S^{\max} (privé des zones interdites).

Enfin, les trajectoires menant à S_4 et S_5 sont réalisables lorsqu'à la fois les contrôles P(U) et Q(U) sont activés simultanément.

Sur la diversité de ces trajectoires de contrôle, voici quelques remarques :

- la trajectoire menant à S_1 est possible, et correspond à un contrôle en puissance active de type P(U).
- la trajectoire menant à S_2 est possible, et correspond à un contrôle en puissance réactive de type Q(U).
- La trajectoire menant à S_3 est impossible en réalité car il sort de l'espace réalisable par le convertisseur.
- La trajectoire menant à S_4 est possible, et correspond à un contrôle mixte «P(U)+Q(U)» : on utilise en priorité le contrôle en puissance réactive, qui ne coûte rien au producteur, puis le contrôle en puissance active une fois les capacités constructives du convertisseur atteintes.

- La trajectoire menant à \underline{S}_5 est physiquement réalisable, mais n'a guère d'intérêt : quitte à utiliser les deux leviers, en puissance active et en puissance réactive, autant attendre d'avoir saturé le levier réactif (gratuit) avant de commencer à utiliser le levier actif. Les trajectoires désirables sont donc celles qui passent à la frontière du domaine réalisable, comme celle menant à \underline{S}_4 .

Véhicule Électrique (VÉ)

Les VÉ ont simplement été modélisés par des batteries sans perte possédant les caractéristiques suivantes :

- une capacité de charge (kWh),
- une puissance maximale en charge (kW).

La connexion d'un véhicule pour rechargement déclenche un événement de simulation qui nécessite quelques caractéristiques supplémentaires :

- le niveau de charge actuel (kWh),
- le niveau de charge désiré (kWh),
- une date limite pour atteindre ce taux de rechargement.

C'est ensuite au gestionnaire d'énergie du client de faire le nécessaire pour atteindre ou s'approcher au mieux de l'objectif fixé.

4.3.2 Gestionnaire d'énergie

La première tâche du gestionnaire d'énergie est de recevoir et stocker les messages que lui envoie l'allocateur. Ces messages contiennent des consignes d'effacement. Le rôle du gestionnaire est ensuite d'appliquer cette consigne. Pour les besoins du chapitre 5, trois gestionnaires d'énergie simples ont été développés :

- un gestionnaire d'énergie «vide» : ce gestionnaire correspond à l'absence de gestionnaire. L'objet en question se contente de stocker les allocations qu'il reçoit sans jamais appliquer quoi que se soit. Cela permet de créer le cas de base où aucun contrôle n'est appliqué.
- un gestionnaire d'énergie «Pv» : il permet de gérer une installation solaire. Il stocke toutes les allocations qu'il reçoit comme le gestionnaire précédent. De plus, il limite la puissance maximale injectable par l'onduleur des panneaux à la valeur donnée par l'allocateur dans ses allocation de puissance productible.
- un gestionnaire d'énergie «VÉ» : il permet de gérer une borne de rechargement de VÉ. Il stocke les allocations qu'il reçoit et applique à sa borne de recharge la puissance maximale possible : limitée par le minimum de ce que la voiture branchée peut accepter et la valeur de l'allocation de puissance consommable.

La création de gestionnaires d'énergie plus développés n'a pas été nécessaire à l'obtention des premiers résultats présentés dans le chapitre 5. La complexité des gestionnaires dépend largement de la complexité du mécanisme d'allocation de l'allocateur :

- autorise-t-on les usagers — via leurs gestionnaires d'énergie — à effectuer des demandes particulières? Dans le vocabulaire de l'automatique, avec notre formalisme décrit au chapitre précédent, ceci reviendrait à *rendre partiellement mesurable la consommation (active) désirée des charges*. Pour le moment, nous n'avons pas exploré cette piste : nous nous sommes concentrés sur des mécanismes impliquant des échanges d'information relativement simples.
- quelle est la variable de décision? Est-ce une négociation sur le coût, variant suivant la demande, ou suivant le quota disponible? Nous avons fait le second choix.

4.3.3 Délesteur de charges

Le délesteur de charges, brièvement évoqué dans la section 2.5.2, est une version électronique simple du gestionnaire d'énergie vu à la section 4.3.2. Le délesteur permet d'éviter des déclenchements du disjoncteur principal. Il surveille la consommation totale et coupe certains circuits dits «non prioritaires» en cas de dépassement d'une certaine puissance totale, choisie par l'utilisateur, et en pratique choisie légèrement inférieure (par sécurité) à la puissance souscrite.

Il est également possible d'utiliser un délesteur de charges dans *Simulec*. Il faut pour cela fournir une liste de charges non prioritaires, une puissance d'activation et un départ sur lequel prendre la mesure qui déclenche le délestage. Lorsque la puissance soutirée au réseau dépasse la limite donnée, les charges de la liste sont délestées une à une jusqu'à ce que la puissance totale consommée passe en dessous. Si tel n'est pas le cas, la simulation se poursuit avec toutes les charges délestées avec le risque que le disjoncteur principal s'active.

4.4 Mécanismes d'activation des flexibilités

On rappelle que trois niveaux de contrôle, qui ont été présentés dans la section 2.5, peuvent être utilisés dans *Simulec* :

Contrôles locaux : comme nous l'avons vu en détails dans la section 4.2, les contrôles locaux sont activables en paramétrant le réseau électrique utilisé dans la simulation. On rappelle que ces contrôleurs sont vus comme instantanés et programmés directement dans les équations d'écoulement de charge.

Contrôles domestiques : les contrôles domestiques sont définis au niveau du gestionnaire d'énergie de chaque client du réseau de distribution modélisé. Les fonctionnalités ont été vues à la section 4.3. Ces contrôleurs utilisent des communications internes à l'installation du client. Ils ne sont pas vus comme instantanés, mais on les suppose tout de même plus rapides que les contrôleurs globaux, avec des pas de temps de l'ordre de la minute par exemple.

Contrôles globaux : ces contrôleurs sont programmés dans ce que nous avons appelé «l'allocateur» du réseau. Ils utilisent des communications via l'infrastructure de comptage communicant. Non seulement ils ne sont pas vus comme instantanés, mais les pas de temps sont même supposés assez longs, de l'ordre de 10 minutes.

4.5 Communication

Un des aspects importants mis en avant dans le chapitre 3 est la possibilité de prendre en compte les communications entre les différents blocs de *Simulec*. Ces grands blocs et leurs

interactions sont résumés sur la figure 4.1.

4.5.1 Détails des services

Nous avons offert la possibilité de communiquer à chacun des éléments suivants de *Simulec* :

- Clients,
- Allocateur,
- Module d'apprentissage,
- Sous-station.

La communication entre ces blocs est absolument nécessaire dans un déploiement réel car ces modules seraient en pratique situés à des emplacements différents : au minimum, nous devons pouvoir communiquer entre chacun des clients d'une part, et la sous-station d'autre part, en supposant que l'allocateur et le module d'apprentissage soient déployés sur un ordinateur situé dans la sous-station ; et si de plus on décidait d'implémenter l'allocateur et le module d'apprentissage en mode **Software as a Service (SAAS)**, en exécutant sur un même serveur central (par exemple au niveau national) les allocateurs et les modules d'apprentissage de différents réseaux **B_T**, alors des communications supplémentaires seraient requises entre le serveur central et la sous-station. Ces communications constituent ce que nous avons appelés les communications «réelles», par opposition aux communications dites «artificielles» qui se produisent entre des services communicants mis en place uniquement à des fins de simulations :

Service d'enregistrement : il enregistre toutes les mesures, les événements, les allocations, ... de la simulation.

Service de gestion des événements : la simulation est événementielle et suivant le mode de simulation choisi (asynchrone ou synchrone), un service central peut être nécessaire.

Service de concentration des journaux : afin de réunir au même endroit tous les journaux du programme.

Service pour le réseau électrique simulé : chaque compteur communicant a besoin des résultats de simulation le concernant. En pratique, ces communications entre un compteur et le service de simulation seraient remplacées par des mesures directement effectuées par le compteur.

Pour ce faire, nous avons utilisé une classe de service unique qui englobe :

- un fil d'exécution qui écoute les demandes venant de l'extérieur,
- une file locale d'événements qui permet à chaque service de stocker ses événements,
- une passerelle vers le service centralisé d'enregistrement des données.

Détaillons désormais les communications de chacun des blocs.

Client

Les communications qui ont trait au client sont nombreuses dans la vraie vie : il y a à la fois des communications *domestiques* c'est-à-dire entre les différents équipements de la maison : thermostat, vannes de radiateur, gestionnaire d'énergie, etc. et les communications de la maison avec le reste du monde. Dans *Simulec*, seules les communications du client avec le reste du monde ont été modélisées. Les différents éléments d'une habitation sont capables d'échanger de l'information sans simulation de leur communication.

Le cadre général étant posé, le client possède néanmoins plusieurs équipements qui ont été pourvus de la capacité à communiquer avec l'extérieur :

Tableau électrique : les données des compteurs qui peuvent être installés dans le tableau électrique peuvent être communiqués au service d'enregistrement des données. Il est également possible aux autres équipements domestiques d'y avoir accès directement.

Gestionnaire d'énergie : le gestionnaire d'énergie est en mesure de communiquer avec l'allocateur. Ces données sont également sauvegardées via le service d'enregistrement.

Compteur : il est capable d'envoyer ses mesures à la fois au service d'enregistrement des données et aussi à l'allocateur. Il reçoit également de l'allocateur sa puissance de disjonction.

Consommation des charges : c'est aussi du client que partent les informations sur la consommation des charges qu'il possède. Ainsi, il est aussi capable d'envoyer au réseau électrique la consommation de ses charges pour nourrir la simulation d'écoulement de charges.

Sous-station

La sous-station contient simplement un compteur communicant en tout point semblable au compteur communicant du client. Comme pour le client, les données de ce compteurs sont sauvegardées via le service d'enregistrement des données.

Réseau électrique

Le réseau électrique comme nous l'avons remarqué dans les deux sections précédentes est capable de recevoir les données de consommation des charges de chaque client. Il ressort de la simulation d'écoulement de charges l'intensité électrique traversant chaque charge, l'intensité électrique de chaque câble du réseau, la tension en tout point du réseau et les coefficients $(\alpha_k)_{k \in \mathbb{B}}$, $(\beta_k)_{k \in \mathbb{B}}$ et $(\gamma_k)_{k \in \mathbb{B}}$ des contrôles locaux (voir la section 4.2.3 pour plus de détails).

Le réseau électrique «envoie» alors ces informations au compteur de chaque client et à celui de la sous-station qui utiliseront ces données brutes pour générer les mesures.

Allocateur

L'allocateur remplit une double fonction : il concentre les données des compteurs communicants et il alloue les puissances souscrites aux clients du réseau. Pour accomplir cette seconde tâche, il a besoin d'un modèle du réseau qu'il récupère du module d'apprentissage. Il s'assure également du respect de ses allocations en modifiant les puissances souscrites des compteurs des clients du réseau.

L'allocateur est également capable de communiquer avec le service d'enregistrement des données. Deux choses y sont sauvegardées : les allocations et les mesures des compteurs qu'il a concentrées.

Module d'apprentissage

Le module d'apprentissage reçoit donc les mesures concentrées par l'allocateur et lui renvoie le modèle du réseau. Il sauvegarde dans le service d'enregistrement les modèles successifs qu'il génère ainsi que quelques indicateurs de performances de chaque modèle qu'il génère.

Services auxiliaires

Service de configuration C'est un service central pour la lecture des fichiers de configuration qui distribue à chaque service sa configuration.

Service d'enregistrement des données Ce service est simplement un point d'accès à une base de données *SQLite* qui sert de stockage global à toute une simulation. Ce service est conçu pour être utilisé uniquement avec un sous-ensemble des services.

Service de journalisation La journalisation a également été centralisé via un crochet au module standard logging de *Python*. Cela permet d'avoir un unique terminal d'où on peut voir tous les messages.

Service d'adressage C'est un service qui indique l'adresse de chaque service. Il agit à la manière d'un serveur **Domain Name System (Dns)** et est configuré, une bonne fois pour toute, au début de la simulation via un fichier de configuration.

4.5.2 Détails des échanges

La figure 4.10 montre par exemple le nombre de messages échangés entre les différentes entités principales de *Simulec*. Cette figure a été générée sur une simulation de 24 h avec un réseau d'une trentaine de clients.

On constate des communications uniquement nécessaires à des fins de simulations : celles émises par le « lanceur » qui permet de démarrer la simulation, celles reçues ou émises par le réseau électrique, etc. On constate que ces communications sont largement majoritaires (en terme de nombre de paquets échangés) dans les échanges qui ont lieu au cours d'une simulation. Néanmoins, même si les échanges restants, après avoir purgé ces statistiques des communications établies à des fins de simulation, sont faibles en quantité, le canal de communication utilisé dans un déploiement réel peut être très limitant.

4.5.3 Canaux possibles

Comme nous l'avons fait remarquer, parmi les communications établies, certaines existent uniquement à des fins de simulation et donc, elles seront ignorées ici. De plus, nous ne discuterons pas des interactions qui ont lieu à l'intérieur de l'habitation d'un client.

Les communications restantes peuvent ensuite être classées en deux types : les communications qui ont lieu au niveau du réseau de distribution électrique et les autres.

La première catégorie regroupe tous les échanges de données entre l'allocateur et les clients du réseaux : remontée des mesures, interactions autour des allocations, envoi des puissances de disjonction aux compteurs des clients. Ces communications peuvent être supportées par le réseau internet mais il est plus probable que ces services utilisent la technologie **CPL**.

La seconde catégorie regroupe les échanges entre l'allocateur et le module d'apprentissage. Le premier sera vraisemblablement installé au niveau du transformateur **HTA/BT** alors que le

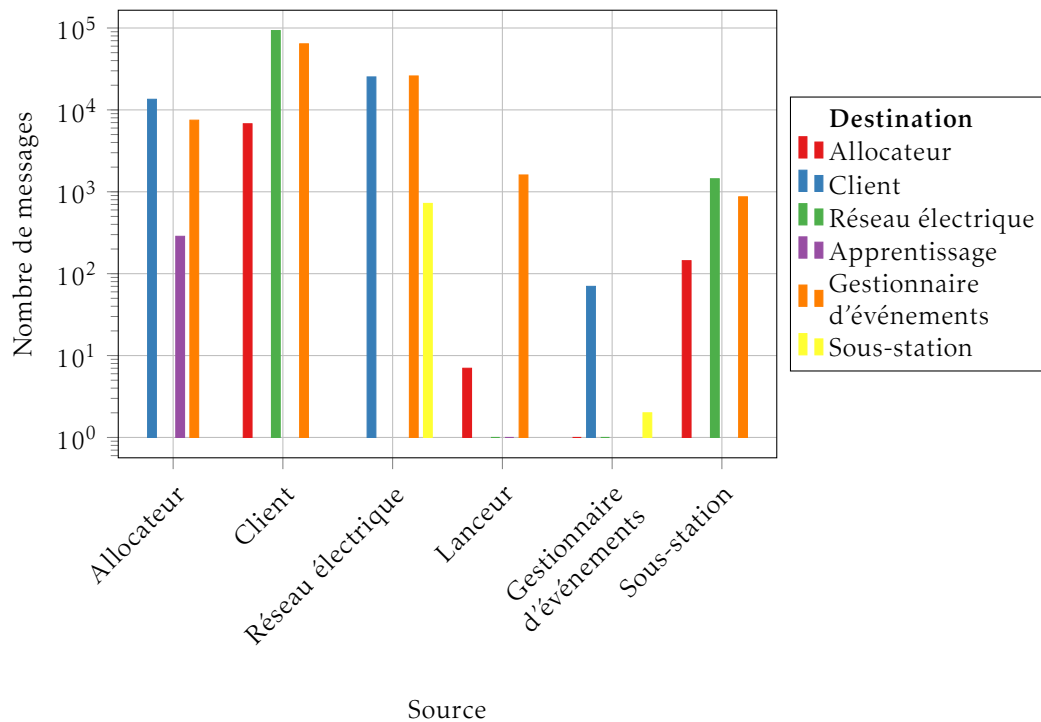


FIG. 4.10 : Nombre de messages échangés entre les différents services de *Simulec*

second sera au plus proche de la base de données des mesures. La communication entre les deux sera donc une connexion internet fibre ou via des réseaux téléphoniques standards. De plus, les communications sur ce canal sont assez rares car une mise à jour du modèle de réseau n'est pas un événement fréquent. La remontée de mesures peut se faire une fois par jour par exemple, comme c'est le cas pour *Linky* en France.

On constate donc que le canal le plus restrictif est le canal CPL. Le CPL est une technologie dont les principes se retrouvent dès 1925 avec le brevet «Carrier Transmission Over Power Circuits» par Maurice E. STRIEBY [25]. On utilise l'onde électrique de base d'amplitude 230 V et de fréquence 50 Hz à laquelle on additionne un signal informatif de petite amplitude et de fréquence plus élevée. Pour une application dans les réseaux électriques, la bande de fréquences CENELEC A (36 à 91 kHz) est à disposition exclusive des GRD. Le signal qui y transite a généralement une amplitude de moins de 1 V. Cette bande de fréquences permet un débit de l'ordre de 40 Kbit/s [Cha13]. C'est par exemple dans cette bande de fréquences que le compteur *Linky* communique.

4.6 Simulateur d'événements

Le déroulement des simulations est basé sur un simulateur à événements discrets lié à une horloge qui «accélère» le temps de la simulation si nécessaire.

Chaque élément communicant présenté dans la section 4.5 dispose ainsi de sa propre file d'événements. Chacune de ses files contient les événements ajoutés par l'élément lui-même. Ainsi, par exemple, la file d'événements de l'allicateur contient les événements qui déclenchent

la distribution de puissance flexible aux clients du réseau qu'il gère. De plus, les différents éléments peuvent envoyer des événements à d'autres éléments.

Comme nous l'avons vu, deux modes de simulations sont utiles :

la simulation en temps réel. Dans celle-ci, chaque élément de la simulation est lancé dans un processus indépendant et exécute ses événements à partir de son horloge propre.

la simulation accélérée. Ce mode de simulation permet notamment de faire des études économiques comme nous allons le voir dans le chapitre 5. Dans ce mode, la concurrence des différents éléments n'est pas un point important. Pour pouvoir comparer des allocateurs et rejouer des scénarios, on souhaite même avoir des simulations déterministes. Pour réussir cela, un «chef d'orchestre» central est ajouté dans ce mode. Il détermine quel événement doit s'exécuter en premier et distribue un jeton à l'élément devant exécuter cet événement. La simulation se déroule avec un unique jeton qui est rendu au «chef d'orchestre» après l'exécution de chaque événement.

4.6.1 Simulation électrique

La simulation électrique est la fonction la plus basique de *Simulec* en terme de fonctionnalité mais c'est celle qui est paradoxalement la plus compliquée.

Sans disjonction. En l'absence de disjonction, la séquence d'événements est décrite sur la figure 4.11 avec deux clients seulement. Régulièrement, les clients font état de leur consommation (nette) sur les 2 min à venir lors de l'exécution de l'événement `ClientConsumeEvent` qui est empilé dans leur file locale d'événements. L'exécution de cet événement provoque l'empilement d'un événement `ConsumptionUpdateEvent` dans la file d'événement du simulateur électrique. C'est également un événement qui s'auto-entretient. En exécutant l'événement `ConsumptionUpdateEvent`, le simulateur électrique prend en compte la modification de la consommation du client concerné.

Quant au simulateur électrique, il déclenche des simulations électriques grâce à l'événement `ElectricalSimulationEvent`. Cet événement s'auto-entretient ce qui permet de faire régulièrement des écoulements de charges. Il effectue un écoulement de charges avec les données mises à sa disposition via les événements `ConsumptionUpdateEvent`. Il notifie ensuite les résultats de cette simulation aux clients via un événement `InternalSmartMeterUpdateEvent`. L'exécution de cet événement est détaillé dans la section 4.6.2.

On constate que tous les événements encore présents dans les files d'événements vont permettre à la même séquence d'événements de se rejouer 10 min plus tard.

Il faut également noter que la sous-station a le même comportement qu'un client : elle envoie régulièrement sa consommation (nulle car il n'y a pas de charges locale à la sous-station) et récupère le résultat de la simulation.

Avec disjonction. Avec des disjonctions, tout se complique, comme on peut le voir sur la figure 4.12 qui montre la séquence d'événements lorsqu'un client disjoncte.

Lors de l'exécution d'un événement `InternalSmartMeterUpdateEvent`, il y a une vérification qui est faite pour s'assurer que la puissance consommée ou produite ne dépasse pas les quotas autorisés. En cas de dépassement, les charges concernées sont marquées comme «disjonctées» et deux événements sont ajoutées dans la file d'événements du client : un événement `ClientConsumeEvent` pour notifier le simulateur électrique de sa nouvelle consommation via un `ConsumptionUpdateEvent` et un événement `EndShutOffEvent` pour mettre fin à la disjonction en marquant les charges affectées comme à nouveau disponibles. Parallèlement à cela, une

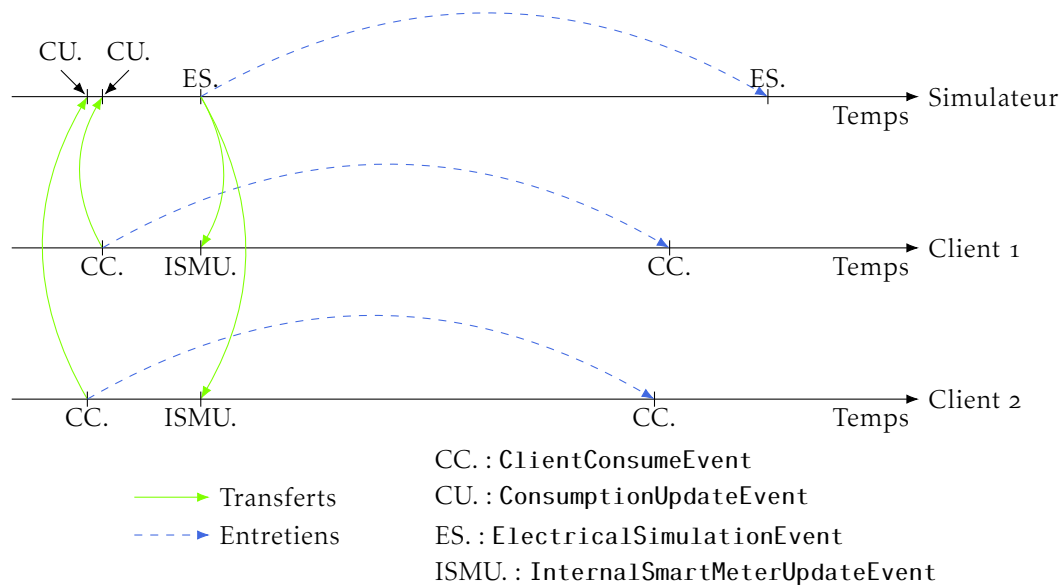


FIG. 4.11 : Diagramme temporel des simulations électriques sans disjonction

nouvelle simulation électrique est programmée pour mettre également à jour les tensions sur le réseau.

Enfin, lors de l'exécution de l'événement de fin de disjonction, une mise à jour de la consommation est également programmée pour le client concerné et une nouvelle simulation électrique suit.

Il faut noter deux points importants :

- Les événements qui s'auto-entretiennent normalement ne s'auto-entretiennent pas s'ils sont consécutifs à une disjonction. C'est le cas des simulations électriques et des mises à jour de la consommation des clients.
- Chaque événement `InternalSmartMeterUpdateEvent` est susceptible de provoquer une disjonction y compris ceux faisant suite à une disjonction. Ainsi, il peut très bien y avoir une cascade de disjonctions sur le réseau. Ce scénario catastrophe prend néanmoins toujours fin car à force de faire disjoncter des charges et des producteurs, on se rapproche d'un réseau avec une consommation et une production nulles qui ne doit plus poser de problème.

4.6.2 Mesures des compteurs

À chaque simulation électrique, de nouveaux résultats doivent être pris en compte par les clients⁴. C'est l'objectif de l'événement `InternalSmartMeterUpdateEvent`. Il modifie l'état interne du compteur communicant pour qu'il prenne en compte les résultats de la nouvelle simulation électrique. Néanmoins, il ne modifie pas la mesure qu'il affiche au reste du monde pour autant. C'est le rôle de l'événement `SmartMeterUpdateEvent`. Ce dernier prend en compte tous

⁴ainsi que par la sous-station. Son comportement étant très proche de celui des clients sur ce point, ce qui est dit pour les clients est aussi valide pour la sous-station.

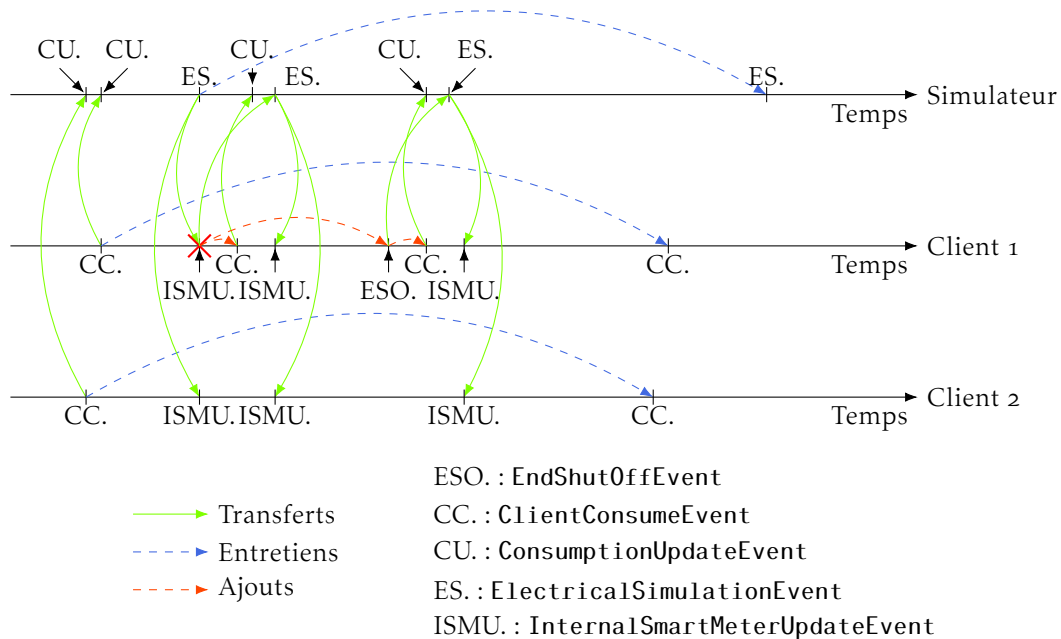


FIG. 4.12 : Diagramme temporel des simulations électriques avec une disjonction

les données apportées par les `InternalSmartMeterUpdateEvent` pour déterminer une nouvelle mesure à exposer au monde. Cet événement est auto-entretenu dans chaque fil d'événement des clients.

Ce mécanisme est décrit sur la figure 4.13. Les événements de consommation n'ont pas été représentés pour la clarté du schéma. De plus, aucune disjonction n'a été représentée ici pour la même raison.

4.6.3 Allocation de puissance

L'allocation de puissance se déroule selon le diagramme de la figure 4.14.

Tout commence par une allocation via l'exécution de l'événement `AllocateEvent` dans la file d'événements de l'allocateur. La réponse contenant la puissance allouée en consommation et en production est alors envoyé à tous les clients et mise en application par leur gestionnaire d'énergie via l'événement `AnswerCapacityEvent`.

Après un petit temps nécessaire pour que les gestionnaires d'énergie des clients appliquent effectivement la demande de l'allocateur, celui-ci met à jour la puissance de disjonction des compteurs des clients. Il exécute pour cela un événement `ShutOffAllocateEvent` qui distribue des événements `ShutOffPowerUpdateEvent`.

Parmi tous ces événements, seuls les événements de l'allocateur sont auto-entretenus, pour permettre à ce processus de se répéter toutes les dix minutes.

4.6.4 Activation de charge flexible

Le processus d'activation d'une charge est décrit sur la figure 4.15 de manière générique. En effet, il varie légèrement d'une charge à l'autre.

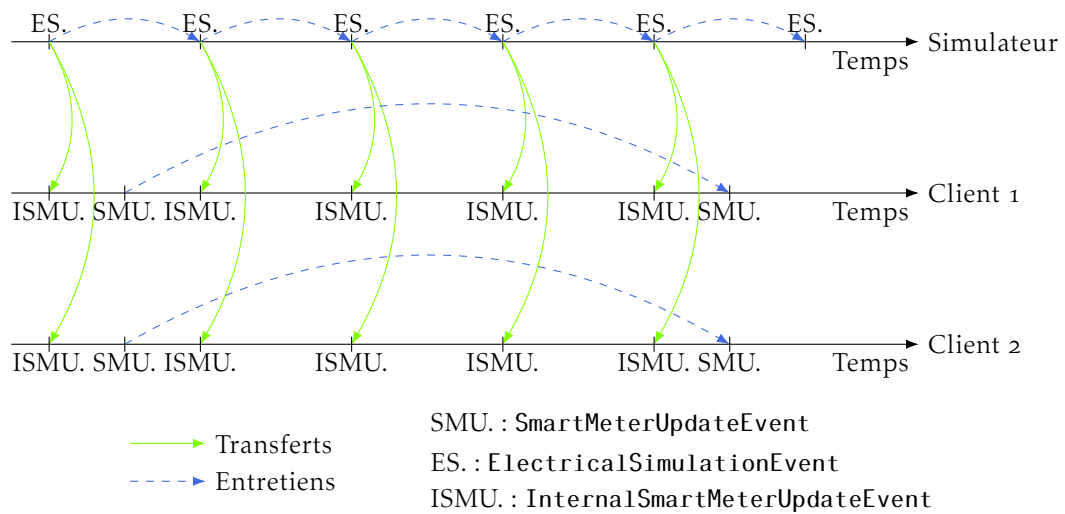


FIG. 4.13 : Diagramme temporel des mesures des compteurs

L'événement déclencheur est un événement `RequestLoadEvent`. Il marque la charge comme étant demandée par le client et demande au gestionnaire d'énergie d'activer cette charge. Le gestionnaire d'énergie du client dispose donc un événement `ActivateLoadEvent` dans le futur. Cet événement marque la charge flexible comme activée c'est-à-dire que le gestionnaire d'énergie la démarre. Immédiatement après un événement `ClientConsumeEvent` est exécuté pour prendre en compte cette activation. Notez bien que les événements `ClientConsumeEvent` font état de la consommation du client sur les deux minutes à venir. Un événement `ElectricalSimulationEvent` est également empilé et entraîne comme à son habitude des événements `InternalSmartMeterUpdateEvent` chez tous les clients.

La phase de désactivation de la charge flexible peut :

- soit être gérée en amont par le gestionnaire d'énergie du client, c'est-à-dire qu'il ajoute dès l'activation de la demande d'activation de la charge un événement de désactivation comme représenté sur la figure 4.15 ;
- soit provenir directement de la charge elle-même. Par exemple, une borne de rechargement de voiture électrique chargée qui va se désactiver elle-même.

Dans les deux cas, l'événement `DeactivateLoadEvent` entraîne un événement `ClientConsumeEvent` et une simulation électrique via un événement `ElectricalSimulationEvent`. Ce dernier empile des mises à jour internes des compteurs des clients.

4.6.5 Apprentissage

La file d'événements du module d'apprentissage est bien plus simple comme le montre la figure 4.16. Elle se limite à un événement d'apprentissage auto-entretenu. Cet unique événement met à jour le modèle exposé au reste du monde.

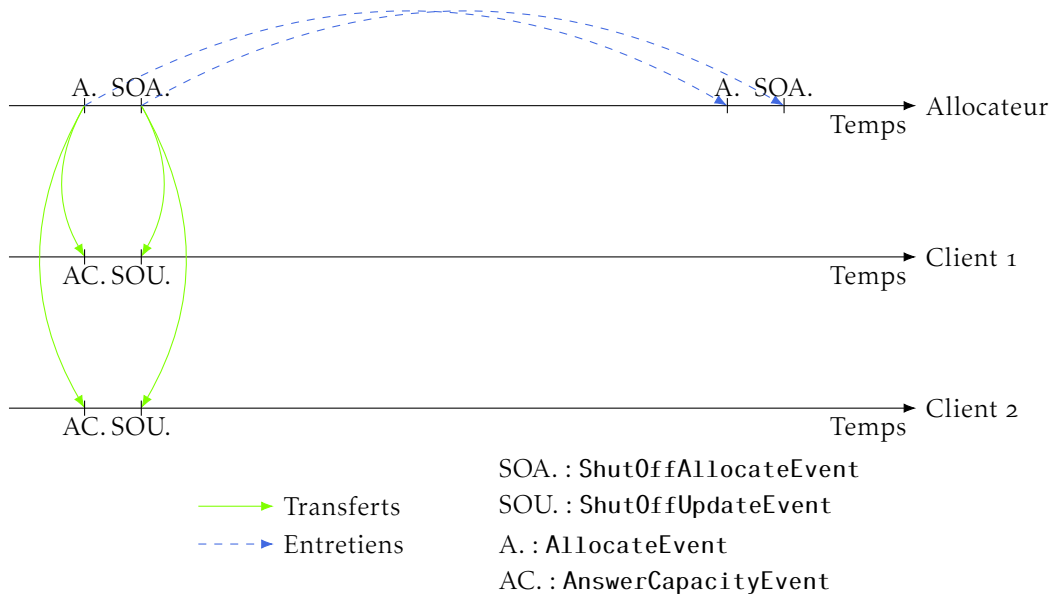


FIG. 4.14 : Diagramme temporel des allocations de puissance

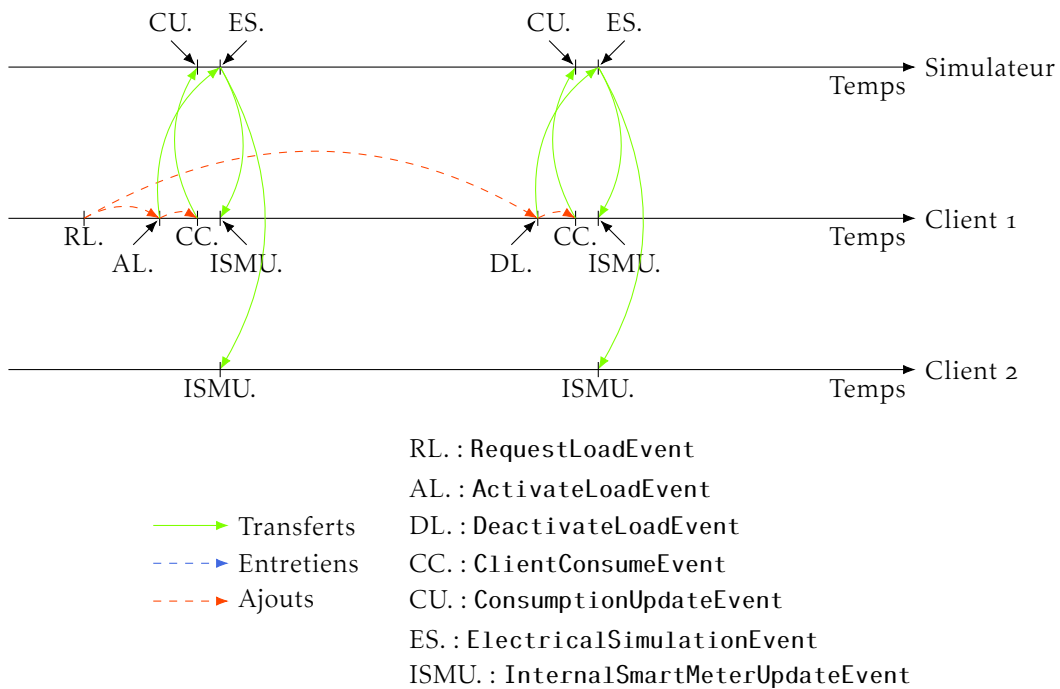


FIG. 4.15 : Diagramme temporel de l'activation d'une charge

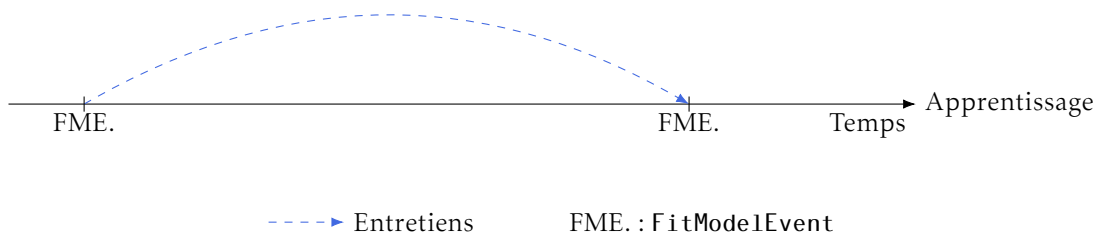


FIG. 4.16 : Diagramme temporel de l'apprentissage

Chapitre 5

Expérimentations

Sommaire

5.1 Données utilisées	91
5.1.1 Topologie des réseaux électriques	92
5.1.2 Profils de charges	93
5.2 Description du cas d'usage	94
5.2.1 Les deux étapes des simulations	94
5.2.2 Les stratégies de contrôle	94
5.2.3 Contraintes techniques	95
5.3 Indicateurs clefs de performance	95
5.3.1 Écrêtement de la production	95
5.3.2 Dépassement de tension	96
5.3.3 Surcharge du transformateur	96
5.3.4 Qualité de l'apprentissage	97
5.4 Résultats et interprétations	97
5.4.1 Profondeur des dépassements de tension	97
5.4.2 Profondeur de la surcharge au transformateur	99
5.4.3 Fréquence des violations	99
5.4.4 Énergie écrêtée	99
5.4.5 Compromis	102
5.4.6 Régressions	103

Nous arrivons maintenant aux expérimentations réalisables à la fois avec le formalisme avancé dans le chapitre 3 et le logiciel conçu et développé dans le chapitre 4.

Nous pouvons désormais mettre en œuvre la théorie et la pratique afin de réduire les congestions de réseaux électriques BT. Pour ce faire, nous allons décrire les données utilisées dans la section 5.1, le cas d'usage traité dans la section 5.2, nos indicateurs clefs de performances dans la section 5.3 et enfin, nous interpréterons les résultats dans la section 5.4.

5.1 Données utilisées

Deux types de données ont été nécessaires : des topologies de réseaux afin de nourrir les calculs d'écoulements de charges nécessaires à la représentation de la physique du réseau, et des profils de charges à affecter aux clients.

Les données que nous avons utilisées proviennent du projet «Low Carbon Network Fund Tier 1» dirigé par **Electricity North West Limited (ENWL)** et par l'université de Manchester de 2012 à 2014 [EO15].

5.1.1 Topologie des réseaux électriques

Les données de réseau comprennent 25 réseaux de distribution **B_T**, correspondant chacun à un poste de transformation **H_TA/B_T** et ses départs **B_T**. Pour donner un ordre de grandeur des réseaux, les figures 5.1 et 5.2 représentent respectivement les nombre de clients et les longueurs de chaque réseau.

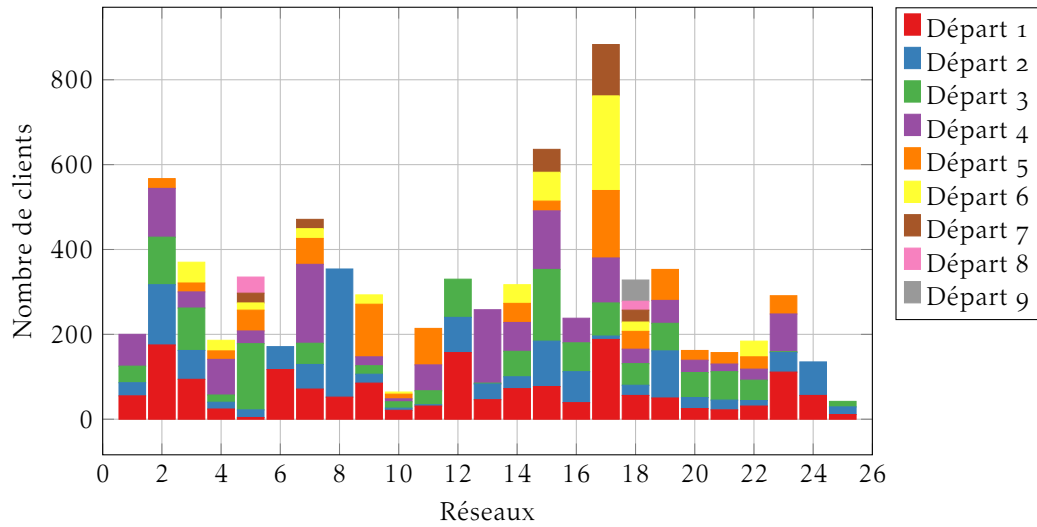


FIG. 5.1 : Nombre de clients par départ des réseaux utilisés

Lignes électriques

Les données de réseau sont fournies au format *OpenDSS* [Mon+17] c'est-à-dire que les lignes électriques sont modélisées par une matrice d'impédance de taille 3×3 , et non pas 4×4 comme il se doit a priori pour une ligne à quatre conducteurs. Cette matrice d'impédance est dérivée le logiciel à partir de deux paramètres d'entrée, l'impédance homopolaire $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$ et l'impédance directe $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$, via la formule suivante :

$$\underline{Z} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_s + \underline{Z}_t & \underline{Z}_m + \underline{Z}_t & \underline{Z}_m + \underline{Z}_t \\ \underline{Z}_m + \underline{Z}_t & \underline{Z}_s + \underline{Z}_t & \underline{Z}_m + \underline{Z}_t \\ \underline{Z}_m + \underline{Z}_t & \underline{Z}_m + \underline{Z}_t & \underline{Z}_s + \underline{Z}_t \end{pmatrix} \text{ avec } \begin{cases} \underline{Z}_s = \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 + 2\underline{Z}_1) \\ \underline{Z}_m = \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) \end{cases}$$

Enfin, *OpenDSS* modélise apparemment simultanément le conducteur de neutre *et* une certaine impédance de terre notée \underline{Z}_t dans la documentation du logiciel, «en interne», sans utiliser aucune donnée fournie par l'utilisateur (!), et ceci par la méthode de Carson [Car26 ; Car29]. Les explications fournies avec le logiciel ne nous ont pas permis de bien comprendre ce point de modélisation, mais le fait que les caractéristiques du conducteur de neutre (comme sa section) n'interviennent nulle part dans le calcul est assez suspect.

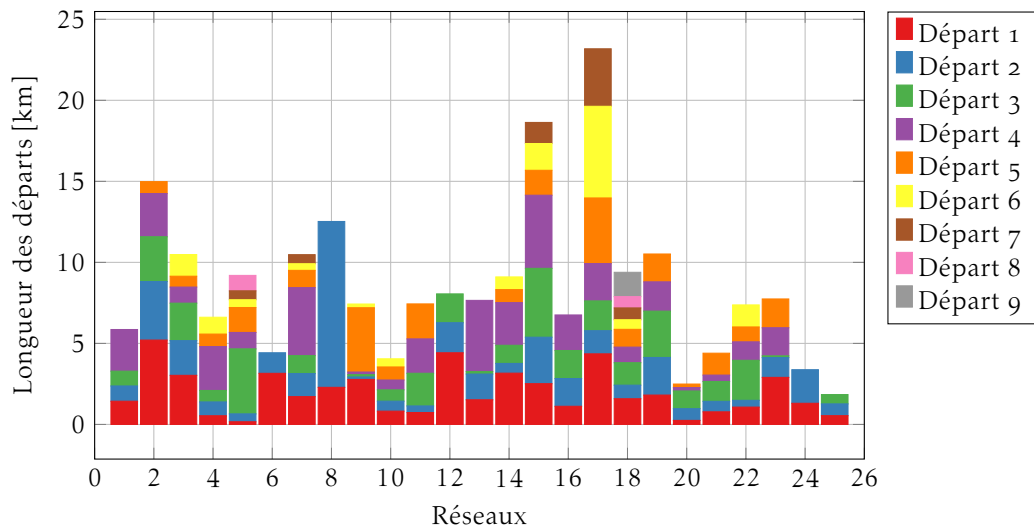


FIG. 5.2 : Longueurs des réseaux utilisés

Nous butons là sur une limite d'*OpenDSS* : le modèle de ligne semble avoir été pensé pour les lignes haute ou moyenne tension, en tout cas triphasées sans neutre, et non pas pour la **Br** ; et ensuite utilisé un peu abusivement en **Br**. On peut supposer qu'un tel modèle n'est guère pertinent dans le cas (très courant) où le réseau est déséquilibré.

Or, dans *Simulec*, les lignes sont modélisées par des matrices d'impédance 4×4 car nous prenons en compte le câble de neutre. Il faut donc reconstituer des matrices adéquates à partir des données fournies. Pour ceci, nous avons fait l'hypothèse que le conducteur de neutre était de même section que les conducteurs de phase, ce qui se traduit par la matrice d'impédance de l'équation (5.1).

$$\underline{Z} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{pmatrix} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} \underline{Z}_s = \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 + 2\underline{Z}_1) \\ \underline{Z}_m = \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) \end{cases} \quad (5.1)$$

5.1.2 Profils de charges

Les données du projet «Low Carbon Network Fund Tier 1» fournissent également des données de charge et de production pour les clients. Nous avons choisi d'utiliser les 200 courbes de charges de consommation fournies, éventuellement mises à l'échelle avec un certain facteur d'échelle pour pouvoir modéliser des clients plus ou moins énergivores. Les 200 courbes incluent 100 courbes de charge d'été et 100 d'hiver. Elles sont toutes d'une durée d'une semaine avec un échantillonnage à 5 min.

Pour les données de production, 100 profils d'été étaient fournis. Je les ai également utilisés en les mettant à l'échelle suivant une puissance crête. Ici également, ce sont des profils d'une semaine avec un échantillonnage à 5 min.

Les détails sur l'utilisation de ces données sont dans la section 5.2.

5.2 Description du cas d'usage

Nous avons extrait 21 départs **Bt** du jeu de données présenté dans la section 5.1 et utilisé les courbes de charges et de production solaire également fournies dans ces données. Un profil de charge a été attribué à chacun des clients des 21 départs sélectionnées tout en respectant les règles suivantes : 50 % des usagers étaient uniquement consommateurs et les autres 50 % étaient des producteurs-consommateurs. Par ailleurs, tous les usagers avaient un raccordement monophasé.

5.2.1 Les deux étapes des simulations

Les simulations ont été réalisées en deux étapes :

Étapes d'apprentissage : nous avons utilisé les profils de charges *hivernaux* pour les consommateurs. Leur pic de consommation a été fixé à 6 kW avec un facteur de charge égal à 0,95. Pour les producteurs, nous avons utilisé les profils de production solaire et nous avons fixé leur pic à 3 kW avec un facteur de puissance de 1. Avec ces données, nous avons simulé une durée d'une journée¹ sans appliquer aucun contrôle afin de générer une base de données qui servira de base de données d'apprentissage pour les contrôles qui en ont besoin lors de la seconde étape. Les données intéressantes de cette base sont les mesures de puissance active et de tensions phase-neutre des compteurs communicants.

Étape avec les contrôles : nous avons utilisé les profils de charge *estivaux* en définissant toujours leur pic à 6 kW. Les pointes de production solaire ont cette fois-ci été définies à 6 kW également. Nous avons relancé la simulation sur une journée avec les contrôles présentées ci-dessous. Ce sont ces résultats qui nous permettent de comparer les différentes stratégies.

5.2.2 Les stratégies de contrôle

Les stratégies de contrôle utilisées sont les suivantes :

Boucles ouvertes : cinq contrôles en boucle ouverte ont été testés. Ils correspondent à cinq niveaux d'écrêtement différents : écrêtement à 0, 25, 50, 75 et 100 % de la capacité de production installée. Le contrôle avec une limite à 100 % correspond au cas où toute génération est proscrite et le cas 0 % correspond au cas où aucun contrôle de la production n'est appliquée.

P(U) et Q(U) : ce sont les deux contrôles de type feed-back les plus simples, et de ce fait les plus connus et les plus discutés dans la littérature par la communauté du génie électrique. Ce sont les deux contrôles dont la programmation, qui se fait au niveau du solveur de load flow, a été décrite dans la section 4.2.3. Ils correspondent à des contrôles effectués directement au niveau de l'onduleur **Pv** de l'utilisateur.

Feed-back centralisé : ceci est un contrôle non standard, similaire au contrôle P(U) si ce n'est qu'il est réalisé avec l'aide des mesures des compteurs communicants et non pas au niveau de l'onduleur des usagers. Ce contrôleur est peu séduisant car il souffre des délais de mesure et de communication propres à l'infrastructure de comptage communicant, et de fait, nous verrons que ses performances ne sont pas très bonnes en pratique. Nous présentons néanmoins ici ce contrôleur à titre de comparaison, d'une part avec le contrôle feed-back *local* précédent, et d'autre part avec le contrôle Feed-forward suivant, lui aussi basé sur les mesures des compteurs communicants.

¹ Durée des profils fournis.

Feed-forward centralisé : cette méthode est celle que nous avons proposé dans la section 3.7.

Pour les contrôles P(U), Q(U) et Feed-back, il est nécessaire de définir leurs fonctions de contrôle. Ce sont les courbes définies sur la figure 4.8. Le contrôle Feed-forward centralisé et ces fonctions de contrôles nécessitent quelques paramètres additionnels que voici :

$$\begin{aligned} U^{\text{nom.}} &= \frac{400}{\sqrt{3}} \approx 230,94 \text{ V}, \\ U^{\text{min}} &= 0,915 U^{\text{nom.}}, \\ U^{\text{max}} &= 1,085 U^{\text{nom.}}, \\ U^{\text{down}} &= 0,9575 U^{\text{nom.}} \quad \text{et} \\ U^{\text{up}} &= 1,0425 U^{\text{nom.}}. \end{aligned}$$

Pour les raisons exposées dans la section 4.2.3, les fonctions dérivables de la figure 4.8 sont choisies pour les contrôles P(U) et Q(U). La fonction linéaire par morceaux est choisie pour le contrôle feed-back.

5.2.3 Contraintes techniques

La tension phase-neutre nominale est fixée à $U^{\text{nom.}}$. La tension au secondaire du transformateur est fixée à cette valeur nominale et on autorise l'amplitude de la tension à dépasser cette valeur nominale de +8,5 % maximum soit une contrainte à 250,57 V. Dans ces simulations, seule la limite de tension haute nous intéresse car nous nous plaçons dans les conditions d'une étude de raccordement de producteur.

À cette limite de tension, nous ajoutons une limite au transformateur HTA/BT. Lors de l'«étape de contrôle» de notre protocole de simulation, nous réalisons d'abord la simulation sans contrôle («boucle ouverte 100 %»). Ceci nous donne une valeur maximale de la puissance transitant par le transformateur et nous décidons de fixer artificiellement la capacité du poste à 90 % de cette valeur maximale dans les simulations avec contrôle ; de cette manière, le réseau souffre par construction d'une légère contrainte de transit au poste, ce qui permet d'observer la capacité des différents contrôleurs à gérer ce type de contrainte.

5.3 Indicateurs clefs de performance

Définissons immédiatement les grandeurs d'importance dans les expérimentations que nous allons réaliser.

5.3.1 Écrêtement de la production

Pour évaluer l'écrêtement réalisé sur un réseau donné, nous nous assurerons de toujours de faire une simulation sur le même réseau, avec les mêmes clients mais sans aucun contrôle. Ainsi, nous disposerons de la quantité d'énergie produite sur le réseau lorsque le contrôle à évaluer est activé : $E_{\text{prod.}}$. Nous disposerons également de la quantité qui aurait été produite sans contrôle, $E_{\text{prod.}}^{\text{réf.}}$. Notre indicateur de performance, noté $e_{\text{prod.}}$, est ainsi :

$$E_{\text{écrêtée}} := \frac{E_{\text{prod.}}^{\text{réf.}} - E_{\text{prod.}}}{E_{\text{prod.}}^{\text{réf.}}}$$

Naturellement, $0 \leq E_{\text{écrêtée}} \leq 1$.

5.3.2 Dépassement de tension

Pour évaluer les dépassements de tension, deux indicateurs sont définis : le premier porte sur les profondeurs des dépassements et le second sur la fréquence de ces dépassements.

Profondeur des dépassements

Notons $\mathbb{M}_{\text{tens.}}$ l'ensemble des mesures de tensions réalisées par les compteurs communicants lors d'une simulation donnée, c'est-à-dire les mesures effectuées sur l'ensemble des compteurs et sur l'ensemble des pas de temps. Notons U^{\max} la tensions maximale admissible et U^{\min} la tension minimale admissible.

Avec ces notations, la profondeur moyenne des dépassements hauts se note :

$$\overline{U}_+ := \text{moyenne}(\{x \in \mathbb{M}_{\text{tens.}} | x > U^{\max}\}),$$

et celle des dépassements bas :

$$\overline{U}_- := \text{moyenne}(\{x \in \mathbb{M}_{\text{tens.}} | x < U^{\min}\}).$$

Ces deux indicateurs sont donc exprimés en V.

On effectue une simulation sans contrôle, donc a priori avec des violations de contraintes supérieures à celles qui se produise lorsqu'un contrôle est activé. Cette simulation sans contrôle permet de calculer des valeurs de référence $\overline{U}_+^{\text{réf.}}$ et $\overline{U}_-^{\text{réf.}}$, puis de définir les deux indicateurs sans dimension suivants :

$$d_{\text{tens.}}^+ := \frac{\overline{U}_+}{\overline{U}_+^{\text{réf.}}} \quad \text{et} \quad d_{\text{tens.}}^- := \frac{\overline{U}_-}{\overline{U}_-^{\text{réf.}}}.$$

Fréquence des dépassements

L'indicateur de la fréquence des dépassements est simplement le rapport du nombre de mesures des compteurs communicants qui enfreignent une contrainte divisé par le nombre de mesures total. Ceci donne :

$$f_{\text{dép. tens.}} := \frac{\text{card}(\{x \in \mathbb{M}_{\text{tens.}} | x \notin [U^{\min}, U^{\max}]\})}{\text{card}(\mathbb{M}_{\text{tens.}})}.$$

Le résultat est une fréquence d'occurrence comprise entre 0 et 1.

5.3.3 Surcharge du transformateur

Tout comme pour la section 5.3.2 avec les tensions, les deux mêmes indicateurs sont définis pour les dépassement de puissances au transformateur : un premier indicateur sur la profondeur des dépassements et un second sur leur fréquence.

Profondeur des dépassements

Notons $\mathbb{M}_{\text{trans.}}$ l'ensemble des mesures de puissance réalisées par le compteur communicant de la sous-station **H_{TA}/B_T** lors d'une simulation donnée. Notons $P_{\text{trans.}}^{\max} > 0$ la puissance admissible maximale au niveau du transformateur.

Avec ces notations, la profondeur moyenne des dépassements se note :

$$\overline{P}_+ := \text{moyenne}(\{x - P_{\text{trans.}}^{\max} \mid x \in \mathbb{M}_{\text{trans.}} \wedge |x| > P_{\text{trans.}}^{\max}\}).$$

C'est une valeur positive, exprimée en Watts (W). On retranche la valeur de $P_{\text{trans.}}^{\max}$ afin de pouvoir comparer des réseaux dont le $P_{\text{trans.}}^{\max}$ n'est pas le même.

Lorsqu'une suite de simulation est réalisée, la simulation sans contrôle sert de référence et on peut définir un indicateur adimensionné :

$$d_{\text{trans.}} := \frac{\overline{P}_+}{P_+^{\text{réf.}}}$$

Fréquence des dépassements

L'indicateur de la fréquence des dépassements est simplement le rapport du nombre de mesures des compteurs communicants qui enfreignent la contrainte, divisé par le nombre de mesures total. Ceci donne :

$$f_{\text{dép. trans.}} := \frac{\text{card}(\{x \in \mathbb{M}_{\text{trans.}} \mid |x| > P_{\text{trans.}}^{\max}\})}{\text{card}(\mathbb{M}_{\text{trans.}})}$$

Le résultat est une fréquence d'occurrence comprise entre 0 et 1.

5.3.4 Qualité de l'apprentissage

Le modèle présenté dans le chapitre 3 utilise un modèle du réseau électrique obtenu à partir des données des compteurs communicants pour allouer les quotas de consommation et de production aux clients d'un réseau électrique. Il nous faut donc évaluer la qualité de la régression effectuée pour l'obtenir. Nous proposons de choisir le coefficient de détermination R^2 comme mesure de la qualité de la régression linéaire effectuée. Pour être précis, deux régressions sont réalisées : une pour le modèle de tension et une pour le modèle de puissance au transformateur.

Lorsque les valeurs mesurées pour un bus et une phase sont $(y_i)_{i \in \llbracket 1, n \rrbracket} \in \mathbb{R}^n$ et les valeurs estimées pour ce même bus et cette même phase sont $(f_i)_{i \in \llbracket 1, n \rrbracket} \in \mathbb{R}^n$ alors le coefficient de détermination se calcule comme :

$$R^2 := 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - f_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2},$$

en supposant qu'il existe $j \in \llbracket 1, n \rrbracket$ tel que $y_j \neq \bar{y}$, sinon, $R^2 := 1$.

On rappelle que malgré son nom, le coefficient R^2 peut être négatif car le modèle appris peut être arbitrairement mauvais ; et que la valeur d'un modèle parfait est 1,0.

5.4 Résultats et interprétations

5.4.1 Profondeur des dépassements de tension

La profondeur des dépassements en tension haute se mesure avec l'indicateur \overline{U}_+ . L'indicateur a été calculé sur les différents départs simulés et affiché par stratégie de contrôle sur la figure 5.3. Ceci permet d'avoir un indicateur d'efficacité par stratégie de contrôle. L'écart-type également représenté sur la figure 5.3 montre la diversité des situations rencontrées.

On constate en premier que la simulation sans contrôle fait apparaître des surtensions alors que la simulation sans production ne laisse plus apparaître de dépassements de tension. Pour être exact, les dépassements de tension disparaissent quand la production est inférieure à 25 % : cf. les simulations en «Boucle ouverte 0 % et 25 %». Ceci signifie concrètement que le problème considéré est un «bon cas d'étude» : en l'absence de contrôle, des contraintes apparaissent, mais une solution flexible sur la production permet de les régler complètement ; il nous reste à comparer les mérites des différentes solutions flexibles envisagées.

À titre d'exemple, l'indicateur \bar{U}_+ a été tracé sur une carte par nœud électrique pour le départ 1 du réseau 1 des données utilisées sur les figures 5.4 et 5.5. Les nœuds sans surtensions se sont vu attribuer la valeur U^{\max} par défaut. On constate sur ce départ particulier que les problèmes de tensions localisés sur quelques nœuds seulement (cf. figure 5.4a). Ces problèmes de tension sont présents avec les contrôles en «Boucle ouverte 100 et 75 %» (cf. figures 5.4a et 5.4b) et qu'ils ont complètement disparu pour les contrôles en «Boucle ouverte 50, 25 et 0 %» (cf. figures 5.4c à 5.4e).

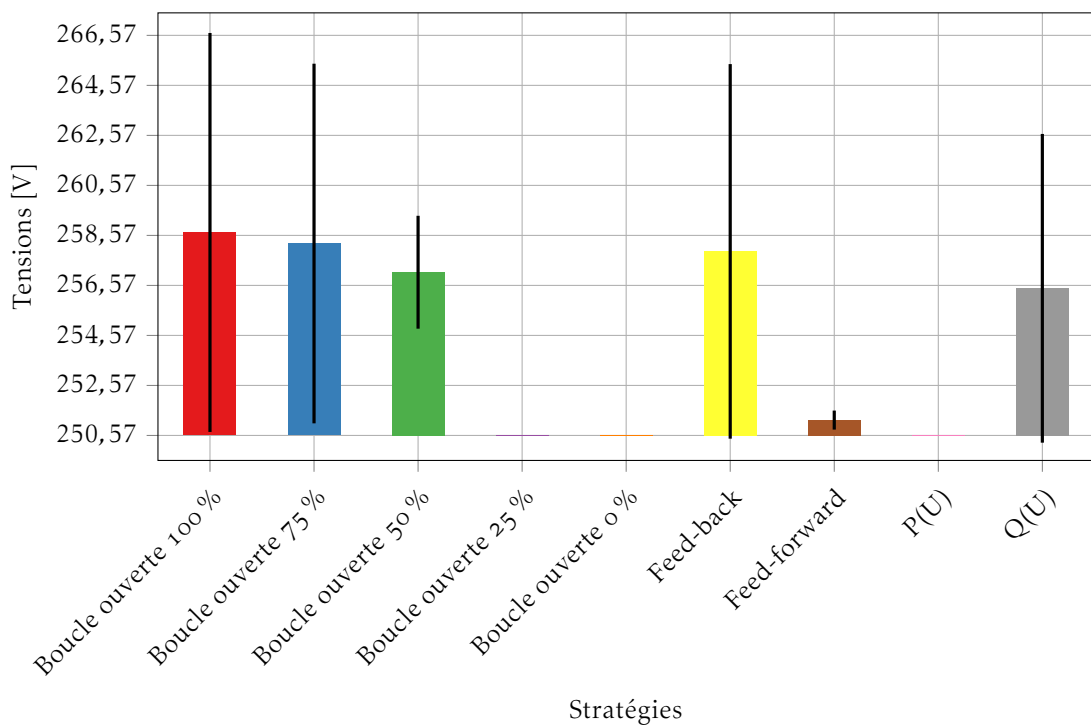


Fig. 5.3 : Surtensions selon la stratégie choisie. La barre représente la moyenne des surcharges sur les départs considéré et sur les pas de temps. La ligne noire montre l'écart-type.

Les résultats obtenus avec différentes stratégies de contrôle sont les suivants : la stratégie P(U) a très bien fonctionné et a complètement supprimé les dépassements de tension. La stratégie Q(U) a été moins efficace car les violations de tension sont relativement fortes dans ces exemples. Il faut également noter que la capacité de consommation de puissance réactive des onduleurs est assez limitée ici (car nous les avons dimensionnés au plus juste, et que la production active est quasi-maximale lorsque les contraintes de tension hautes apparaissent) ; et que le ratio $\frac{R}{X}$ des lignes électriques est d'environ 3 dans notre jeu de données, ce qui signifie que l'écroulement d'1 W est environ 3 fois plus efficace pour réduire la tension que l'écroulement d'1 VAR.

La stratégie «Feed-back» basée sur les mesures des compteurs communicants donne de très mauvais résultats (cf. figure 5.5c par exemple) en raison des délais de contrôle trop importants : cette stratégie prend une décision à un instant donné à partir de mesures des sorties qui ont été prises sur une période d'une dizaine de minutes il y a quelques minutes déjà...

Au contraire, notre stratégie «Feed-forward», qui utilise elle aussi les mesures de compteurs communicants, donne de bons résultats : elle réussit bien à faire disparaître les problèmes de tension, comme le montre par exemple la figure 5.5d. L'impact négatif des retards imposés au contrôleur par l'infrastructure de mesure et de comptage est ici beaucoup moins perceptible.

5.4.2 Profondeur de la surcharge au transformateur

Dans ces simulations, des contraintes ont également été fixées sur la puissance transitant au transformateur. L'indicateur \overline{P}_+ a été moyenné par méthode de contrôle sur la totalité des départs étudiés afin de donner la figure 5.6.

Comme attendu, les contrôles locaux P(U), Q(U) et «Feed-back» ne parviennent pas à juguler ce type de contraintes : ils ne sont pas conçus pour cela. Le contrôle «Feed-forward» que nous proposons réussit quant à lui à quasiment faire disparaître la totalité des surcharges.

5.4.3 Fréquence des violations

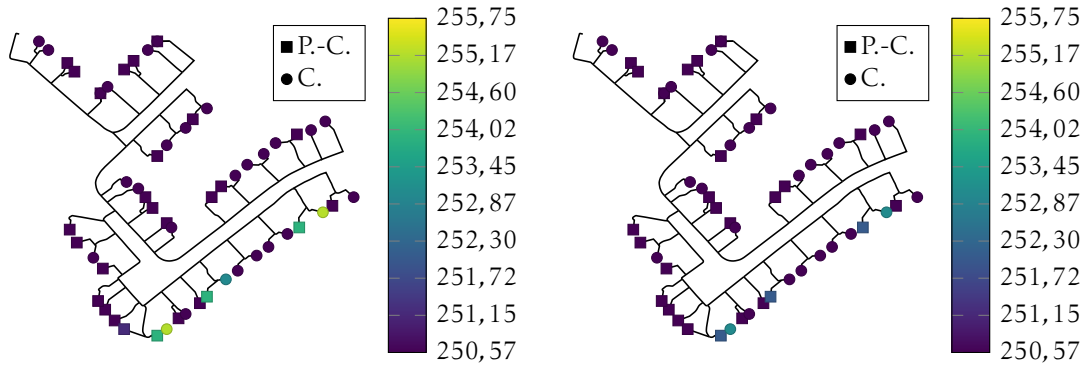
Les indicateurs sur la fréquence de dépassements des contraintes sont représentés dans le tableau 5.1. On constate que malgré l'ensoleillement extrêmement fort du jour testé, les contraintes sont rares : les congestions surviennent vers midi uniquement ce qui soutient l'idée qu'un renforcement de réseau, qui est une solution *permanente* n'est pas la meilleure option disponible pour juguler une contrainte *très temporaire*, qui ne se produit que quelques jours par an, et les jours en question, seulement quelques pourcents du temps.

Stratégie	$f_{\text{dép. tens.}} [\%]$	$f_{\text{dép. trans.}} [\%]$
Boucle ouverte 100 %	2,45	4,53
Boucle ouverte 75 %	1,98	0,00
Boucle ouverte 50 %	1,02	0,00
Boucle ouverte 25 %	0,00	0,00
Boucle ouverte 0 %	0,00	0,00
Feed-back	1,12	3,58
Feed-forward	0,10	0,06
P(U)	0,00	3,21
Q(U)	0,56	4,33

TAB. 5.1 : Pourcentage des mesures des compteurs communicants enfreignant les limites autorisées.

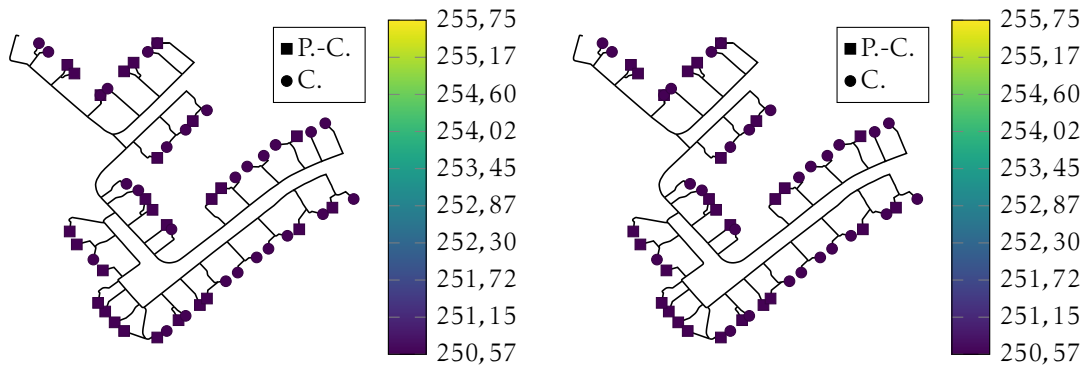
5.4.4 Énergie écrêtée

Intéressons nous désormais à l'énergie qu'il a été nécessaire d'écrêter pour juguler les dépassements de contraintes. L'indicateur prévu à cet effet et définit dans la section 5.3.1 est $E_{\text{écrêtée}}$. Sur la figure 5.7, cet indicateur est calculé pour chaque méthode de contrôle et moyenné sur l'ensemble des départs considérés.



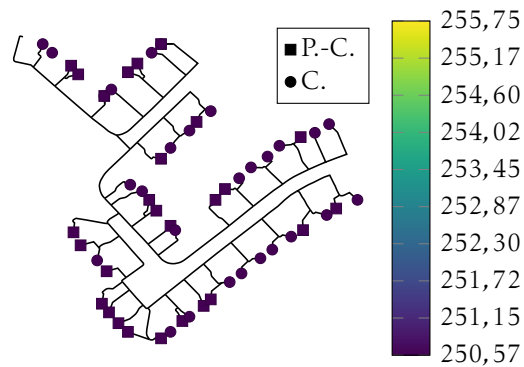
(a) Stratégie «Boucle ouverte 100 %» ie. sans aucun contrôle. Quelques nœuds ont des surtensions.

(b) Stratégie «Boucle ouverte 75 %».



(c) Stratégie «Boucle ouverte 50 %». Il n'y a plus de surtensions.

(d) Stratégie «Boucle ouverte 25 %». Il n'y a plus de surtensions.



(e) Stratégie «Boucle ouverte 0 %» ie. plus aucune production. Il n'y a pas de surtensions.

FIG. 5.4 : Surtensions moyennes sur le départ 1 du réseau 1 de [EO₁₅] pour différentes stratégies (1/2). «P.-C.» signifie «Producteur-Consommateur» et «C.» signifie «Consommateur».

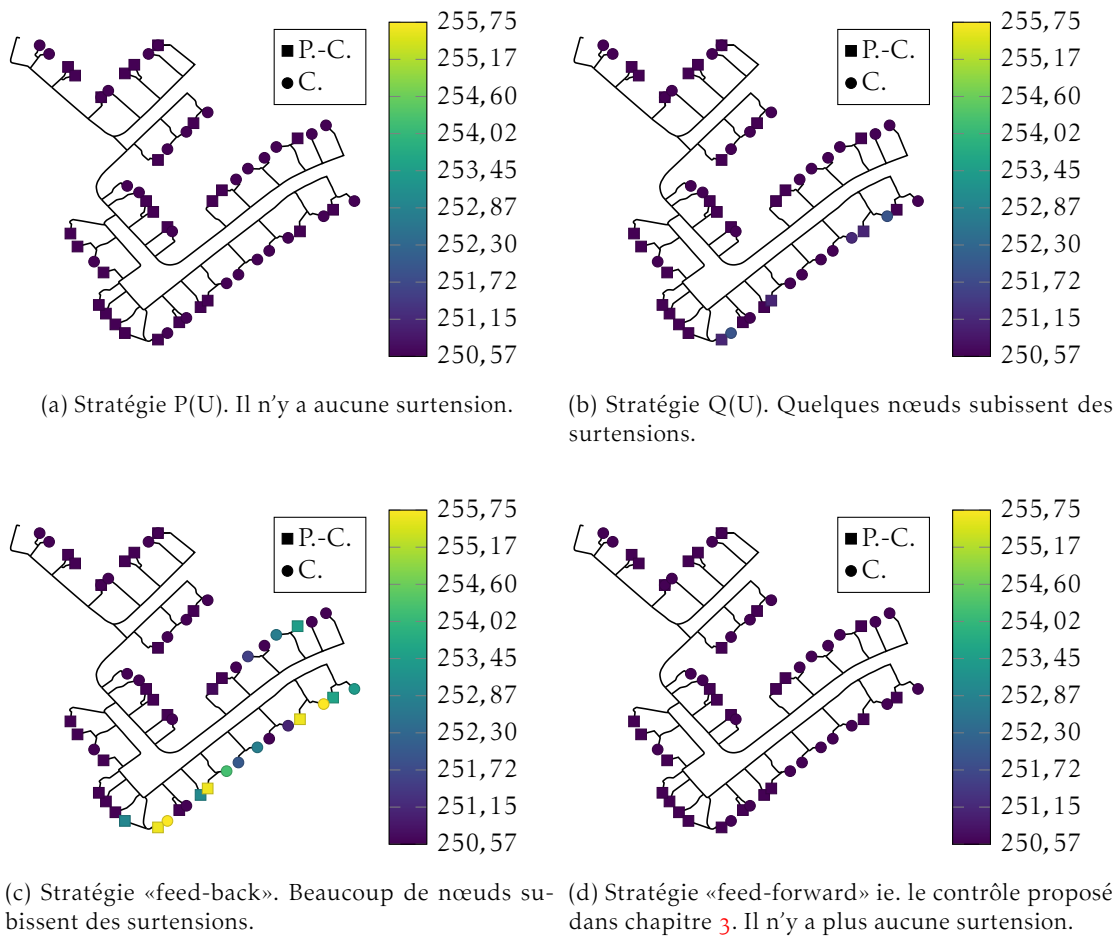


FIG. 5.5 : Surtensions moyennes sur le départ 1 du réseau 1 de [EO15] pour différentes stratégies (2/2). «P.-C.» signifie «Producteur-Consommateur» et «C.» signifie «Consommateur».

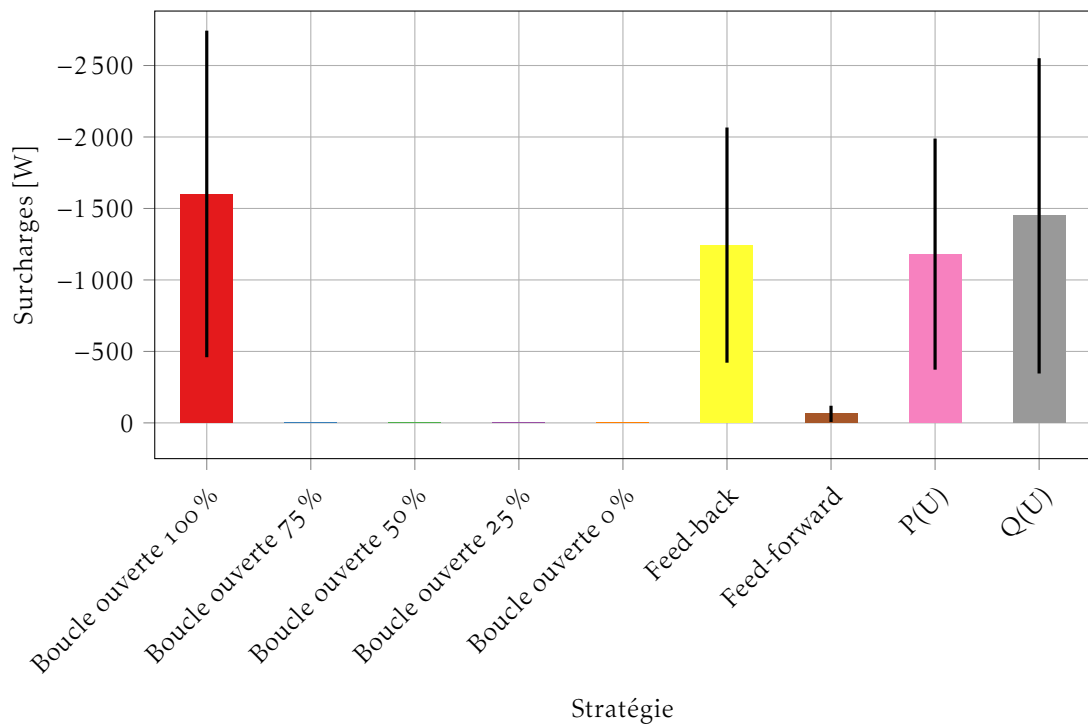


Fig. 5.6 : Surcharges du transformateur selon la stratégie choisie. La barre représente la moyenne des surcharges sur les départs considéré et sur les pas de temps. La ligne noire montre l'écart-type.

Comme attendu, les contrôles en boucle ouverte écrêtent davantage lorsque le seuil associé diminue ; par exemple, l'écrêtement à 50 % des puissances installées écrête légèrement plus que 20 % de l'énergie solaire disponible alors que l'écrêtement à 75 % ne gaspille que quelques pourcents de cette énergie.

Par définition, le contrôle Q(U) n'écrête pas d'énergie (active). Les autres stratégies — P(U), «feed-back» et «feed-forward» — sont très comparables en termes de ratio d'énergie écrêtée.

5.4.5 Compromis

Ces résultats nous permettent désormais d'étudier la question du compromis entre

- la nécessité de respecter les contraintes techniques d'une part,
- et la volonté de limiter au maximum la quantité d'énergie écrêtée d'autre part.

Pour faire cela, la figure 5.8 a été tracée. Sur les deux graphes qu'elle contient, les stratégies efficaces sont placées près de l'origine du repère : elles assurent un niveau d'écrêtement faible et un respect strict des contraintes.

Le contrôle Feed-forward centralisé s'avère ici être le seul qui réussisse à la fois à limiter les surtensions *et* les surcharges au transformateur. Le contrôle P(U) s'avère légèrement meilleur lorsqu'il s'agit de limiter les surtensions (figure 5.8a), mais il échoue à limiter les surcharges au transformateur (figure 5.8b). À l'opposé, le contrôle en boucle ouverte à 75 % donne des résultats

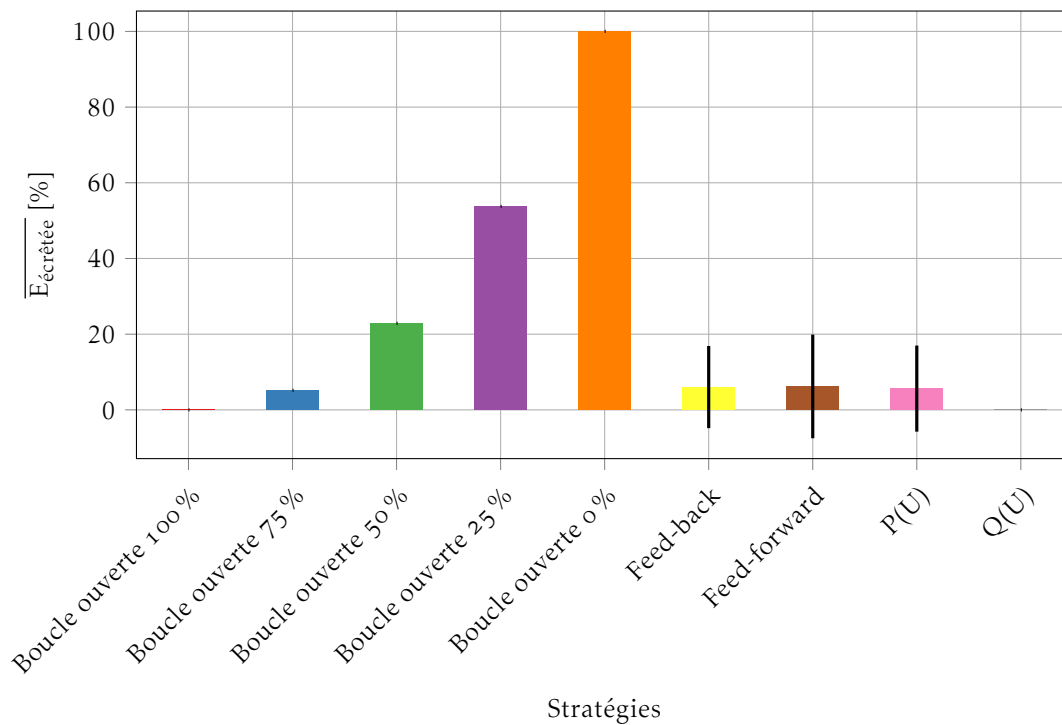


Fig. 5.7 : Énergie écrêtée selon la stratégie choisie. La barre représente la moyenne des surcharges sur les départs considéré et sur les pas de temps. La ligne noire montre l'écart-type.

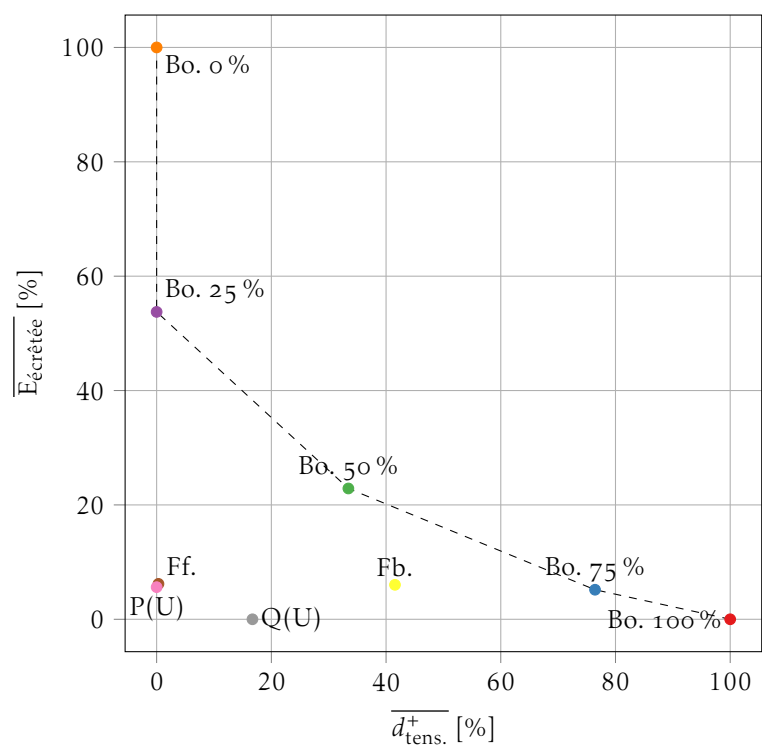
similaires à notre contrôle en terme de surcharge au transformateur mais fait bien pire en terme de sursensions.

5.4.6 Régressions

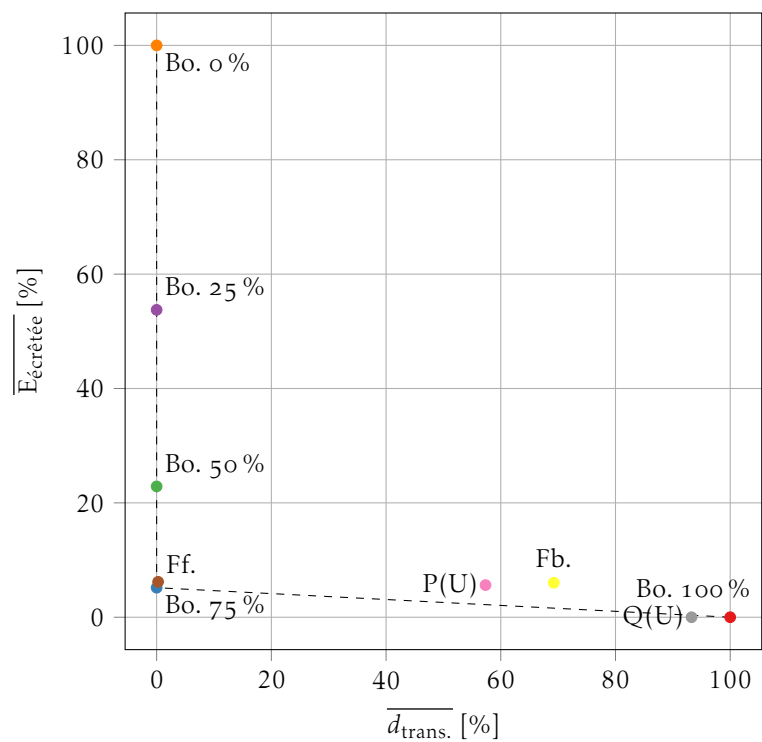
Comme expliqué dans la section 5.3.4, le coefficient de détermination R^2 est utilisé pour déterminer la qualité des régressions linéaires. Dans notre cas, une régression linéaire pour les tensions et une pour la puissance au transformateur sont effectuées à chaque réception d'un nouvel ensemble de données de comptage communicant, c'est-à-dire toutes les dix minutes.

À chaque calcul de régression est aussi effectué le calcul de coefficient de régression en utilisant une méthode de validation croisée. Les coefficients de détermination ainsi obtenus sont tracé sur les histogrammes de la figure 5.9 pour la tension et de la figure 5.10 pour la puissance au transformateur. Les données sont agrégées sur tous les départs considérés.

On constate qu'hormis quelques valeurs extrêmement faibles, la majorité de ces mesures de qualité sont proches de la valeur optimale de 1,0. Globalement, dans nos expériences, les performances du module d'apprentissage n'ont jamais semblé être un facteur limitant. Ces expériences nous ont donc convaincu que la solution qui consiste à utiliser un modèle (linéaire) appris du réseau, et non pas un modèle (non-linéaire) dérivé des données structurelles dont on dispose (Sig, section et matériau des conducteurs, fiche technique des transformateurs fournies par les fabricants...), est sans doute la bonne solution pour alimenter un contrôleur dédié à la conduite de la flexibilité dans un réseau Bt.

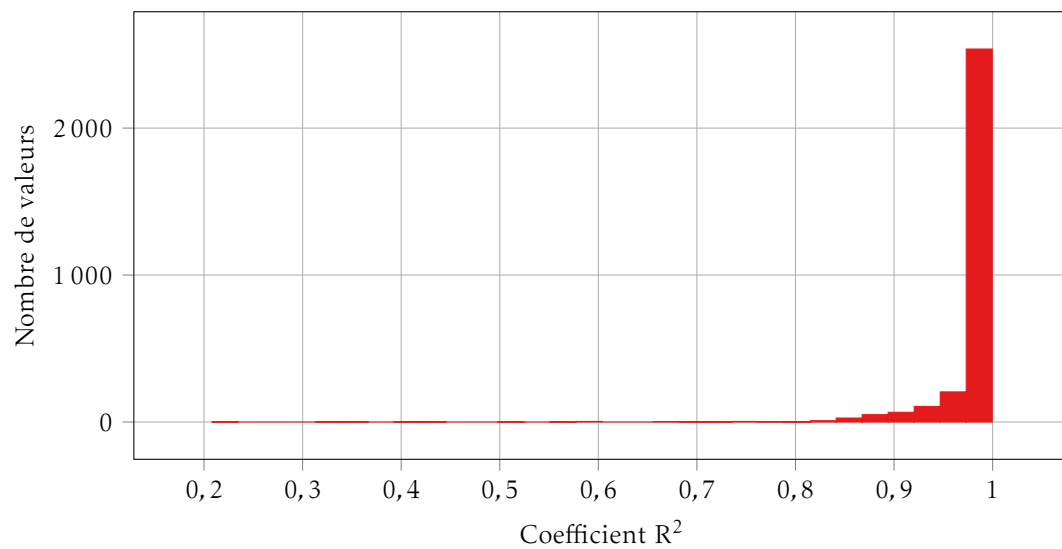
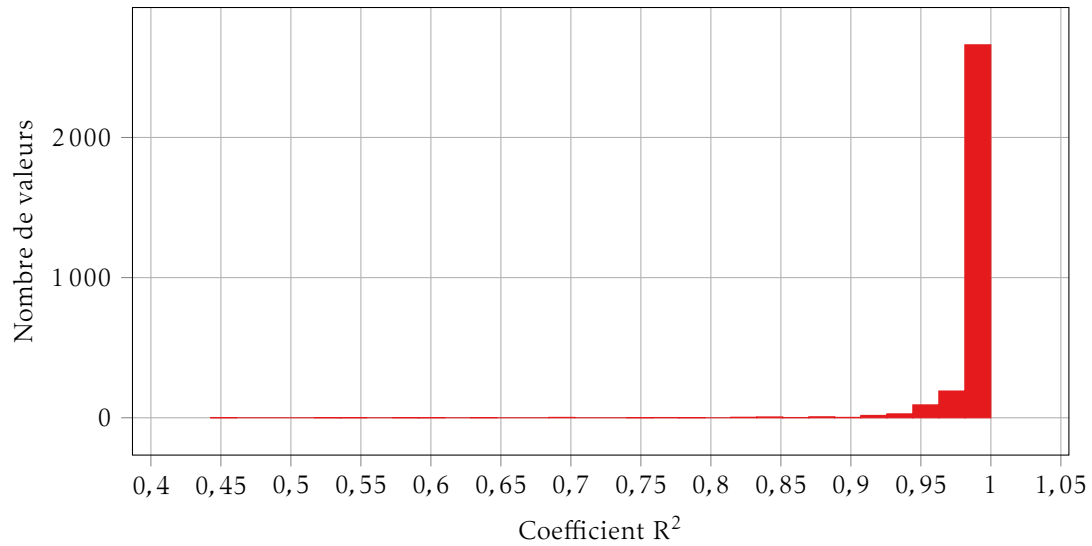


(a) Surtensions comparées aux écrêtements pour les différentes stratégies testées.



(b) Surcharges au transformateur comparées aux écrêtements pour les différentes stratégies testées.

FIG. 5.8 : Efficacité des différentes stratégies («Bo.» signifie «Boucle ouverte», «Fb.» «Feed-back» et «Ff.» «Feed-forward»).

FIG. 5.9 : Histogramme des coefficients R^2 sur l'apprentissage du modèle de tension.FIG. 5.10 : Histogramme des coefficients R^2 sur l'apprentissage du modèle de puissance au transformateur.

Chapitre 6

Perspectives

Sommaire

6.1 Propositions d'études à réaliser à l'aide du logiciel existant	107
6.1.1 Design des mécanismes de conduite de la flexibilité	107
6.1.2 Dimensionnement des réseaux flexibles	108
6.1.3 Structuration des contrats flexibles	109
6.1.4 Identification des <i>business cases</i> plausibles	109
6.1.5 <i>Market design</i> et interaction Grd/Grt	110
6.1.6 Autoconsommation individuelle et collective	112
6.2 Vers un déploiement réel	112
6.2.1 Pur outil de simulation	114
6.2.2 Démonstrateur télécom	115
6.2.3 Démonstration matérielle	116
6.2.4 Démonstration interactive	117
6.2.5 Étude comportementale <i>in situ</i>	118
6.2.6 Déploiement réel	120

Ce chapitre est consacré aux pistes de recherche ouvertes par les travaux présentés dans cette thèse.

La section 6.1 présente quelques sujets d'études, avec un fort enjeu applicatif, qu'il serait possible et utile de réaliser à l'aide le logiciel *Simulec*. Tous ces cas d'études peuvent être menés en utilisant les éléments qui ont été développés pendant la thèse, c'est-à-dire en réalisant des études par simulation avec le logiciel *existant*.

Les études et démonstrations qu'il serait possible de réaliser dans la continuité de cette thèse, en commençant par *enrichir* les outils que nous avons développés, sont présentés dans la section 6.2.

6.1 Propositions d'études à réaliser à l'aide du logiciel existant

6.1.1 Design des mécanismes de conduite de la flexibilité

En considérant temporairement que la flexibilité est entièrement contrôlée par le **GRD** (hypothèse qui sera relaxée dans la section 6.1.5 ci-dessous), on doit se poser la question des mécanismes de pilotage à utiliser pour la conduite de cette flexibilité.

Cette question a été abordée dans cette thèse pour le cas du pilotage de la production P_v ; il convient maintenant de généraliser les travaux présentés ici pour englober d'autres dispositifs simples de type charge (V_E , eau chaude sanitaire. . .) et de type stockage (batterie). Ces dispositifs seront d'abord considérés séparément, comme dans notre étude où la flexibilité était entièrement composée de générateurs P_v ; puis de manière globale, pour un réseau comportant simultanément des flexibilités de différents types.

Par exemple, nos travaux sur le pilotage de la production P_v suggèrent d'associer :

- une logique feed-forward centralisée, déployée sur l'infrastructure de comptage communiquant, avec des pas de temps longs, pour le pilotage de la puissance active :
- et une logique feed-back locale (interne à l'onduleur) très rapide sur la puissance réactive $Q(U)$ en priorité, puis sur la puissance active $P(U)$ si la régulation sur Q sature avant que la contrainte de tension soit éliminée.

C'est ce type de résultat que nous suggérons de généraliser à d'autres types de flexibilités.

Les mécanismes de conduite de la flexibilité développés devront non seulement, bien sûr, être fonctionnels du point de vue électrotechnique, c'est-à-dire garantir l'absence de congestion (ou plutôt garantir un niveau de risque de congestion faible et maîtrisé) ; mais ils devront aussi être fonctionnels du point de vue télécom, c'est-à-dire compatibles avec les capacités du canal utilisé, résilient à ses défaillances, et de manière générale, suffisamment robustes pour être déployés sur une infrastructure potentiellement fragile et changeante. Ainsi le mécanisme de contrôle doit-il continuer à fonctionner après une manœuvre de reconfiguration de la topologie du réseau, ou encore, suite à l'ajout ou au retrait d'un dispositif flexible, et ceci de manière complètement automatisée. Ces questions sont de nature à intéresser les spécialistes en informatique distribuée et à susciter des collaborations fructueuses entre ces spécialistes et leurs collègues experts en réseaux électriques ; c'est le sens de la collaboration entre le *LIG* et le *G2ELab* qui a été mise en place dans le cadre de cette thèse, et qui continue aujourd'hui.

6.1.2 Dimensionnement des réseaux flexibles

Après avoir conçu quelques mécanismes d'automatisation de la conduite des flexibilités, conformément aux recommandations de la section précédente, on doit se poser la question de l'impact de ces mécanismes sur les règles de dimensionnement du réseau électrique.

En effet, démontrer — comme nous l'avons fait dans cette thèse pour le cas du pilotage de la production photovoltaïque — qu'un mécanisme flexible permet d'augmenter le taux d'utilisation de l'infrastructure au lieu de la renforcer, ne suffit pas : encore faut-il savoir jusqu'à quel point le mécanisme flexible doit être utilisé, et à partir de quel «taux de sur-utilisation» le renforcement redevient au contraire la solution adéquate. Autrement dit, il s'agit de proposer une méthode raisonnable pour arbitrer entre le coût du renforcement et le coût de la solution flexible.

Cette question peut être relativement simplifiée s'il l'on fait les deux hypothèses suivantes :

- la flexibilité est utilisée *exclusivement par le GRD*, à l'exclusion de tout autre acteur (comme le *GRT*) ;
- la flexibilité utilisée est *transparente pour l'utilisateur*.

La première hypothèse, qui sera relaxée dans la section 6.1.5, simplifie la question en limitant le périmètre à considérer pour l'analyse coût-bénéfice au seul réseau de distribution. La seconde évite de devoir se poser la question de la valeur de la désutilité générée en aval-compteur par l'activation de la flexibilité ; autrement dit, elle limite le périmètre de l'analyse coût-bénéfice à l'*amont* du compteur.

Sous ces deux hypothèses simplificatrices, des règles relativement simples de dimensionnement du réseau «flexible» devraient pouvoir être trouvées. Si l'une ou l'autre de ces deux hypothèses était levée, ou les deux, la question se complexifierait nettement ; il faudrait alors se poser la question de la coordination entre les acteurs (GRT, GRD, usager...) ainsi que celle de la valorisation de l'énergie *partiellement* non-distribuée pour les consommateurs flexibles ; l'effacement n'est en effet pas une coupure, et le coût de l'énergie non-distribuée «au sens de la coupure» n'est a priori pas du tout le même que celui de l'énergie non-distribuée «au sens de l'effacement».

6.1.3 Structuration des contrats flexibles

Cette question est essentiellement celle de *l'interface* entre l'utilisateur flexible et le réseau. Concrètement, si un automobiliste acceptait un contrat de raccordement flexible pour son VÉ, ce contrat ressemblerait probablement à quelque chose comme ceci :

Le gestionnaire de réseau a la possibilité d'envoyer, au maximum 10 fois par an, une consigne d'effacement qui se traduira par le passage de la borne de recharge à mi-puissance pendant 2 h ; l'utilisateur a cependant le droit de s'opposer, au maximum 5 fois par an, à la consigne d'effacement ; sa borne de recharge restera alors à pleine puissance.

Cet exemple illustre la nécessité de structurer et de paramétrer le contrat flexible : la structure du contrat imaginaire ci-dessus, et toutes les valeurs numériques («10 fois par an», «50 % de la puissance», «2 h», «5 fois par an»), sont en effet arbitraires et méritent d'être étudiés.

Les grands principes qui devront gouverner ce type d'études sont les suivants :

- *Partage de l'incertitude* : si le contrat est trop permissif et autorise le gestionnaire de réseau à effacer son client à volonté, il y a fort à parier que les utilisateurs refuseront de s'engager dans le contrat flexible, faisant du même coup disparaître le gisement de flexibilité. Inversement, si le contrat n'offre pas au GRD des garanties suffisamment fortes, ce dernier ne pourra pas raisonnablement compter sur l'effacement dans ses calculs de dimensionnement, et les gains dans les dépenses d'investissements promis par la flexibilité disparaîtront. Cet aspect est d'autant plus sensible que la flexibilité est utilisée «bas dans le réseau» : plus la contrainte que l'on projette d'éliminer grâce à la flexibilité est locale, moins les flexibilités concernées sont nombreuses, donc plus l'exigence de disponibilité est forte.
- *Adéquation de l'interface avec les moyens de l'utilisateur d'une part, et les besoins du réseau d'autre part* : si l'interface est mal formulée, l'utilisateur ne pourra pas fournir le service de flexibilité demandé, ou alors la flexibilité ne servira pas à grand-chose du point de vue du réseau (ou les deux à la fois). Par exemple, un mécanisme de flexibilité qui imposerait à l'utilisateur de couper des charges prioritaires, ou d'annoncer ses offres de flexibilité avec un préavis déraisonnablement long, ou encore qui solliciterait une intervention humaine quotidienne, n'aurait pas beaucoup de chance d'être adopté par les utilisateurs. Inversement, un mécanisme flexible dans lequel l'utilisateur disposerait d'une plage autorisée de 6 heures, par exemple, pour activer à sa convenance une flexibilité d'une demi-heure, aurait probablement assez peu de succès auprès des gestionnaires de réseaux.

6.1.4 Identification des *business cases* plausibles

Une autre question très importante en pratique est d'identifier aussi précisément que possible les «fruits les plus bas» en matière de déploiement de la flexibilité, c'est-à-dire des cas où la mise

en œuvre d'un mécanisme flexible aurait du sens du point de vue technique et économique pour tous les acteurs concernés, et en premier lieu pour l'utilisateur.

Identifier ces cas favorables permettra de préciser la stratégie de transition vers le réseau flexible du futur, en indiquant par où commencer. En se restreignant au cas des flexibilités résidentielles, par opposition aux flexibilités industrielles et tertiaires pour lesquelles des questions similaires se posent, on peut se demander : faut-il cibler en priorité les charges, la production ou le stockage ? Quel type de dispositif précisément (VÉ, eau chaude sanitaire, ...) ? Sur le réseau continental ou en zone insulaire ? Quelle catégorie socio-professionnelle d'utilisateurs semble la plus prometteuse ? Comment allons-nous accéder à ces usagers, à quelle occasion sera-t-il possible de leur proposer une offre flexible en maximisant la probabilité que cette offre soit acceptée ?

Après avoir identifié les *business cases* les plus prometteurs à court terme, il s'agira de se poser plus généralement la question de la transition progressive vers un réseau plus flexible : les questions sont essentiellement les mêmes que ci-dessus, mais la difficulté croîtra progressivement au fur et à mesure que l'on se mettra à cueillir des fruits de plus en plus hauts. . .

6.1.5 *Market design* et interaction GRD/GRT

Ce sujet très riche et très important est celui de l'allocation de la ressource «flexibilité» à ses différents utilisateurs potentiels. L'enjeu ici est de permettre à une même ressource flexible de rendre service, selon les cas, à différents acteurs (GRD, GRT, producteur, etc.), de manière à maximiser la valeur créée globalement par le mécanisme flexible.

Ce point est d'autant plus crucial que la valeur de la flexibilité *pour un acteur unique* semble relativement faible, de manière générale, au regard du coût pour l'utilisateur que la fourniture du service de flexibilité induit : ainsi par exemple, il est aujourd'hui possible de valoriser sa flexibilité sur le marché de l'ajustement de RTE, mais le nombre d'utilisateurs qui mettent effectivement en œuvre cette possibilité reste relativement modeste. On peut espérer qu'au contraire, si la pleine valeur de la flexibilité était extraite, en mettant cette flexibilité au service de tous les acteurs et non pas d'un seul, l'analyse coût-bénéfice serait plus avantageuse du point de vue global, et plus avantageuse du point de vue de l'utilisateur en particulier (qui cumulerait les sources de revenus au lieu de se contenter d'une seule).

Noter qu'il ne s'agit pas de cumuler «aveuglément» les services rendus par la flexibilité, mais de les cumuler adéquatement : un mécanisme de coordination entre acteurs qui allouerait trop de flexibilité à un acteur au détriment d'un autre, ou qui conduirait un acteur à détruire indûment la valeur du gisement de flexibilité accessible à un autre, ne serait guère vertueux. Ainsi, un certain «market design» pourrait par exemple inciter le GRD à utiliser au maximum la flexibilité pour ses propres besoins, et à fortement réduire en conséquence le dimensionnement de ses infrastructures par rapport aux règles de planification actuelles. Ce faisant, il empêcherait potentiellement — à cause des externalités négatives — la flexibilité de «transiter» sur son réseau pour les besoins du GRT et des autres acteurs : on pourrait arriver à une situation où ces acteurs ont besoin de flexibilité, où les usagers sont disposés à la fournir, et où la transaction n'a pourtant pas lieu faute de ce qu'on pourrait appeler une «capacité d'acheminement de la flexibilité» suffisante sur le réseau de distribution. Ce faisant, de la valeur serait détruite par l'impossibilité de cette transaction ; et si cette valeur détruite dépassait la valeur créée chez le GRD, le «market design» considéré ne serait guère satisfaisant.

Mettre en place un bon «market design» de la flexibilité est donc un enjeu considérable pour les années à venir. La difficulté de la tâche réside dans les faits suivants :

- premièrement, la flexibilité est une ressource rare, et ses différents consommateurs potentiels se trouvent en situation de concurrence : par exemple si un acteur fait appel à

une flexibilité pour ses propres besoins, cette flexibilité ne sera peut-être plus disponible ensuite pour les besoins d'un autre acteur, pendant une certaine période.

- Deuxièmement (comme expliqué au paragraphe précédent), selon la capacité que le GRD décide de donner à son infrastructure, il peut faciliter ou au contraire empêcher le «transit de la flexibilité» sur son réseau, avec pour effet de créer ou de détruire la valeur associée à la flexibilité pour les autres acteurs.
- Troisièmement, l'activation d'une flexibilité par un acteur engendre potentiellement des externalités, positives ou négatives, sur les autres acteurs.

On peut imaginer de nombreux «designs» différents ; par exemple, pour ne parler que du cas des externalités négatives sur le réseau de distribution des flexibilités activées pour les besoins du réseau de transport, on peut imaginer des mécanismes tels que :

- Un «fit and forget avancé» : le GRD dimensionne son réseau en tenant compte, en plus de toutes les sollicitations actuelles, des sollicitations supplémentaires qui pourraient résulter des externalités susmentionnées. Ensuite, une fois l'étape de planification passée, le GRD se désintéresse de la conduite des flexibilités, et les autres acteurs considèrent — comme aujourd'hui — le réseau de distribution comme une «plaque de cuivre» capable de supporter n'importe quel appel de flexibilité.
- Une version un peu plus maîtrisée du modèle précédent : le GRD règle toujours la question de la flexibilité à l'étape de planification, mais impose des limites (permanentes) aux actions des autres acteurs. Par exemple, de même que les consommateurs (d'électricité) sont aujourd'hui limités par une certaine *puissance souscrite*, les consommateurs de flexibilité pourraient être limités à un certain *volume maximal de flexibilité activable en simultané* sur un poste-source donné.
- Un modèle où le gestionnaire de réseau de distribution imposerait des limites, cette fois *dynamiques*, aux actions des autres acteurs. Ces limites pourraient être annoncées *ex ante* — comme dans le modèle précédent, mais avec une mise à jour fréquente des limites imposées par le GRD —, ou encore *ex post*, par exemple sous forme d'un droit de veto que le GRD pourrait opposer, après analyse, au programme d'activation de flexibilité des tiers.
- Enfin, un modèle complètement intégré dans lequel le GRD participerait comme les autres acteurs au mécanisme de flexibilité, utilisant cette ressource pour ses propres besoins, y compris peut-être pour lutter contre les externalités négatives des flexibilités activées par les tiers.

Un important principe général qui doit gouverner la conception du mécanisme de coordination entre consommateurs de flexibilités est certainement celui de la maximisation du surplus total, cher aux économistes ; cependant, d'autres principes plus pragmatiques, comme la simplicité de mise en œuvre, doivent également être gardés à l'esprit : à défaut de concevoir un mécanisme idéal du point de vue de la maximisation théorique du surplus total, on se satisferait déjà d'un mécanisme qui assurerait au minimum la création d'un surplus total positif, et si possible, en outre, la création d'un surplus individuel positif pour chacun des acteurs (de manière à ce qu'il ne soit pas nécessaire de mettre en œuvre un mécanisme de transfert).

Ce point de vue pragmatique rejoint une question posée dans la section précédente, celle du *business case* le plus simple à mettre en œuvre. On pourrait regrouper les deux questions en une seule :



Important

Quel serait un design simple, permettant de déployer un mécanisme flexible en pratique, tout en donnant satisfaction à tous les acteurs concernés (ie. le modèle économique pour chaque individu est rentable), et ceci à une échelle industrielle (le gain généré à l'échelle nationale est suffisant) ?

6.1.6 Autoconsommation individuelle et collective

Le dernier thème de recherche que nous suggérons ici est celui de l'étude des notions d'autoconsommation individuelle et collective, et de «transactive energy», qui font actuellement l'objet de nombreux débats.

Ces débats gagneraient selon nous à être informés, éclairés et précisés par une étude du type de celles que le logiciel *Simulec* permet de réaliser. En effet, à partir du moment où un mécanisme d'autoconsommation individuelle ou collective induit une modification du comportement des usagers par rapport au comportement qu'ils auraient adopté *ceteris paribus*, ce mécanisme doit être considéré du point de vue du réseau de distribution comme un mécanisme de flexibilité activé par un tiers ; les tiers étant ici les usagers autoconsommateurs. Or un tel mécanisme a des répercussions techniques sur le réseau de distribution avec les externalités négatives déjà citées, ainsi que des répercussions financières ; la somme facturée aux usagers autoconsommateurs au titre des **Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)** sera a priori moindre que pour des usagers similaires non-autoconsommateurs, et la répartition de la charge du financement du réseau en sera modifiée.

La question de la pertinence de ces mécanismes, et de leurs effets économiques globaux, mérite donc d'être posée.

6.2 Vers un déploiement réel

Le logiciel *Simulec* dans sa version actuelle permet une première étape qui ouvre le champ des possibles en matière de simulation, et *in fine* d'expérimentation, des réseaux électriques intelligents. C'est ce *champ des possibles* que cette section a pour but de détailler.

Le tableau 6.1 inventorie les différentes briques que l'on doit agencer lorsqu'on réalise une étude, et que l'on devra concrétiser progressivement pour passer du stade de l'étude à celui du déploiement.

Les études qui nous intéressent dans le cadre de cette thèse font appel à cinq grands éléments distincts :

Un réseau électrique. C'est de là qu'on acquiert les données via un système de comptage communicant. Trois types de réalisation de cet élément sont envisageables :

Simulé. On peut soit totalement simuler par ordinateur la physique du réseau (calcul d'écoulement de charges), comme cela est fait dans la section 4.2.

En laboratoire. On utilise une maquette analogique d'un réseau électrique, et disposant d'un vrai système de comptage communicant. Une telle maquette est en cours de réalisation au *G2ELab*.

Réel. Enfin, on pourrait utiliser un réseau électrique réel.

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...) In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.1 : Composantes nécessaires pour faire des études sur les réseaux intelligents

Des dispositifs aval-compteur. Ce peut être de la production, de vraies charges ou encore du stockage. Deux options s'offrent à nous :

Simulé. On simule le comportement des charges comme cela est fait dans la section 4.3.1.

Réel. On utilise de vrais appareils qui vont réellement consommer, produire ou stocker de l'énergie.

Des usagers. À partir du moment où l'on considère des flexibilités dont l'activation n'est pas transparente pour l'utilisateur, le comportement de cet usager devient un élément crucial de l'étude... élément qu'il n'est malheureusement pas facile de modéliser. Trois options s'offrent à nous :

Simulé. On simule le comportement des usagers en préparant un scénario d'usage prédéfini pour chacun des dispositifs aval-compteur. C'est l'approche que nous avons utilisée dans ce manuscrit.

En laboratoire. On fait venir de vraies personnes devant une maquette d'un réseau électrique intelligent, ou du moins devant l'interface nouvelle avec laquelle ils pourraient être amenés à interagir au quotidien. On leur demande ensuite de prendre des décisions pour leur faire visualiser leurs conséquences. Ceci est réalisé en laboratoire donc cela n'influe pas leur façon de vivre au quotidien.

Réel. On utilise de vraies personnes qui vont déployer cette nouvelle interface chez eux et ainsi jouer les β -testeurs d'un tel système.

Un réseau télécom. Le réseau télécom peut être modifié suivant la situation. Quatre options sont possibles :

Simulé (plus ou moins simplement). On peut simuler les communications de manière très élémentaire, de manière à savoir ce qu'il se passerait avec un canal de communication quasi-parfait. On peut en tirer des informations sur la volumétrie des échanges de données, sur la robustesse vis-à-vis de pannes simples, comme la perte totale du

canal de communication. Une telle simulation peut se résumer à une communication inter-processus sur un même ordinateur, par exemple. On peut aussi envisager une modélisation beaucoup plus élaborée du canal télécom (simulation des échanges de paquets par exemple), ce qui offre la possibilité d'études plus fines, comme l'étude de la robustesse du mécanisme de contrôle vis-à-vis de phénomènes subtils, comme la dégradation temporaire de la qualité du canal télécom ; ou encore l'interaction entre différents types de flux sur le même canal télécom, par exemple un flux de contrôle-commande du réseau électrique, un flux de supervision de l'infrastructure télécom et un flux de comptage.

En laboratoire. On utilise en laboratoire le même type de canal télécom que celui qu'on imagine déployer *in fine* sur le terrain, par exemple un réseau CPL (G3, Prime...). Ce type de maquette est la dernière étape avant un déploiement *in situ* : les technologies employées sont exactement les mêmes. La réalisation d'une maquette de ce type est en cours aux laboratoires LIG et G2ELab. On peut également envisager l'utilisation d'un réseau Ethernet ou Wifi local, mais ce type de montage présente finalement des caractéristiques assez proches de celui qui consiste à utiliser des communications inter-processus.

In situ faussé. On utilise un canal télécom réel pré-existant et sans rapport avec le réseau électrique (canal de téléphonie mobile 4G, canal ADSL d'un fournisseur d'accès à internet...). Dans le cadre d'un démonstrateur, ce type de montage permettrait de réaliser certains tests intéressants tout en s'affranchissant des difficultés de déploiement des fonctions avancées sur l'infrastructure de comptage. Des détails seront donnés dans la section 6.2.5.

Réel. On utilise le réseau télécom sur lequel on pense déployer *in fine* les fonctions avancées : ce peut être le réseau télécom de comptage, qu'il utilise la technologie CPL ou une autre ; ou éventuellement un réseau télécom exploité par un opérateur tiers.

Automate de conduite. Ce terme rassemble l'ensemble des mécanismes de contrôle et de commande de notre «réseau flexible». Quel que soit le niveau de réalisme des autres blocs utilisés dans une étude (le réseau électrique, le réseau télécom, les dispositifs aval-compteur, et l'usager), l'automate de conduite sera le même : il n'en existe qu'une seule version, celle qui serait déployée sur le terrain.

On peut donc choisir différents niveaux de réalisme pour chacun des cinq blocs principaux d'une étude. Les différentes combinaisons qui semblent avoir le plus de sens sont détaillées dans les sections 6.2.1 à 6.2.6.

6.2.1 Pur outil de simulation

Lorsqu'on souhaite réaliser une étude par simulation, la programmation à retenir pour chacun des cinq éléments principaux est celle illustrée sur le tableau 6.2. Tout y est calculé *in silico* : le réseau électrique, les charges, les usagers. Le réseau télécom y est également simulé, quoique potentiellement de manière grandement simplifiée.

Un tel outil permet la réalisation d'études de conception comme celle réalisée dans la section 5.2, où l'on a montré qu'un certain mécanisme de contrôle des générateurs photovoltaïques permettait d'empêcher l'apparition de contraintes de tension. Plus généralement, un tel outil de conception permet de réaliser une multitude d'études portant sur les aspects électrotechniques du réseau flexible considéré, et sur ses aspects télécoms pourvu que la modélisation retenue pour le réseau télécom soit suffisamment riche.

**Important**

Ce pur outil de simulation est l'état actuel de *Simulec*. C'est cette première étape que cette présente thèse visait à atteindre.

Les sous-sections suivantes décrivent un certain nombre de projets de démonstrateurs visant à augmenter progressivement le réalisme de l'étude, avec les motivations suivantes :

- afin de valider, ou au contraire d'infirmer d'abord puis d'améliorer ensuite, les modèles qui sont utilisés dans le pur outil de simulation, par confrontation entre la théorie (les résultats du simulateur) et la réalité (des mesures effectuées sur une maquette ou sur le terrain);
- à des fins d'étude, pour capturer des phénomènes qui échappent aujourd'hui à la simulation : on pense principalement au comportement humain.
- Afin de passer progressivement de l'étude au déploiement réel : les démonstrateurs ci-dessous constituent une suite d'étapes intermédiaires qui permettront de rendre progressivement fonctionnel un automate de conduite à vocation industrielle.

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...) In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.2 : Choix de composantes pour faire un outil de simulation

6.2.2 Démonstrateur télécom

Pour dépasser le stade de la pure simulation et réaliser un premier pas en termes d'augmentation du réalisme, un premier démonstrateur qu'il serait intéressant de réaliser est celui présenté par le tableau 6.3. Tout y reste simulé comme auparavant, à l'exception du réseau télécom qui est désormais (simulé finement ou) réalisé concrètement en laboratoire, de préférence en utilisant la même technologie télécom que celle que l'on pense déployer sur le terrain.

Deux tels outils, l'un utilisant du matériel de communication réel et l'autre un simulateur fin du réseau télécom, sont en cours de réalisation au *LIG* et au *G2ELab*. Ils permettront d'étudier

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...) In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.3 : Choix de composantes pour faire un démonstrateur télécom

l'impact sur le réseau télécom des mécanismes de contrôle du réseau électrique, et réciproquement, d'étudier les conséquences électrotechniques des imperfections du canal télécom. La version où le canal télécom est simulé permettra de considérer une plus grande variété de cas : par exemple d'étudier des réseaux comportant plusieurs centaines de compteurs, là où la maquette réelle sera limitée à quelques unités. La version où le canal télécom est réel offrira en contrepartie un plus grand réalisme, et permettra notamment de valider et de calibrer les calculs réalisés en utilisant le simulateur de réseau télécom.



Remarque 5

Ce type de démonstrateur permettra par exemple de rassurer un GRD qui souhaiterait mettre en place un système de gestion des flexibilités, mais qui s'inquiéterait des éventuels impacts négatifs de ce système sur la bonne marche des services déjà déployés sur son réseau télécom : relevé automatique des compteurs à des fins de facturation, modification à distance de la puissance souscrite des usagers, etc.

6.2.3 Démonstration matérielle

La démonstration matérielle consisterait à réaliser concrètement en laboratoire les deux réseaux — électrique et télécom — comme indiqué sur le tableau 6.4. Le réseau électrique utilisé serait une maquette analogique, siège de vrais transferts de puissance, et équipée de compteurs communicants réels, «sur étagère». Ces derniers communiqueraient donc naturellement sur le canal télécom réel.



Remarque 6

Ce démonstrateur permettrait de valider les aspects *métrologiques* de l'utilisation de l'in-

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...) In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.4 : Choix de composantes pour faire un démonstrateur matériel

infrastructure de comptage communicant à des fins de supervision et de contrôle du réseau, par opposition démonstrateur de la section 6.2.2 qui visait à valider les fonctionnalités de *communication* de cette infrastructure.

6.2.4 Démonstration interactive

La démonstration interactive consisterait à faire venir des usagers «cobayes» dans un laboratoire pour les faire interagir avec l'**Interface Homme Machine (IHM)** de contrôle des flexibilités d'une habitation. L'habitation en elle-même, c'est-à-dire ses charges, seraient simulée.

Dans ce type de démonstrateur, les réseaux (électrique et télécom) peuvent être des réseaux de laboratoire — réels mais à plus petite échelle — ou encore des réseaux simulés. Les éléments nécessaires à la réalisation d'un tel démonstrateur sont indiqués dans le tableau 6.5.

Les deux principaux avantages de la version où les réseaux sont simulés sont d'une part la simplicité de mise en œuvre du démonstrateur — tout est logiciel, il suffit d'un ordinateur pour réaliser une démonstration — et d'autre part la possibilité d'*accélérer* le temps artificiellement afin, par exemple, de faire passer le cycle d'une machine à laver en quelques minutes au lieu de quelques heures. Déployer ce démonstrateur avec des réseaux réels présenterait en contrepartie l'avantage d'un réalisme accru.



Remarque 7

Ce type de démonstrateur aurait un but pédagogique avant tout. Il permettrait de faire comprendre au public les grandes lignes du fonctionnement du réseau de distribution d'électricité, avec et sans gestion des flexibilités, et ceci pour différents types de flexibilités et de mécanismes de conduite.

On peut également imaginer utiliser ce démonstrateur pour une étude comportementale, selon les méthodes utilisées par les spécialistes en sciences humaines ; on pourrait par exemple

ainsi étudier la réaction des usagers face à l'interface que l'on imagine déployer entre l'utilisateur et le mécanisme de gestion de la flexibilité. Les enseignements que l'on pourrait tirer d'une telle étude ne seraient sans doute pas aussi riches que dans le cas d'un déploiement réel, mais une telle étude présenterait l'avantage d'une bien plus grande simplicité de mise en œuvre.

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...)	
			In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.5 : Choix de composantes pour faire un démonstrateur interactif

6.2.5 Étude comportementale *in situ*

Il s'agit essentiellement ici d'affiner l'étude comportementale en laboratoire qui a été évoquée dans la section 6.2.4, en plaçant cette fois l'utilisateur dans un cas d'utilisation réel de ses appareils électriques.



Remarque 8

Cette étude vise à tester l'acceptabilité d'une gestion flexible de l'approvisionnement en électricité^a auprès du public en engageant leur habitation dans le processus.

^aNous rappelons ici que les situations de congestion sont des périodes que l'on espère peu nombreuses dans une année.

Pour effectuer une telle étude, il faut recruter des usagers volontaires au déploiement *chez eux* en avant-première d'une telle technologie. L'expérience des démonstrateurs «smart grids» qui ont déjà été réalisés, comme par exemple dans le cas du projet *GreenLys*, prouve que le recrutement de tels usagers pose souvent de grandes difficultés en pratique. Par ailleurs, le réseau que ces usagers partagent, lorsqu'ils sont effectivement situés dans la même zone géographique, n'a aucune raison d'être effectivement congestionné en pratique : le travail des gestionnaires de réseau vise précisément à empêcher cette situation.

L'originalité de l'approche que nous proposons ici, illustrée par le tableau 6.6, est la suivante : dans la mesure où le réseau électrique y est simulé,

- *il n'est pas utile de recruter des usagers flexibles appartenant à la même zone géographique, comme cela a généralement été le cas dans les démonstrateurs qui ont été réalisés jusqu'à présent ;*
- et l'existence d'une quelconque congestion sur un réseau électrique réel n'est pas non plus nécessaire.

La solution que nous proposons ici consiste donc à recruter des usagers volontaires sur une vaste zone (France, Europe, etc.) sans se soucier de leur point de livraison en électricité, puis à installer chez eux tout le nécessaire à la réalisation d'un contrôle flexible de leur habitation : compteur communicant, gestionnaire d'énergie, logiciel qui contient l'IHM du gestionnaire d'énergie, etc.

À partir de cet ensemble d'usagers flexibles volontaires, on recrée alors par simulation un réseau électrique virtuel entre eux, que l'on peut paramétrer de différentes manières (urbain, rural, disposant de marges opérationnelles plus ou moins étroites...). Pour ce faire, on réutilise notre composant de simulation de réseau électrique que l'on nourrit avec les vraies consommations des usagers, mesurées en temps réel. On en déduit par simulation des «mesures» de tension, qui sont ensuite utilisées dans les calculs de supervision et de pilotage du réseau en lieu et place des mesures qui auraient été réalisées, en pratique, par un compteur communicant.

Un tel démonstrateur ne nécessite aucun couplage avec l'infrastructure de comptage communicant, et l'existence d'une telle infrastructure est donc complètement indifférente. Seule est nécessaire, dans chaque habitation participant au démonstrateur, une connexion à internet pour échanger les données de consommation (mesures de puissance active et réactive) et les mesures de tension simulées, et pour transmettre les consignes de pilotage du réseau (ordres d'effacement). C'est le sens de la composante de communication «in situ faussé» du tableau 6.6 qui résume la liste des composantes nécessaires à l'établissement d'une telle étude.

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...)	
Réel	Réel	Réel	In situ faussé (internet, ...)	Réel

TAB. 6.6 : Choix de composantes pour faire une étude comportementale

6.2.6 Déploiement réel

Enfin, comme le laissait entendre le titre de cette section, l'objectif final serait de déployer une telle solution sur un vrai réseau de distribution. Cela donne la répartition des composantes du tableau 6.7, où l'on constate que plus rien n'est simulé ou émulé. Un tel déploiement serait l'aboutissement de la série de démonstrateurs «intermédiaires» présentés dans cette section.

Réseau électrique	Consommation Production Stockage	Usager	Réseau télécom	Automate de conduite
Simulé	Simulé	Simulé	Simulé simplement	
En laboratoire		En laboratoire	En laboratoire (CPL, Ethernet, ...)	
			In situ faussé (internet, ...)	
Réel	Réel	Réel	Réel	Réel

TAB. 6.7 : Choix de composantes pour un déploiement réel

Chapitre 7

Conclusion

L'adoption, relativement rapide au regard des constantes de temps d'évolution de l'industrie électrique, de nouveaux modes de consommation et de production tels que les **VÉ** et les générateurs **Pv**, crée de nouveaux défis pour les gestionnaires de réseaux. Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à l'un de ces défis : celui de l'impact des nouveaux usages du réseau sur le risque de congestions, et sur la manière de minimiser ce risque.

L'un des leviers envisageables pour cela est l'utilisation de la flexibilité des usages de l'électricité, qui permettrait une meilleure gestion des réseaux tant au niveau technique qu'au niveau économique. Partant du principe que les flexibilités sont très diffuses, et que les contraintes possibles dans le réseau sont potentiellement complexes et protéiformes, nous avons considéré que le problème fondamental consistait à concevoir des mécanismes de conduite des flexibilités entièrement automatisés, et susceptibles de fonctionner de manière robuste à l'échelle industrielle, y compris aux niveaux de tensions les plus faibles qui sont généralement laissés de côté dans les études similaires à la nôtre.

Cette nouvelle façon de voir la lutte contre les congestions dans les réseaux électriques s'oppose actuellement au modèle qui a prévalu jusqu'à maintenant, et qui consiste simplement à renforcer les infrastructures existantes. Cette stratégie du «tout investissement» mérite désormais d'être réévaluée, compte tenu des nouvelles possibilités offertes par les flexibilités et par les progrès des technologies de l'information et de la communication.

À notre échelle, nous avons étudié les mécanismes d'activation des flexibilités dans les réseaux électriques. Les regrouper autour d'un formalisme inspiré par la communauté de l'automatique nous est apparu judicieux pour comparer les travaux déjà existants et y ajouter notre contribution. Nous avons également remarqué que les logiciels usuels de simulation des réseaux électriques, couramment utilisés pour les études de conduite et de planification, sont mal adaptés aux études portant sur les réseaux de distribution flexibles ; il leur manque en effet les deux éléments cruciaux suivants :

- la modélisation de l'aval-compteur : cette modélisation permet de prendre en compte les usages flexibles, au lieu de réduire le comportement de l'utilisateur à la donnée d'une simple courbe de charge ;
- la modélisation du réseau de communication : celle-ci est rendue indispensable selon nous par le rôle central que joueront nécessairement les **Tic** dans l'automatisation de la conduite des flexibilités.

Pour combler ce manque, nous avons conçu et programmé un simulateur de réseaux électriques flexibles, et avons utilisé ce simulateur pour étudier différents mécanismes de contrôle sur un cas

d'usage lié aux **Pv**. Notre étude sur ce cas d'usage a montré qu'il était possible de contrôler les productions flexibles de réseaux électriques afin de réduire drastiquement les surtensions et les surcharges des transformateurs **HtA/Bt**, et ceci sans nécessairement disposer d'une infrastructure de mesure et de communication très performante. Nous avons ainsi montré que le contrôleur pouvait être déployé sur le l'infrastructure de comptage communicant, même si la durée des pas de temps de mesure et de contrôle que permet cette infrastructure est relativement longue au regard de la variabilité de la consommation et de la production d'un usager.

Plus généralement, et indépendamment de ce cas d'étude particulier, nos travaux apportent un éclairage général sur la question de la conception des outils informatiques adaptés à la réalisation d'études par simulation des réseaux de distribution flexibles. Nous avons décrit les différents modules que de tels outils devraient selon nous posséder, en décrivant leurs caractéristiques individuelles et leurs interactions. Nos travaux constituent donc une étape vers l'implémentation d'une nouvelle génération de logiciels de simulation spécifiquement conçus pour l'étude des smart grids.

Bibliographie

- [25] «Carrier transmission over power circuits». US1547242 A. M. E. STRIEBY. Classification aux États-Unis 455/402, 361/125, 307/109, 307/3, 307/105 ; Classification internationale Ho4B3/54, Ho4B3/56 ; Classification coopérative Ho4B3/56 ; Classification européenne Ho4B3/56. 28 juil. 1925. URL : <http://www.google.com/patents/US1547242> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 84).
- [Abro9] S. ABRAS. «Système domotique multi-agents pour la gestion de l'énergie dans l'habitat». Thèse de doct. Grenoble : INPG, 1^{er} jan. 2009. URL : <http://www.theses.fr/2009INPG0049> (visité le 11/04/2014) (cf. p. 32).
- [Ade17] ADEME. *Effacement de consommation électrique en France*. ADEME, sept. 2017. URL : <http://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france> (visité le 12/01/2018) (cf. p. 11, 12).
- [AKR14] O. ARDAKANIAN, S. KESHAV et C. ROSENBERG. «Real-time distributed control for smart electric vehicle chargers : From a static to a dynamic study». Dans : *Smart Grid, IEEE Transactions on* 5.5 (2014), p. 2295-2305. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6871422 (visité le 18/08/2015) (cf. p. 40).
- [Ala+15] T. ALAMO et al. «Randomized methods for design of uncertain systems : Sample complexity and sequential algorithms». Dans : *Automatica* 52 (1^{er} fév. 2015), p. 160-172. ISSN : 0005-1098. DOI : 10.1016/j.automatica.2014.11.004. URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0005109814005354> (visité le 24/01/2018) (cf. p. 38).
- [Bau15] C. BAUDOT. *Greenlys - Livrable 4.1.2.3 - Valorisation de la flexibilité de la consommation BT en termes de capacité d'accueil, pertes électriques et END des réseaux HTA*. ERDF, 10 juil. 2015 (cf. p. 21).
- [Baz86] T. BAZIN. *Télécommande centralisée*. Techniques de l'ingénieur, 10 mar. 1986. URL : <http://www.techniques-ingenieur.fr/gaelnomade-1.grenet.fr/base-documentaire/archives-th12/archives-reseaux-et-applications-tiadc/archive-1/telecommande-centralisee-d4280/> (visité le 09/05/2017) (cf. p. 12).
- [Ber+15] A. BERNSTEIN et al. «A composable method for real-time control of active distribution networks with explicit power setpoints. Part I : Framework». Dans : *Electric Power Systems Research* 125 (août 2015), p. 254-264. ISSN : 0378-7796. DOI : 10.1016/j.epsr.2015.03.023. URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615000905> (visité le 23/06/2015) (cf. p. 39, 44).
- [Boy+11] S. BOYD et al. «Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers». Dans : *Foundations and Trends® in Machine Learning* 3.1 (2011), p. 1-122. URL : <http://dl.acm.org/citation.cfm?id=2185816> (visité le 11/04/2014) (cf. p. 37, A9).

- [Bre18] BRETAGNE DÉVELOPPEMENT INNOVATION. *SMart Ideas to Link Energies*. Smile. 8 mar. 2018. URL : <http://smile-smartgrids.fr/> (visité le 08/03/2018) (cf. p. 35, A12).
- [Buk+13] W. BUKHSH et al. «Local Solutions of the Optimal Power Flow Problem». Dans : *IEEE Transactions on Power Systems* 28.4 (nov. 2013), p. 4780-4788. ISSN : 0885-8950. DOI : [10.1109/TPWRS.2013.2274577](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2274577) (cf. p. 36, 45).
- [Car26] J. R. CARSON. «Wave propagation in overhead wires with ground return». Dans : *The Bell System Technical Journal* 5.4 (oct. 1926), p. 539-554. ISSN : 0005-8580. DOI : [10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x](https://doi.org/10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x) (cf. p. 92).
- [Car29] J. R. CARSON. «Ground return impedance : Underground wire with earth return». Dans : *The Bell System Technical Journal* 8.1 (jan. 1929), p. 94-98. ISSN : 0005-8580. DOI : [10.1002/j.1538-7305.1929.tb02307.x](https://doi.org/10.1002/j.1538-7305.1929.tb02307.x) (cf. p. 92).
- [Cha13] C. CHAUVENET. «Protocoles de support IPv6 pour réseaux de capteurs sur courant porteur en ligne». Thèse de doct. Université de Grenoble, 10 oct. 2013. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01168472/document> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 84).
- [Cha95] A. CHAUFFOUR. *Série supérieure aux armes d'Epinal. Fables de La Fontaine (hors groupes). N° 2, 4 fables : Le chêne et le roseau ; L'oiseleur, l'autour & l'alouette ; Le lièvre & les grenouilles ; La forêt & le bûcheron : [estampe] / A. Chauffour*. ark : /12148/btv1b6938886f. 1895. URL : <http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/btv1b6938886f> (visité le 12/03/2018) (cf. p. iii).
- [Chr+14a] K. CHRISTAKOU et al. «GECN : Primary Voltage Control for Active Distribution Networks via Real-Time Demand-Response». Dans : *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (mar. 2014), p. 622-631. ISSN : 1949-3053. DOI : [10.1109/TSG.2013.2275004](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2275004) (cf. p. 35, 36, 40, A10).
- [Chr+14b] K. CHRISTAKOU et al. «Primary Voltage Control in Active Distribution Networks via Broadcast Signals : The Case of Distributed Storage». Dans : *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.5 (sept. 2014), p. 2314-2325. ISSN : 1949-3053. DOI : [10.1109/TSG.2014.2319303](https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2319303) (cf. p. 40, A10).
- [Com+15] G. COMODI et al. «Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices : Experimental analysis and simulation of energy management strategies». Dans : *Applied Energy* 137 (1^{er} jan. 2015), p. 854-866. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2014.07.068](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.068). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191400751X> (visité le 25/06/2015) (cf. p. 32, 44).
- [Com13] M. COMBE. *Un réseau électrique européen synchrone*. Techniques de l'Ingénieur. 14 juil. 2013. URL : <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/un-reseau-electrique-europeen-synchrone-10264/> (visité le 19/01/2018) (cf. p. 2).
- [Cre13] CRE. *Consultation publique de la CRE 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, 6 juin 2013. URL : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/principes-structurant-le-projet-de-proposition-de-decret-relatif-a-la-valorisation-des-effacements-de-consommation-d-electricite-sur-les-marches-de-l-electricite-et-le-mecanisme-d-ajustement> (visité le 12/01/2018) (cf. p. 10).

- [Cre16] CRE. *Les interconnexions électriques et gazières en France*. France : Commission de Régulation de l'Énergie, juin 2016. URL : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/les-interconnexions-electriques-et-gazieres-en-france> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 13).
- [Cre17] CRE. *L'autoconsommation dans le système électrique de demain*. Oct. 2017. URL : <http://autoconsommation.cre.fr/index.html> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 12).
- [De +14] M. DE LARA et al. *Optimization Methods for the Smart Grid*. 2014. URL : http://cermics.enpc.fr/~delara/SES02014/CFE_GridOptim.pdf (visité le 25/09/2015) (cf. p. 38).
- [DIg17] DIGSILENT. *PowerFactory*. 12 déc. 2017. URL : <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 31, 68).
- [DZG13] E. DALL'ANESE, H. ZHU et G. GIANNAKIS. «Distributed optimal power flow for smart microgrids». Dans : *Smart Grid, IEEE Transactions on* 4.3 (2013), p. 1464-1475. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6502290 (visité le 06/01/2016) (cf. p. 37, 45).
- [Ein+12] A. EINFALT et al. *Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme (ADRES)*. Wien : TU Wien, 27 août 2012. URL : https://www.ea.tuwien.ac.at/projects/adres_concept/EN/ (visité le 08/03/2018) (cf. p. 57, 58, A9).
- [Ene17] ENEDIS. *Présentation du Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation (DÉIE) entre Enedis et un Site Producteur raccordé en HTA sur le Réseau Public de Distribution*. 1^{er} mar. 2017. URL : http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-RES_14E.pdf (visité le 08/03/2018) (cf. p. 34).
- [Ene18a] ENEDIS. *Lancement des offres de raccordement intelligentes*. 23 fév. 2018. URL : <http://smile-smartgrids.fr/sites/default/files/inline-files/DP%20ORI.PDF> (visité le 08/03/2018) (cf. p. 34).
- [Ene18b] ENEDIS. *Offres de raccordement intelligentes*. 2 mar. 2018. URL : <http://www.enedis.fr/actualites/offres-de-raccordement-intelligentes> (visité le 08/03/2018) (cf. p. 34).
- [Ent17] ENTSO-E. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. 12 déc. 2017. URL : <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 2, A10).
- [Ent18] ENTSO-E. *Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016*. TYNDP 2016. 23 jan. 2018. URL : <http://tyndp.entsoe.eu/reference/> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 15).
- [EO15] A. N. ESPINOSA et L. N. OCHOA. *Dissemination Document "Low Voltage Networks Models and Low Carbon Technology Profiles"*. 21 juin 2015. DOI : [10.13140/RG.2.1.2216.1366](https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2216.1366). URL : <http://rgdoi.net/10.13140/RG.2.1.2216.1366> (visité le 31/01/2018) (cf. p. 92, 100, 101, A10).
- [Eth+17] N. ETHERDEN et al. «Enhanced LV supervision by combining data from meters, secondary substation measurements and medium voltage supervisory control and data acquisition». Dans : *CIREN - Open Access Proceedings Journal* 2017.1 (1^{er} oct. 2017), p. 1089-1093. ISSN : 2515-0855. DOI : [10.1049/oap-cired.2017.0966](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0966). URL : <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/oap-cired.2017.0966> (visité le 22/02/2018) (cf. p. 6).

- [Eur16] EUROSTAT. *Statistiques sur les émissions de gaz à effet de serre*. Nov. 2016. URL : http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics_-_air_emissions_accounts/fr (visité le 15/01/2018) (cf. p. 9).
- [Eur17] EUROSTAT. *Production et consommation d'électricité, aperçu du marché*. Juin 2017. URL : http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview/fr (visité le 15/01/2018) (cf. p. 8).
- [Fig+17] J. FIGGENER et al. *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0*. RWTH Aachen University, 2017. URL : http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf (visité le 29/01/2018) (cf. p. 14).
- [FL12] M. FARIVAR et S. H. LOW. «Branch flow model : Relaxations and convexification». Dans : *Decision and Control (CDC), 2012 IEEE 51st Annual Conference on*. IEEE, 2012, p. 3672-3679. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6425870 (visité le 22/09/2015) (cf. p. 37, 45).
- [Gar16] A. GARRY. «Integration of uncertainties related to production and its curtailment on network planning methods». Thèse de doct. Université Grenoble Alpes, sept. 2016. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01445567> (visité le 07/03/2018) (cf. p. 38).
- [GG09] C. GUILLE et G. GROSS. «A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation». Dans : *Energy Policy* 37.11 (1^{er} nov. 2009), p. 4379-4390. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2009.05.053](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.053). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509003978> (visité le 24/01/2018) (cf. p. 33).
- [GL14] L. GAN et S. H. LOW. «Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks». Dans : *Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014*. IEEE, 2014, p. 1-9. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=7038399 (visité le 01/07/2015) (cf. p. 37, 45).
- [Gou+14] M. GOULDEN et al. «Smart grids, smart users? The role of the user in demand side management». Dans : *Energy Research & Social Science* 2 (1^{er} juin 2014), p. 21-29. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2014.04.008](https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.04.008). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629614000413> (visité le 13/02/2018) (cf. p. 31).
- [Hao+16] M. HAOUASSI et al. «Production scheduling with a piecewise-linear energy cost function». Dans : *2016 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*. 2016 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI). Déc. 2016, p. 1-8. DOI : [10.1109/SSCI.2016.7850055](https://doi.org/10.1109/SSCI.2016.7850055) (cf. p. 12).
- [HJ14] J.-H. HOURS et C. N. JONES. *Distributed Non-Convex Optimization - Application to the Optimal AC Power Flow*. 2014. URL : http://smartgrid.epfl.ch/sites/default/files/seminar_opf.pdf (visité le 19/05/2015) (cf. p. 37, 45).
- [Hug93] T. P. HUGHES. *Networks of Power : Electrification in Western Society, 1880-1930*. Google-Books-ID : [g07Q9M4agp4C](https://books.google.com/books?id=g07Q9M4agp4C). JHU Press, mar. 1993. 492 p. ISBN : 978-0-8018-4614-4 (cf. p. 2).

- [ING10] C. IBARS, M. NAVARRO et L. GIUPPONI. «Distributed Demand Management in Smart Grid with a Congestion Game». Dans : *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. Oct. 2010, p. 495-500. DOI : [10.1109/SMARTGRID.2010.5622091](https://doi.org/10.1109/SMARTGRID.2010.5622091) (cf. p. 38).
- [Ise98] D. S. ISENBERG. «The dawn of the "stupid network"». Dans : *NetWorker 2.1* (1998), p. 24-31. URL : <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadfile/3779571637666/The%20Dawn%20of%20the%20Stupid%20Network.pdf> (visité le 16/09/2015) (cf. p. 40).
- [Kel03] F. KELLY. «Fairness and Stability of End-to-End Congestion Control». Dans : *European journal of control* 9.2 (2003), p. 159-176. URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0947358003702738> (visité le 18/08/2015) (cf. p. 40).
- [Ker91] W. H. KERSTING. «Radial distribution test feeders». Dans : *IEEE Transactions on Power Systems* 6.3 (août 1991), p. 975-985. ISSN : 0885-8950. DOI : [10.1109/59.119237](https://doi.org/10.1109/59.119237) (cf. p. 66).
- [KF15] A. KYLILI et P. A. FOKAIDES. «European smart cities : The role of zero energy buildings». Dans : *Sustainable Cities and Society* 15 (1^{er} juil. 2015), p. 86-95. ISSN : 2210-6707. DOI : [10.1016/j.scs.2014.12.003](https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.12.003). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670714001383> (visité le 12/02/2018) (cf. p. 32).
- [KMT98] F. P. KELLY, A. K. MAULLOO et D. K. TAN. «Rate control for communication networks : shadow prices, proportional fairness and stability». Dans : *Journal of the Operational Research society* (1998), p. 237-252. URL : <http://www.jstor.org/stable/3010473> (visité le 18/08/2015) (cf. p. 40).
- [Kok+08] K. KOK et al. «Agent-based electricity balancing with distributed energy resources, a multiperspective case study». Dans : *Hawaii international conference on system sciences, proceedings of the 41st annual*. IEEE, 2008, p. 173-173. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4438877 (visité le 29/07/2014) (cf. p. 39, 44).
- [Kra+13] M. KRANING et al. «Dynamic network energy management via proximal message passing». Dans : *Foundations and Trends in Optimization* 1.2 (2013), p. 1-54. URL : https://www.stanford.edu/~boyd/papers/pdf/msg_pass_dyn.pdf (visité le 11/04/2014) (cf. p. 45).
- [KT05] W. KEMPTON et J. TOMIĆ. «Vehicle-to-grid power fundamentals : Calculating capacity and net revenue». Dans : *Journal of Power Sources* 144.1 (1^{er} juin 2005), p. 268-279. ISSN : 0378-7753. DOI : [10.1016/j.jpowsour.2004.12.025](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305000352> (visité le 24/01/2018) (cf. p. 33).
- [KVM10] K. KOK, G. VENKAMP et P. MACDOUGALL. «Market-based control in decentralized electrical power systems». Dans : *First International Workshop on Agent Technologies for Energy Systems, ATES2010*. Toronto, 2010. URL : http://users.ecs.soton.ac.uk/acr/ates2010/Paper_09.pdf (visité le 29/07/2014) (cf. p. 39, 44).
- [Lam12] M. Y. LAMOUDI. «Commande prédictive distribuée pour la gestion de l'énergie dans le bâtiment». Thèse de doct. Grenoble : Université de Grenoble, 29 nov. 2012. URL : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00793614> (visité le 11/04/2014) (cf. p. 32).

- [LCB15] B. LE, C. A. CANIZARES et K. BHATTACHARYA. «Incentive Design for Voltage Optimization Programs for Industrial Loads». Dans : *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.4 (juil. 2015), p. 1865-1873. ISSN : 1949-3053. DOI : [10.1109/TSG.2015.2394362](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2394362) (cf. p. 36, 45).
- [Lég10] LÉGIFRANCE. Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l'article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité. 31 août 2010. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=id> (visité le 24/01/2018) (cf. p. 56, 60).
- [LL12] J. LAVAEI et S. H. LOW. «Zero Duality Gap in Optimal Power Flow Problem». Dans : *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1 (fév. 2012), p. 92-107. ISSN : 0885-8950. DOI : [10.1109/TPWRS.2011.2160974](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2160974) (cf. p. 37).
- [LZT12] A. LAM, B. ZHANG et D. N. TSE. «Distributed algorithms for optimal power flow problem». Dans : *Decision and Control (CDC), 2012 IEEE 51st Annual Conference on*. IEEE, 2012, p. 430-437. URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6427082 (visité le 11/04/2014) (cf. p. 37).
- [Mig13] D. MIGAUD. *Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*. Rapport public annuel. Cour des comptes, fév. 2013. URL : <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/rapport-public-annuel-2013> (visité le 25/01/2018) (cf. p. 17).
- [Mig18] D. MIGAUD. *Les compteurs communicants Linky*. Rapport public annuel. Cour des comptes, 7 fév. 2018. URL : <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-rapport-public-annuel-2018> (visité le 07/02/2018) (cf. p. 17).
- [Moh+10] A.-H. MOHSENIAN-RAD et al. «Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid». Dans : *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.3 (déc. 2010), p. 320-331. ISSN : 1949-3053. DOI : [10.1109/TSG.2010.2089069](https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2089069) (cf. p. 32, 38).
- [Mon+17] D. MONTENEGRO et al. *OpenDSS*. 2017. URL : <https://sourceforge.net/projects/electricdss/> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 31, 68, 92, A11).
- [Obs17] OBSERVATOIRE DE L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE. *Observatoire de l'énergie photovoltaïque - 23ième édition*. L'observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque. Oct. 2017. URL : http://www.observatoire-energie-photovoltaïque.com/index.php?option=com_content&view=article&id=197:23eme-edition-de-lobservatoire&catid=100:accueil-edito-home&Itemid=435 (visité le 14/12/2017) (cf. p. 5).
- [PAL17] P. PFLAUM, M. ALAMIR et M. Y. LAMOUDI. «Probabilistic Energy Management Strategy for EV Charging Stations Using Randomized Algorithms». Dans : *IEEE Transactions on Control Systems Technology* PP.99 (2017), p. 1-8. ISSN : 1063-6536. DOI : [10.1109/TCST.2017.2695160](https://doi.org/10.1109/TCST.2017.2695160). (Visité le 24/01/2018) (cf. p. 38, 45).
- [Ree17] S. REED. «A Small Firm in Germany Has Big Ambitions in Green Energy». Dans : *The New York Times* (17 oct. 2017). ISSN : 0362-4331. URL : <https://nyti.ms/2kVipSd> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 13).

- [Rey+15] L. REYES-CHAMORRO et al. «A composable method for real-time control of active distribution networks with explicit power setpoints. Part II : Implementation and validation». Dans : *Electric Power Systems Research* 125 (2015), p. 265-280. URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615000899> (visité le 23/06/2015) (cf. p. 39, 44).
- [RFK12] P. RICHARDSON, D. FLYNN et A. KEANE. «Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems». Dans : *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1 (fév. 2012), p. 268-279. ISSN : 0885-8950. DOI : [10.1109/TPWRS.2011.2158247](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2158247) (cf. p. 45, 57).
- [RGJ15] J. RIVERA, C. GOEBEL et H.-A. JACOBSEN. «A Distributed Anytime Algorithm for Real-Time EV Charging Congestion Control». Dans : ACM Press, 2015, p. 67-76. ISBN : 978-1-4503-3609-3. DOI : [10.1145/2768510.2768544](https://doi.org/10.1145/2768510.2768544). URL : <http://dl.acm.org/citation.cfm?doi=2768510.2768544> (visité le 19/08/2015) (cf. p. 33).
- [Rte17a] RTE. *Panorama de l'électricité renouvelable au 30 septembre 2017*. Rte, 30 sept. 2017. URL : <http://www.rte-france.com/fr/document/panorama-de-l-electricite-renouvelable-au-30-septembre-2017> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 5).
- [Rte17b] RTE. *RTE - Réseau de Transport d'Électricité*. 12 déc. 2017. URL : <https://clients.rte-france.com/index.jsp> (visité le 12/12/2017) (cf. p. 3, 4, A12).
- [SB15] E. SAUNDERS et T. BUTLER. *Direct control of EV charging on feeders with EV clusters*. 23rd International Conference on Electricity Distribution CIRED 2015. Juin 2015. URL : <https://www.escholar.manchester.ac.uk/uk-ac-man-scw:261897> (visité le 25/06/2015) (cf. p. 33).
- [Seu+16] J. SEUSS et al. «Advanced inverter controls to dispatch distributed PV systems». Dans : *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Juin 2016, p. 1387-1392. DOI : [10.1109/PVSC.2016.7749842](https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749842) (cf. p. 44, 45).
- [SG16] S. SHENOY et D. GORINEVSKY. «Data-Driven Stochastic Pricing and Application to Electricity Market». Dans : *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing* 10.6 (sept. 2016), p. 1029-1039. ISSN : 1932-4553. DOI : [10.1109/JSTSP.2016.2570744](https://doi.org/10.1109/JSTSP.2016.2570744) (cf. p. 38).
- [Shi+18] W. P. SHILL et al. *Open Power System Data*. Open Power System Data. 12 fév. 2018. URL : <https://open-power-system-data.org/> (visité le 12/02/2018) (cf. p. 29).
- [SL12] S. SOJOURI et J. LAVAEI. «Physics of power networks makes hard optimization problems easy to solve». Dans : *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Juil. 2012, p. 1-8. DOI : [10.1109/PESGM.2012.6345272](https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345272) (cf. p. 37, 45).
- [son16] SONNEN. *sonnen GmbH*. 11 fév. 2016. URL : <https://www.sonnen-batterie.com/de/home> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 13).
- [Sta17] STATISTA. *Stock de voitures électriques France 2016*. Statista. Déc. 2017. URL : <https://fr.statista.com/statistiques/630559/voitures-electriques-stock-france/> (visité le 14/12/2017) (cf. p. 6, 7).
- [TKo7] J. TOMIĆ et W. KEMPTON. «Using fleets of electric-drive vehicles for grid support». Dans : *Journal of Power Sources* 168.2 (1^{er} juin 2007), p. 459-468. ISSN : 0378-7753. DOI : [10.1016/j.jpowsour.2007.03.010](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.03.010). URL : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775307005575> (visité le 24/01/2018) (cf. p. 33).

- [Van+15a] S. VANDAEL et al. «Reinforcement Learning of Heuristic EV Fleet Charging in a Day-Ahead Electricity Market». Dans : *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.4 (juil. 2015), p. 1795-1805. ISSN : 1949-3053. DOI : [10.1109/TSG.2015.2393059](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2393059) (cf. p. 33).
- [Van+15b] E. VANET et al. «Sensitivity analysis of local flexibilities for voltage regulation in unbalanced LV distribution system». Dans : *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. Juin 2015, p. 1-6. DOI : [10.1109/PTC.2015.7232627](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232627) (cf. p. 44).
- [Van16] E. VANET. «Distributed intelligence and heterarchical approach of distributed balancing markets in smart grids». Thèse de doct. Université Grenoble Alpes, sept. 2016. URL : <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01515280> (visité le 07/03/2018) (cf. p. 44).
- [VCH16] B. VINOT, F. CADOUX et R. HÉLIOT. «Decentralized Optimization of Energy Exchanges in an Electricity Microgrid». Dans : *Proceedings of the Seventh International Conference on Future Energy Systems Poster Sessions*. e-Energy '16. New York, NY, USA : ACM, 2016, 3 :1-3 :2. ISBN : 978-1-4503-4417-3. DOI : [10.1145/2939912.2939915](https://doi.org/10.1145/2939912.2939915). URL : <http://doi.acm.org/10.1145/2939912.2939915> (visité le 27/06/2016) (cf. p. 44).
- [Vol17] VOLTALIS. *Voltalis, premier opérateur de l'Internet de l'Energie*. 23 jan. 2017. URL : <http://www.voltalis.com/> (visité le 23/01/2018) (cf. p. 12).
- [WG09] A. WALTHER et A. GRIEWANK. «Getting Started with ADOL-C.» Dans : *Combinatorial scientific computing*. 2009, p. 181-202 (cf. p. 73).
- [Wik12] WIKIPEDIA. *GreenLys*. 2012. URL : <https://www.wikiwand.com/fr/GreenLys> (visité le 12/01/2018) (cf. p. 30).
- [Wik18] WIKIPEDIA. *Pearl Street Station*. 19 jan. 2018. URL : https://www.wikiwand.com/en/Pearl_Street_Station (visité le 19/01/2018) (cf. p. 2).

Glossaire

A

A MATHEMATICAL PROGRAMMING LANGUAGE

Un langage de modélisation mathématique qui permet de décrire, de simplifier et de transmettre à des solveurs mathématiques des problèmes d'optimisation. <http://ampl.com/>. [xiii](#)

AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE

Établissement public qui participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. [xiii](#), [11](#)

ALTERNATING DIRECTION METHOD OF MULTIPLIERS

Un algorithme particulièrement bien adapté à la résolution distribuée des problèmes d'optimisation convexe [[Boy+11](#)]. [xiii](#), [37](#)

AUTONOME DEZENTRALE REGENERATIVE ENERGIESYSTEME

Projet de recherche dont l'objectif était d'évaluer la faisabilité technique d'un système électrique alimenté par des énergies renouvelables autonomes et décentralisées [[Ein+12](#)]. [xiii](#), [56](#)

C

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France. [xiii](#), [10](#)

COURANTS PORTEURS EN LIGNE

Technologie de communication permettant de construire un réseau informatique sur un réseau électrique. [xiii](#), [12](#)

D

DEMAND-RESPONSE

Expression anglophone qui inclut toutes les modifications intentionnelle des habitudes de consommation électrique du consommateur (réduction de la demande en réponse à une contrainte ou à une incitation). [xiii](#)

DISPOSITIF D'ÉCHANGES D'INFORMATIONS D'EXPLOITATION

Dispositif qui permet la transmission immédiate des informations et des demandes d'action entre le poste de conduite et de surveillance et les producteurs du réseau **Haute Tension A (HTA)**. **xiii, 34**

E**ELECTRICITY NORTH WEST LIMITED**

Gestionnaire de Réseaux de Distribution (GRD) britannique responsable de la maintenance des réseaux électriques du nord ouest de l'Angleterre et impliqué dans le projet «Low Carbon Network Fund Tier 1» **[EO15]**. **xiii, 92**

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY

Association représentant 41 gestionnaires de réseau de transport d'électricité de 34 pays à travers l'Europe **[Ent17]**. **xiii, 2**

G**GAZ ET ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE**

Société qui gère les réseaux de distribution de gaz et d'électricité à Grenoble. **xiii, 2**

GENERAL ALGEBRAIC MODELING SYSTEM

Un langage de modélisation mathématique qui permet de décrire, de simplifier et de transmettre à des solveurs mathématiques des problèmes d'optimisation. <https://www.gams.com/>. **xiii**

GESTIONNAIRE DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Entité responsable de l'opération, la maintenance et le développement des réseaux de distribution. **xiii**

GESTIONNAIRE DE RÉSEAUX DE TRANSPORT

Entité responsable de l'opération, la maintenance et le développement des réseaux de transport. **xiii, 8**

GRID EXPLICIT CONGESTION NOTIFICATION

Schéma de flexibilité inspiré par les modèle de gestion de congestion des protocoles réseau comme le **Transmission Control Protocol (TCP)**. Cela est utilisé par **[Chr+14a ; Chr+14b]**. **xiii, 40**

I**INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR**

Gestionnaire de *système* électrique dans la nomenclature de certains pays. Complémentaire du **Transmission System Operator (Tso)**. **xiv, 8**

INTERNET PROTOCOL

Les «Protocoles Internet» permettent un service d'adressage unique pour l'ensemble des terminaux connectés à un réseau. **xiv**

L**LINKY**

Linky est le nom donné au compteur communicant actuellement en déploiement en France. [12, 84](#)

O**OFFRE DE RACCORDEMENT INTELLIGENTE**

Contrat permettant aux producteurs d'énergies renouvelables de raccorder leur installation au réseau le plus proche, et donc de réduire le coût et le délai de raccordement au réseau, en échange de limitations ponctuelles de production. [xiv, 34](#)

OPENDSS

OpenDSS est un logiciel libre de droit de simulation de réseaux électriques [[Mon+17](#)]. [92, 93](#)

P**PROGRAMME CONIQUE DU SECOND ORDRE**

Problème d'optimisation convexe dont les variables sont bornées par un cône du second ordre. [xiv, 36](#)

PROGRAMME LINÉAIRE

La programmation linéaire est une technique d'optimisation d'une fonction objective linéaire sous contraintes d'égalités ou d'inégalités linéaires. [xiv, 55](#)

PROGRAMME LINÉAIRE EN NOMBRES ENTIERS

Programme Linéaire (PL) dont toutes les variables sont des variables entières. Par extension, et abus de langage, ce terme est aussi utilisé pour des cas mixtes où certaines variables sont réelles et d'autres entières. [xiv, 55](#)

PROGRAMME SEMI-DÉFINIE POSITIVE

Un programme semi-définie positive est un problème d'optimisation convexe, qui étend celui de la programmation linéaire (cf. **PL**). L'inconnue est une matrice symétrique à qui on impose d'être semi-définie positive. Comme dans un **PL**, le critère à minimiser est linéaire et l'inconnue doit également satisfaire une contrainte affine. [xiv, 36](#)

PROGRAMME STOCHASTIQUE

Problème d'optimisation dans lequel certains paramètres sont des variables aléatoires. [xiv, 38](#)

PROPORTIONNEL INTÉGRAL

Contrôleur qui utilise deux types d'action pour délivrer un signal de commande : une action proportionnelle et une action intégrale de l'erreur mesurée. [xiv, 54](#)

PROPORTIONNEL INTÉGRAL DÉRIVÉ

Contrôleur qui utilise trois types d'action pour délivrer un signal de commande : une action proportionnelle, une action intégrale de l'erreur mesurée et une action dérivée de l'erreur mesurée. [xiv, 42](#)

R

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Entreprise de service qui gère le réseau public de transport d'électricité haute tension en France métropolitaine [Rte17b]. xiv, 3

S

SMART IDEAS TO LINK ENERGIES

Projet collaboratif français visant à accompagner et soutenir le déploiement d'une série de grands projets industriels en lien avec les smart grids [Bre18]. xiv, 35

SOFTWARE AS A SERVICE

Modèle d'exploitation commerciale des logiciels dans lequel ceux-ci sont installés sur des serveurs distants plutôt que sur la machine de l'utilisateur. xiv, 81

SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION

Système d'acquisition et de contrôle de données. Permet de traiter en temps réel un grand nombre de mesures et de contrôler à distance des installations techniques. xiv, 3

SYSTÈME D'INFORMATION GÉOGRAPHIQUE

Système d'information conçu pour recueillir, stocker, traiter, analyser, gérer et présenter tous types de données spatiales et géographiques. xiv, 67

SYSTÈME MULTI-AGENTS

Système composé d'un ensemble d'agents autonomes représentant une entité (processus, robot, humain, etc.) et qui interagissent ensemble. xiv

T

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Tarifs créés en 2000 pour rémunérer le Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Enedis et les entreprises locales de distribution et qui vise à compenser les charges d'exploitation, de développement et d'entretien des réseaux. xiv, 112

TEN YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN

Plans d'investissement décennal sur le réseau électrique européen coordonné par European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). xiv, 13

TÉLÉCOMMANDE CENTRALISÉE À FRÉQUENCE MUSICALE

En France, la communication des signaux tarifaires entre les opérateurs de réseaux vers les clients est basé sur l'envoi d'une onde à fréquence musicale (175 Hz et 188 Hz) sur les réseaux électriques. xiv, 12

TRANSMISSION CONTROL PROTOCOL

«Protocole de contrôle de transmission» qui assure le transfert d'un flux de données fiable, ordonné et possédant des moyens de détection d'erreurs entre applications fonctionnant sur des hôtes communiquant via un réseau où l'adressage est conforme à Internet Protocol (IP). C'est le protocole privilégié par la plupart des applications utilisant le réseau internet : web, courriel, administration à distance, transfert de fichiers, etc.. xiv, 40

TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR

Gestionnaire de réseau de transport qui n'a aucun rôle systémique dans la nomenclature de certains pays. Complémentaire du **Independent System Operator (Iso)**. **xiv, 8**

V

VEHICLE-TO-GRID

Technologie qui consiste à utiliser la batterie des **Véhicules Électriques (VÉ)** pour injecter de la puissance sur le réseau. **xiv, 33**

Résumé

Le secteur industriel de l'énergie, et les réseaux électriques en particulier, rendent à nos sociétés modernes d'immenses services dont nous ne pouvons plus nous passer. Ils présentent aussi, hélas, un certain nombre de graves inconvénients, notamment en matière d'impact environnemental. Ces inconvénients apparaissent aujourd'hui comme inacceptables ; le secteur de l'énergie s'efforce donc actuellement de les amoindrir autant que possible, dans le cadre de ce qu'on appelle la *transition énergétique*.

Outre d'indispensables efforts en matière de sobriété et d'efficacité énergétique, deux grands axes d'amélioration se dessinent : d'une part, le remplacement progressif de certains moyens de production d'électricité conventionnels par des moyens de production renouvelables ; et d'autre part, le transfert de certains usages aujourd'hui non-électriques vers l'électricité — en particulier en matière de mobilité.

L'intégration au réseau électrique de ces nouveaux types de dispositifs pose cependant des difficultés techniques considérables, qui motivent depuis le début des années 2000 de nombreux travaux sur le thème de ce que l'on appelle aujourd'hui les «smart grids» : des réseaux électriques compatibles avec les exigences de la transition énergétique, c'est-à-dire capables d'accueillir massivement les nouveaux types d'usages comme la production photovoltaïque et les bornes de recharge des **Véhicules Électriques (VÉ)**, ceci notamment grâce à l'utilisation accrue des nouvelles **Technologies de l'Information et de la Communication (Tic)**.

Parmi les difficultés susmentionnées, qui limitent la capacité d'accueil du réseau, figurent les congestions, c'est-à-dire les limites physiques à la puissance que l'on peut faire transiter d'un point à un autre sur une infrastructure donnée. C'est à la gestion des congestions que nos travaux sont consacrés. À ce sujet, la question fondamentale est de déterminer par quel enchaînement de mesures, de calcul, de communications et *in fine* d'actions, on peut passer d'une situation de contrainte sur un réseau de distribution d'électricité, à une situation où cette contrainte a été éliminée par l'action des *flexibilités* environnantes ; autrement dit, en augmentant ou en réduisant judicieusement la production et/ou la consommation locales, et éventuellement en jouant sur d'autres types de leviers.

L'objet de cette thèse est de participer à l'élaboration des outils conceptuels et informatiques qui nous permettront de répondre à la question fondamentale ci-dessus. Nos travaux portent ainsi sur la question de la modélisation des réseaux de distribution d'électricité «flexibles», et sur l'implémentation concrète des modèles retenus sous forme d'un logiciel de simulation *ad hoc*, parfaitement adapté à l'étude de ce type de réseaux.

Abstract

The energy sector and the electrical networks in particular, provide great and indispensable services to our modern societies. Unfortunately, they also bring some serious drawbacks, especially with regard to the environment. These drawbacks are becoming more and more unacceptable ; that is why the energy sector is trying to reduce them as much as possible, in the framework of the so-called *energy transition*.

In addition to mandatory efforts in terms of energy efficiency and sobriety, two major directions of improvement have been identified : on the one hand, the progressive replacement of some conventional power plants with renewable production units ; and on the other hand, the transfer of several non-electrical usages towards electricity — in particular in the area of mobility.

The integration of these new devices into electrical networks raise new technical challenges which, since the early 2000s, have been driving a lot of work about so-called “smart grids” : electrical networks compatible with the requirements of the energy transition, ie. able to host new devices like photovoltaic solar panels and charging stations for electric vehicles, notably through the increasing usage of new information and communications technologies.

Among the difficulties mentioned above, which limit the hosting capacity of the network, there are congestions ie. physical constraints limiting the amount of power that may be transmitted through a given infrastructure. Our work is devoted to the management of congestions. The fundamental issue thereon is to define a sequence of decisions, computations, communications and *in fine* actions that allows to move from a constrained situation on the electrical distribution network, to a situation in which the action of local *flexibilities* has lifted the constraint ; in other words, to a situation where increasing or decreasing local generation and/or consumption, or taking some other control action, relieved the network.

The aim of this thesis is to contribute to the development of conceptual and computing tools that will allow us to answer the fundamental aforementioned issue. Our work thus deals with the modelling of *flexible* electrical distribution networks, and with the tangible implementation of selected models in the form of *ad hoc* simulation software, specifically designed for the study of such networks.