



**HAL**  
open science

## Evolution du mécanisme de délestage fréquence-métrique

Barnabé Potel

► **To cite this version:**

Barnabé Potel. Evolution du mécanisme de délestage fréquence-métrique. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. NNT : 2020GRALT018 . tel-03045641

**HAL Id: tel-03045641**

**<https://theses.hal.science/tel-03045641>**

Submitted on 8 Dec 2020

**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'UNIVERSITE GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **GÉNIE ÉLECTRIQUE**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

**Barnabé POTEL**

Thèse dirigée par VINCENT DEBUSSCHERE,  
et codirigée par FLORENT CADOUX

préparée au sein du Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble  
(G2ELab)

dans l'École Doctorale d'Électronique, Électrotechnique,  
Automatique et Traitement du Signal (EEATS)

---

---

# Évolution du mécanisme de délestage fréquence-métrique

---

---

Thèse soutenue publiquement le 20 Juillet 2020,  
devant le jury composé de :

M. BERTRAND RAISON Professeur, Université Grenoble Alpes	Président
M. MARC PETIT Professeur, CentraleSupélec	Rapporteur
M. LUKAS SIGRIST Professeur associé, Université pontificale de Comillas	Rapporteur
M. VINCENT DEBUSSCHERE Maître de conférences, Université Grenoble Alpes	Directeur
M. FLORENT CADOUX Docteur, Grenoble INP	Co-encadrant
M. AMIRALY VALIBHAY Ingénieur, Enedis	Invité





ÉVOLUTION DU MÉCANISME DE DÉLESTAGE  
FRÉQUENCE-MÉTRIQUE

BARNABÉ POTEL



*Chaire Enedis  
Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, 38000 Grenoble, France.*

2016-2019



## REMERCIEMENTS

---

Cette thèse, mêlant recherche académique et industrielle, a été le fruit de trois et quelques années de travail au G2Elab et plus particulièrement dans le cadre de la chaire Enedis sur les Smart Grid.

Je tiens à remercier très chaleureusement tout d'abord Florent Cadoux, responsable de la chaire Enedis, pour m'avoir proposé ce sujet et fait confiance dans mes capacités de travail pour en tirer le meilleur. Merci aussi à Vincent Debusschere pour avoir accepté de diriger avec bienveillance cette thèse. Fructueuses années même si tous les axes de recherche n'ont pas abouti et certains restent inexplorés : ne serait-ce pas là le principe même de la recherche ?

Bien sûr, mes remerciements vont aussi à la chaire Enedis, portée alors par le Pr. Nouredine Hadjsaid côté G2Elab et, à mon commencement de thèse, par Michel Albert puis maintenant par Christophe Boisseau côté Enedis.

J'ai trouvé ce lien avec l'industrie essentiel dans le déroulement de ce travail et je tiens à remercier particulièrement l'ensemble des ingénieurs y ayant pris part ; au travers d'échanges fructueux, Sébastien Grenard, Leticia de Alvaro, Marc Chappert, Jean-Pierre Molinie, Guillaume Pelton et Amiraly Valibhay ont enrichi cette thèse.

Ces travaux suivent ceux de mes prédécesseurs dans le cadre de la chaire : Aurel, Julien, Kalle, Mahana et plus particulièrement Olivier qui aura été un bon compagnon de route durant mes trois années et demi au laboratoire, quoi de mieux qu'un esprit aussi vif que le sien pour échanger aussi bien professionnellement qu'amicalement ! Merci aussi à Ali, ayant rejoint la chaire plus tardivement.

Je remercie amicalement les doctorants/docteurs de l'équipe Syrel et plus particulièrement Bhargav, Kévin, Stéphane, Audrey, Nikolaos, Félix, Laurène, Ildar, Pierre, Mamadou, Lalitha, Rafael ainsi que les enseignants chercheurs Marie-Cécile, Raphaël et Bertrand, qui font vivre l'équipe.

Je tiens aussi à remercier particulièrement Urban Rudez pour m'avoir accueilli au sein de l'Université de Ljubljana afin de réfléchir et d'échanger ensemble sur le sujet du délestage fréquence-métrique.

*À ma famille, mon épouse et ma fille,  
Barnabé*

## RÉSUMÉ

Le délestage fréquence-métrique est une mesure d'urgence afin d'éviter un black-out total du système électrique dû à une consommation soutirée du système électrique plus importante que celle injectée. Cette différence production/consommation implique une chute de la fréquence du système électrique qui doit alors puiser dans l'énergie cinétique des machines connectées à celui-ci. Dans le cas du délestage fréquence-métrique, ce sont d'importants déséquilibres (de quelques pourcentages à plusieurs dizaines de pourcentages) qui doivent être stoppés en déconnectant de manière automatique une partie de la consommation. En effet, l'énergie cinétique stockée (appelée indirectement inertie dans le cadre du système électrique) n'est pas suffisante pour compenser le déséquilibre sur des temps longs : la fréquence chute rapidement en quelques secondes/dizaines de secondes. Cette sous-fréquence est synonyme d'une instabilité importante et plusieurs appareils sont susceptibles de se déconnecter automatiquement pour éviter d'endommager le matériel ou parce que le système électrique auquel ils sont connectés ne paraît lui-même pas stable. Le système électrique européen pourrait, en théorie, fonctionner en sous-fréquence si la fréquence est supérieure à 47.5Hz, fréquence de déconnexion automatique des centrales nucléaires. Le système électrique européen étant interconnecté, de nouveaux codes réseaux sont à mettre en œuvre afin d'harmoniser le fonctionnement des plans de délestage fréquence-métrique de chaque gestionnaire de réseau. Dans ce contexte, la chaire industrielle de recherche Smart Grids d'Enedis a financé ces travaux de thèse afin d'étudier plus en profondeur, l'impact de ce nouveau plan de délestage ainsi que les performances du plan actuel. Cette thèse propose de faire un lien entre la recherche académique et l'industrie. Dans un premier temps, trois cas d'activation du délestage sur le système électrique Européen ont été étudiés (dont deux n'ayant pas permis de contenir le black-out), ce qui permet alors d'aborder le paramétrage théorique d'un plan de délestage traditionnel. Ensuite, il a été montré, grâce à des données issues des consommations de plusieurs milliers de départs en France, qu'il y a un impact non négligeable quant à la manière d'implémenter un plan de délestage. De même, l'impact de l'insertion de production décentralisée a été considérée vis-à-vis des différentes méthodes pour implémenter un plan de délestage. Finalement une partie prospective, plus académique, a permis de montrer qu'en modifiant légèrement les algorithmes de délestage, il est possible d'améliorer la réponse de ce dernier afin de délester au mieux la consommation correspondant au déséquilibre.

## ABSTRACT

Under-frequency load shedding is an emergency measure to avoid a total blackout of the electrical system due to a greater consumption of the electrical system than the injected production. This production/consumption difference implies a drop in the frequency of the electrical system which must then draw on the kinetic energy of the machines connected to the electrical system. In the case of the under-frequency load shedding these are major imbalances (from a few percents to several tens of percents) which must be stopped by automatically disconnecting parts of the consumption. Indeed, the stored kinetic energy (indirectly called inertia within the framework of the electrical system) is not sufficient to compensate the imbalance over long periods : the frequency drops quickly in a few seconds/tens of seconds. This under-frequency is synonymous with significant instability and several devices are likely to disconnect automatically to avoid damaging the equipment or because the electrical system to which they are connected does not itself appear stable. The European electrical system could, in theory, operate at under frequency if the frequency is greater than 47.5 Hz, which is the frequency of automatic disconnection of nuclear power plants. The European electrical system being interconnected, new network codes are to be implemented in order to harmonize the operations of the under-frequency load shedding plans of each system operator. In this context, the Enedis Smart Grids industrial research chair funded this thesis in order to study deeply the impact of this new load shedding plan as well as the performance of the current implemented scheme. This thesis proposes to make a link between academic research and industry. Initially, three cases of load shedding activation over the European electrical system are studied (two of which did not allow the blackout to be contained), which then makes it possible to study the theoretical configuration of a traditional under-frequency load shedding scheme. Then, thanks to data from the consumption of several thousands of feeders in France, it is shown that there is a significant impact on the implementation method of a load shedding scheme. Likewise, the impact of the integration of decentralised generation is considered with regard to the different methods for implementing a load shedding plan. Finally, a more academic, prospective part made it possible to show that by slightly modifying the load shedding algorithms, it is possible to improve the load shedding response in order to best shed the consumption corresponding to the imbalance.

# Table des matières

1	INTRODUCTION	1
2	PRINCIPES DU DÉLESTAGE FRÉQUENCE-MÉTRIQUE	5
2.1	Equilibre production-consommation	5
2.1.1	Principe	5
2.1.2	Ordres de grandeur	7
2.2	Régulations de puissance	8
2.2.1	Régulation primaire	8
2.2.2	Régulations secondaire et tertiaire	9
2.3	Prévision de la demande et choix de l'offre	11
2.4	Plan de défense	13
2.4.1	Plan de délestage fréquence-métrique	15
2.5	Délestages réalisés en Europe	15
2.5.1	Italie, 2003	16
2.5.2	Europe, 2006	19
2.5.3	Turquie, 2015	21
2.5.4	Bilan	23
2.6	Relais de protection	24
2.6.1	Types de production	24
2.6.2	Relais de protection	24
2.6.3	Relais fréquence-métriques	25
2.7	Conclusion	27
3	CONCEPTION D'UN PLAN DE DÉLESTAGE	29
3.1	Principes	29
3.1.1	Exemple de délestages non fréquence-métriques	30
3.1.2	Objectifs	30
3.2	Modélisation - Étude qualitative	32
3.2.1	Dynamique du système	32
3.2.2	Dépendance fréquentielle des charges	32
3.2.3	Régulation primaire	32
3.2.4	Délestage	33
3.2.5	Expression de la fréquence	34
3.2.6	Plan de délestage théorique	37
3.3	Délestages	40
3.3.1	Simulation	40
3.3.2	Avec prise en compte d'une incertitude sur la mesure de fréquence	41
3.3.3	Comparaison de plusieurs plans de délestage	42
3.3.4	Limites de la simulation	46
3.4	Charge délestée	46
3.4.1	Équation des masses en rotation	46

3.4.2	Problématiques . . . . .	48
3.4.3	Système électrique français . . . . .	50
3.4.4	Puissances de référence . . . . .	53
3.4.5	Application à une partie du système électrique français . . . . .	53
3.5	Conclusion . . . . .	58
<b>4</b>	<b>MISE EN ŒUVRE DU DÉLESTAGE</b>	<b>59</b>
4.1	Réglementation . . . . .	59
4.1.1	Charge totale choisie . . . . .	60
4.1.2	Simulations . . . . .	62
4.2	Indicateurs de performances . . . . .	63
4.3	Allocations . . . . .	65
4.3.1	Allocation traditionnelle . . . . .	65
4.3.2	Allocation « Moyenne » . . . . .	68
4.3.3	Allocation basée sur le profil des départs . . . . .	68
4.3.4	Création des échelons . . . . .	74
4.4	Algorithmes implémentés . . . . .	75
4.5	Performances des allocations . . . . .	77
4.5.1	Résultats nationaux . . . . .	77
4.5.2	Impact de l'insertion de PV . . . . .	79
4.5.3	Échelons . . . . .	81
4.5.4	Conclusion . . . . .	83
4.6	Ré-allocation avec différentes périodes . . . . .	83
4.6.1	Principes . . . . .	83
4.6.2	Quelques exemples . . . . .	84
4.6.3	Performances . . . . .	85
4.7	Conclusion . . . . .	90
<b>5</b>	<b>EVOLUTION DU MÉCANISME DE DÉLESTAGE</b>	<b>93</b>
5.1	Principe . . . . .	93
5.2	Critères . . . . .	95
5.2.1	Mesures directes . . . . .	95
5.2.2	Gradient de fréquence . . . . .	96
5.3	Exemple d'un délestage multi-critères . . . . .	99
5.4	Conclusion . . . . .	101
<b>6</b>	<b>CONCLUSION GÉNÉRALE</b>	<b>103</b>
6.1	Contributions . . . . .	103
6.2	Perspectives . . . . .	104



# 1

## INTRODUCTION

---

Le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indique que l'activité humaine a un impact sur le climat à travers plusieurs rapports réalisés depuis plus de trente ans. Ces rapports présentent un consensus scientifique de la communauté de chercheurs qui semble inégalé à ce jour.

Afin de prendre en compte ce changement climatique et tenter de limiter le réchauffement climatique, l'Europe a choisi d'ajuster sa politique énergétique, avec pour objectifs principaux à l'horizon 2030 [16] :

- une réduction des gaz à effet de serre de 40 % (année de référence 1990) ;
- une énergie d'origine renouvelable pour au moins 32 % du mix énergétique ;
- une augmentation de l'efficacité énergétique de 32.5 % par rapport au scénario tendanciel ;
- une inter-connection des systèmes énergétiques accrue de 15 %
- une réduction de 37.5 % du CO<sub>2</sub> émis par le secteur du transport (année de référence 2021).

Cette politique énergétique est axée autour d'un système clef : le système électrique européen – ce dernier étant l'un des plus grands systèmes technologiques créé par l'Homme. Il est alors essentiel de garantir le bon fonctionnement de ce système électrique afin d'assurer, à terme, la transition énergétique souhaitée.

Néanmoins, ces évolutions amènent le système électrique vers un fonctionnement de plus en plus contraint, proche de ses limites, et ce pour de multiples raisons :

- Politiques : la dérégulation du marché de l'électricité et la multiplication des acteurs entraîne des risques de mauvaises communications et d'attentes divergentes ;
- Economiques : il s'agit de limiter le coût de fonctionnement du système électrique dans l'intérêt de l'ensemble des acteurs et notamment des consommateurs finaux ;
- Technologiques : via l'ajout de production décentralisée en masse sur le système électrique.

Plusieurs des défis sont relevés notamment grâce à une utilisation de technologies avancées, reliant capteurs, connectivité, contrôles, calculs numériques, etc., mises en œuvre à travers le concept de *Smart Grid* [35, 36]. Toutefois, à cette « connectivité » et ces échanges de données, qui assurent le contrôle du système électrique pour sa

stabilité, s'ajoute aussi le risque accru d'une *cyber-attaque* en plus de possibles attaques « physiques » [71].

Ainsi, un système électrique de plus en plus complexe avec un fonctionnement proche de ses limites de stabilité impliquerait un accroissement potentiel du risque d'incidents importants, aussi appelés « événements systèmes ». Ces événements systèmes peuvent faire appel en dernier recours au *plan de défense*. Ce dernier correspond aux dernières actions possibles pour éviter un black-out partiel ou total du système électrique :

*Le plan de défense regroupe l'ensemble des actions automatiques mises en oeuvre pour lutter contre les processus d'effondrement grave, à déroulement très rapide, susceptibles de survenir sur le système électrique.*

*Le plan de défense constitue la barrière ultime opposée aux incidents majeurs, pour en limiter l'occurrence et l'ampleur. Il intervient quand les actions et mesures prises plus en amont (actions « normales » des opérateurs, et/ou activation du plan de sauvegarde) se trouvent mises en échec.*

*- RTE, Référentiel technique, chapitre 3, article 3.4, 2006 [61].*

Ainsi, la commission européenne a voté différents *Network Codes* (codes réseaux) pour harmoniser l'opération du système électrique européen et limiter les risques d'activation du plan de défense.

#### ▷ PROBLÉMATIQUE

Le premier objectif de la thèse est d'investiguer les possibilités de mise en place à court et moyen terme des exigences du *Network Code on Emergency & Restoration*, qui a trait au plan de défense, dans le système électrique français. Ceci est fait en prenant en compte les contraintes matérielles des équipements de contrôle-commande actuellement utilisés sur le réseau français.

Le second objectif de la thèse est de mener une réflexion à plus long terme sur le « plan de délestage du futur », notamment dans le contexte de l'augmentation de la production décentralisée, dont l'impact sur le plan de délestage fréquence-métrique actuel reste à analyser. En effet, l'augmentation de la production décentralisée sur le réseau de distribution diminuerait-elle les performances du délestage fréquence-métrique ?

#### ▷ CONTRIBUTIONS

En matière de délestage fréquence-métrique, il existe actuellement une forte disparité entre les méthodes parfois très exploratoires qui sont étudiées dans le milieu de la recherche académique, et celles, bien éprouvées, qui sont actuellement implémentées par les gestionnaires de réseau. Cette thèse, menée en proche collaboration avec le principal gestionnaire de réseau de distribution français, Enedis, tend à rapprocher les deux visions, et à trouver un équilibre entre la nécessité d'une part d'innover pour résoudre les problèmes nouveaux, et d'autre part de composer avec l'existant et de maintenir un haut niveau de fiabilité. Dans ce contexte, les principales contributions de ce travail se situent :

- sur l'analyse des impacts de la production décentralisée, à différentes échelles géographiques et temporelles, sur la composition des échelons qui constituent le plan de délestage, et des effets associés sur la performance du délestage fréquence-métrique ;

— et sur le critère à retenir, et à implémenter au niveau des relais de protection, pour déclencher le délestage de chacun de ces échelons.

▷ ORGANISATION

Dans le [chapitre 2](#) nous présentons le principe du délestage fréquence-métrique, les événements importants qui ont amené à réaliser du délestage fréquence-métrique, et les conclusions qu'il est possible de tirer de ces événements.

Le [chapitre 3](#) présente l'impact du délestage fréquence-métrique sur la fréquence du système électrique et met en avant des indicateurs de performance qu'il est pertinent de prendre en compte lors de la conception d'un plan de délestage. L'impact de la production décentralisée est quantifiée à différentes échelles du réseau de distribution d'Enedis.

Plusieurs méthodes pour allouer les départs, éléments clés du plan de délestage qui correspondent à la charge qui est déconnectée, sont présentées dans le [chapitre 4](#). Elles sont comparées afin de déterminer quant à la possibilité, ou non, de respecter les critères définis par le dernier code réseau.

Les plans de délestage actuellement implémentés au niveau Européen sont majoritairement basés sur une conception « historique » caractérisée par sa simplicité et sa robustesse. Le [chapitre 5](#) présente des évolutions possibles de cette conception historique, visant à améliorer ses performances tout en préservant autant que possible les principes de simplicité et de robustesse.



# 2

## PRINCIPES DU DÉLESTAGE FRÉQUENCE-MÉTRIQUE

---

### ▷ PRÉAMBULE

Le système électrique est régi par des lois physiques. Ces lois impliquent un fonctionnement et des dynamiques qui dépendent des caractéristiques du système électrique et des matériels utilisés. Un des équilibres fondamentaux pour le bon fonctionnement du système électrique est l'équilibre production-consommation. L'évolution de la fréquence du système électrique est directement une image de cet équilibre et est alors utilisée pour « contrôler » une partie de la production (ce sont les régulations fréquentielles automatiques) et de la consommation (notamment en déconnectant de manière automatique des consommateurs). Dans ce chapitre, nous expliquons la provenance de l'impact sur la fréquence de l'équilibre production-consommation, le fonctionnement des régulations de la production et le fonctionnement du délestage en étudiant notamment les trois principaux événements (depuis les années 2000) ayant entraîné l'activation du plan de défense (et donc du délestage) d'une partie du système électrique européen.

### 2.1 EQUILIBRE PRODUCTION-CONSOMMATION

#### 2.1.1 *Principe*

Il est commun de dire qu'à tout instant, la production et la consommation sont égales dans un système électrique, aux pertes près. Cette égalité est nécessaire à son bon fonctionnement. En réalité, dans un système électrique, cette égalité est toujours respectée : il y a transmission de puissance sous forme électrique uniquement si celle-ci est produite à un endroit et consommée à un autre. Pour être plus précis, il faudrait reformuler cela de la manière suivante : pour le bon fonctionnement du système électrique, il est nécessaire que la puissance soutirée de celui-ci corresponde à la puissance injectée dans celui-ci – les pertes pouvant être vues comme un soutirage sous forme de chaleur. Quel est ce bon fonctionnement ?

Le système électrique, historiquement, fonctionne grâce à des machines électriques tournantes. Ces machines peuvent être utilisées autant pour injecter de la puissance dans le système, que pour en soutirer. Dans le cas de l'injection, ce qui correspond à la production, c'est le cas des centrales (nucléaires, hydroélectriques, etc.) qui, grâce à des machines synchrones, transforment une puissance mécanique en puissance électrique.

Dans le cas du soutirage, ce sont plutôt des moteurs asynchrones qui sont utilisés dans les usages courants : machine à laver, aspirateur, etc. Bien sûr, les éléments soutirant ou injectant de la puissance sur le système électrique ne sont pas tous des machines tournantes. Cependant, ce sont des machines tournantes, les alternateurs des centrales de production conventionnelles, qui fixent la fréquence du système électrique.

L'évolution de la fréquence dans le système électrique est ainsi directement liée à l'équilibre production-consommation. Si la production est supérieure à la consommation, la fréquence croît. Et inversement, si la consommation est supérieure à la production, la fréquence décroît [42]. Ce phénomène est dû à l'ensemble des machines synchrones connectées au système : la vitesse de rotation de ces machines est proportionnelle à la fréquence du système électrique. Ainsi pour assurer d'un point de vue électrique l'égalité production-consommation, le système électrique puise dans l'énergie cinétique de ces machines la puissance manquante – voir Figure 2.1. Si du stockage d'énergie est présent sur le système électrique, ce dernier pourrait être considéré comme de l'énergie cinétique supplémentaire suivant la manière dont la puissance issue du stockage est injectée ou soutirée du système électrique [21, 45].

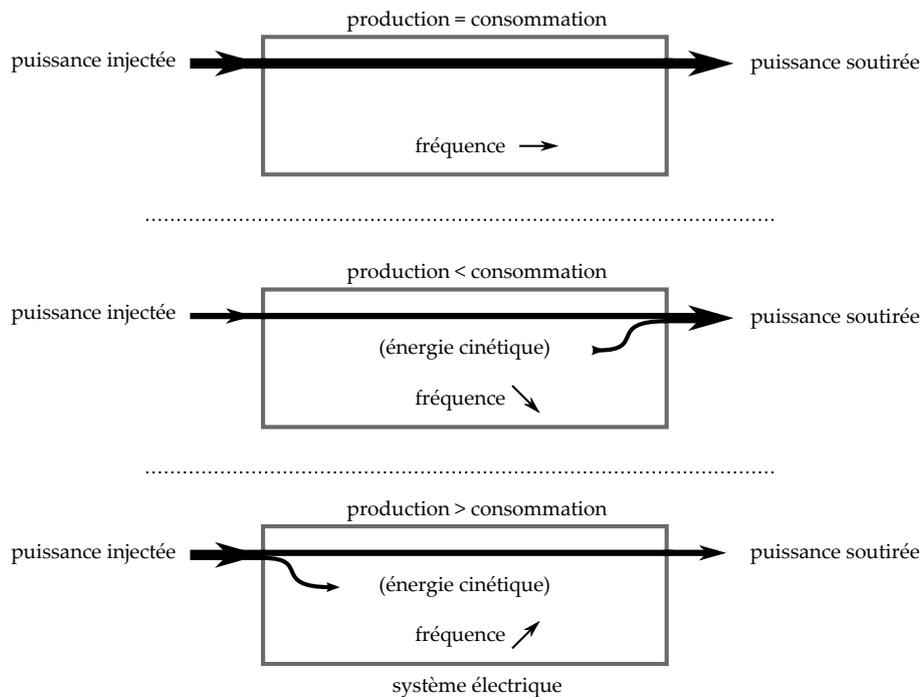


FIGURE 2.1 – Illustration du principe d'apport inertiel des machines synchrones sur le réseau électrique.

Cette évolution de la fréquence est régie par l'équation mécanique du mouvement, la *swing equation* en anglais (2.1), qui résume le fonctionnement décrit précédemment : la dérivée de la fréquence est proportionnelle au déséquilibre production-consommation en puissance.

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \alpha \Delta \bar{p} \quad (2.1)$$

*Variables*

$\Delta\bar{p}$	déséquilibre de puissance [p.u.]
$\bar{f}$	fréquence [p.u.]

Cette équation décrit l'évolution de la vitesse de rotation des machines synchrones connectées au réseau électrique. Cette évolution est directement liée à leurs inerties, et donc l'énergie cinétique « emmagasinable », comprises dans le terme  $\alpha$ . Les frottements sont négligés dans (2.1).

2.1.2 *Ordres de grandeur*

## ▷ FONCTIONNEMENT NORMAL

En temps normal, dans un système électrique de « grande taille », les variations de la charge et de la production sont limitées. En effet, grâce à un effet de *foisonnement*, l'agrégation des charges du système électrique a une variabilité relativement « faible » au niveau de la seconde/minute. Néanmoins, sur des horizons de temps plus longs, des variations apparaissent forcément : peu de consommation la nuit ; et des pics de consommations le matin, le soir et lors d'évènements exceptionnels.

La Figure 2.2 montre la consommation d'une journée en été à la maille nationale du système électrique français. En plus de la consommation, sont ajoutées la prédiction de cette consommation le jour d'avant et la prédiction du jour-même, normalement plus précise [60].

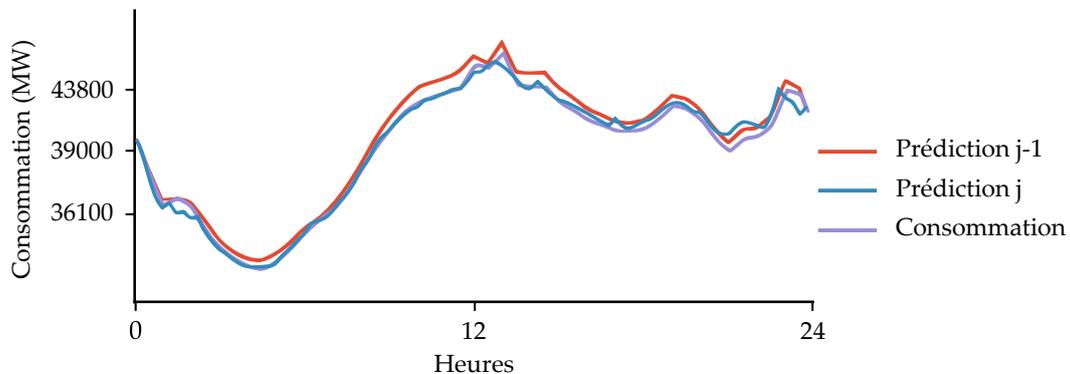


FIGURE 2.2 – Consommation maille France – Journée du 13 août 2019.

Comme indiqué dans le site Eco2mix :

*Les écarts entre consommation prévue et réalisée résultent principalement de l'évolution des conditions météorologiques (température et luminosité). RTE ajuste à tout moment la production aux besoins en électricité des consommateurs. Il s'assure que les programmes de production prévus par les différents fournisseurs d'électricité permettent de satisfaire la consommation totale.*

Ainsi, les gestionnaires de réseau de transport s'assurent que la production pour le lendemain soit suffisante au regard de la prévision de la consommation (prédiction  $j - 1$ ). Lors de la journée qui suit, la prévision est affinée (prédiction  $j$ ), néanmoins les

prévisions ne correspondent pas exactement à la consommation réelle : les gestionnaires de réseau dimensionnent alors les *régulations de puissance* qui permettent de s'assurer de la continuité de l'équilibre offre-production.

## 2.2 RÉGULATIONS DE PUISSANCE

### 2.2.1 Régulation primaire

#### ▷ DÉFINITION

La régulation primaire de fréquence est une régulation réalisée à l'échelle du système électrique européen. Le but de cette régulation est de compenser un évènement intempestif produisant un déséquilibre de puissance : arrêt de fonctionnement non prévu d'une centrale, déconnexion d'une charge importante, etc.

Les générateurs, ayant la possibilité de faire varier leur puissance injectée, participent à cette régulation. Un automatisme est mis en place pour contrôler cette puissance vis-à-vis de la différence de fréquence constatée : le correcteur mis en place par le GRT au niveau des générateurs participant à la régulation primaire est un correcteur proportionnel :

$$\Delta G_1 = K (f_n - f) \quad (2.2)$$

---

#### *Variables*

$\Delta G_1$  puissance supplémentaire fournie par les générateurs participants à la régulation primaire [W]

K gain du correcteur proportionnel [W/Hz]

$f_n$  fréquence nominal du système électrique [Hz]

f fréquence mesurée du système électrique [Hz]

---

Le choix d'un correcteur de type proportionnel ne permet pas de ramener la fréquence à sa valeur nominale, mais à une valeur d'équilibre qui permet de compenser, grâce à (2.2), la variation de puissance/production : le  $\Delta f$  permet de créer la variation  $\Delta G$ . Ceci permet une réponse « rapide » de la génération qui permet de stabiliser le système électrique.

#### ▷ RÉGLEMENTATION

La régulation primaire doit pouvoir être pleinement activée en moins de trente secondes. Les déviations maximales pour lesquelles celle-ci est entièrement activée correspond aux fréquence 49.8 Hz et 50.2 Hz.

La quantité de cette réserve est définie pour être supérieure ou égale à un évènement de référence. Cet évènement de référence pour le système électrique européen est défini tel quel :

*[...] pour la zone synchrone CE, l'incident de référence est de 3 000 MW dans le sens positif et de 3 000 MW dans le sens négatif; [...]*

*– Network Code on System Operation [33], Article 153 – 2) b) i)*

Cet évènement de référence dimensionne la réserve primaire correspond à la plus grande perte possible sur le réseau électrique (centrale nucléaire, liaison entre deux zones distinctes, etc.). Les sens positif et négatif signifient que la production participant à la régulation primaire doit être capable d'augmenter ou de diminuer la consigne de production de manière symétrique pour compenser soit une sur-production soit une sur-consommation.

Du fait qu'elle utilise un correcteur proportionnel, la régulation primaire ne permet pas :

1. ni de ramener la fréquence à sa valeur initiale ;
2. ni de compenser le déséquilibre par des moyens choisis (par exemple "géographiquement proches de l'emplacement de l'évènement ayant amené le déséquilibre", ou encore "appartenant au périmètre du même responsable d'équilibre") : l'ensemble des générateurs du système électrique européen est mis à contribution pour un évènement qui a lieu dans un seul des pays/une seule des zones.

Le second point est très intéressant pour la robustesse du système électrique. Cela signifie que la mutualisation des régulations primaires « nationales » permet d'atteindre facilement, pour la réserve primaire, la valeur de l'incident de référence qui est de 3 GW pour le système électrique européen continental. Néanmoins, il est nécessaire que le déséquilibre local de production-consommation soit compensé par le gestionnaire de réseau correspondant, afin d'une part de restaurer la « réserve primaire », qui est la puissance disponible pour réaliser la régulation primaire ; d'autre part de ramener la fréquence à sa valeur nominale ; et enfin de compenser autant que possible les échanges transfrontaliers plus ou moins aléatoires qui résultent du fonctionnement de la régulation primaire de fréquence et qui ont un coût économique pour les producteurs ayant fourni l'énergie manquante. Cela est réalisé grâce à la *régulation secondaire* et à la *régulation tertiaire*.

### 2.2.2 Régulations secondaire et tertiaire

Ces deux régulations sont directement liées car fonctionnant sur le même principe. Elles interviennent après la régulation primaire et ont pour objectif de compenser localement le déséquilibre afin que chaque zone du système électrique retrouve un équilibre production-consommation et que la réserve primaire soit reconstituée.

## ▷ RÉGLEMENTATION

[...]

*c) tous les GRT d'un bloc RFP déterminent le ratio de FRR automatiques, de FRR manuelles, le temps d'activation complète des FRR automatiques et le temps d'activation complète des FRR manuelles. À cette fin, le temps d'activation complète des FRR automatiques d'un bloc RFP et le temps d'activation complète des FRR manuelles d'un bloc RFP n'est pas plus long que le temps de restauration de la fréquence ;*

*d) les GRT d'un bloc RFP déterminent la taille de l'incident de dimensionnement, qui est le déséquilibre le plus élevé qui peut résulter d'une modification instantanée de la puissance active d'une seule unité de production d'électricité, d'une seule installation de consommation ou d'une seule interconnexion HVDC, ou du déclenchement d'une ligne en courant alternatif au sein du bloc RFP ;[...]*

– Network Code on System Operation [33], Article 157 – 2)

---

*Définitions, Network Code on System Operation [33], Article 3*

« **réserves de restauration de la fréquence** » (**FRR**) : les réserves de puissance active disponibles afin de ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale et, dans le cas d'une zone synchrone composée de plusieurs zones RFP, de ramener la balance des échanges de puissance à la valeur programmée ;

« **zone de réglage fréquence-puissance** » (**zone RFP**) : une partie d'une zone synchrone ou l'ensemble d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres zones RFP, exploitée par un ou plusieurs GRT s'acquittant des obligations de réglage fréquence-puissance ;

---

Les gestionnaires de réseau de transport doivent alors dimensionner la « réserve » associée à ces régulations de manière à compenser positivement ou négativement au moins un incident « local » de dimensionnement.

La régulation secondaire correspond aux FRR automatiques et la régulation tertiaire aux FRR manuelles.

## ▷ LA RÉGULATION SECONDAIRE

Comme la régulation primaire est réalisée à l'ensemble du système électrique européen, cela signifie qu'un déséquilibre apparaissant dans un pays va être compensé par l'ensemble des sous-systèmes électriques nationaux composant le système électrique européen. L'objectif est de rétablir la fréquence nominale, c'est-à-dire d'abord de créer un déséquilibre production-consommation délibéré visant à revenir à la fréquence voulue, puis à rétablir l'équilibre production-consommation de manière à stopper la variation de fréquence.

Cette fois-ci, la régulation secondaire ayant pour but d'effacer le déséquilibre local, c'est non plus un correcteur proportionnel qui est utilisé mais un correcteur intégral du type suivant :

$$\Delta G_{2,t+1} = \Delta G_{2,t} + \beta \Delta P \quad (2.3)$$

---

*Variables* $\Delta G_{2,t}$  puissance supplémentaire fournie par les générateurs participants à la régulation secondaire à l'instant  $t$  dans la zone RFP concernée [W] $\beta$  gain du correcteur intégral $\Delta P$  déséquilibre de puissance de la zone RFP concernée [W]

---

## ▷ RÉGULATION TERTIAIRE

La régulation tertiaire est réalisée manuellement. Ce sont des groupes de productions qui sont « mobilisables » en quelques dizaines de minutes, et que le gestionnaire de réseau peut donc mettre en fonctionnement (ou bien arrêter, dans le cas d'une sur-production) très rapidement.

## 2.3 PRÉVISION DE LA DEMANDE ET CHOIX DE L'OFFRE

Historiquement, les systèmes électriques ont longtemps été opérés par des entreprises d'état afin d'assurer le service public de l'accès à l'électricité. Ce faisant, l'utilisation d'un seul gestionnaire intégrant toutes les couches : production, transport et distribution, permettait du point de vue technique faire fonctionner le système électrique avec une plus grande simplicité : de la production à la distribution en passant par le transport. En effet, avoir un seul opérateur qui décide quelles centrales peuvent être utilisées permet de réaliser une optimisation unique pour :

- s'assurer que la production correspond à la consommation ;
- s'assurer que les lignes de transports ne sont pas surchargées ;
- s'assurer que les réserves pour les régulations (notamment de fréquence) sont suffisantes.

Cette optimisation, aussi appelée *Unit Commitment* [46, 49], était réalisée à  $j - 1$  afin de décider quelles centrales fourniront de l'énergie le jour  $j$ , suivant les prévisions de consommation. La discrétisation utilisée peut être l'heure ou la demi-heure afin de prendre en compte les temps de mise en route et d'arrêt des différents générateurs.

Une fois que ce programme est défini pour le jour suivant, une autre optimisation est nécessaire afin d'ajuster en temps réel les consignes des générateurs, afin d'assurer l'équilibre offre demande et les contraintes réseaux ; c'est l'*economic dispatch*.

Dans ce modèle historique, le fait d'avoir un acteur « omniscient » qui devait résoudre ce problème sous la forme d'une optimisation unique simplifiait la gestion du système électrique.

## ▷ OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ À LA CONCURRENCE

L'ouverture du marché de l'énergie – la dérégulation – a débuté en France dans les années 2000 par l'ouverture à la concurrence pour les entreprises très consommatrices d'énergie (plus de 100 GWh [37]) et a terminé en 2007 par l'ouverture à la concurrence pour les clients particuliers [38].

Avec la création du marché de l'électricité, ce n'est plus un opérateur central qui peut contrôler à souhait la production, mais une multitude d'opérateurs qui souhaitent vendre leur production, à un certain prix. Le gestionnaire principal, qui s'assure de la stabilité du système, est le gestionnaire du réseau de transport.

Ainsi, le *unit commitment* est remplacé par plusieurs « modules », pour l'énergie, le transport, les réserves et le temps réel; et à chacun de ces modules participent de multiples opérateurs économiques, qui doivent chacun optimiser séparément le fonctionnement de leur parc de production. L'ensemble de ces modules et de ces acteurs doit être coordonné afin de réaliser, autant que possible, l'optimisation globale précédente.

Dans l'ensemble des cas, ce sont soit des enchères qui sont réalisées afin d'atteindre les niveaux demandés, soit des contrats bilatéraux entre clients (producteur/consommateur pour l'énergie/le transport, GRT/fournisseur pour les réserves).

Le système électrique est considéré, d'un point de vue économique, comme une boîte noire dans laquelle les producteurs injectent de l'énergie, et les consommateurs en soutirent [80].

Le client, qui peut refléter plusieurs consommateurs résidentiels, des industriels, etc. se fournit sur le marché de l'électricité, où les producteurs sont prêts à vendre une capacité de production à un certain prix sur un créneau horaire. Suivant le type de production, le coût marginal pour le producteur varie. La Figure 2.3 montre l'ordre croissant des coûts marginaux pour les différents types de production.

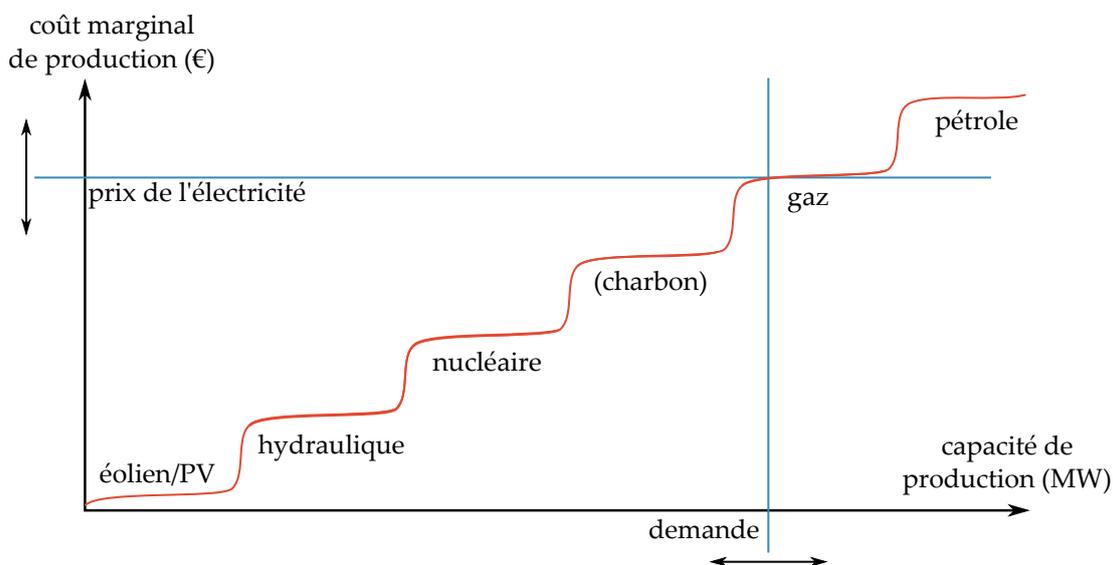


FIGURE 2.3 – Exemple de classement des moyens de production par prix marginal.

Les énergies renouvelables du type solaire ou éolien n'ont pas de coût marginal. Cela signifie que lorsqu'elles sont aptes à produire de l'énergie, il y a tout intérêt à l'injecter dans le système électrique.

#### ▷ QUEL IMPACT POUR LE DÉLESTAGE ?

La multiplication des acteurs complexifie le fonctionnement du système électrique – toutefois cette complexité peut-être prise en compte par des méthodes numériques plus avancées. De plus, la politique incitative européenne vis-à-vis des énergies renouvelables à coût marginal nul, fait qu'elles se retrouvent en quantité non négligeable (pouvant mener à un coût marginal négatif dans certains cas et certaines configurations de marchés [15]). Ainsi, le prix de l'électricité s'en retrouve impacté [14]. Comme ces énergies renouvelables ne participent pas jusqu'à présent à la stabilité du réseau – aussi

bien d'un point de vue technique que d'un point de vue économique – il y a alors un risque de sous-investissement chronique dans les moyens de réglage et dans les moyens de pointe [75, 68], et un risque accru d'apparition d'un « évènement système » qui pourrait faire appel au plan de défense du système électrique.

## 2.4 PLAN DE DÉFENSE

Les opérateurs du système électrique doivent assurer le bon fonctionnement du système, aussi bien en « fonctionnement normal » que lorsqu'un évènement exceptionnel se produit. Ainsi, grâce aux différents modules remplaçant le *unit commitment*, différentes contraintes sont prises en compte pour assurer ce bon fonctionnement. Ces contraintes sont associées à la robustesse du système électrique. Par exemple, le système doit pouvoir contenir la perte de la plus grande unité de production/consommation, c'est le critère  $N - 1$ . Au delà de ce critère, ce sont des combinaisons de perte de générateurs qui sont étudiées [11, 69].

Le système électrique peut être dans les différents états suivants [33] :

- un état normal, lorsque les différentes régulations fonctionnent dans leurs bornes standards ;
- un état d'alerte, lorsque le critère  $N - 1$  vient d'être atteint ;
- un état d'urgence, lorsque le critère  $N - 1$  a été dépassé et que le plan de défense est activé ;
- un état de panne généralisée, lorsque plus de la moitié de la consommation ne peut plus être assurée ;
- un état de reconstitution lorsque les mesures pour ré-alimenter les consommateurs ont été mises en place, suite à un état de panne généralisée.

Ainsi, le *plan de défense* est activé dans le cas où un évènement amènerait le système électrique en dehors de ces bornes normales de fonctionnement. Ce plan de défense a pour objectif de contrecarrer la possible évolution du système électrique vers un état de panne généralisée – aussi appelé *black-out*.

Dans le cadre de cette thèse, la partie du plan de défense étudiée est celle portant sur le *délestage fréquence-métrique*. Ce délestage fréquence-métrique est activé lorsque la régulation de puissance n'est pas suffisante pour retrouver un équilibre production-consommation, et ceci en raison d'un manque de production (ou de façon équivalente, en raison d'un excès de consommation). La [Figure 2.4](#) représente les évolutions du système électrique par rapport à cette sur-consommation.

Le délestage est réalisé lorsque les régulations de fréquence, basées sur le contrôle d'une partie de la production, ne sont plus suffisantes pour rétablir l'équilibre production-consommation. Ces régulations sont efficaces pour de faibles déséquilibres qui amènent à des faibles variations de la fréquence autour de sa valeur nominale (de l'ordre de 0.4 %). Ainsi, lorsque la fréquence atteint des valeurs plus éloignées de sa valeur nominale (de l'ordre de 2 % et plus), cela signifie que les régulations n'ont pas réussi à contrebalancer la surconsommation. Dans ce cas, une partie de la consommation doit être déconnectée. Cela est actuellement réalisé par des relais fréquence-métriques, dispersés sur l'ensemble du système électrique, qui déconnectent des charges lorsque différents seuils de fréquence sont atteints. C'est le *délestage fréquence-métrique*.

Afin de ne pas créer un déséquilibre dans « l'autre sens », c'est-à-dire un surplus de production, plusieurs seuils de fréquence sont utilisés afin de délester à chaque fois

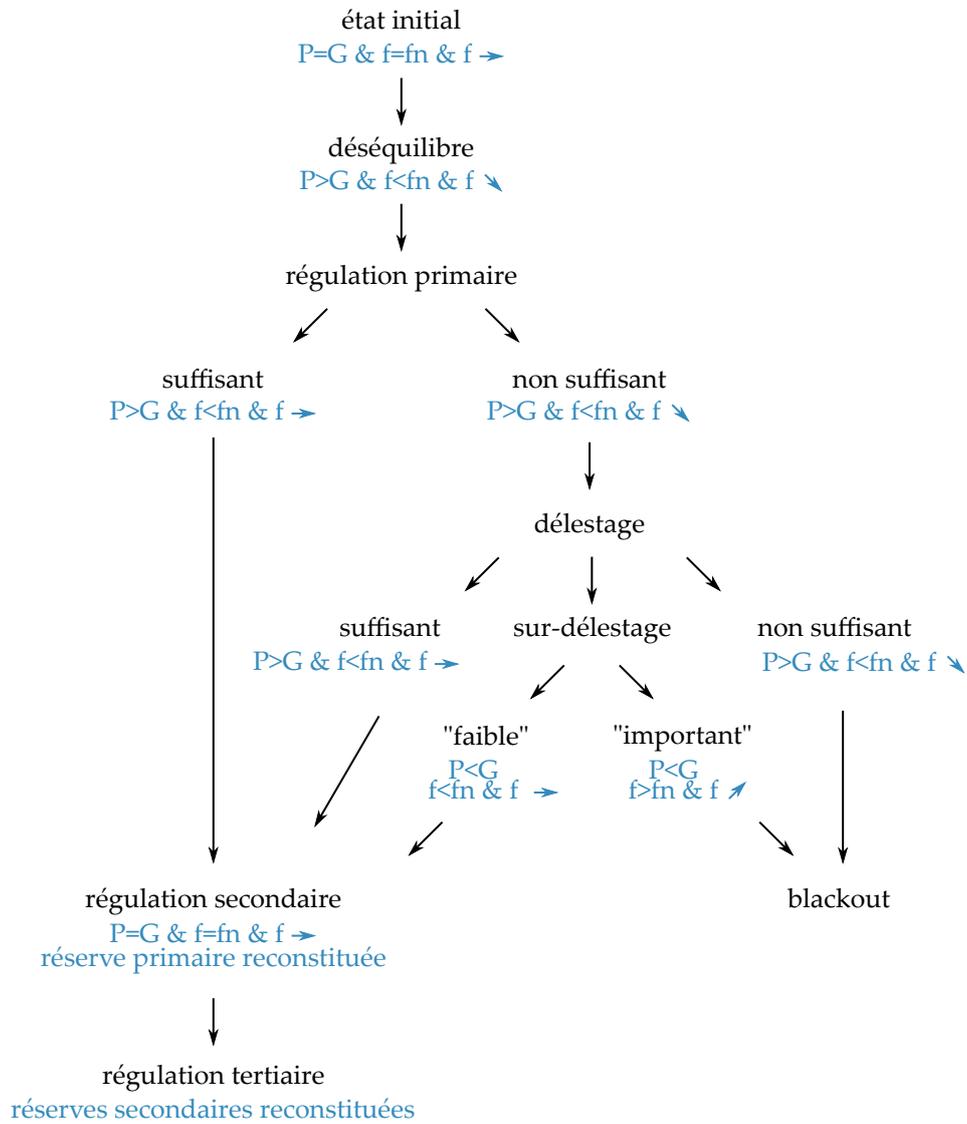


FIGURE 2.4 – Schéma simplifié des états possibles du système électrique vis-à-vis d'un déséquilibre production-consommation.

une partie de la charge. Une fréquence-seuil associée à la partie de la charge délestée, forme un échelon du plan de délestage fréquence-métrique.

### 2.4.1 Plan de délestage fréquence-métrique

Un plan de délestage fréquence-métrique est défini pour chaque système électrique. Dans le cas du système électrique européen, ce sont les gestionnaires du réseau de transport qui doivent assurer sa conception. Son implémentation est réalisée, dans la plupart des cas, par les gestionnaires du réseau de distribution. Cette dualité vient notamment du fait que :

- le gestionnaire du réseau de transport est le responsable de la stabilité du système électrique ;
- pour déconnecter la consommation la plus pertinente – c’est-à-dire en limitant l’impact sur les infrastructures importantes type aéroports, transport ferroviaire, etc – il est préférable de déconnecter les consommateurs du réseau de distribution.

Le principe et la conception d’un plan de délestage sont discutés dans le [chapitre 3](#).

## 2.5 DÉLESTAGES RÉALISÉS EN EUROPE

Lorsqu’un délestage est réalisé, cela peut être considéré comme un *black-out partiel* : une partie non négligeable des consommateurs est déconnectée du système électrique sans en être notifiés par avance et sans leur consentement. Si le délestage réalisé ne parvient pas à contrebalancer la chute de fréquence, le système électrique ne peut contenir la déviation de fréquence importante, ce qui amène alors à un *black-out complet*.

Depuis le début des années 2000, trois principaux évènements ont conduit au déclenchement du plan de délestage fréquence-métrique du système électrique européen :

- Concernant principalement l’Italie en 2003 [77];
- Concernant toute l’Europe en 2006 [78];
- Concernant principalement la Turquie en 2015 [28].

Un résumé de ces évènements est présenté afin de comprendre les ordres de grandeur mis en jeu lors de ces évènements. Chaque zone du système électrique, gérée par le gestionnaire du réseau de transport correspondant, a son propre plan de délestage réalisé avec ses propres relais fréquence-métriques. Ainsi :

- lorsque du délestage est réalisé au niveau européen, sur plusieurs zones, celui-ci ne peut être entièrement similaire géographiquement si les gestionnaires ont implémenté des plans de délestages différents ;
- les distances sont telles dans le système électrique européen, que la fréquence qui est communément considérée la même en tout point du système électrique peut avoir un gradient spatial non négligeable, encore plus lors d'« événements systèmes » ;
- le matériel utilisé (relais, disjoncteurs) n'est pas le même dans chaque zone. Or, les phénomènes mis en jeu lors de l'activation du délestage fréquence-métrique étant subtils, différents relais de protections peuvent présenter des différences notables de comportement même s'ils sont à première vue paramétrés de la même manière (par exemple, paramétrés pour déclencher à la même fréquence-seuil).

Ainsi, il n'est en aucun cas possible d'harmoniser entièrement le plan de délestage au niveau européen.

Le premier cas présenté dans cette section est celui de l'Italie en 2003. Dans ce cas, la zone concernée est gérée par un seul gestionnaire de réseau de transport.

### 2.5.1 *Italie, 2003*

#### ▷ RÉSUMÉ DES ÉVÈNEMENTS

Le premier cas de délestage important au niveau du système électrique européen, depuis le début des années 2000, a été l'Italie en 2003. Le pays a connu un black-out total, faute de n'avoir pas pu arrêter la chute de fréquence, malgré l'activation du plan de délestage.

Le 28 septembre 2003, vers 3h, une ligne du réseau de transport en Suisse est ouverte à cause d'un arbre qui a pris feu. Le GRT local a tenté à plusieurs reprises de reconnecter la ligne, sans succès. Le flux de puissance s'est alors reporté sur les autres lignes de transmissions aux alentours, qui exportaient notamment de la puissance vers l'Italie, ce qui a provoqué leur surcharge. Le temps autorisé de la surcharge étant de 15 minutes, les différents GRTs ont pu s'entendre pour réduire la charge, ce qui a été fait du côté italien, avec une réduction de 300 MW de ses imports, pourtant cela n'a pas été suffisant. L'inter-connection est restée surchargée et une seconde ligne a déclenché. Ainsi, avec deux lignes de transport non disponibles, les protections des autres lignes exportant de l'électricité vers l'Italie ont déclenché rapidement (cascade).

A partir de ce moment, le système électrique italien s'est trouvé en fort déséquilibre production-consommation, dans le sens d'une production insuffisante. Ceci a entraîné d'une part la chute de la fréquence du système électrique italien, mais aussi une sous-tension importante notamment au nord de l'Italie, où les lignes ont été déconnectées.

L'activation du plan de délestage à partir de 49 Hz a permis de contenir en partie la chute de fréquence. Néanmoins, la sous-tension du système électrique et les valeurs basses de fréquence ont entraîné la perte de plusieurs générateurs. C'est ainsi, qu'en moins de trois minutes, la fréquence du système électrique a atteint la valeur critique de 47.5 Hz à laquelle les protections de découplage de l'ensemble des groupes de production ont déclenché, passant le système électrique italien en situation de black-out total.

▷ PLAN DE DÉLESTAGE ITALIEN

Le plan de délestage italien se compose ainsi :

- 49.7 Hz : délestage de clients industriels (~1 GW)
- 49.7 à 49.1 Hz : déconnexion des systèmes de pompes ( $\leq 6$  MW);
- 48.8 à 47.7 Hz : un échelon tout les 0.1 Hz, délestant de 3 à 5 % de la charge, pour un total compris entre 50 et 60 % de la demande nationale, soit entre 10 et 11 GW lors de l'évènement.

Ce plan de délestage a pour particularité d'être composé d'un nombre important d'échelons dont chacun déleste un faible pourcentage de la charge totale.

▷ CHIFFRES DE L'ÉVÈNEMENT

- Le déséquilibre initial, après les déclenchements en cascade des lignes de transports était de 6.6 GW.
- La perte de production supplémentaire, lors de la chute de fréquence jusqu'à 47.5 Hz a été de 7.5 GW.
- Le délestage fréquence-métrique a permis de déconnecter 6.7 GW de charge en déclenchant 85 % des 1300 relais fréquence-métriques.
- Les autres déconnexions et régulations (arrêt du pompage, déconnexion des industriels, dépendance fréquentielle des charges, etc) ont permis de déconnecter 5.6 GW.

Le délestage fréquence-métrique (6.7 GW) aurait du permettre de compenser le déséquilibre production-consommation initial (6.6 GW). Néanmoins, les pertes de productions successives, dues au fonctionnement dégradé du système électrique (fréquence inférieure à la fréquence nominale, plan de tension dégradé) ont eu un impact majeur : cela a déconnecté 7.5 GW de production supplémentaire. Malgré les autres actions du plan de défense du système électrique, qui ont permis de déconnecter plus de 5 GW de charges supplémentaires, l'équilibre production-consommation, qui était encore négatif de quasiment 2 GW, n'a pas pu être rétabli et a donc amené au black-out total du système électrique italien.

▷ ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE

La Figure 2.5 montre l'évolution de la fréquence lors de cet évènement.

1. Instant  $t$  : perte des deux lignes de transports.
2.  $t+12s$  : perte de l'ensemble des autres lignes liant le système électrique italien au système européen, les 6.63 GW importés par l'Italie apparaissent alors comme un déséquilibre.
3.  $t+12s$  : perte de génération à cause de la chute de fréquence et du plan de tension "bas".
4. ... enchaînement de délestage de charges et de pertes de productions
5.  $t+2m47s$  : black-out total (fréquence critique de 47.5 Hz atteinte).

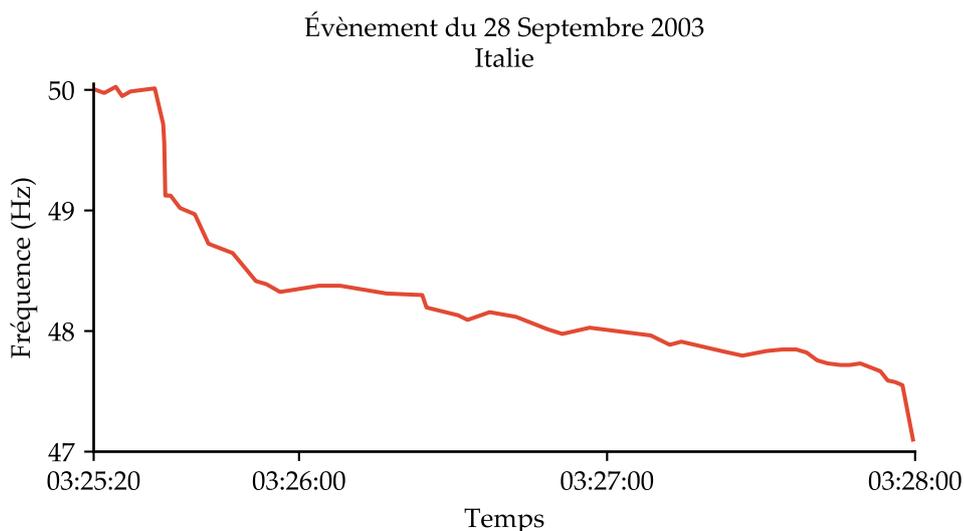


FIGURE 2.5 – Évolution de la fréquence du système électrique italien lors de l'évènement du 28 septembre 2003.

Dans ce cas-ci, comme dans la plupart des cas qui amènent à réaliser du délestage fréquence-métrique, le *critère N – 1* n'a pas été respecté initialement, ce qui a conduit le système électrique dans une situation de fonctionnement dégradé. Ce fonctionnement dégradé n'a pas permis au délestage fréquence-métrique de fonctionner correctement.

Une des possibilités, aurait été d'implémenter un plan de délestage composé d'un nombre limité d'échelons et donc présentant une charge délestée plus importante. Ainsi, les pertes successives de productions – de plus de 4 GW – entre 49 et 47.5 Hz n'auraient pas eu lieu si le délestage initial à 49 Hz avait suffi à compenser le déséquilibre et amené à une fréquence stable, supérieure à 49 Hz.

#### ▷ DU POINT DE VUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN

L'Italie ayant été « ilôtée » du système électrique européen, l'export du système européen vers celle-ci devient aussitôt en déséquilibre (production plus importante que la consommation). Une légère sur-fréquence a été atteinte, 50.24 Hz, qui a été limitée grâce à la régulation primaire et la dépendance fréquentielle des charges. Ces dernières ont permis de compenser les 6.33 GW de déséquilibre initiaux.

Des actions manuelles ont été réalisées dans plusieurs pays : Belgique, Pologne, République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Suisse, Allemagne, Espagne, France et Portugal. Elles ont permis de restaurer la fréquence du système électrique européen à la fréquence nominale en un peu plus d'une heure.

*[...] Le plan est "physiquement câblé" et réglé vis-à-vis des périodes où la charge est maximale ; il est alors impossible d'adapter, heure par heure, la charge délestée afin de garantir le même pourcentage qui serait délesté à tout instant [...]*

– UCTE, "FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy" [77].

▷ QUE RETENIR ?

- Le plan de délestage doit être dimensionné afin de prendre en compte le risque de déconnexion de générateurs dont la fréquence de déclenchement est fixée au dessus de 47.5 Hz.
- Dans ce cas-ci, des échelons délestant plus de charge au début de la chute de fréquence auraient pu permettre d'enrayer la chute de fréquence initiale et donc limiter la perte de production supplémentaire.
- Le point mentionné dans le rapport de l'UCTE sur le black-out en Italie est important et fera l'objet de développements dans la suite de ce manuscrit : comment concilier le fait que le plan de délestage est essentiellement fixé une fois pour toutes (ou plus précisément, remis à jour à intervalles éloignés, par exemple une fois par an) avec le fait que la situation du réseau électrique évolue minute par minute et qu'il serait donc idéalement souhaitable de disposer d'un plan de délestage évoluant lui aussi minute par minute pour s'adapter à la situation du réseau ?

Le second évènement étudié est celui qui est arrivé le 4 novembre 2006 et a concerné plusieurs zones du système électrique européen.

### 2.5.2 Europe, 2006

▷ RÉSUMÉ DES ÉVÈNEMENTS

Le 4 novembre 2006, le flux de puissance du système électrique européen est dans le sens Est-Ouest, notamment à cause des échanges internationaux prévus et de la production éolienne allemande importante.

Les caractéristiques d'une même ligne de transport étaient renseignées différemment sans les systèmes informatiques de deux GRTs d'Allemagne. Cela a causé le non respect du critère  $N - 1$  lorsque l'un des deux GRT a décidé d'ouvrir la ligne afin de protéger le matériel (surcharge). A l'ouverture de la ligne, le flux de puissance a été transféré à d'autres lignes. Ces autres lignes, qui exportaient de l'électricité vers l'Europe de l'Ouest, se sont trouvées surchargées ce qui a amené à une cascade de déclenchement de ces lignes de transport. Le système électrique européen a été finalement scindé en trois parties. Deux de ces parties étaient en sous-fréquence et la dernière était en sur-fréquence. Le premier échelon de délestage fréquence-métrique de la partie Ouest de l'Europe a été déclenché afin d'arrêter la chute de fréquence.

▷ PLAN DE DÉLESTAGE

Dans ce cas-ci, il n'y a pas « un » plan de délestage, mais l'agrégation de plusieurs plans de délestage des différents pays concernés. Ce foisonnement est a priori positif dans le cadre du délestage fréquence-métrique car il permet une réponse plus progressive, plus « linéaire », pour une plage entière de déséquilibre possible. Ceci est due à deux effets :

- La fréquence n'est pas exactement la même sur un système électrique géographiquement important, comprenant plusieurs pays. Dans le cas du 4 novembre 2006, la fréquence est restée légèrement au dessus de 49 Hz pour les Pays-Bas mais était légèrement en dessous de 49 Hz pour le Portugal [34]. Bien que cela ne soit pas « équitable » pour les pays et les clients, cela permet d'avoir une réponse plus pertinente vis-à-vis du déséquilibre en limitant les risques de sur-délestage.
- Chaque zone a son propre plan de délestage qui peut être composé de quelques échelons à une dizaine d'échelons, délestant chacun des taux de charge différents à des fréquences différentes.

#### ▷ CHIFFRES DE L'ÉVÈNEMENT

Lors de la chute de fréquence, ce sont, en plus, 60 % de la production éolienne et 30 % de la co-génération qui ont déclenchés. Ces déclenchements "intempestifs" sont dus, comme lors de l'évènement de l'Italie, à des protections dont les paramètres sont choisis de manière à déclencher sur des variations de fréquence, de dérivée de fréquence ou de changement de plan de tension. En termes de puissance, ce sont quasiment 11 GW de production (dont 4.9 GW d'éolien) qui ont déclenché après l'évènement initial, ce qui a conduit à une perte totale de la production de 16.8 GW (pour 16.7 GW de consommation délestée). Le [Tableau 2.1](#) récapitule la charge qui a été délestée lors de cet évènement pour chaque pays concerné.

TABLEAU 2.1 – Délestage réalisé - Europe de l'Ouest - 4 Novembre 2006.

Pays	Por- tugal	Au- triche	Hon- grie	France	Alle- magne	Es- pagne	Italie	Bel- gique	Slo- vénie	Pays- Bas	Suisse
Charge délestée											
(%)	19	18	14	12	13	10	8	8	8	3	0.1
(GW)	1.1	0.13	0.2	6.5	2.6	2.1	2.2	0.8	0.1	0.3	0.007

#### ▷ ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE

1. Instant t (22h10m28s) : cascade de surcharges faisant perdre plusieurs lignes de transport. Séparation de la partie Ouest de l'Europe et de la partie Est. Début de la chute de fréquence.
2. t+11s : arrêt de la chute de fréquence grâce au délestage fréquence-métrique.
3. t+14s : accroissement de la fréquence grâce à la régulation primaire.
4. ... perte de quelques groupes de production importants (la fréquence baisse légèrement)
5. t+2m2s : stabilisation du système électrique à une fréquence légèrement supérieure à 49 Hz.

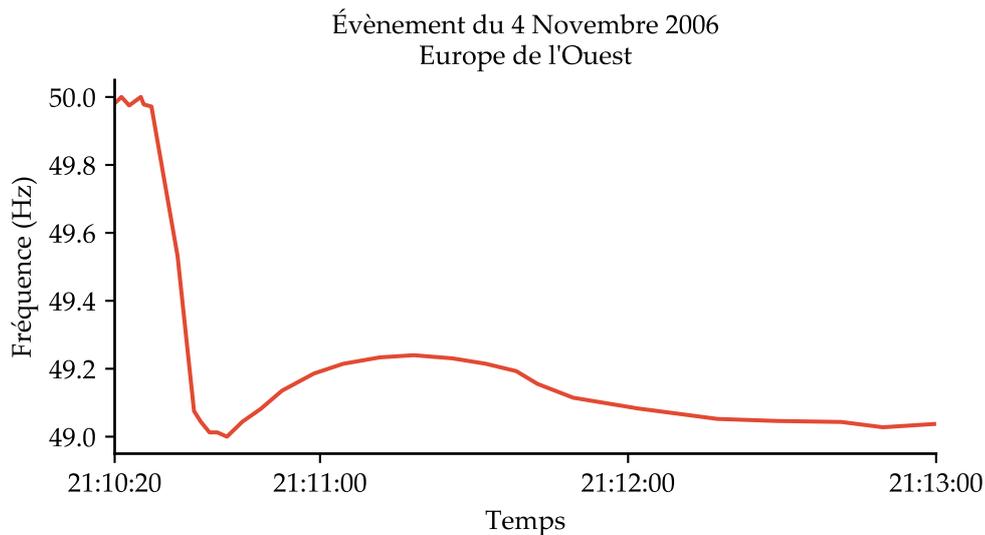


FIGURE 2.6 – Évolution de la fréquence lors de l'évènement du 4 novembre 2006 – partie Ouest de l'Europe.

▷ QUE RETENIR ?

L'évènement du 4 novembre 2006 est unique : il a montré l'efficacité du plan de défense du système électrique à une échelle internationale. Le « foisonnement » des différents plans de délestage a permis d'enrayer la chute de fréquence, et ce dès le premier échelon et malgré une perte de production supplémentaire, notamment éolienne (phénomène révélé par l'évènement de 2006 et qui a ensuite conduit à une évolution des règles de raccordement des installations de production d'énergies renouvelables afin d'éviter qu'il ne se reproduise). Le plan de délestage a eu l'effet escompté : la chute de fréquence a été arrêtée et la fréquence s'est stabilisée. Même si la fréquence n'a pas été stabilisée autour de sa valeur initiale (50 Hz), le plan de délestage a permis d'empêcher un *black-out* et les marges de manoeuvres des gestionnaires de réseau ont permis de ramener la fréquence à 50 Hz en moins de 15 minutes après le délestage.

Cet évènement est le point de départ de la conception du *Network Code* qui a trait au délestage. Comme montré dans le [Tableau 2.1](#), les pays se sont répartis inégalement la charge délestée. Une harmonisation permettrait alors de s'assurer une meilleure répartition du poids du délestage. Néanmoins, comme indiqué précédemment, un gradient spatial de fréquence sera a priori toujours présent à l'échelle du système européen et cela entraînera forcément une disparité dans la charge délestée par pays.

Le dernier cas présenté est celui de la Turquie en 2015.

### 2.5.3 Turquie, 2015

Le 31 mars 2015, une partie du système électrique turc a été en situation de blackout. Le système électrique turc fait parti du système électrique européen, pour autant, comme pour le cas de l'Italie en 2003, les évènements n'ont pas eu d'impacts majeurs sur les pays environnants.

A ce moment là, beaucoup de centrales étaient en arrêt pour maintenance annuelle. Cet arrêt a pour but d'assurer le bon fonctionnement des centrales pour la charge maximale qui est appelée en été en Turquie. De plus, les centrales hydroélectriques situées à l'est du pays étaient en état de production maximale pour alimenter l'ouest du

Pays, dont une majeure partie des centrales étaient en maintenance. De plus, plusieurs lignes de transport est/ouest étaient aussi en maintenance.

Une des lignes de transport, chargée de plus d'1 GW, a déclenché à cause d'une surcharge. Ce déclenchement a créé une cascade de surcharges, sur les lignes de transport est/ouest. Ajouté à cela, les quelques lignes de transport reliant la Turquie aux autres pays ont elles aussi immédiatement déclenché. Le système électrique turc s'est alors retrouvé complètement isolé et scindé en deux parties : Est et Ouest. La partie Est étant en surproduction et la partie Ouest en surconsommation.

#### ▷ PLAN DE DÉLESTAGE

Le plan de délestage turc est composé de quatre échelons aux fréquences seuils suivantes : 49 Hz, 48.8 Hz, 48.6 Hz, 48.4 Hz. La consommation totale délestée, si l'ensemble des échelons déclenche, devrait alors être de 35.5 %.

#### ▷ CHIFFRES DE L'ÉVÈNEMENT

La partie Ouest de la Turquie avait une charge d'environ 21.9 GW avant l'évènement système. Après déconnexion des différentes lignes de transport entre la partie Est et Ouest et la perte des quelques lignes trans-frontalières, la partie Ouest était en déficit de production d'environ 4.75 GW, soit un déséquilibre de plus de 20 %.

Malgré l'activation du plan de délestage fréquence-métrique, qui a délesté un total de 4.8 GW, la chute de fréquence n'a pas pu être contenue, car plusieurs unités de production se sont déconnectées sur des critères de surtension, sous-fréquence, etc. Ces pertes de production ont entraîné un déséquilibre plus important et ont rendu inefficace le plan de délestage fréquence-métrique.

En effet, le plan de délestage fréquence-métrique avait théoriquement tout juste de charge à déconnecter (4.8 GW) pour contrebalancer le déséquilibre initial (4.7 GW). Néanmoins, les pertes de production supplémentaires ont aggravé le déséquilibre, ont rendu insuffisant le volume délestable de 4.8 GW, et ont donc empêché le délestage fréquence-métrique d'enrayer la chute de fréquence.

La partie Est, quant à elle, a alors connu, lors du déclenchement des lignes de transport, une sur-production. La charge de la partie Est était de 11 GW, le surplus de 4.7 GW a alors entraîné une différence de plus de 40 % ! La fréquence a alors crû jusqu'à atteindre des protections de sur-fréquence implémentées dans les unités de production. Ainsi, passé 52 Hz, plusieurs unités de production se sont automatiquement déconnectées, ce qui a entraîné un déséquilibre inverse, conduisant également à un black-out.

#### ▷ ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE

La [Figure 2.7](#) montre l'évolution de la fréquence des parties Ouest et Est de la Turquie lors de l'évènement ayant amené au black-out.

La scission du système électrique a lieu aux alentours de 09h36m10s, où la partie Est « part » en sur-fréquence et la partie Ouest en sous-fréquence. La fréquence de la partie Ouest chute jusqu'à atteindre la valeur limite de 47.5 Hz (en une dizaine de secondes) où le système électrique ne peut plus être stabilisé.

La partie Est connaît d'abord un maximum de fréquence aux alentours de 52 Hz qui amène à une déconnexion d'une partie important de la production. La fréquence se met alors à chuter de manière brusque et atteint elle aussi la valeur critique de 47.5 Hz. C'est alors l'entièreté du système électrique turc qui connaît un black-out.

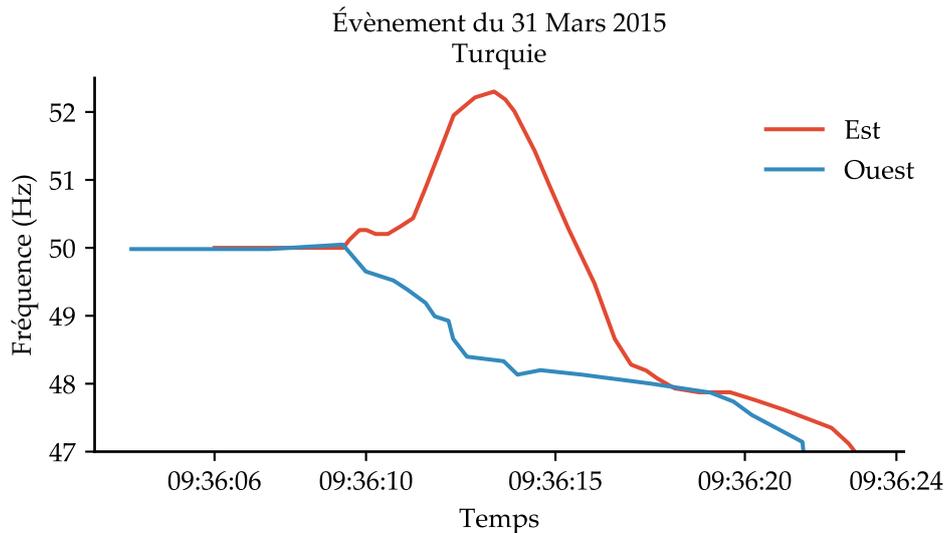


FIGURE 2.7 – Évolution de la fréquence du système électrique turc lors de l'évènement du 31 mars 2015.

▷ QUE RETENIR ?

Cet évènement montre, comme pour le cas de l'Italie, que le plan de délestage n'a pas suffi à enrayer la chute de fréquence et que cette chute, qui était amplifiée par la perte supplémentaire d'unités de production. De plus, dans le cas de la partie Est, la déconnexion des centrales de production en cas de sur-fréquence a renversé totalement le déséquilibre en faisant chuter la fréquence de manière importante jusqu'au black-out. Finalement, le rapport fait aussi état d'une déconnexion de charge, dans le cas du plan de délestage fréquence-métrique, légèrement différente de ce qui était prévu :

*[...] Les différences de pourcentages du délestage sont dues à une différence entre la charge de référence et la charge du système à cet instant [...]*  
 – ENTSO-E, "Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015" [28].

#### 2.5.4 Bilan

Il est possible de retenir trois principaux éléments de ces évènements :

1. Lors d'un évènement amenant à réaliser du délestage, le système électrique n'est pas dans ses conditions de fonctionnement « normales », c'est-à-dire avec une fréquence proche de la fréquence nominale, et avec des plans de tension « stables ». Ainsi, les unités de production, de par leurs protections, sont susceptibles de considérer soit que le système électrique dans lequel elles injectent de la puissance n'est pas stable, soit que ce système électrique risque d'abîmer le matériel de production. Dans ces deux cas, ces unités de production vont se déconnecter automatiquement du système électrique, ce qui amplifie le déséquilibre initial.
2. Le pourcentage de charge délestée ne correspond pas exactement au pourcentage théorique du plan de délestage implémenté. Ce problème est au cœur des développements proposés dans cette thèse, notamment dans le [chapitre 4](#).
3. Le cas de l'évènement en Turquie montre des protections qui ont fonctionné pour arrêter la sur-fréquence de la partie Est. Malgré cela, le déclenchement de ces

protections a conduit à une sous-fréquence qui a amené à un black-out. Ainsi, dans le cas d'un sur-délestage, cette possibilité n'est pas à écarter.

Le second point et les solutions à lui apporter sont présentées dans le chapitre 4. Les premier et dernier points sont discutés ci-dessous.

## 2.6 RELAIS DE PROTECTION

Une part non négligeable de la production peut-être aussi déconnectée lors d'un évènement système qui amène le système électrique dans un état transitoire. Cette déconnexion est réalisée automatiquement par des relais de protection.

### 2.6.1 Types de production

Deux types principaux de productions peuvent être différenciées :

- la production assurée grâce à des machines synchrones ;
- la production injectée sur le système électrique via une « interface électronique ».

Le premier cas correspond à celui initialement introduit, voir Figure 2.1. C'est-à-dire que la vitesse de rotation de ces machines est directement proportionnelle à la fréquence du réseau. Elles participent activement à la stabilité du système électrique de par l'énergie cinétique qu'elles stockent.

Dans le deuxième cas, c'est à travers cette *interface électronique* que la production injecte de la puissance sur le réseau.

### 2.6.2 Relais de protection

Deux types de protections peuvent amener à déconnecter des unités de productions lors d'un évènement faisant appel au délestage fréquence-métrique :

- la protection du matériel, qui a pour but de déconnecter la production lorsque le système électrique présente des caractéristiques susceptibles d'endommager le matériel de production ;
- la protection anti-îlotage, dont l'objectif est de déconnecter la production si le système électrique n'est pas dans une configuration de fonctionnement « normale ».

Bien que ces deux types de protection soient liées (dépendantes des conditions du système électrique), elles n'ont pas forcément le même impact et les mêmes caractéristiques. La première va dépendre du fabricant du matériel connecté au système électrique alors que la deuxième va dépendre de contraintes imposées par des codes réseaux. Dans l'ensemble des cas de délestage présentés, ces deux protections ont pu être déclenchées lors de la chute de fréquence, ce qui a amené à un déséquilibre plus important.

#### ▷ PROTECTION ANTI-ÎLOTAGE

Dans le cas de la protection anti-îlotage, le cas « type » est celui où un départ alimentant une partie d'une ville ou plusieurs villages est déconnecté intentionnellement pour des raisons techniques (notamment de maintenance). Ainsi, il est essentiel que la production en aval de ce départ n'injecte plus de puissance afin que les techniciens puissent intervenir en toute sécurité sur la partie déconnectée du système.

▷ TECHNOLOGIE

Pour les productions basées sur des machines synchrones :

- dans le cas de défauts sur le système électrique (chute de fréquence, variations brusques de tension, etc.), il est nécessaire de pouvoir les déconnecter pour s'assurer de la protection du matériel;
- il est aussi nécessaire de s'assurer que le système électrique dans lequel la puissance est injectée est dans des conditions « normales ».

Pour les productions avec une interface électronique :

- cette interface électronique doit s'assurer que le réseau sur lequel la production est injectée correspond à un système électrique « normal »;
- la « protection du matériel » est d'importance moindre dans ce cas, ce dernier étant d'une certaine manière « isolé » du système électrique par cette interface.

Ainsi, une partie de la production peut-être déconnectée à cause/grâce aux protections anti-îlotage [83, 5]. Plus précisément (en prenant par exemple le cas de la production décentralisée au Portugal) :

*La production décentralisée requiert d'installer des systèmes de protection afin de réaliser l'interconnexion avec le système électrique, pour s'assurer de la déconnexion des productions lorsqu'un défaut est détecté sur le système électrique. Au Portugal, ces protections incluent des relais détectant des surcharges, sous et sur-tensions et défauts de tension homopolaire (qui est utile dans le cas de détection de défauts sur la terre dans le cas des réseaux de distribution). En général, ces relais déclenchent instantanément afin d'assurer la protection du personnel intervenant sur le système électrique. Dans un scénario où la production décentralisée est importante localement, un déclenchement inopiné de ces relais peut provoquer d'importants problèmes pour le fonctionnement du système électrique.*

*– Integrating distributed generation into electric power systems : A review of drivers, challenges and opportunities, sec. 6.3. Protection schemes [44]*

La production décentralisée correspond principalement aux petites installations de production raccordées sur le réseau de distribution. Toutefois, le principe de *protection du personnel* en plus d'une *protection du matériel* se retrouve pour l'ensemble des installations de productions connectées au système électrique.

### 2.6.3 Relais fréquence-métriques

Comme indiqué [section 2.4](#), le délestage fréquence-métrique est réalisé lorsqu'un seuil de fréquence est atteint. Ce sont alors des relais fréquence-métriques, situés au niveau des postes-sources en France, qui « ouvrent » des ensembles de départs qui alimentent des charges.

Le matériel qui compose le système électrique est généralement prévu pour avoir une durée de vie longue, souvent de plusieurs dizaines d'années. Au fur et à mesure des

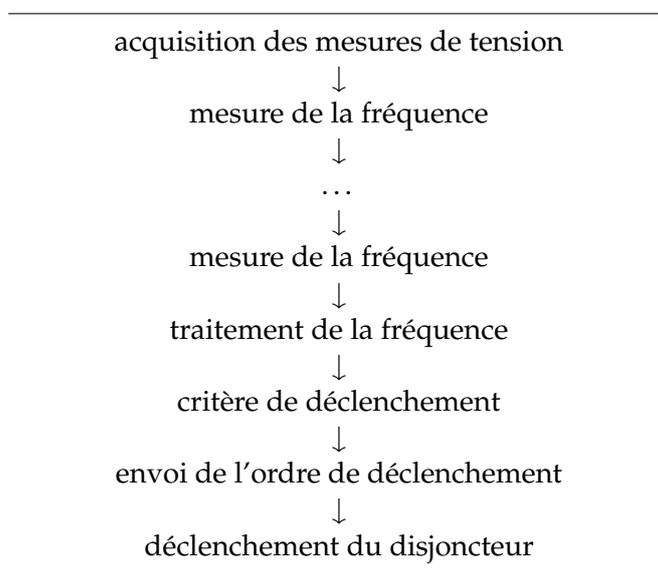
évolutions technologiques, des équipements de nouvelle génération sont intégrés au système et cohabitent avec des équipements déjà installés, de génération plus ancienne.

C'est le cas pour les relais fréquence-métriques utilisés pour le délestage. Ceux-ci peuvent être : [17] :

- électromécaniques ;
- à base de semi-conducteurs (relais analogiques) ;
- à base de micro-processeurs (relais numériques).

Suivant la technologie utilisée, les performances de mesure (précision, rapidité) ne sont pas les mêmes et ces disparités devraient être prises en compte lors de la conception d'un plan de délestage.

Ces relais mesurent la fréquence de différentes manières. Une fois que la fréquence atteint une fréquence-seuil préfixée, ils enclenchent un disjoncteur associé pour déconnecter la charge. Ainsi, la déconnexion de la charge n'est pas instantanée. Pour réaliser celle-ci, plusieurs étapes sont nécessaires :



Plusieurs mesures de fréquence sont nécessaires afin de s'assurer de la bonne valeur de celle-ci. En effet, il faut éviter de déconnecter des clients dans le cas d'un problème sur cette mesure. Cette mesure est notamment effectuée en se basant sur la tension du système électrique. Dans [40], les auteurs proposent de tester des relais fréquence-métriques dans différentes conditions, notamment en étudiant l'impact de la distorsion harmonique et du *Rate of Change of Frequency* (ROCOF, qui est la dérivée temporelle de la fréquence) sur le bon fonctionnement de ces relais. Même dans le cas d'une distorsion importante sur la tension, les relais présentent des performances robustes et restent dans un état de fonctionnement correct.

#### ▷ QUE RETENIR ?

L'impact de l'augmentation de la production décentralisé n'est pas négligeable pour deux raisons :

- celle-ci diminue l'« énergie cinétique » stockée par le système électrique (inertie), et donc amplifie la rapidité des variations de fréquence dues aux déséquilibres ;

- les protections anti-ilôtage et matériel des installations de production décentralisées peuvent être plus sensibles (mais aussi, inversement, plus facilement contrôlables) que celles des installations de production conventionnelles, ce qui peut augmenter le risque de déconnexion de ces unités de production lors d'un évènement système et ainsi contribuer à sa déstabilisation.

Néanmoins, pour les protections anti-ilôtage et matériel, les productions « conventionnelles » peuvent aussi être amenées à se déconnecter lors d'un évènement système.

Quant au délestage, celui-ci reste fonctionnel même pour un système électrique avec des tensions « perturbées ». Toutefois, le délestage a un temps de réponse minimal due à l'architecture même du matériel utilisé et des conditions mathématiques nécessaires à calculer ce qu'est une fréquence, et ce, de manière précise. Ce temps de réponse minimal a forcément un impact sur les performances d'un plan de délestage et ne peut donc être négligé lors de la conception de ce dernier, qui est abordée au chapitre suivant.

## 2.7 CONCLUSION

L'impact sur la fréquence du déséquilibre production-consommation provient du fait que le système électrique stocke de l'énergie sous forme cinétique, principalement grâce aux machines synchrones connectées à ce dernier. Cette évolution de la fréquence permet de contrebalancer le déséquilibre en contrôlant une partie de la production (régulation primaire/secondaire/tertiaire). Néanmoins, dans le cas d'un déséquilibre trop important où ces régulations ne sont pas suffisantes ou assez rapides, il est nécessaire de déconnecter :

- soit une partie de la production, si la fréquence est trop élevée ;
- soit une partie de la consommation, si la fréquence est trop faible : c'est le délestage fréquence-métrique, faisant partie du plan de défense du système électrique.

L'étude des trois cas où le plan de défense a été activé [77, 78, 28] montre que ce dernier peut permettre d'éviter un black-out total du système électrique en rétablissant l'équilibre production-consommation. Mais dans d'autres cas, le plan de délestage n'est pas fonctionnel notamment à cause des pertes supplémentaires de production lors de la chute de fréquence, due aux protections anti-ilôtage et protections des matériels.

Ceci pourrait être pris en compte lors de la conception d'un plan de délestage pour rendre ce dernier plus rapide, néanmoins le délestage ne permet pas de répondre à des critères de rapidité et de stabilité qui sont intrinsèques à l'implémentation « physique » du plan de délestage.

La conception d'un plan de délestage est discutée au chapitre suivant.



# 3

## CONCEPTION D'UN PLAN DE DÉLESTAGE

---

Ce chapitre présente le principe de conception d'un plan de délestage fréquence-métrique. La première partie introduit la notion de l'objectif d'un plan de délestage. Une fois cet objectif défini, une modélisation des différents mécanismes est proposée. Des simulations sont ensuite réalisées dans la troisième partie, en prenant en compte la modélisation proposée précédemment, pour montrer si l'objectif à atteindre est réaliste ou non. Enfin, la dernière partie traite de cette notion même d'objectif et de plan, qui, tous deux, utilisent une notion de "charge à délester", couramment utilisée, mais dont la définition mériterait d'être précisée, notamment dans le cas où le réseau comporte de la production décentralisée. Nous proposons alors d'étudier l'impact de cette "charge à délester", associée à une puissance de référence qui est différente suivant la prise en compte ou non d'une partie de la production décentralisée.

### 3.1 PRINCIPES

Un plan de délestage est historiquement défini à partir d'échelons : un échelon correspond à un ensemble de départs HTA (alimentant des charges) qui sont déconnectés grâce à des relais fréquence-métriques à des seuils pré-définis. Ainsi la charge est déconnectée par bloc au fur et à mesure que la fréquence diminue. Ce type de plan, composé d'échelons, correspond à un type de délestage possible parmi un ensemble de plans de délestage, qui ne seraient pas forcément composés d'échelons, comme illustré Figure 3.1.

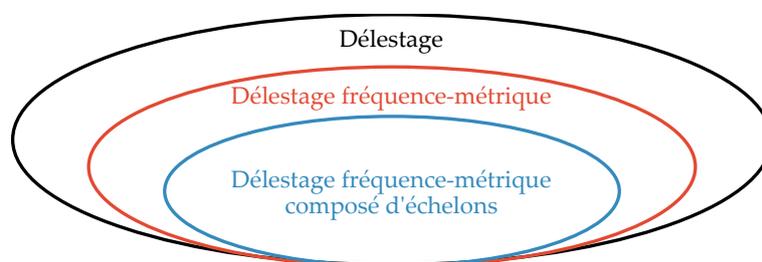


FIGURE 3.1 – Sous-ensembles des délestages.

Les études réalisées dans les chapitres 2 et 3 de cette thèse portent sur le délestage fréquence-métrique composé d'échelons, faisant partie du plan de défense des systèmes électriques. Dans le dernier chapitre seront évoqués d'autres types de délestage,

moins conventionnels, c'est-à-dire non composés d'échelons, comme ceux essayant de s'adapter à l'évènement [4, 74] ou qui délestent dans les zones les plus critiques en priorité [66] – notamment à cause du plan de tension [73].

### 3.1.1 Exemple de délestages non fréquence-métriques

#### ▷ TÉLÉ-DÉLESTAGE

Le télé-délestage ou TDS, est un délestage manuel rapide, nécessaire lors de l'apparition d'une situation dangereuse – et inattendue – sur le système électrique. L'appel au TDS déconnecte une partie de la charge du réseau de distribution sur des zones pré-définies.

#### ▷ DÉLESTAGE À LA PUISSANCE

Le délestage à la puissance est un autre type de délestage manuel, plus fin que le TDS, et qui est mis en oeuvre lorsque le problème à résoudre a pu être identifié suffisamment longtemps à l'avance (par exemple un pic de consommation prévu pour le lendemain en hiver et qui surchargerait les lignes) : le périmètre géographique du délestage, les charges à délester, la durée d'interruption nécessaire, etc, peuvent donc être anticipés.

### 3.1.2 Objectifs

#### ▷ OBJECTIF PRINCIPAL

L'objectif premier du plan de délestage fréquence-métrique est d'enrayer la chute en fréquence du système électrique afin d'éviter un black-out qui serait dû à une fréquence trop basse. En effet, si la fréquence du système électrique atteint la valeur critique de 47.5 Hz, les systèmes de protection des centrales déconnectent automatiquement la production [29]. Il n'est alors plus possible d'éviter le black-out total.

La charge délestée doit être suffisante afin de s'assurer que la fréquence ne décroît plus. Néanmoins, inversement, elle ne doit pas être excessive : si la charge délestée est beaucoup plus importante que la différence production-consommation, alors le système électrique risque de se retrouver dans la situation contraire : la fréquence atteindrait des valeurs trop élevées, ce qui entraînerait également l'arrêt d'une partie des moyens de production du système électrique (cette fois pour cause de sur-fréquence et non pas de sous-fréquence). Non seulement cette perte de production serait contre-productive dans le contexte d'un manque de production initial, mais en plus, si la production déconnectée était trop importante, alors la fréquence chuterait pour faire appel de nouveau au délestage fréquence-métrique.

Afin d'éviter de telles situations, il est essentiel de redéfinir l'objectif premier en deux sous-objectifs.

#### ▷ SOUS OBJECTIFS

Les deux sous-objectifs sont alors de :

1. *Limiter la fréquence minimale atteinte par le système électrique.*
2. *Éviter les situations de sur-fréquence, dues au délestage, qui déstabiliseraient l'équilibre du système électrique.*

Dans les deux cas, le matériel présent sur le système électrique n'est pas dimensionné pour fonctionner en dehors d'une plage de fréquence proche de la fréquence nominale, et peut donc être amené à se déclencher en partie, principalement la production décentralisée [44]. Ainsi, le risque de déclenchement de matériels reste présent jusqu'à ce que la fréquence soit ramenée à sa valeur nominale grâce à des actions telles que du télé-délestage ou de la mise en route de moyens de production de secours.

▷ QUEL PLAN POUR RÉPONDRE À CES OBJECTIFS ?

Une première intuition, serait que le plan de délestage « parfait » devrait délester exactement le déséquilibre de puissance initial pour deux raisons :

1. *La fréquence retournerait à sa valeur nominale (50 Hz).*
2. *La réserve primaire serait entièrement reconstituée.*

Néanmoins, premièrement un tel plan est difficile à mettre en oeuvre voire impraticable ; et deuxièmement, selon la dynamique du mécanisme de délestage et celle du système électrique dans son ensemble, il ne permet pas nécessairement d'éviter les situations de sur-fréquence temporaires (qui seraient dues au temps de réponse de la régulation primaire de fréquence).

De fait, délester presque exactement le déséquilibre initial est très difficile en pratique : en effet, pour connaître ce déséquilibre il est nécessaire de connaître l'ensemble des paramètres du système électrique. Cette première hypothèse est difficilement vérifiable car les paramètres varient fortement au cours du temps, de plus, la situation du système électrique peut-être telle que celui-ci ne se trouve plus dans un état « normal » : ce sont des événements systèmes qui amènent à réaliser du délestage. De tels événements, comme la perte de plusieurs générateurs ou lignes de transmissions ou la scission du système électrique en plusieurs parties, ne permettent pas de déterminer quelles seront les conditions dans lesquelles le délestage devrait se réaliser. En plus de cette première hypothèse, il faudrait alors délester exactement la consommation correspondant à ce déséquilibre. Pour se faire, il faudrait donc communiquer, en temps réel, des ordres de délestage sur l'ensemble du système électrique pour atteindre le bon niveau de consommation délestée. Cela implique, d'une part, un fonctionnement commun entre tous les opérateurs présents sur le système électrique (différents pays et gestionnaires), et d'autre part, une image en temps réel de l'ensemble des consommations qui peuvent être délestées. L'implantation de tels algorithmes est continuellement étudiée depuis plus d'une trentaine d'année [74, 4, 67, 72, 66]. Néanmoins, comme ces deux hypothèses sont difficiles à vérifier, le plan de délestage implémenté doit assurer la meilleure stabilité du système électrique (éviter les situations de sur-fréquence et délester suffisamment de charge) pour un ensemble de paramètres et une plage de déséquilibres initiaux donnée.

Pour atteindre cet objectif de robustesse vis-à-vis des conditions initiales de l'événement système considéré, il est nécessaire de réaliser des études de cas (analyse des contingences possibles) par simulation. Ceci nécessite donc d'abord de disposer d'une modélisation de la réponse en fréquence du système électrique, afin d'estimer correctement l'impact sur la fréquence d'un plan de délestage conventionnel. C'est l'objet de la prochaine section.

## 3.2 MODÉLISATION - ÉTUDE QUALITATIVE

Dans la littérature, les modélisations proposées mettent en oeuvre : l'inertie du système, la sensibilité fréquentielle des charges et la régulation primaire [3, 2]. La prise en compte de ces trois paramètres permet de modéliser de manière simple l'évolution de la fréquence. Ce type de modèle a été également utilisé par l'ENTSO-E pour déterminer quel plan de délestage (nombre d'échelons, quantité de charge délestée) serait optimal au niveau du système électrique européen [27]. Néanmoins, un des effets non pris en compte, l'incertitude sur la mesure de fréquence des relais qui réalisent le délestage, a un impact important quant aux fréquences atteintes par le système électrique lors du délestage [55]. L'objectif de cette section est d'expliquer succinctement les mécanismes qui influent sur l'évolution de la fréquence dans ce contexte.

### 3.2.1 Dynamique du système

Le fonctionnement du système électrique est modélisé par l'équation correspondant à une machine synchrone, c'est-à-dire que l'évolution de la fréquence est directement proportionnelle au déséquilibre de puissance présent sur le système électrique.

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{\Delta\bar{p}}{2 \cdot H} \quad (3.1)$$

Avec :

H	inertie du système électrique (s)
$\bar{f}$	fréquence normalisée (p.u.)
$\Delta\bar{p}$	déséquilibre en puissance (p.u.)

Cette équation est développée de manière plus précise dans la [sous-section 3.4.1](#).

### 3.2.2 Dépendance fréquentielle des charges

La consommation des charges est considérée comme dépendante de la fréquence de manière linéaire. Typiquement, le comportement moyen des charges sur le système électrique ont une consommation qui diminue de 1 à 2 % par Hz [19], cette décroissance est notée  $K_{pf}$  :

$$P = P_0 \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta f) \quad (3.2)$$

### 3.2.3 Régulation primaire

La régulation primaire est la seule régulation de fréquence considérée dans le cadre de la simulation de l'activation du délestage. En effet, les autres régulations fréquentielles ont un temps d'activation plus important que les périodes considérées pour le délestage (dizaines de secondes). La régulation primaire est une réserve de puissance opérationnelle en moins de trente secondes. Cette réserve de puissance correspond à une marge de réglage au niveau de la production : une partie des générateurs connectés au système électrique peuvent voir leurs consignes de production légèrement augmenter ou diminuer de manière automatique en fonction d'une mesure locale de fréquence. La somme des plages de variations possibles de l'ensemble des générateurs utilisés dans

le cadre de cette régulation donne alors la quantité de puissance disponible dans cette réserve primaire. Au niveau européen, cette réserve primaire doit être d'au moins 3 GW afin de pouvoir faire face à un événement-type comme la perte de la plus grande unité de production ou de l'une des principales lignes du réseau de transport (par exemple la liaison France-Angleterre) sans que le plan de défense du système électrique ne soit activé. Ainsi, comme la fréquence est une image du déséquilibre entre production et consommation, un correcteur de type proportionnel ( $\Delta p_{\text{prod}} = K \cdot (f - f_0)$ ) est utilisé pour la consigne de puissance des générateurs participant à la régulation primaire afin de stabiliser le système électrique. Cette régulation est modélisée par une équation différentielle du premier ordre avec une constante de temps d'une dizaine de secondes ( $3\tau = 30\text{s}$ ) qui correspond au temps moyen de réponse des générateurs prenant part à cette régulation, et par une saturation qui correspond à la puissance totale disponible pour cette régulation. L'utilisation de cette réserve de puissance est représentée Figure 3.2.

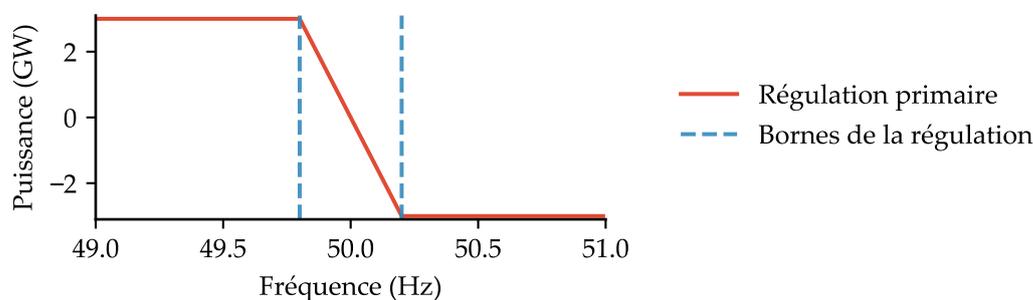


FIGURE 3.2 – Régulation primaire : correction proportionnelle.

Les caractéristiques de cette régulation sont définies ainsi :

*Chaque GRT de la zone synchrone CE veille à ce que la réponse combinée des Réserves de Stabilisation de la Fréquence (FCR : Frequency Containment Reserve, aussi appelée réserve primaire) d'une zone de Réglage Fréquence-Puissance (RFP) soit conforme aux exigences suivantes :*

- a) l'activation des FCR n'est pas artificiellement retardée et débute dès que possible après un écart de fréquence ;*
- b) en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, au moins 50 % de la pleine capacité FCR est fournie au plus tard après quinze secondes ;*
- c) en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, 100 % de la pleine capacité FCR est fournie au plus tard après trente secondes ;*
- d) en cas d'écart de fréquence égale ou supérieure à 200 mHz, l'activation de la pleine capacité FCR augmente au moins linéairement de quinze à trente secondes ; et*
- e) en cas d'écart de fréquence inférieur à 200 mHz, la capacité FCR activée correspondante est au moins proportionnelle à celle visée aux points a) à d) et avec les mêmes délais.*

– Network Code on System Operation, article 7 [33]

### 3.2.4 Délestage

Le délestage est modélisé par une variation de la charge consommée initialement  $p = p_0 - \Delta p$ . Lorsque du délestage est réalisé, aucune reconnexion des charges n'est

envisagée dans le cadre des études réalisées : cette reconnexion intervient plus tard lorsque le GRD, en accord avec le GRT ré-alimente les départs déconnectés pour revenir à un état normal du système électrique.

### 3.2.5 Expression de la fréquence

À travers la *swing equation* (3.15), la dépendance fréquentielle des charges, la régulation primaire, la perte de production  $\Delta g$  et le délestage réalisé  $\Delta p$ , il est alors possible d'exprimer l'évolution de la fréquence en fonction de ces différents paramètres :

$$g = (g_0 - \Delta g) \cdot (1 - K_g(t) \cdot \Delta f) \quad (\text{régulation primaire}) \quad (3.3)$$

$$p = (p_0 - \Delta p) \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta f) \quad (\text{dépendance fréquentielle}) \quad (3.4)$$

$$\frac{df}{dt} = f_0 \cdot \frac{g - p}{2 \cdot H \cdot S} \quad (\text{inertie}) \quad (3.5)$$

Soit, sous leurs formes normalisées :

$$\begin{aligned} \bar{g} &= (1 - \Delta \bar{g}) \cdot (1 - K_g(t) \cdot \Delta \bar{f}) \\ &= (1 - \Delta \bar{g}) \cdot (1 - K_g(t) \cdot (1 - \bar{f})) \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \bar{p} &= (1 - \Delta \bar{p}) \cdot (1 + K_{pf} \cdot (1 - \bar{f})) \\ &= (1 - \Delta \bar{p}) \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta \bar{f}) \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{\bar{g} - \bar{p}}{2 \cdot H} \quad (3.8)$$

Avec :

---

$\bar{g}$	production normalisée (p.u.)
$\bar{p}$	consommation normalisée (p.u.)
$K_g$	coefficient de la régulation primaire (p.u.)
$K_{pf}$	coefficient de sensibilité des charges (p.u.)
$\bar{f}$	fréquence normalisée (p.u.)
$\Delta \bar{p}$	déséquilibre en puissance (p.u.)

---

Ainsi :

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{(1 - \Delta \bar{g}) \cdot (1 - K_g(t) \cdot (1 - \bar{f})) - (1 - \Delta \bar{p}) \cdot (1 + K_{pf} \cdot (1 - \bar{f}))}{2 \cdot H} \quad (3.9)$$

Cette équation régit l'évolution de la fréquence. Elle est facile à implémenter dans un logiciel de simulation et permet de réaliser rapidement des études afin de vérifier la performance de différents plans de délestage et les impacts des différentes variables (inertie, régulation primaire, sensibilité fréquentielle des charges ...).

▷ DOMAINE DE LAPLACE

En passant dans le domaine de Laplace –  $s$  étant la variable de Laplace – et en considérant des petites variations de fréquences pour la régulation primaire – afin de ne pas considérer de saturation – qui est alors modélisée par une équation différentielle du premier ordre,  $K_g(t) = K_g/(1 + \tau_g \cdot s)$ , l'Équation 3.9 devient :

$$s \cdot \bar{f} = \frac{(1 - \Delta\bar{g}) \cdot \left(1 - \frac{K_g}{1 + \tau_g \cdot s} \cdot (1 - \bar{f})\right) - (1 - \Delta\bar{p}) \cdot (1 + K_{pf} \cdot (1 - \bar{f}))}{2 \cdot H} \quad (3.10)$$

La fréquence  $s$ 'exprime alors :

$$\bar{f} = \frac{\Delta\bar{p} - \Delta\bar{g} + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p}) + K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g}) + s \cdot (\tau_g (\Delta\bar{p} - \Delta\bar{g} + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p})))}{K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g}) + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p}) + s \cdot (\tau_g (K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p}) + 2 \cdot H)) + s^2 \cdot (2 \cdot H \cdot \tau_g)} \quad (3.11)$$

$$= A \cdot B \quad (3.12)$$

Avec :

$$A = \left(1 + \frac{\Delta\bar{p} - \Delta\bar{g}}{K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g}) + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p})}\right) \quad (3.13)$$

$$B = \frac{1 + s \cdot \frac{(\tau_g (\Delta\bar{p} - \Delta\bar{g} + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p})))}{\Delta\bar{p} - \Delta\bar{g} + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p}) + K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g})}}{1 + s \cdot \frac{(\tau_g (K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p}) + 2 \cdot H))}{K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g}) + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p})} + s^2 \cdot \frac{(2 \cdot H \cdot \tau_g)}{K_g \cdot (1 - \Delta\bar{g}) + K_{pf} \cdot (1 - \Delta\bar{p})}} \quad (3.14)$$

Le même type de fonction de transfert se retrouve dans la littérature [3, 2]. Sachant que le modèle utilisé a été simplifié à une machine synchrone équivalente, une différenciation de l'ensemble des machines connectées au système électrique amènerait à une fonction de transfert d'ordre important.

▷ GAIN A

Le gain  $A$  correspond à la fréquence finale en régime établi, équilibre entre la régulation primaire et l'auto-régulation des charges. Suivant les valeurs de  $\Delta\bar{p}$  et  $\Delta\bar{g}$ , le gain  $A$  reflète bien le fonctionnement du système électrique :

$\Delta\bar{p} = \Delta\bar{g}$ :	$A = 1$ et $\lim(f)_{t \rightarrow \infty} = 1$ p.u.
$\Delta\bar{p} < \Delta\bar{g}$ :	$A < 1$ et $\lim(f)_{t \rightarrow \infty} < 1$ p.u.
$\Delta\bar{p} > \Delta\bar{g}$ :	$A > 1$ et $\lim(f)_{t \rightarrow \infty} > 1$ p.u.

▷ FONCTION DE TRANSFERT B

La fonction de transfert  $B$  correspond à la « manière » d'atteindre la valeur du gain  $A$ . Le numérateur de  $B$  correspond à un premier ordre et le dénominateur à un second ordre. Une telle fonction de transfert peut amener à un dépassement, voire une instabilité, et ce indépendamment de la puissance délestée  $\Delta\bar{p}$ . Cette instabilité est due au délai d'activation de la régulation primaire (constante de temps  $\tau_g$ ).

## ▷ INCERTITUDES

Cette modélisation correspond à une vision simplifiée de l'évolution de la fréquence. L'ensemble des paramètres du système électrique : l'inertie  $H$ , la sensibilité des charges à la fréquence  $K_{pf}$ , la régulation primaire  $K_g$  et sa constante de temps  $\tau_g$  sont variables dans le temps et dans l'espace suivant la zone concernée qui devrait réaliser du délestage (par exemple dans le cas de l'évènement du 4 novembre 2006, le système électrique européen s'est scindé en trois parties et seule l'Europe de l'ouest a été amenée à réaliser du délestage). Ces variations sont naturelles (diversité des charges connectées au système électrique et des productions utilisées pour répondre à l'équilibre offre-demande) et peuvent être brusques, notamment dans le cas du délestage : perte inopinée de production, déconnexion forcée d'une grande partie des charges, etc. Ces variations amplifient d'autant plus les instabilités possibles de l'évolution de la fréquence.

De plus, les variables  $\Delta\bar{g}$  et  $\Delta\bar{p}$  ne sont pas exactement quantifiables et ce pour plusieurs raisons :

- La normalisation en fonction de  $S$  de l'Équation 3.4 dépend de la notion d'inertie utilisée, ceci est développé dans la sous-section 3.4.1.
- $\Delta\bar{g}$  évolue dans le temps : dans l'ensemble des cas où du délestage fréquence-métrique a été opéré en Europe, plusieurs groupes de génération ont été déconnectés suite à la chute de fréquence, à différentes valeurs de fréquence.
- $\Delta\bar{p}$  ne correspond pas en réalité à la charge théorique délestée par le plan de délestage, à une fréquence donnée, à cause de a) l'incertitude de mesure de fréquence des relais et b) la variation naturelle des charges composant les échelons de délestage.

## ▷ CONCLUSION

Comme indiqué précédemment, l'objectif du plan de délestage, qui est dimensionné pour délester une puissance  $\Delta\bar{p}$ , est d'enrayer la chute de fréquence tout en évitant inversement les situations de sur-fréquence. La fonction de transfert  $B$ , qui caractérise la manière dont la fréquence va évoluer jusqu'à sa valeur d'équilibre, ne garantit nullement que la transition entre la valeur initiale et la valeur d'équilibre finale de la fréquence se fera de façon monotone ; il est tout à fait possible, au contraire, de passer transitoirement par des valeurs de fréquence plus élevées (ou plus basses) que la valeur initiale et la valeur finale. Il existe donc toujours un risque de sur-fréquence, indépendamment du taux délesté, et toute analyse du risque de sur-fréquence devrait a priori tenir compte du phénomène transitoire – pas seulement du régime permanent. Néanmoins, comme le phénomène transitoire dépend de nombreux paramètres (tels que les caractéristiques de la régulation primaire) que l'on peut difficilement tous maîtriser, de sorte que l'éventuel dépassement transitoire de fréquence n'est pas « réglable », on se contente parfois de construire le plan de délestage en considérant uniquement le gain  $A$ , dont la valeur est plus facile à maîtriser. Autrement dit, on conçoit généralement le plan de délestage avec l'objectif de s'assurer que la valeur de régime permanent de la fréquence sera raisonnable proche de la valeur nominale, bien que ceci ne nous offre en réalité aucune garantie quant à la valeur maximale de fréquence qui sera atteinte pendant le transitoire.

### 3.2.6 Plan de délestage théorique

#### ▷ SEUILS DE FRÉQUENCE

Afin de déterminer les valeurs souhaitables du gain  $A$ , il est nécessaire de prendre en compte les différents seuils types de fréquences suivants :

---

<b>51.5 Hz</b>	déconnexion des centrales
<b>51 Hz</b>	borne limite pour laquelle les générateurs peuvent se déconnecter dans un délai imparti (90 minutes)
<b>50.2/50.5 Hz</b>	début de la régulation d'une partie de la production
<b>50.2 Hz</b>	régulation primaire épuisée (limite basse)
<b>50 Hz</b>	valeur nominale
<b>49.8 Hz</b>	régulation primaire épuisée (limite haute)
<b>49 Hz</b>	début du délestage fréquence-métrique
<b>47.5 Hz</b>	déconnexion des centrales

---

La régulation de la production est définie telle-quelle, pour un certain type d'unité de production :

- a) l'unité de production d'électricité est capable d'activer la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon la figure 1 à un seuil de fréquence et à des valeurs de statisme fixés par le GRT compétent ;*
  - b) au lieu de la capacité visée au point a), le GRT compétent peut choisir d'autoriser dans sa zone de réglage la déconnexion et la reconnexion automatiques des unités de production d'électricité de type A à des fréquences aléatoires, idéalement distribuées de manière uniforme, au-dessus d'un seuil de fréquence, tel que déterminé par le GRT compétent lorsqu'il est capable de démontrer à l'autorité de régulation compétente, et avec la coopération des propriétaires d'installations de production d'électricité, que cela a une incidence transfrontalière limitée et préserve le même niveau de sûreté opérationnelle dans tous les états du système ;*
  - c) le seuil de fréquence est compris entre 50,2 et 50,5 Hz, ces valeurs incluses ;*
  - d) les valeurs de statisme sont comprises entre 2 et 12*
- Network Code on Requirements for Generators, article 13 [29]

Les générateurs sont censés rester connectés dans la plage [49 Hz,51 Hz] de manière illimitée dans le temps [29]. Dans les plages [47.5 Hz,49 Hz] et [51 Hz,51.5 Hz], ceux-ci doivent rester connectés pendant une durée minimale de 30 minutes. Ainsi, de manière objective, plusieurs bornes hautes sont envisageables pour la valeur du gain  $A$  :

- 50 Hz, qui serait la borne la plus contraignante. Cela aurait pour objectif de limiter le taux délesté et de s'assurer au mieux contre les sur-fréquences (autant faibles qu'importantes).
- 50.2 Hz, cette borne serait celle qui amènerait juste à la limite la réserve primaire, le système électrique serait encore considéré dans son état normal.
- 51 Hz, qui est la fréquence limite pour laquelle les unités de production doivent rester connectées indéfiniment.
- 51.5 Hz qui est la fréquence maximale avant déconnexion de la production.

Pour la borne haute du gain A, l'objectif 51.5 Hz est beaucoup trop risqué : à cause du dépassement possible de la fonction de transfert B, cette valeur risque d'être dépassée et alors d'entraîner un black-out à cause de la déconnexion d'une majeure partie de la production. De la même manière, plusieurs valeurs seraient envisageables pour la borne basse. Néanmoins, la borne basse n'est pas définie par le gain A mais par l'implémentation même du plan de délestage et des fréquences seuils choisies : le *Network Code* exige que le plan implémenté déleste à partir d'une fréquence de 49 Hz jusqu'à 48 Hz. Ainsi, la valeur basse de la fréquence est « forcée » par l'activation du délestage.

Sans considérer la formulation du gain, la plage [49,51 Hz], qui donne une légère marge vis-à-vis de la borne 51.5 Hz et qui correspond au début du délestage (49 Hz), correspond à peu près à une variation de la puissance de 4 à 6 % : l'auto-régulation des charges valant 1 à 2 %/Hz et la régulation primaire ayant une limite ici considérés d'environ  $\pm 1$  % de la génération totale (360 GW de consommation/production, 3 GW de réserve primaire  $\sim 1$  %). L'objectif de délestage serait alors de délester la charge nécessaire afin de se retrouver avec un déséquilibre entre  $\pm 2$  % pour que le système soit stable entre 49 et 51 Hz. Pour un premier échelon de délestage commençant à 49 Hz, il faudrait alors que celui-ci déleste, au maximum entre entre 4 et 6 % de la charge. Pour un échelon de délestage avec un seuil de fréquence situé à 48 Hz, il faudrait que celui-ci déleste au maximum entre 5 à 8 % de la charge et ainsi de suite. La [Figure 3.3](#) explique les différentes zones de valeurs de fréquence en fonction de la quantité de génération perdue ( $\Delta g$ ) et de la puissance délestée ( $\Delta p$ ).

Pour la valeur haute de 51.5 Hz, nous différencions la valeur « dynamique » due au dépassement (de la fonction de transfert B de l'Équation 3.14) et la valeur atteinte au régime établi (du gain A de l'Équation 3.13). Pour la valeur basse 47.5 Hz, une seule borne est affichée, que celle-ci corresponde au régime établi ou dynamique, l'une ne serait pas forcément au-dessus de l'autre. L'*objectif technique* le moins contraignant, lors de la conception et de la mise en oeuvre du plan de délestage, est alors de rester dans la zone délimitée par la borne dynamique de 51.5 Hz et par la borne 47.5 Hz comme pour le plan donné en exemple sur la figure. Néanmoins, le délestage se réalise sur seuils de fréquence et non sur des seuils de  $\delta g$  qui ne sont pas directement mesurables dans le système électrique. Ainsi, afin de limiter le risque d'atteindre la borne 51.5 Hz, comme indiqué précédemment, il est préférable de délester une succession de « petits » échelons, c'est-à-dire des échelons constitués d'une faible proportion de la charge (4 à 8 %) pour éviter des montées trop importantes dans le plan défini précédemment [Figure 3.3](#).

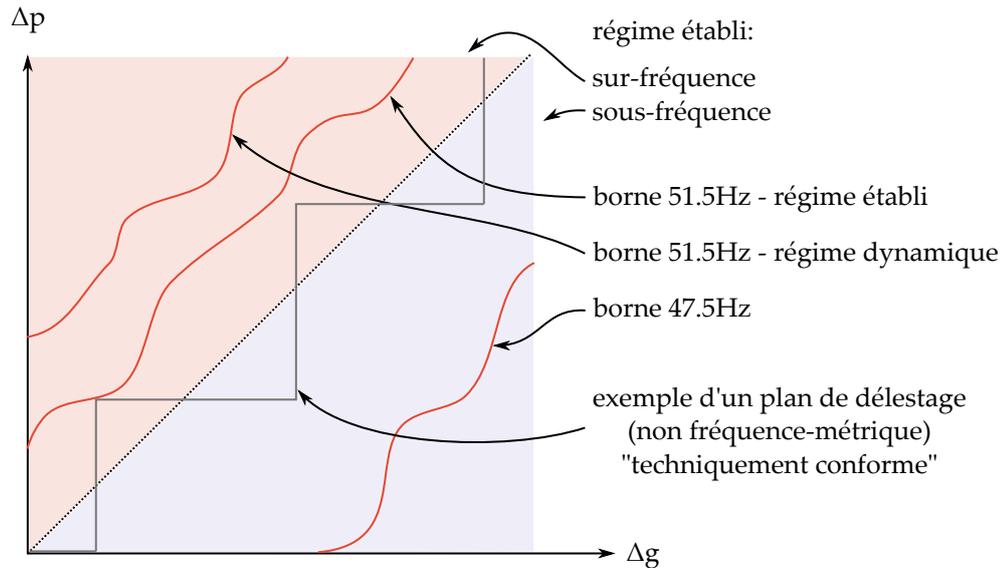


FIGURE 3.3 – Zones de fréquences.

▷ PERTINENCE DE L'OBJECTIF

Ces objectifs de délestage paraissent, a priori, très faibles vis-à-vis de ce qui se fait dans la réalité. Le cas du plan de délestage français historique est tel que présenté Tableau 3.1.

TABLEAU 3.1 – Plan de délestage historique français.

Échelon	1	2	3	4
Fréquence	49 Hz	48.5 Hz	48.0 Hz	47.5 Hz
	Distribution			
Charge délestée	20 %	20 %	20 %	20 %
Cumulée	20 %	40 %	60 %	80 %

Ce plan est composé de quatre échelons délestant chacun 20 % de la charge du réseau de distribution. Ces échelons sont, a priori, trop importants – comme indiqué sous-section 3.2.6 où la charge délestée devrait être inférieure à 8 % – et risquent d'amener à des situations de sur-fréquence critiques pour le système électrique. En réalité, l'application d'un plan de délestage théorique va amener à un plan réel différent, et ce pour plusieurs raisons :

- la définition de la charge délestée utilisée, développée dans la section 3.4;
- un gradient de fréquence non négligeable à l'échelle du système électrique européen (la fréquence est légèrement différente entre deux points éloignés);
- la disparité des matériels utilisés pour réaliser le délestage fréquence-métrique et notamment l'impact de l'incertitude de mesure de fréquence des relais [55];
- la disparité des plans de délestage à l'échelle du système électrique européen [78] qui amène à un « foisonnement » de la charge délestée;
- ...

La partie suivante montre les évolutions-types de la fréquence pour des plans de délestage simples, en utilisant la modélisation développée précédemment, afin d'appréhender les ordres de grandeurs (amplitudes, temps); sont comparés ensuite deux plans de délestage typiques : d'une part le plan français actuel, et d'autre part un plan particulier qui répond aux exigences du *Network Code*.

### 3.3 DÉLESTAGES

Le modèle développé dans la section précédente est utilisé pour réaliser des simulations avec différents paramètres : inertie, plans de délestage . . .

#### 3.3.1 Simulation

Soient les caractéristiques suivantes pour le système électrique, qui représentent des valeurs cohérentes avec le système électrique européen :

---

<b>inertie</b>	$H = 6 \text{ s}$
<b>sensibilité des charges à la fréquence</b>	$K_{pf} = 2 \text{ \% / Hz}$ (ou 1 p.u./p.u.)
<b>réserve primaire</b> 1 % : $K_g = 5 \text{ \% / Hz}$ (ou 2.5 p.u./p.u.) – avec une saturation à $\pm 0.2 \text{ Hz}$	
<b>déséquilibre initial</b>	$\Delta \bar{g} = 5 \text{ \%}$

---

Quatre plans de délestage simples sont simulés :

---

<b>Plan 1</b>	délestage de 7 % de la charge à 49 Hz
<b>Plan 2</b>	délestage de 5 % de la charge à 49 Hz
<b>Plan 3</b>	délestage de 3 % de la charge à 49 Hz
<b>Plan 4</b>	pas de délestage

---

La Figure 3.4 montre l'évolution de la fréquence pour les quatre plans considérés.

Le premier plan amène à une sur-fréquence où la régulation primaire est entièrement utilisée. Le deuxième présente un léger « overshoot » avant de retourner à la fréquence initiale. Le troisième plan ne fait pas apparaître de sur-fréquence et atteint

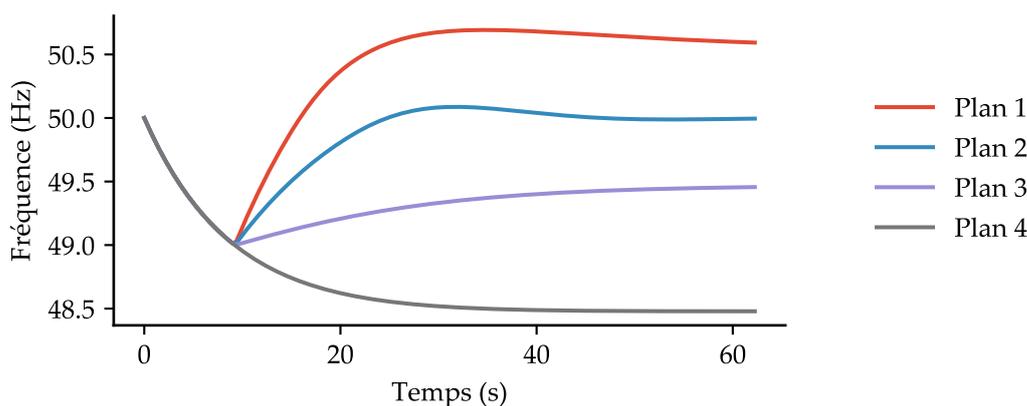


FIGURE 3.4 – Évolution fréquentielle pour différents plans.

son équilibre en dessous de la fréquence nominale. Ces simulations montrent à quel point la charge délestée a un impact majeur sur l'évolution de la fréquence. Dans le cas considéré, il n'y a que deux pourcents de différence dans la charge délestée entre les trois premiers plans ; et la valeur de la fréquence finale peut être différente de 0.5 Hz (et pourrait être encore plus importante avec un  $K_{pf}$  plus faible). Pour ces quatre plans, aucune incertitude sur la mesure de fréquence n'a été implémentée. En réalité, le délestage est réalisé sur une zone géographique importante. Ainsi, de par le gradient de fréquence et la méthode de mesure utilisée, tous les relais d'un même seuil de fréquence ne vont pas déclencher.

### 3.3.2 Avec prise en compte d'une incertitude sur la mesure de fréquence

La Figure 3.5 reprend les mêmes caractéristiques en ajoutant uniquement une imprécision sur la mesure de fréquence des relais. Ceux-ci sont considérés comme déclenchant suivant une loi normale d'un point de vue fréquentiel et temporel (comme réalisé dans [55]). La précision de la mesure de fréquence est simulée, ici, à  $\pm 100$  mHz. Cette valeur peut sembler élevée au regard des possibilités techniques actuelles, mais elle est réaliste pour une partie des relais fréquence-métriques déployés sur le réseau français [22].

Le déclenchement des relais se fait ainsi : lorsque la fréquence arrive dans la plage d'incertitude de la mesure, la charge est délestée au fur et à mesure jusqu'à atteindre le taux de charge associé à la fréquence seuil. Ce « fur et à mesure » suit une loi normale en fréquence et en temps : à partir du moment où la fréquence est dans la plage d'incertitude, l'ensemble de la charge correspondante à l'échelon sera délestée (critère temporel). De la même manière, plus la fréquence décroît, plus la charge est délestée jusqu'à atteindre la borne « basse » de l'incertitude (critère fréquentiel).

Ainsi, avec une prise en compte de l'incertitude de mesure, les plans 1, 2 et 3 ont en fait une réponse quasiment identique, contrairement à ce que laissait penser la Figure 3.4 : les taux délestés pour chaque plan sont similaires. Le plan 4 possède la même réponse que dans le cas précédent car aucune charge n'est délestée. En prenant en compte l'incertitude de mesure, on voit donc que la différence entre les plans s'estompe – ce qui a un effet positif. Il n'est alors pas évident de déterminer, à l'échelle d'un grand système électrique, quels seraient les effets de différents plans de délestage composés d'échelons plus ou moins granulaires.

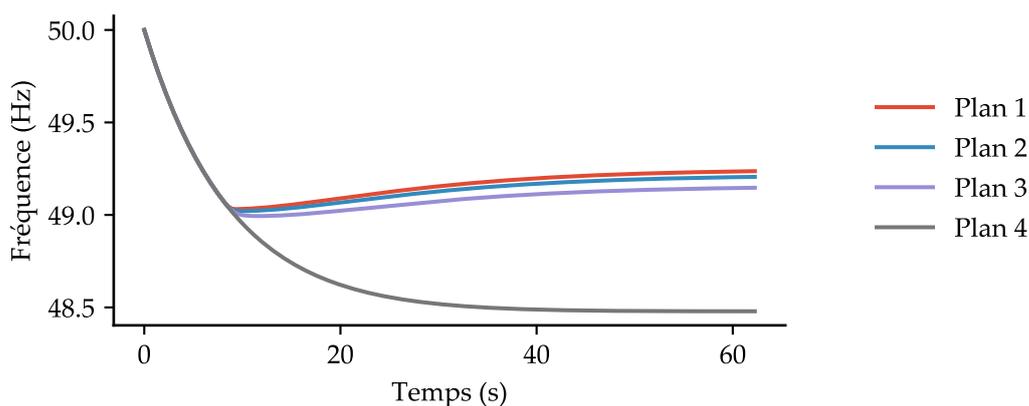


FIGURE 3.5 – Évolution fréquentielle pour différents plans.

### 3.3.3 Comparaison de plusieurs plans de délestage

La Figure 3.4 et la Figure 3.5 montrent que suivant les caractéristiques du plan de délestage (taux délesté, seuils de fréquences) et du matériel utilisé (incertitude de mesure, possible retard à l'activation ...), la réponse en fréquence peut-être extrêmement différente.

- ▷ COMMENT DÉTERMINER QU'UN PLAN DE DÉLESTAGE EST PLUS PERFORMANT QU'UN AUTRE EN PRENANT EN COMPTE TOUS CES CRITÈRES ?

La performance d'un plan va se déterminer vis-à-vis de son respect aux objectifs définis à la sous-section 3.1.2. Le premier point est réalisé « simplement » par l'implémentation même du plan de délestage : un certain taux de consommation doit être délesté à plusieurs seuils de fréquence – ce qui permet de stopper la chute de fréquence. Il est possible d'affiner cet objectif en précisant jusqu'à quel déséquilibre maximal la chute de fréquence doit être arrêtée. Ce déséquilibre maximal, étant la consommation totale délestable, est défini comme étant 45 % par le *Network Code*.

Le deuxième point est beaucoup plus complexe à prendre en compte. Comme indiqué précédemment, il est, a priori, préférable de délester des « petits » échelons (plusieurs seuils de fréquence avec des taux associés faibles) ou alors, paradoxalement, d'utiliser des relais dont la mesure de fréquence n'est pas trop précise. Mais, contrairement au premier point le second est très dépendant des caractéristiques du système électrique, couplées à celles du plan de délestage et du matériel utilisé. Par exemple, une inertie très importante (c'est-à-dire une réponse « lente » de la fréquence vis-à-vis d'un déséquilibre) permettrait d'implémenter quasiment n'importe quel type de plan de délestage dont les relais ont une faible imprécision de mesure. Comme la fréquence évolue lentement, seule une partie des relais déclencherait lorsque la valeur de la fréquence se rapprocherait de la valeur seuil de déclenchement des relais.

Ainsi, afin de comparer plusieurs plans de délestage entre eux, il est pertinent de déterminer quelle est la fréquence maximale, pour un déséquilibre donné, que chaque plan va atteindre. Cette fréquence maximale peut être due à un dépassement ou par l'évolution de la fréquence vers son état d'équilibre. C'est pour l'ensemble des déséquilibres possibles que doit être réalisé ce travail : de 0 % à N % [55]. Ce N étant la valeur de déséquilibre maximale simulée. Celle-ci dépendant de l'hypothèse du taux maximal de charges à déconnecter.

## ▷ ILLUSTRATION

Nous comparons deux plans de délestage – définis dans les [Tableau 3.2](#) et [Tableau 3.3](#) – composés respectivement de quatre et de six échelons. Le premier plan, image du plan historique français, est considéré comme ayant une précision sur la mesure de fréquence de  $\pm 150$  mHz – ce qui est approximativement le cas actuellement pour le matériel présent sur le système électrique français [22]. Le deuxième plan, correspondant à un plan qui répond aux exigences du *Network Code*, est considéré comme ayant une précision sur la mesure de fréquence de  $\pm 30$  mHz – recommandée par le *Network Code*.

TABLEAU 3.2 – Plan étudié No 1.

Échelon	1	2	3	4
Fréquence	49 Hz	48.5 Hz	48.0 Hz	47.5 Hz
Charge délestée	15 %	15 %	15 %	15 %
Cumulée	15 %	30 %	45 %	60 %

TABLEAU 3.3 – Plan étudié No 2.

Échelon	1	2	3	4	5	6
Fréquence	49 Hz	48.8 Hz	48.6 Hz	48.4 Hz	48.2 Hz	48 Hz
Charge délestée	7.5 %	7.5 %	7.5 %	7.5 %	7.5 %	7.5 %
Cumulée	7.5 %	15 %	22.5 %	30 %	37.5 %	45 %

La [Figure 3.6](#) reprend le principe de la [Figure 3.3](#), où le le taux délesté  $\Delta p$  est montré en fonction de la perte de production  $\Delta g$ . Les bornes (51.5 et 47.5 Hz) ne peuvent être tracées directement sur ce type de graphe. Néanmoins, l'excursion (c'est-à-dire l'écart) vis-à-vis de la droite  $\Delta p = \Delta g$  ( $x = y$ ) donne l'information suivante : si l'excursion est plus importante, alors le plan est plus proche de la borne associée (suivant si l'excursion est au delà ou au dessous de la droite  $\Delta p = \Delta g$ ), voire dépasse celle-ci.

Pour les deux plans de délestage, l'évolution du taux délesté apparaît sous forme d'escalier, ce qui correspond aux différents échelons : il y a quatre « marches » pour le premier plan et six pour le second. L'évolution entre deux marches (deux échelons) dépend de :

1. L'incertitude de mesure de fréquence : le premier plan, dont l'incertitude est plus importante, est beaucoup plus linéaire entre deux échelons que le second plan. Ainsi, plus l'incertitude est importante, plus le taux délesté est faible, ce qui permet d'avoir une réponse plus « linéaire ».
2. La rapidité à laquelle la fréquence vient « attaquer » ces échelons. C'est-à-dire la valeur du  $\frac{df}{dt}$ . Plus cette valeur est importante, moins les relais – modélisés via la fonction implémentée – auront le temps de déclencher pour arrêter la chute de fréquence et éviter qu'un échelon entier soit délesté. Le  $\frac{df}{dt}$  est d'autant plus important que la perte de génération, qui est simulée comme étant instantanée.

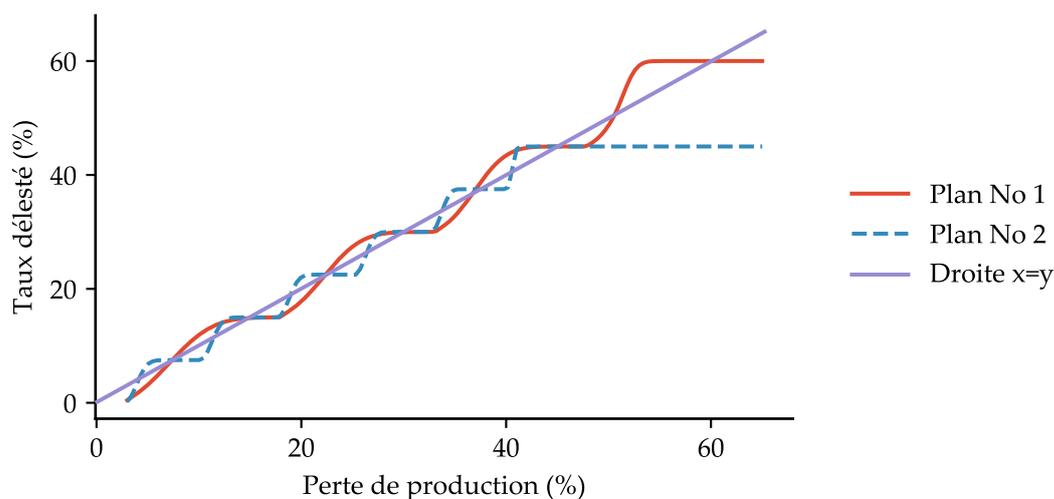


FIGURE 3.6 – Charge délestée pour différents plans de délestage.

Il est intéressant de noter que les deux plans, jusqu'à une perte de production  $\Delta g$  de 45 % évoluent dans un même « tunnel » qui borne leurs excursions maximales, cela signifie, qu'à priori, ils vont atteindre proportionnellement à peu près les mêmes fréquences minimales et maximales (mais pour des  $\Delta g$  différentes). La Figure 3.7 montre les fréquences minimales et maximales atteintes par les deux plans suivant la perte de production  $\Delta g$ .

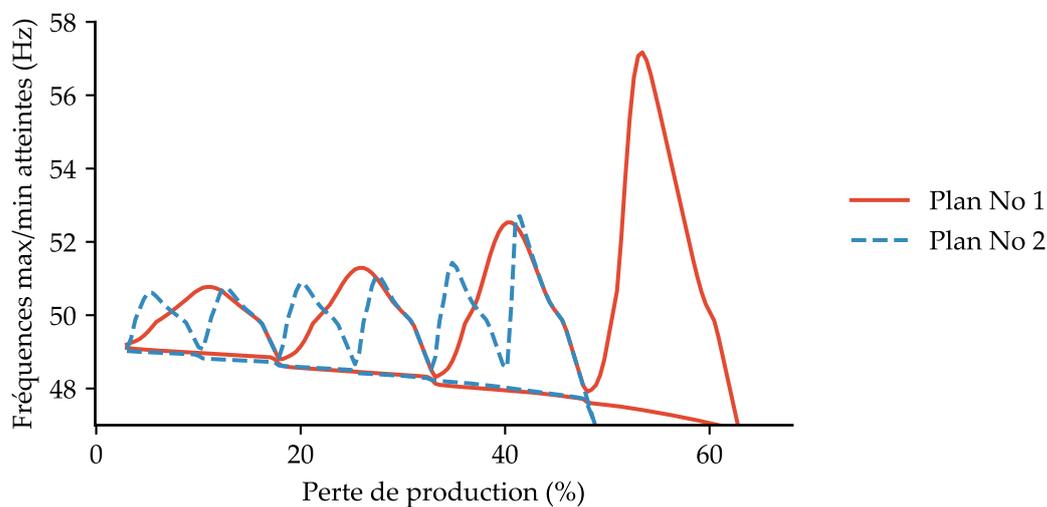


FIGURE 3.7 – Évolution fréquentielle pour différents plans.

La Figure 3.7 correspond à un point de vue différent de la Figure 3.6. Pour chaque plan, deux courbes sont tracées : celle de la fréquence minimale atteinte, qui correspond alors à la courbe inférieure, et celle de la courbe de la fréquence maximale atteinte, qui correspond donc à la courbe supérieure. Cette fois-ci, pour la fréquence maximale, l'évolution n'apparaît pas sous forme d'escalier mais sous forme de dents de scie. Le

nombre de « dents » correspond au nombre d'échelons du plan concerné. Cette forme se justifie ainsi, pour un échelon :

1. Lorsque le  $\Delta g$  relatif est faible, le  $\frac{df}{dt}$  est faible, même une faible incertitude sur la mesure de fréquence va impliquer une ouverture d'un nombre restreint de relais fréquence-métriques. Ainsi, un faible taux relatif de charge est délesté et la fréquence maximale atteinte est également limitée : elle correspond à peu près la fréquence minimale.
2. Inversement, si le  $\Delta g$  relatif est important et est approximativement égal au taux délesté de l'échelon, celui-ci sera alors entièrement déclenché. Néanmoins, son déclenchement « total » compense en grande partie le  $\Delta g$  relatif et le système électrique retrouve un point d'équilibre proche de la fréquence minimale atteinte.
3. Entre les deux scénarios précédents, c'est un délestage plus important que le  $\Delta g$  relatif qui est réalisé, ce qui implique que la fréquence maximale atteinte est (bien) plus importante que la fréquence minimale. C'est le cas dangereux, celui où la réaction du mécanisme de délestage fréquence-métrique est excessive et peut s'avérer, dans les cas extrêmes, contre-productive.

Le premier plan a une incertitude sur la mesure de fréquence plus importante, ce qui, au final, lui donne des caractéristiques équivalentes au second plan malgré une charge délestée deux fois plus importante par échelons. A cause du  $\frac{df}{dt}$  important induit par une perte de production croissante, les fréquences maximales atteintes (pour le point 3) sont elles aussi croissantes. Puisque la charge délestée pour le second plan est limitée à 45 %, le black-out du système électrique, dû au fait que la fréquence atteint 47.5 Hz, arrive plus tôt que le premier plan dont la charge totale délestée est de 60 %. Néanmoins, ce dernier échelon du premier plan amène à des sur-fréquences importantes qui peuvent aussi impliquer un black-out.

#### ▷ REMARQUE SUR LES ÉTUDES TYPES RÉALISÉES POUR LE DÉLESTAGE

Plusieurs études proposent de quantifier les performances d'un plan de délestage donné (plan conventionnel ou autre) en ne réalisant des simulations que pour certaines valeurs de déséquilibre. Dans le cas de plans composés d'échelons, il est évident qu'il est possible de choisir certaines valeurs de déséquilibre qui vont avantager les performances d'un plan vis-à-vis d'un autre. Dans l'exemple donné, il serait possible de choisir plusieurs valeurs de déséquilibre (perte de production) qui avantagerait un plan plutôt d'un autre. Pour ce faire, il suffirait de regarder la [Figure 3.7](#) et de prendre les valeurs où l'un des plans amène à une fréquence maximale inférieure à l'autre.

#### ▷ CONCLUSION

Pour déterminer la performance d'un plan de délestage, il est intéressant de déterminer s'il répond à l'exigence de limiter les sur-fréquences. Pour ce faire, il est nécessaire de déterminer la fréquence maximale qu'il atteindra pour un ensemble de scénarios, ces scénarios correspondent à un ensemble de simulations qui prennent en compte : la plage de la perte de production  $\Delta g$ , la plage de variation de l'inertie, de la sensibilité des charges, etc. Pour l'ensemble des paramètres possibles, des plages de variations importantes peuvent être considérées car les caractéristiques du système électrique lors d'un événement amenant à du délestage peuvent varier extrêmement. Cependant,

la perte de production est considérée comme instantanée au début de la simulation temporelle. Cela a pour effet d'avoir un  $\frac{df}{dt}$  important, qui n'est pas forcément réaliste et qui réduit les performances des plans de délestage testés. Malgré tout, cet effet est le même pour les deux plans et la comparaison relative de l'un par rapport à l'autre reste donc pertinente.

### 3.3.4 Limites de la simulation

Le modèle proposé est facilement implémentable dans n'importe quel type de logiciel de simulation. Celui-ci ne se base que sur la fréquence, les régulations, sensibilités et les puissances mises en jeu.

Un premier inconvénient de cette approche est qu'elle ne capture que la dynamique de la fréquence du *système*, et non pas les phénomènes liés à l'existence du *réseau* (lignes et transformateurs) lui-même. Des simulations basées sur des *load-flows* sont réalisables mais plus complexes à mettre en oeuvre : celles-ci impliquent d'abord d'avoir un modèle du réseau de transport. La plupart des articles se basent sur le modèle IEEE New England de 39 bus [8, 50] et rajoutent parfois un modèle local. Cela permet d'avoir une simulation a priori plus réaliste et d'intégrer le problème du plan de tension qui peut être critique lorsqu'un événement appelant au délestage arrive. La plupart des simulations réalisées se basent sur un déséquilibre initial et une charge délestée qui sont énoncés en % de la consommation nationale. Pour aller plus loin, il est intéressant de déterminer l'impact du calcul de la puissance de référence  $S$  utilisée dans la modélisation. C'est l'objet de la section suivante.

## 3.4 CHARGE DÉLESTÉE

Une fois le plan de délestage théorique déterminé, il faut implémenter celui-ci. Suivant l'échelle d'implémentation et les puissances considérées, il est nécessaire de prendre en compte une partie ou non de la production décentralisée. Ainsi les notions d'inertie  $H$  et de puissance de référence  $S$  peuvent varier et cela a un impact suivant les simulations qui ont été réalisées. La charge délestée peut être exprimée de deux façons :

- en MW
- en % de la charge/consommation totale

Cette charge délestée est calculée après le délestage. Elle est ensuite comparée à un objectif initial de délestage qui lui peut être aussi exprimée en MW ou pourcentage. Dans l'ensemble du manuscrit, nous utilisons l'expression en pourcentage de charge. Néanmoins, il est nécessaire de définir ce que nous considérons comme « charge ». La notion de « délester une part de la consommation totale » découle de la normalisation de la *swing equation*.

### 3.4.1 Équation des masses en rotation

La notion de consommation totale du système électrique est reliée directement à l'inertie de celui-ci. Ces deux grandeurs découlent de la *swing equation*. Celle-ci se calcule à travers le *théorème du moment cinétique* appliqué aux machines synchrones connectées au système électrique :

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum C = C_m - C_e \quad (3.15)$$

---

J	moment d'inertie en considérant les masses des rotors des machines [kg·m <sup>2</sup> ]
$\omega$	pulsation [rad/s]
C	différents couples appliqués
$C_m$	couple mécanique [N·m]
$C_e$	couple électromagnétique [N·m]

---

En multipliant des deux côtés par la pulsation  $\omega$  pour faire apparaître les puissances, l'équation devient :

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.16)$$

L'inertie H, en secondes, est définie comme l'énergie cinétique stockée dans les masses tournante pouvant fournir une puissance S durant ce temps H à la pulsation nominale  $\omega_s$ .

$$H = \frac{1}{2} (J\omega_s^2) \cdot \frac{1}{S} \quad (3.17)$$

Ainsi, un système électrique avec une inertie importante sera plus robuste aux changements brusques de consommations/productions : l'énergie stockée étant importante, la marge de temps pour activer les régulations fréquentielles est elle aussi plus importante. En intégrant H, l'équation devient :

$$\frac{2 \cdot H \cdot S}{\omega_s^2} \omega \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.18)$$

En régime permanent,  $\omega_s \sim \omega$ , ainsi l'équation se réécrit :

$$\frac{d\omega}{dt} = \omega_s \frac{P_m - P_e}{2 \cdot H \cdot S} \quad (3.19)$$

Ou en fréquence :

$$\frac{df}{dt} = f_0 \frac{P_m - P_e}{2 \cdot H \cdot S} \quad (3.20)$$

Avec :

---

f	fréquence du système électrique [Hz]
$f_0$	fréquence nominale [Hz]
$P_m$	puissance mécanique des machines synchrones [W]
$P_e$	puissance électromagnétique des machines synchrones [W]
S	puissance apparente des machines synchrones [W]
H	inertie du système électrique [s]

---

Cette équation est souvent utilisée sous sa forme normalisée :

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{\Delta\bar{p}}{2H} \quad (3.21)$$

avec  $\bar{f}$  la fréquence en p.u. et  $\bar{p}$  le déséquilibre en p.u. ce déséquilibre étant :

$$\Delta\bar{p} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad (3.22)$$

La définition du déséquilibre qui est utilisée dans ce manuscrit se retrouve dans [43] où  $S = P_e$ . Dans le cas du délestage fréquence-métrique, c'est cette définition qui est communément utilisée et qui impacte donc la valeur de l'inertie. Dans d'autres études, c'est réellement  $S$  telle que puissance apparente nominale des générateurs connectés qui peut être utilisée [7]. C'est alors en utilisant la première définition qu'une partie des études sur le délestage fréquence-métrique est réalisée. En effet, sa simplicité de mise en oeuvre permet de simuler aisément une multitude de scénarios pour déterminer l'impact du choix d'un plan de délestage. L'estimation de  $S$  en temps réel est possible grâce à des télémesures et des prédictions. Pour cela, il est par exemple possible de retrouver les différentes productions utilisées sur le système électrique français en open access [60]. Le plan de délestage pour l'Europe continentale se base sur des pourcentages de la « charge totale nationale ».

### 3.4.2 Problématiques

#### ▷ VALEUR DE L'INERTIE

L'inertie est estimée a posteriori en étudiant des phénomènes transitoires [39]. Elle peut être aussi estimée localement (échelle d'un pays) en fonction des différents types de générateurs utilisés pour la production d'électricité. Il est néanmoins difficile d'avoir une estimation fiable de celle-ci à cause des données précises nécessaires : connaissance exacte des générateurs connectés au réseau, détermination exacte de l'instant de calcul, précision des mesures de fréquence, méthode utilisée pour calculer le  $\frac{df}{dt}$ , localisation du point de mesure par rapport à la localisation de l'évènement [7]. La plupart des études dynamiques vont se baser sur une valeur constante de l'inertie proche de 2 à 8 secondes [31], avec une prise en compte possible de la diminution/augmentation de celle-ci suivant la perte de certains types de générateurs [27].

#### ▷ PUISSANCE DE RÉFÉRENCE $S$

Comme indiqué précédemment, pour le délestage, nous prenons  $S = P_e$ . Néanmoins, selon le point de vue utilisé au niveau du système électrique, cette valeur peut être différente. Par exemple, prenons le cas d'un client résidentiel. Celui-ci consomme de l'énergie à travers ses différentes charges : machine à laver, éclairage, etc. Ce client peut aussi avoir installé des panneaux photovoltaïques qui produisent une part de la puissance consommée par les charges. Du point de vue du système électrique, il est alors possible de voir ce client sous deux points de vues :

1. Un consommateur et producteur à la fois, en différenciant la production des panneaux photovoltaïques de la consommation des charges.
2. Un consommateur uniquement, dont la consommation est simplement diminuée en raison de la présence de la production photovoltaïque.

Dans le premier cas, la puissance de référence  $S$  est plus importante que dans le deuxième cas. Il faudrait alors délester plus de charge pour répondre aux objectifs du plan de délestage. Cependant, il est possible de distinguer plusieurs cas, suivant si cette production participe ou non à l'inertie globale du système électrique et si elle est « quantifiable », c'est-à-dire s'il est réellement possible de la mesurer et de voir son impact en temps réel. Par exemple, dans le cas du client résidentiel étant à la fois consommateur et producteur, il est plus difficile de quantifier ce qu'il produit en temps réel que dans le cas d'une ferme photovoltaïque de plusieurs MW connectée au système électrique équipée de systèmes de télémesure. Ainsi, il y a trois manières de considérer le couple  $S \cdot H = \text{constante}$ .

1.  $S$  correspond à la puissance des machines synchrones, participant activement à l'inertie du système électrique. Dans ce cas,  $H$  est important car elle reflète uniquement les productions qui augmentent l'énergie cinétique.
2.  $S$  correspond à la puissance de l'ensemble des générateurs sur le système électrique. Dans ce cas-ci,  $H$  est plus faible car elle prend en compte les productions n'apportant pas d'inertie.
3.  $S$  correspond à la puissance *quantifiable* de l'ensemble des générateurs sur le système électrique. Dans ce cas-ci,  $H$  est plus faible que pour le cas 1. mais plus importante que pour le cas 2.

La Figure 3.8 explique cette différence entre production synchrone et non synchrone et la puissance de référence choisie.

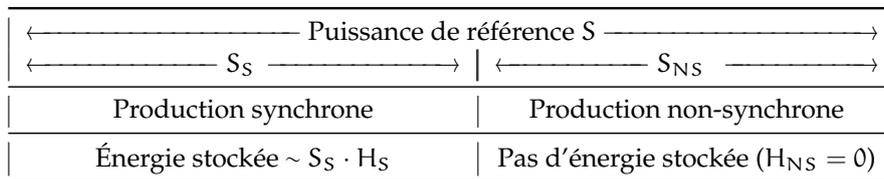


FIGURE 3.8 – Puissance nominale  $S$  à partir de production synchrone et non-synchrone.

Dans l'ensemble des définitions, la puissance  $S$  est connue en temps réel au niveau national via des télémesures (producteurs importants) et des estimations (production décentralisée). Il serait donc possible de déterminer quel est l'objectif en temps réel suivant la définition choisie. Ainsi, nous verrons par la suite que cette puissance  $S$  dépend de la maille considérée et du plus petit élément contrôlé dans le cas du délestage fréquence-métrique : le départ HTA dans le cas du système électrique français. Comme indiqué précédemment,  $S$  correspond indirectement à la production qui est égale à la consommation. Plus précisément, pour que  $S$  reflète la consommation nationale, il faut prendre en compte les imports et les exports, ainsi :

$$S = G + \text{imports} - \text{exports}$$

S	consommation nationale, pertes incluses [W]
G	production réalisée à l'échelle nationale [W]

▷ PUISSANCE DÉLESTABLE

De la même manière que pour la puissance de référence  $S$ , il est possible de quantifier différentes puissances délestables suivant la prise en compte d'une part de la production décentralisée ou non. Comme expliqué à la sous-section 3.3.4, d'un point de vue académique, la plupart des simulations réalisées se basent sur la modélisation du réseau de transport avec les principaux générateurs et lignes. La charge est alors modélisée comme étant consommée à des noeuds, ces noeuds représentant un à plusieurs postes-sources. Ainsi, lorsqu'il est spécifié un % de charge délesté, celui-ci correspond à la puissance soutirée par les postes-source et les consommateurs directement alimentés par le réseau de transport. Dans ce cas-ci, la puissance de référence est une puissance "nette" de la production décentralisée (non visible par le réseau de transport).

A priori, il faudrait faire coïncider les échelles utilisées pour simplifier la mise en place du plan de délestage et s'assurer de la réponse en fréquence souhaitée.

▷ PERTES

La manière dont les pertes doivent être prises en compte n'est pas explicite. Celles-ci évoluent de manière non linéaire avec la consommation « réelle » ( $R \cdot I^2$ . Les pertes représentent d'un point de vue énergétique 6 % [25] du réseau de distribution et 2.23 % du réseau de transport [59]). Il n'est pas indiqué explicitement comment considérer ces pertes dans l'objectif de délestage. Elles ne seront alors pas directement considérées.

### 3.4.3 *Système électrique français*

Afin de déterminer quelles sont les puissances en jeu, il est nécessaire de spécifier les différentes mailles du système électrique. Le système électrique français est divisé en plusieurs mailles. Ces mailles correspondent à des échelles d'opérations (techniques/matérielles) où les gestionnaires de réseaux opèrent, résumées dans la Figure 3.9.

Ainsi, on distingue dans le système électrique national, le réseau de transport et le réseau de distribution. Le réseau de transport accueille des consommateurs spécifiques (électro-intensifs) et la majorité de la production conventionnelle (nucléaire, hydraulique, ...). Le réseau de distribution est quant à lui divisé en plusieurs mailles géographiques (région, département) pour arriver finalement à la maille du départ HTA qui correspond à la plus petite unité opérée dans le cadre du délestage fréquence-métrique. En effet, ce sont les relais fréquence-métriques, situés dans les postes-sources, qui manoeuvrent les disjoncteurs associés à ces départs lorsque ceux-ci mesurent une fréquence du système électrique inférieure aux fréquences seuils paramétrées dans les relais. Ces relais sont paramétrés de manière à répondre à des contraintes locales (départs prioritaires à ne pas délester car composés de clients critiques) et des contraintes nationales (respect du *Network Code*). Actuellement en France, sur le réseau de distribution exploité par Enedis, c'est à la maille départementale que l'objectif de délestage est mis à l'échelle (délester un pourcentage de la charge à cette maille), et donc c'est aussi à cette maille que les contraintes locales sont considérées. Ce sont les techniciens des agences de conduite régionales qui s'occupent de la mise en place du plan de délestage en allouant chaque départ à une fréquence seuil. Les départs sont de 3 types différents :

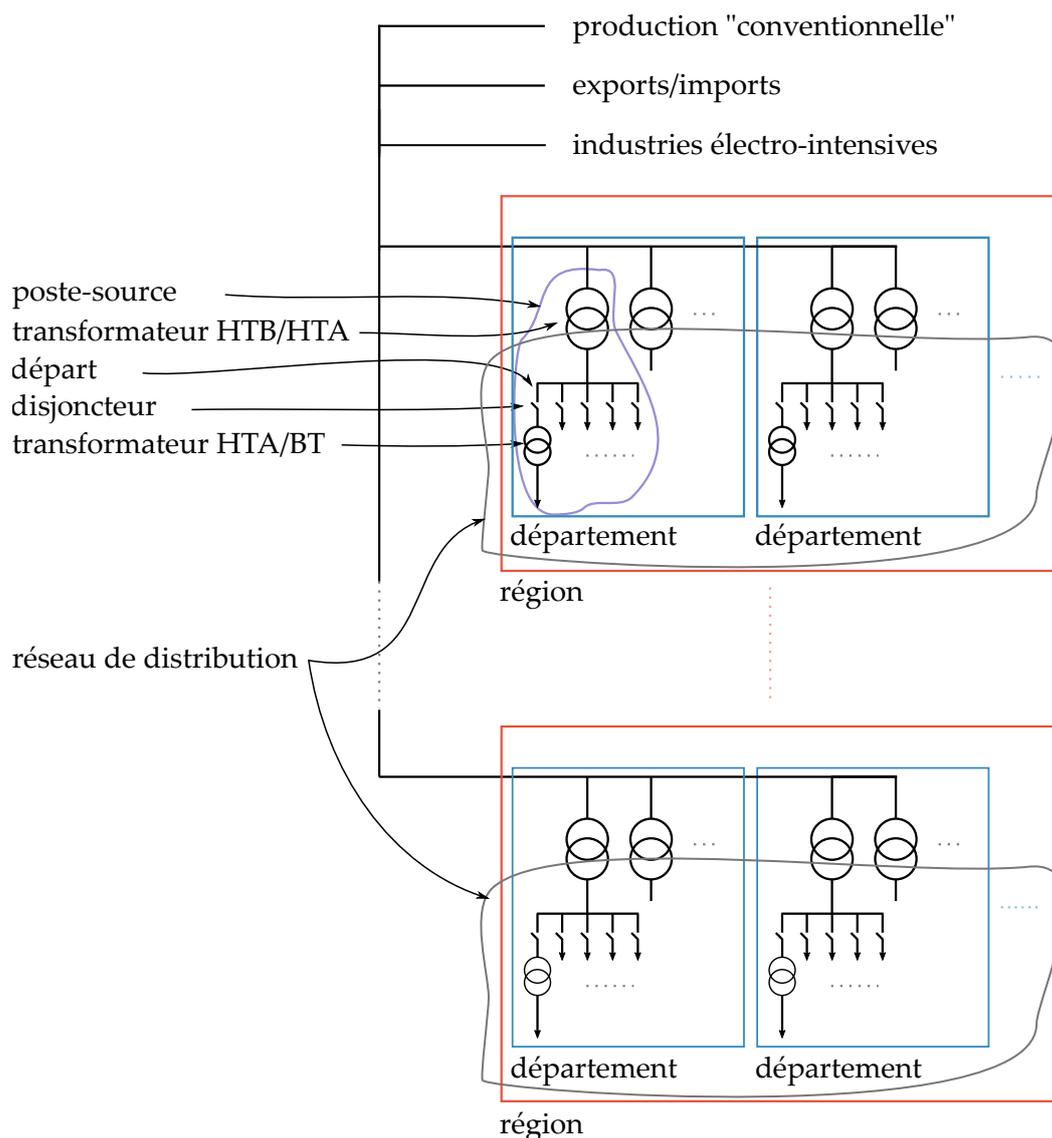


FIGURE 3.9 – Structure simplifiée du système électrique français.

1. Les départs accueillant uniquement des charges.
2. Les départs accueillant simultanément de la charge et de production décentralisée, aussi appelés *départs mixtes*.
3. Les départs dédiés à la production, appelés départs dédiés ou *départs directs*.

Les départs délestables sont choisis parmi les deux premiers types de départs (délester un départ producteur serait contre-productif pour rétablir l'équilibre offre demande dans le cas d'un déficit de production).

#### ▷ POIDS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Comme indiqué sur la [Figure 3.9](#), le délestage n'est réalisé qu'au niveau des départs du réseau de distribution. Ainsi, les consommateurs reliés directement au niveau du ré-

seau de transport ne font pas partie de la consommation délestable. Néanmoins, ils sont pris en compte dans le calcul de l'objectif de délestage. La Figure 3.10 montre le poids (ratio) du réseau de distribution lors de l'année 2016. Les courbes de consommation sont disponibles en ligne [26, 84].

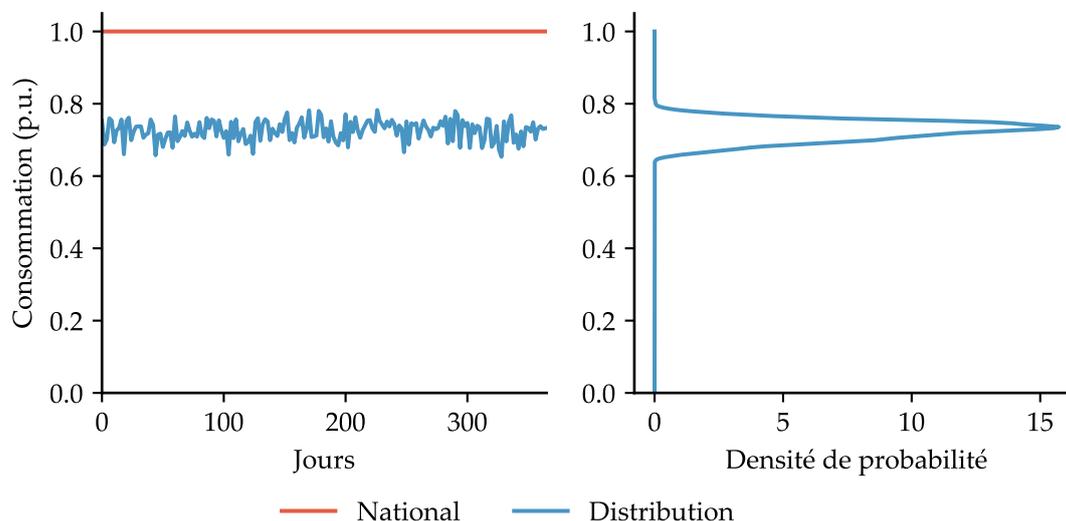


FIGURE 3.10 – Ratio entre la consommation du réseau de distribution par rapport à la consommation totale au niveau national – année 2016.

Le poids du réseau de distribution, pour l'année 2016, est en moyenne 72.5 % du réseau national et varie entre 64.3 % et 80.3 %. Ainsi, en faisant l'hypothèse que le taux délesté au niveau du réseau de distribution est constant, pour représenter en moyenne 7.5 % de la charge nationale (un échelon type du plan de délestage recommandé par le *Network Code*), celle-ci varierait entre 6.6 et 8.3 %. Cette variation est uniquement dû à la variation du poids du réseau de distribution vis-à-vis du réseau national. Il est à noter, qu'en réalité, la charge délestée n'est pas constante. Les variations en sont alors d'autant plus importantes. Si la charge délestée ne correspond pas au plan théorique, la réponse en fréquence sera différente de celle attendue. Afin de pallier les variations dues à l'évolution temporelle des différents poids des réseaux, deux solutions seraient envisageables :

1. Réaliser du délestage sur les consommateurs directement alimentés par le réseau de transport.
2. Choisir les charges à délester au niveau du réseau de distribution dont les consommations ont des variations similaires à la charge nationale.

Il n'y a pas de variations saisonnières visibles (poids d'un réseau plus important en été/hiver ...). Dans le cas contraire, il aurait été possible de ré-allouer les charges du réseau de distribution en ayant un objectif de délestage plus ou moins important suivant la saison/période considérée afin de limiter les variations de la consommation allouée. Cette problématique de variation de consommation allouée est étudiée dans le chapitre suivant en ayant pour solution le choix optimal des départs (charges) à allouer.

### 3.4.4 Puissances de référence

La Figure 3.11 montre, dans le cas du système électrique français, les productions qui peuvent être prises en compte dans le calcul de la puissance de référence (le dénominateur de [Équation 3.22](#)). (Il est sous-entendu que les exports/imports sont considérés dans la « production transport ».)

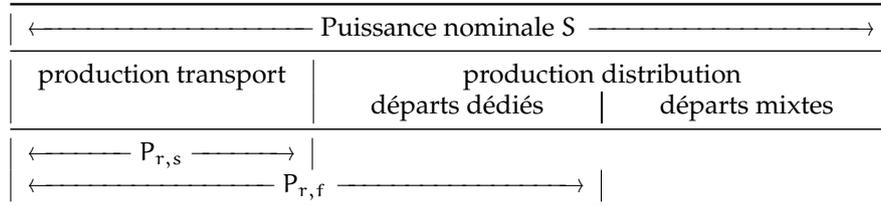


FIGURE 3.11 – Définition des puissances de références en fonction de la production des réseaux de transport et de distribution.

La prise en compte de la production sur les départs mixtes n'est pas réalisée (car difficilement « quantifiable » en temps réel). Il serait possible de compter celle-ci, mais la mise en oeuvre d'un tel objectif serait d'une complexité supérieure : il faudrait estimer à chaque instant la quantité de production décentralisée pour chaque départ mixte. Ainsi, pour l'étude réalisée dans cette partie, nous nous limitons à ces deux puissances de références possibles :

- $P_{r,s}$  qui correspond à la puissance injectée dans le réseau de distribution, au niveau des postes-sources ;
- $P_{r,f}$  qui correspond à la puissance injectée dans le réseau de distribution au niveau des postes-sources et à la puissance injectée par les départs dédiés à la production.

#### ▷ DÉFINITION DU NETWORK CODE

La puissance de référence aussi appelée charge nette est définie de la manière suivante :

*«charge nette», la valeur nette de la puissance active vue d'un point donné du réseau, calculée par (charge – production), généralement exprimée en kilowatt (kW) ou mégawatt (MW) à un instant donné ou en moyenne sur un intervalle de temps donné;*

– *Network Code on Emergency and Restoration [32]*

Ainsi, cette définition de charge nette est applicable aux deux définitions de puissance de référence données à la Figure 3.11. En effet,  $P_{r,s}$  correspond à la charge nette au niveau du poste-source et  $P_{r,f}$  correspond à la charge nette au niveau du départ. La partie suivante montre l'impact du choix du point donné du système électrique utilisé pour calculer la puissance de référence (charge nette).

### 3.4.5 Application à une partie du système électrique français

#### ▷ ÉTUDE

L'étude réalisée porte sur les courbes de charge des départs appartenant à six régions différentes sur l'année 2016. Ces données permettent de reconstituer, localement,

les deux puissances de référence définies à la Figure 3.11. Une des régions choisies possède un fort taux de pénétration de production décentralisée, ainsi, les résultats ne sont pas forcément représentatifs de la région française « moyenne » mais permettent d’appréhender l’impact de la production décentralisée, présente sur les départs dédiés, sur l’objectif ou la capacité de délestage.

▷ CAS D’UN POSTE-SOURCE

Le Tableau 3.4 montre le flux de puissance à un instant donné des 17 départs d’un poste-source.

TABLEAU 3.4 – Région : 1 - Département : 1 - Poste-source 1386 - Consommations aux 1er Juillet 2016 à 13h.

Départ	6	1	2	13	12	3	10	5	11	7	9	15	4	16	17	14	8
Dédié	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	y	y
Prioritaire	n	n	n	y	n	n	y	n	n	y	n	n	n	n	n	n	n
Puissance (MW)	5.9	4.6	2.2	1.8	1.7	1.4	0.9	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.1	-0.4	-1.2	-4.5	-5.3

De ces 17 départs :

- deux sont dédiés à la production ;
- trois sont composés d’utilisateurs prioritaires qui ne peuvent être délestés ;
- deux, non dédiés à la production, ont un flux de puissance négatif à l’instant choisi : ils refoulent.

Les différentes puissances se calculent ainsi :

$$P_{r,s} = \sum_{f \in PS} P_f = 10.1 \text{ MW}$$

$$P_{r,f} = \left( \sum_{f \in PS} P_f \right) - P_8 - P_{14} = 19.9 \text{ MW}$$

$$\text{Consommation brute} = \sum_{f \in PS} P_f \quad \text{si } P_f > 0 = 21.5 \text{ MW}$$

$$\text{Consommation allouable} = \sum_{f \in PS} P_f \quad \text{si } f \text{ non dédié et non prioritaire} = 15.6 \text{ MW}$$

Il est à noter que les départs dédiés à la production peuvent ponctuellement avoir un flux de puissance légèrement positif, c’est-à-dire qu’ils peuvent être consommateurs. En effet, suivant le type de production, celle-ci n’est pas toujours activée et un certain nombre de services auxiliaires sont à alimenter en permanence. Il peut aussi se trouver un nombre restreints de clients consommateurs au niveau de ces départs. La prise en compte du flux de puissance négatif vis-à-vis des départs mixtes (départs 16 et 17) dépend du matériel utilisé pour réaliser le délestage. Certain types de matériel peuvent prendre en compte le signe du flux de puissance au niveau du départ et inhiber le délestage dans le cas où celui-ci refoule de la puissance au poste-source. Cela donnerait trois puissances de références :  $P_{r,f}$ ,  $P_{r,s}$ ,  $P_{r,f,d}>0$ , la dernière étant alors la somme de l’ensemble des départs dont sont retirés les départs dédiés et les départs mixtes qui

refoulent. Dans l'ensemble des études réalisées, nous considérons que cette prise en compte du signe du flux de puissance n'est pas appliquée. En regardant uniquement un poste-source, il apparaît que la charge à délester peut varier quasiment du simple au double suivant le point de référence choisi : le départ ( $P_{r,f}$ ) ou le poste-source entier ( $P_{r,s}$ ). L'impact de la production décentralisée n'est alors pas négligeable, du moins pour ce poste-source et à cet instant de l'année. La même étude, à l'échelle du département et en considérant l'ensemble de l'année, permet de mettre en exergue les différences à une plus grande échelle.

#### ▷ CAS D'UN DÉPARTEMENT

Le **Tableau 3.5** montre les valeurs des puissances de référence à un instant donné pour les postes-sources du département considéré.

TABLEAU 3.5 – Région : 1 - Département : 1 - Consommations au 1er Juillet 2016 à 13h.

Type	$P_{r,f} = P_{r,s}$						$P_{r,f} > P_{r,s} > 0$						$P_{r,f} > P_{r,s} \text{ \& } P_{r,s} < 0$						
Poste-source	2056	922	329	23	1963	166	2074	1980	1188	1386	582	36	1566	2089	91	1683	204	188	2072
$P_{r,f}$ (MW)	28.8	27.1	13.3	6.8	6.4	3.8	0.4	28.1	21.8	19.9	11.7	10.2	6.4	10.5	8.5	7.6	5.7	4.1	-0.9
$P_{r,s}$ (MW)	28.8	27.1	13.3	6.8	6.4	3.8	0.4	17.7	5.0	10.1	11.3	5.4	2.9	-4.8	-7.0	-5.7	-6.0	-18.5	-6.9

De ces 19 postes-sources :

- Six postes-sources renvoient de la puissance au réseau de transport : leurs  $P_{r,s}$  correspondants sont négatifs. Pour l'un d'entre eux, le 2072, le  $P_{r,f}$  est lui aussi négatif : cela signifie que la production sur départs mixtes est supérieure à la consommation de l'ensemble des départs du poste-source.
- Sept possèdent une même puissance de référence  $P_{r,s} = P_{r,f}$ .
- $P_{r,f}$  (cumulé) = 220.2 MW.
- $P_{r,s}$  (cumulé) = 139 MW consommation - 48.9 MW production = 90.1 MW.

De la même manière que pour les départs, il serait possible de choisir arbitrairement de retirer les postes-sources lorsqu'ils refoulent au réseau de transport de l'objectif de délestage (c'est-à-dire de la puissance de référence). Dans ce cas-ci, il y aurait trois puissances de référence calculables :  $P_{r,f}$ ,  $P_{r,s}$ ,  $P_{r,s,ps>0}$ , la dernière correspondant alors à la somme de l'ensemble des postes-sources dont sont retirés les postes-sources « producteurs ». Il serait aussi possible de réintroduire le  $P_{r,f,d>0}$  précédant pour calculer encore plusieurs autres puissances de références. Pour le besoin de l'étude, nous choisissons de ne pas considérer ces cas-ci et de garder uniquement les puissances de référence  $P_{r,f}$  et  $P_{r,s}$ .

#### ▷ ÉVOLUTION TEMPORELLE DES PUISSANCES DE RÉFÉRENCE

La **Figure 3.12** montre l'évolution des puissances de références  $P_{r,f}$  et  $P_{r,s}$  et de la puissance allouable à l'échelle du poste-source, du département, de la région, et de l'agrégation de six régions durant l'année 2016.

Pour l'ensemble des échelles, la puissance allouable est proportionnelle à  $P_{r,f}$  : l'ensemble des départs constituant la puissance allouable correspond à l'ensemble des départs de  $P_{r,f}$  dont sont retirés les départs prioritaires. Comme les variations de ces

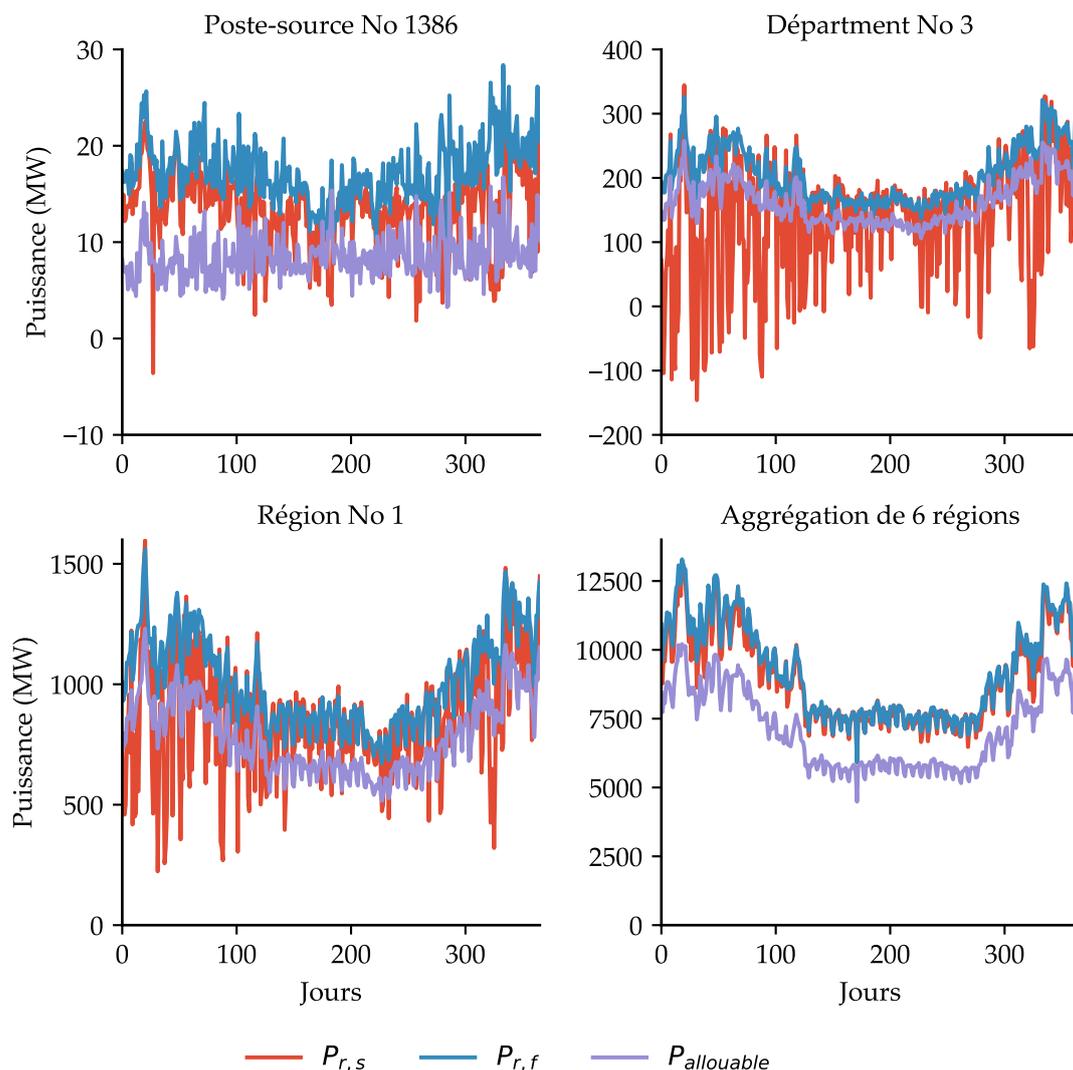


FIGURE 3.12 – Puissances de référence et puissance allouable – année 2016.

deux puissances sont similaires, il est possible de déduire que les départs prioritaires sont représentatifs de l'ensemble des départs. Le poids de cette puissance allouable est d'environ 76 à 79 % de celle de  $P_{r,f}$ .

Plus précisément, suivant la maille considérée :

**Poste-source :**

A un instant dans l'année (~ 25e jour),  $P_{r,s}$  devient négatif. Cela peut être dû à un problème dans les données ou bien à un instant particulier où la production décentralisée sur départs dédiés devient très importante. En effet, ce pic ne se retrouve pas au niveau de la puissance  $P_{r,f}$ .

**Département :**

Il est clair que la puissance de référence  $P_{r,s}$  devient négative plusieurs fois dans l'année, jusqu'à atteindre des valeurs inférieures à -100 MW. La puissance  $P_{r,f}$  est positive à chaque instant. À cette échelle,  $P_{r,s}$  est en moyenne environ 30 % inférieure à  $P_{r,f}$ . Il arrive néanmoins que la puissance  $P_{r,s}$  soit ponctuellement supérieure à  $P_{r,f}$  : la puissance des départs dédiés à la production est en réalité « consommatrice ». Comme expliqué précédemment, les départs dédiés ne sont pas producteurs à tout instant et possèdent des services auxiliaires voire un nombre restreints de clients consommateurs. Lorsque c'est le cas,  $P_{r,s}$  n'est que légèrement supérieure à  $P_{r,f}$  – de quelques pourcents au maximum.

**Région :**

Les variations entre  $P_{r,s}$  et  $P_{r,f}$  sont encore importantes, néanmoins  $P_{r,s}$  reste positif tout au long de l'année. En moyenne, la différence entre les deux n'est plus que de 13 %.

**6 régions :**

Ces variations sont quasiment nulles à l'échelle des six régions : le foisonnement est tel que  $P_{r,s}$  et  $P_{r,f}$  sont quasiment égaux. La région choisie (ici notée région No 1) possède un fort taux d'insertion de production décentralisée, elle n'est pas représentative de la région « moyenne » française, d'où ses spécificités qui s'atténuent avec l'agrégation des six régions.

## ▷ QUE RETENIR ?

Le choix du point de calcul de la puissance de référence/à délester peut avoir un impact, notamment au niveau départemental et régional : la puissance peut être différente, en moyenne, de 13 à 30 %. Dans certains cas, cette même puissance de référence peut devenir négative, ce qui est a priori contradictoire avec le principe du délestage fréquence-métrique où l'objectif est de rétablir un équilibre offre-demande en délestant de la consommation et non de la production. Néanmoins, ces disparités entre puissances de références disparaissent lorsque celles-ci sont agrégées à une plus grande échelle (6 régions dans le cas étudié). Il est alors possible de dire que, pour le moment, l'impact de la production décentralisée est encore négligeable à l'échelle nationale, mais qu'il faudra certainement prendre en compte cet impact à terme au fur et à mesure de la croissance du poids de la production décentralisée dans le mix électrique. La prise en compte de cet impact est double : sur l'objectif à délester et sur la capacité à délester une charge « positive ».

## ▷ QUELLES ACTIONS ?

Un des risques serait d'avoir une insertion de production décentralisée principalement sur des départs mixtes : la puissance de référence  $P_{r,f}$  pourrait alors être négative elle aussi. Deux solutions seraient envisageables :

1. Avoir des relais fréquence-métriques qui prennent en compte le sens du flux de puissance (consommation ou production) et ne délestent pas lorsque le départ est producteur.
2. Installer les relais fréquence-métriques en aval du poste-source : au niveau des transformateurs HTA/BT par exemple.

La première solution est pertinente dans le cas de postes-sources où uniquement certains départs mixtes possèdent un fort taux d'insertion de production décentralisée. Dans le cas où l'ensemble des départs mixtes d'un poste-source possède de forts taux de pénétration de production décentralisée, il faut alors envisager la seconde solution. Néanmoins, se baser sur un seul poste-source n'est pas forcément pertinent, il faut vérifier l'ensemble des postes-sources du département avant d'envisager un changement en profondeur de la réalisation du plan de délestage localement.

Au delà de l'aspect puissance délestable/puissance de référence, l'insertion de production décentralisée correspond principalement à l'insertion de production qui ne possède pas d'inertie [51]. Ceci implique un  $\frac{df}{dt}$  qui sera alors plus important pour un même déséquilibre  $\Delta\bar{p}$  et donc l'impact de l'incertitude de mesure de fréquence sera moindre, ce qui amènera à des risques de sur-fréquences plus importants. L'intérêt pour l'inertie virtuelle [23] est alors pertinent dans le cas du délestage fréquence métrique afin que celui-ci reste robuste.

#### ▷ PUISSANCE DE RÉFÉRENCE NÉGATIVE

Avoir la puissance de référence  $P_{r,s}$  qui devient négative à plusieurs instants dans l'année peut impliquer d'avoir un objectif de délestage négatif si celui-ci est calculé de la même manière. Le plan de délestage devrait alors déconnecter une charge proportionnelle à la puissance de référence. Dans ce cas, faudrait-il déconnecter de la production ? D'un point de vue local – départemental – déconnecter de la production amplifierait le déséquilibre initial. Cependant, en considérant l'ensemble de la France – échelle nationale – cela peut faire sens de déconnecter une partie de cet objectif afin d'atteindre le % souhaité et non délester « plus que prévu », du moins d'un point de vue théorique (dans le cas où les départs qui refoulent seraient inhibés).

En pratique, le délestage n'est pas toujours entièrement suffisant – voir le black-out de l'Italie en 2003 [77] ou de la Turquie en 2015 [28] – car plusieurs groupes de production sont amenés à se déconnecter de manière intempestive à cause de protections en fréquence ou en tension.

### 3.5 CONCLUSION

Ce chapitre présente le principe de la conception d'un plan de délestage fréquence-métrique conventionnel. Celui-ci a un double objectif : le premier est d'arrêter la chute de fréquence lors d'un important déséquilibre production-consommation. Le second est de limiter les risques de sur-fréquence qui seraient dus au délestage d'une charge trop importante. Ainsi, un plan de délestage conventionnel, composé d'échelons qui associent fréquences-seuils et taux de charge à délester, doit être dimensionné pour avoir un taux délesté proche du taux de perte de production. Toutefois, au delà de ce dimensionnement, les caractéristiques du système électrique et du matériel présent peut favoriser ou non cet objectif de délester au plus proche du taux de perte de production. Ainsi, afin de déterminer quelle charge doit être délestée à quelle fréquence, des études sur la réponse en fréquence sont réalisées. Elles partent du principe que le taux de charge délestée correspond à une puissance de référence. En pratique, il est possible de définir de manière multiple cette notion de puissance de référence, notamment à cause de l'insertion de production décentralisée. Comme l'insertion de production décentralisée risque d'être de plus en plus importante dans les années à venir, il est essentiel lorsque des études sont réalisées, de bien spécifier quelle définition est choisie.

# 4

## MISE EN ŒUVRE DU DÉLESTAGE

---

### ▷ PRÉAMBULE

Ce chapitre porte sur différentes méthodes permettant d'allouer les départs. Dans la [section 4.1](#), nous reprenons les éléments du *Network Code* pour établir les attentes de celui-ci, autant en termes de performances qu'en termes de plan à délester. Pour quantifier les performances d'une allocation, des indicateurs sont définis à la [section 4.2](#) puis utilisés. Différentes méthodes d'allocations sont présentées à la [section 4.3](#), notamment une basée sur un *clustering*, qui a été entièrement pensée et réalisée dans le cadre de la thèse. L'implémentation de ces méthodes est explicitée à la [section 4.4](#), et les performances, calculées grâce à des données d'Enedis, sont présentées dans la [section 4.5](#) – où une étude est réalisée quant à la sensibilité du plan de délestage à l'insertion de production décentralisée. Finalement, une étude est réalisée quant à la possibilité de ré-allouer les départs plus d'une fois par an dans la [section 4.6](#).

### 4.1 RÉGLEMENTATION

Dans le chapitre précédent, nous avons montré les différences entre les puissances de références possibles, suivant la prise en compte ou non d'une partie de la production décentralisée (présente sur les départs producteurs). En France, historiquement, la puissance de référence excluant la production des départs producteurs (départs dédiés à la production) est utilisée comme « assiette » de calcul pour les taux du plan de délestage.

Il n'est pas spécifié dans le *Network Code* comment la production décentralisée doit être prise en compte dans la notion de "Charge Totale". Néanmoins, un document de l'ENTSO-E, l'*Operation Handbook* [30], précise :

*La Charge Totale (comme définie dans la Régulation 543/2013 – incluant les pertes sans la puissance utilisée pour le stockage de l'énergie, signifie une charge égale à la production en incluant les importations et excluant les exportations et la puissance utilisée pour le stockage de l'énergie.*

*La Charge Totale, dans cette réglementation est calculée comme la somme de l'ensemble des productions, sur les réseaux de transport et distribution (puissance mesurée ou estimée) en incluant les importations et excluant : la puissance utilisée pour le stockage de l'énergie (pompage), la puissance des services auxiliaires des unités de production et les exportations.*

– RG CE OH– Policy 5 : Emergency Operations V 3.1

Ainsi, l'*Operation Handbook* stipule que l'ensemble de la production (décentralisée ou non, sur départs producteurs ou non) devrait être prise en compte dans le calcul de la puissance de référence.

*L'objectif principal de l'« Operation Handbook » en tant que recueil complet de toutes les normes et recommandations techniques pertinentes est d'apporter un soutien à l'exploitation du réseau interconnecté UCTE (ZONES SYNCHRONES), y compris les politiques d'exploitation relatives au contrôle de la production, au suivi et au compte rendu des performances, aux réserves, aux critères de sécurité et aux mesures opérationnelles spéciales. L'objet de base du manuel d'exploitation est d'assurer l'interopérabilité entre tous les GRT connectés aux ZONES SYNCHRONES.*

– UCTE *Operation Handbook* – Introduction (final v2.5 E, 24.06.2004)

L'*Operation Handbook* propose alors de synthétiser les normes et d'y rajouter des recommandations. La définition de la « Charge Totale » proposée peut, a priori, être vue comme un choix arbitraire et ne se base pas sur des normes techniques à respecter.

27) «charge totale», y compris les pertes sans l'électricité utilisée pour le stockage d'énergie, une charge égale à la production et aux éventuelles importations, diminuée des éventuelles exportations et de l'électricité utilisée pour le stockage d'énergie ;

[...]

29) «soutirage sur le réseau de transport», la quantité totale d'énergie quittant le réseau de transport pour les réseaux de distribution, les consommateurs finaux directement raccordés ou la consommation des auxiliaires de production ;

– RÈGLEMENT (UE) No 543/2013 DE LA COMMISSION du 14 juin 2013

Cette fois-ci, uniquement le terme "production" est utilisé sans spécifier les limites utilisées.

#### 4.1.1 Charge totale choisie

La définition de la charge totale qui est retenue dans le cas français est proche de celle de l'*Operation Handbook* : la production sur le réseau de distribution est prise en compte si celle-ci est située en HTA sur un départ producteur, ce qui constitue la majorité de la puissance de la production décentralisée. Une prise en compte plus fine, à travers des télé-relevés ou des estimations serait réalisable mais demanderait un investissement important.

#### ▷ OBJECTIF À DÉLESTER

Dans le chapitre précédent, différents objectifs de délestage ont été définis. Pour ce chapitre-ci, l'objectif de délestage sera choisi comme étant un objectif *local* du réseau de distribution. Ainsi :

- Les charges sur le réseau de transport ne sont pas directement prises en compte. Néanmoins cela implique un objectif à délester, au niveau du réseau de distribution, plus important.
- L'échelle considérée pour réaliser l'allocation est le département (ce qui se fait actuellement). Cela permet de diviser l'allocation *globale* (nationale) en sous-allocations plus faciles à implémenter et de respecter un *critère de répartition géographique homogène du délestage au niveau national*.

TABLEAU 4.1 – Critères du plan de délestage à implémenter.

Niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette – Fréquence (Hz)	49
Niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette – Charge nette à déconnecter (% de la charge totale nationale)	5
Niveau final obligatoire de la déconnexion de la charge nette – Fréquence (Hz)	48
Niveau final obligatoire de la déconnexion de la charge nette – Charge nette cumulative à déconnecter (% de la charge totale nationale)	45
Plage d'exécution (Hz)	± 7
Nombre minimum de pas pour atteindre le niveau final obligatoire	6
Déconnexion maximale de la charge nette pour chaque pas (% de la charge totale nationale pour une étape donnée)	10

*Chaque GRT conçoit le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse [...]. Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette à différentes fréquences, depuis un «seuil de départ obligatoire» jusqu'à un «seuil final obligatoire» qui délimitent une plage d'exécution, en respectant un nombre minimal et une taille maximale de pas. La plage d'exécution définit l'écart maximal admissible entre la charge nette devant être déconnectée et la valeur-cible de charge nette devant être déconnectée à une fréquence donnée, calculée par interpolation linéaire entre le niveau de départ obligatoire et le niveau final obligatoire. La plage d'exécution ne permet pas la déconnexion d'une valeur de charge nette inférieure à celle devant être déconnectée au niveau de départ obligatoire. Un pas ne peut être considéré comme tel si aucune charge nette n'est déconnectée au moment où ledit pas est atteint.*

– *Network Code on Emergency and Restoration [32], Article 15 – 5.*

La Figure 4.1 représente le tunnel dans lequel le plan de délestage doit se situer.

Ainsi, le plan de délestage doit correspondre à un escalier d'au moins six marches, compris dans le tunnel délimité par la plage d'exécution. De plus, la taille "minimale" d'une marche doit être de 5%.

#### ▷ HYPOTHÈSE NON PRISE EN COMPTE

Dans les simulations réalisées, la notion d'interpolation linéaire décrite dans l'Article 15 – 5 du Network Code on Emergency and Restoration n'a pas été prise en compte pour la création des plans de délestage. Cette notion n'était pas explicite dans les versions précédant le *Network Code*. Ainsi, nous considérerons le plan de délestage tel que défini dans le Tableau 4.2.

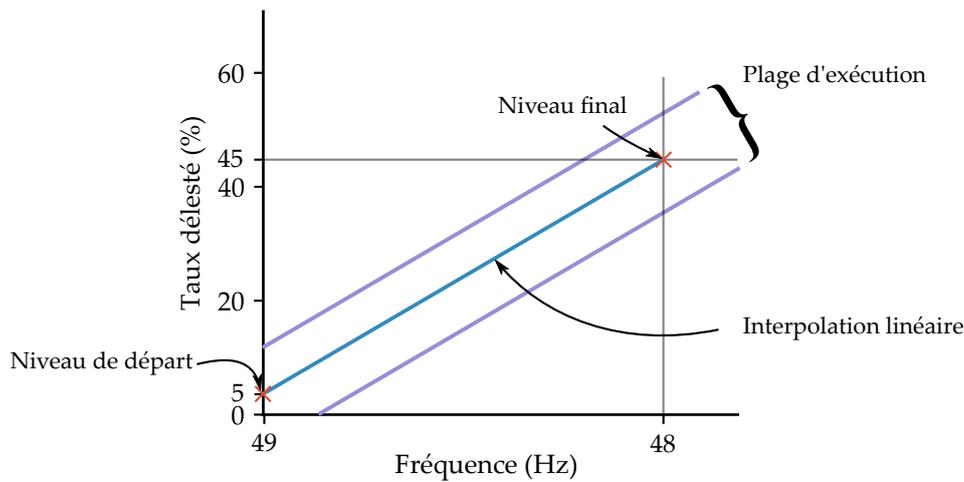
FIGURE 4.1 – Interprétation du *Network Code*.

TABLEAU 4.2 – Plan de délestage étudié dans ce chapitre.

Échelon	1	2	3	4	5	6	Bornes
Fréquence (Hz)	49	48.8	48.6	48.4	48.2	48	mises à l'échelle
Distribution							
Charge délestée (%)	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	∈ [6.22 %, 12.44 %]
Charge délestée cumulée (%)	9.33	18.66	28	37.33	46.66	56	∈ [47.29 %, 64.71 %]

#### 4.1.2 Simulations

Les travaux présentés dans ce chapitre sont issus d'une multitude de simulations pouvant avoir des paramètres différents. Ainsi, à chaque fois que sera présenté un résultat, il sera notifié le type de simulation qui a été réalisé de cette manière :

Données de simulations :

- *Échelle* : Départementale – Régionale – Nationale
- *Objectif* : Réseau de distribution – Réseau national (mis à l'échelle)

L'échelle donne l'indication des données qui ont été utilisées : un département correspond aux courbes de charge d'environ un millier de départs sur une ou deux années. Une région correspond à 3 ou 4 départements. L'échelle nationale, correspond à une simulation réalisée en considérant l'ensemble des départs d'Enedis (uniquement quelques simulations ont pu être réalisées sur cette base).

Réseau de distribution : les départs d'Enedis constituant directement le réseau de distribution (ne sont pas considérées les entreprises locales de distribution), il s'agit alors de délester un ratio fixe de la charge de ce système (en ne considérant pas les départs producteurs).

$$C_{\text{obj},l,t} = \alpha_d \cdot C_{d,l,t} \quad (4.1)$$

---

*Variables*

$C_{obj,l,t}$	objectif local à délester à l'instant t [W]
$\alpha_d$	ratio du réseau de distribution à délester
$C_{d,l,t}$	charge locale du réseau de distribution à l'instant t [W]

---

Réseau national (mis à l'échelle) : cela signifie que le ratio qu'il faut délester n'est plus « fixe » mais va varier à chaque instant, en fonction du poids du réseau de distribution comparé au réseau national :

$$C_{obj,l,t} = \alpha_n \cdot \frac{C_{n,t}}{C_{d,n,t}} C_{d,l,t} \quad (4.2)$$

---

*Variables*

$C_{obj,l,t}$	objectif local à délester à l'instant t [W]
$\alpha_n$	ratio national à délester
$C_{n,t}$	charge réseau national à l'instant t [W]
$C_{d,n,t}$	charge nationale du réseau distribution à l'instant t [W]
$C_{d,l,t}$	charge locale du réseau de distribution à l'instant t [W]

---

## 4.2 INDICATEURS DE PERFORMANCES

Les différents indicateurs utilisés dans ces travaux sont les suivants :

**Ratio/Pourcentage dans les bornes** C'est le ratio temporel, calculé sur une année, pour lequel la consommation allouée reste dans les bornes définies par le *Network Code*. L'objectif est que ce ratio soit de un (ou 100 %) afin d'être sûr que le plan de délestage soit conforme, si celui-ci devait être activé à n'importe quel moment de l'année.

**1<sup>er</sup> et 99<sup>ème</sup> percentiles** Les premier et 99<sup>ème</sup> percentiles permettent de s'affranchir des quelques instants particuliers dans l'année qui peuvent amener à des performances réduites : que cela soit dû à un problème dans les données ou à un effet réel dû aux variations de consommations. L'objectif est que les valeurs de ces percentiles soient comprises dans les bornes.

**Écart moyen** Cet écart permet de savoir, si en moyenne sur l'année, la consommation allouée est proche ou non de l'objectif de délestage. L'objectif est d'avoir un écart moyen nul mais cela n'est pas suffisant, il faut aussi avoir des variations les plus faibles possibles.

**Écart type** L'écart-type de la consommation allouée montre l'importance des variations de celle-ci. L'objectif est d'avoir cet écart type le plus faible possible.

**Écart quadratique moyen** Cet indicateur est un « mix » des deux précédents.

La Figure 4.2 illustre ces indicateurs sur un exemple d'allocation.

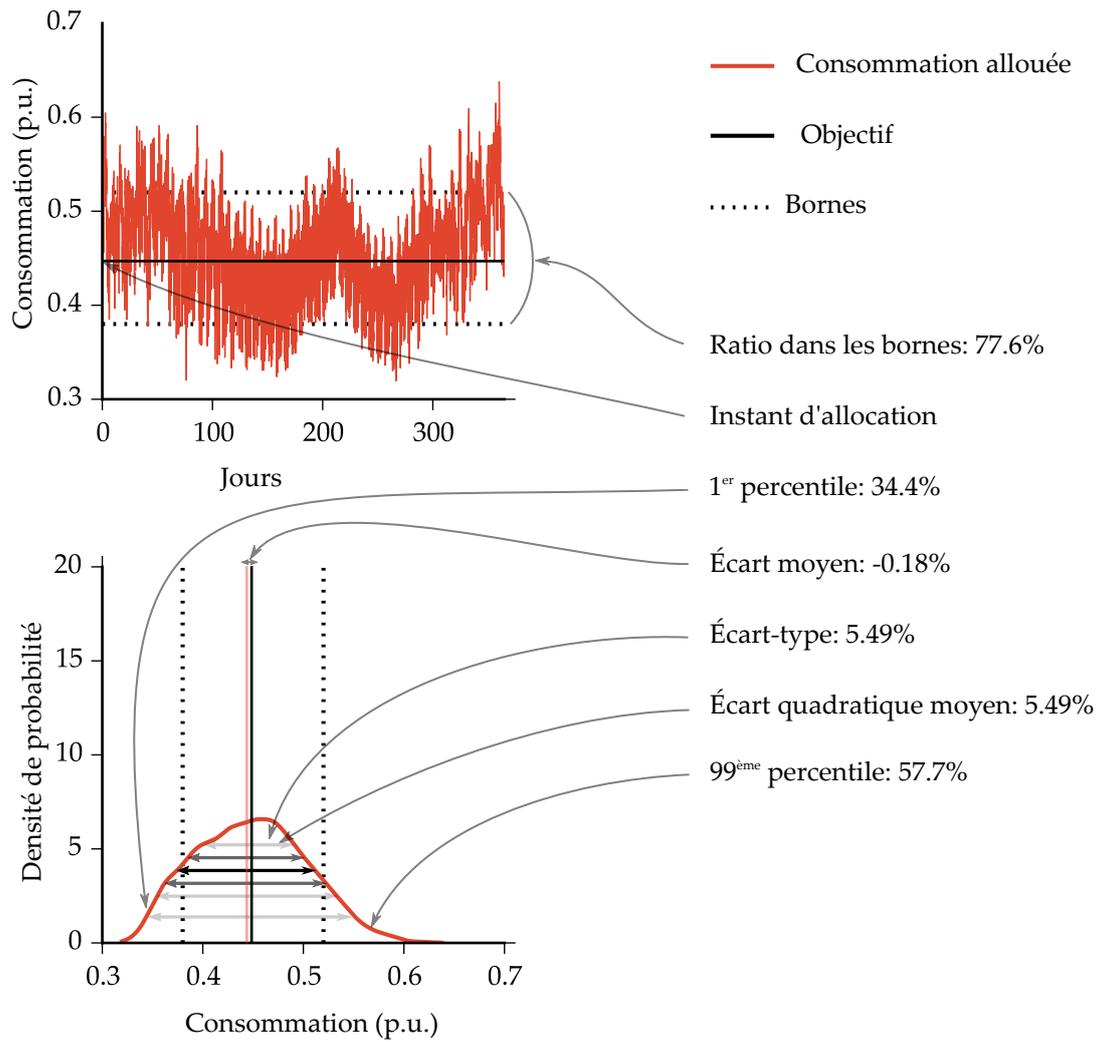


FIGURE 4.2 – Illustration des indicateurs utilisés dans les travaux présentés.

### 4.3 ALLOCATIONS

L'allocation est réalisée en deux temps :

1. une allocation *générale* qui détermine l'ensemble des départs faisant parti du plan de délestage ;
2. la création des échelons en utilisant ces départs alloués.

Cela permet de diviser la problématique de l'allocation en deux parties. En effet, les respects des bornes des échelons et des échelons cumulés sont indépendants, par exemple :

- si l'ensemble des échelons a un taux délesté constant de 7%, le respect de la charge délestée par échelon est assuré, néanmoins la charge cumulée serait alors 42%, ce qui est en dehors des bornes.
- Inversement, il serait possible de créer un seul échelon représentant 56% de la consommation, la charge cumulée serait bien dans les bornes, mais les échelons ne respecteraient pas les leurs.

#### 4.3.1 Allocation traditionnelle

L'allocation *traditionnelle* correspond à celle utilisée historiquement par Enedis. Celle-ci se base sur la consommations des départs à un instant de l'année. Cet instant a été défini comme étant le deuxième jeudi de janvier à 9h. Néanmoins celui-ci peut être changé en fonction des différentes conditions du réseau (vague de froid ...). La consommation d'un départ à cet instant définit alors son poids :

$$w_f = c_{f,t} \quad (4.3)$$

---

*Variables*

$w_f$  poids du départ  $f$   
 $c_{f,t}$  consommation du départ  $f$  à l'instant  $t$

---

Comme indiqué précédemment, les départs HTA purement producteurs sont retirés de la consommation totale à délester. Ainsi, le poids total des départs est :

$$W = \sum_{f \in F} w_f \quad (4.4)$$

---

*Variables*

$W$  poids total  
 $F$  ensemble des départs allouables et prioritaires, aussi dit l'ensemble de tous les départs en ayant retranché les départs HTA purement producteurs  
 $w_f$  poids du départ  $f$

---

Une fois que les poids des départs et le poids total sont définis, il faut alors allouer les départs de manière à ce que la somme des poids des départs alloués corresponde à la fraction du poids total devant être délestée. Cela peut s'écrire sous la forme :

$$\sum_{f \in F_a} w_f = \alpha W \quad (4.5)$$

*Variables*

$F_a$	ensemble des départs alloués
$\alpha$	ratio à délester

## ▷ DE QUELLE MANIÈRE CHOISIR LES DÉPARTS FAISANT PARTI DU PLAN DE DÉLESTAGE ?

En réalité, comme le nombre de départs est fini, l'équation (4.5) n'est pas vérifiée à moins de tomber sur des poids de départs et un taux à délester spécifiques. Ainsi, la somme des départs alloués sera très légèrement différente (quelques pourcentage au maximum) de cet objectif.

Afin de choisir les départs qui seront alloués, une première idée pourrait être de chercher la combinaison des poids des départs permettant de se rapprocher le plus du poids-objectif à délester. Néanmoins le gain d'une telle méthode ne serait pas pertinent, car même si l'équation (4.5) n'est pas respectée, la différence reste minime même en "remplissant" de manière aléatoire l'ensemble des départs alloués. De plus, nous verrons que les performances ne sont que peu affectées par le respect exact de ce poids-ci. Une seconde méthode, serait de choisir les départs qui permettraient de respecter au mieux, à chaque instant après leurs allocations, le poids  $\alpha W$ . Ce choix est étudié dans la sous-section 4.3.3. Dans le cas de l'allocation historique, les départs sont choisis prioritairement en fonction d'un coefficient appelé le coefficient K.

## ▷ EXEMPLE

Le Tableau 4.3 montre le principe de l'allocation traditionnelle en considérant les trois types de départs et le coefficient K.

	Départs	Poids	Coefficient K	Objectif	Départs alloués
Non-prioritaires	$f_{np1}$	$c_{f_{np1}}$	$k_{f_{np1}}$	} $W$	<b>P</b> premiers départs / $P = \operatorname{argmin}_{H \in [1, N]} (\sum_{i \in [1, H]} w_{f_{np_i}} - \alpha W)^2$
	$f_{np2}$	$w_{f_{np2}}$	$k_{f_{np2}}$		
	$f_{np3}$	$w_{f_{np3}}$	$k_{f_{np3}}$		
	$f_{np4}$	$w_{f_{np4}}$	$k_{f_{np4}}$		
	$f_{npN}$	$w_{f_{npN}}$	$k_{f_{npN}}$		
Prioritaires	$f_{p1}$	$w_{f_{p1}}$	$k_{f_{p1}}$	} $W$	Ne doivent pas être alloués
	$f_{p2}$	$w_{f_{p2}}$	$k_{f_{p2}}$		
	$\dots$	$\dots$	$\dots$		
	$f_{pM}$	$w_{f_{pM}}$	$k_{f_{pM}}$		
Producteurs	$f_{d1}$	$w_{f_{d1}}$	$k_{f_{d1}}$	Ne rentrent pas en compte dans l'objectif	
	$f_{d2}$	$w_{f_{d2}}$	$k_{f_{d2}}$		
	$\dots$	$\dots$	$\dots$		
	$f_{dL}$	$w_{f_{dL}}$	$k_{f_{dL}}$		

TABLEAU 4.3 – Exemple d'allocation en utilisant le coefficient K.

Le poids total est la somme des poids des départs HTA purement consommateurs et mixtes. Les **P** premiers départs de la liste des départs non-prioritaires – liste rangée

en fonction du coefficient  $K$  croissant – sont alloués. Le nombre de départs alloués  $P$  est déterminé de manière à ce que la somme des poids de ces  $P$  premiers départs soit la plus proche de l'objectif à délester.

*Dans le cas où un départ non-dédié a un poids négatif (départ mixte refoulant à la date de référence), le poids de ce départ est inclus dans le poids total  $W$  mais le départ est exclu des allocations.*

#### ▷ DATE D'ALLOCATION

L'unique paramètre de cette allocation est le choix de la date d'allocation. Celle-ci est choisie de manière à ce qu'à cet instant, le système électrique soit dans une configuration opérationnelle de « consommation de référence ». Ainsi, la date de référence choisie par Enedis correspond au troisième jeudi de janvier à 9h. La [Figure 4.3](#) montre l'impact de la date d'allocation sur l'indicateur « ratio dans les bornes » en faisant varier la date d'allocation sur l'ensemble du mois de janvier 2016.

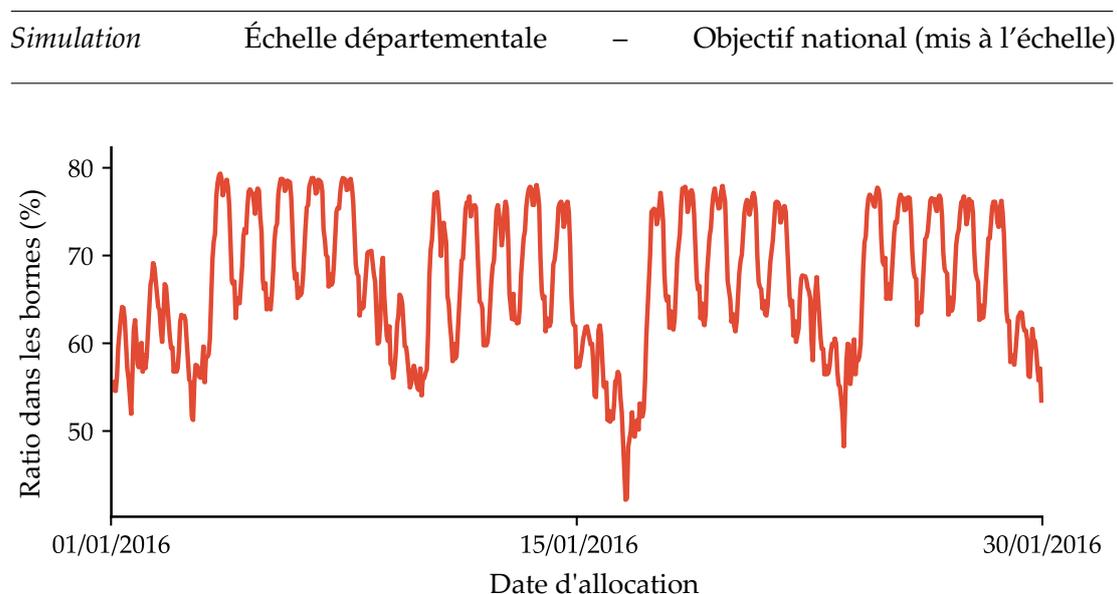


FIGURE 4.3 – Impact de la date d'allocation sur l'indicateur « ratio dans les bornes ».

Les départs sont alloués en fonction de leurs poids respectifs à la date d'allocation et la consommation allouée en résultant est calculée pour chaque instant des 365 jours suivants. Il est alors possible de déterminer les « performances » de chaque allocation en utilisant un(des) indicateur(s), ici le ratio dans les bornes.

Pour l'objectif et l'échelle choisis, le ratio dans les bornes peut varier de 40 à 80 % suivant l'instant d'allocation choisi pour ce mois de janvier 2016. De cette figure, il y a une répétition dans la forme correspondant à la semaine (4 semaines en tout) et une répétition correspondant aux jours. Ainsi, il est possible d'optimiser le choix de l'instant d'allocation en prenant : un jour ouvré, entre 8h et 18h. Cela correspond bien avec le choix historique d'Enedis du troisième jeudi de Janvier à 9h (qui correspond au 21 janvier dans le graphe).

### 4.3.2 Allocation « Moyenne »

Le principe de cette allocation est le même que pour l'allocation traditionnelle. Néanmoins, le poids d'un départ n'est pas sa consommation à un instant choisi, mais sa consommation moyenne sur l'année passée. Cela permet de limiter le risque de choisir un instant non optimal.

$$w_f = \frac{1}{N_T} \sum_{(\text{année } \alpha-1) + t=1}^{(\text{année } \alpha-1) + N_T} c_{f,t} \quad (4.6)$$

---

#### Variables

$w_f$	poids du départ $f$
$N_T$	nombre de pas de temps
$c_{f,t}$	consommation du départ $f$ à l'instant $t$

---

L'allocation se fait ensuite comme pour l'allocation traditionnelle, en choisissant en priorité les départs avec un facteur  $K$  faible – voir [Tableau 4.3](#). Le principe d'utiliser la consommation moyenne d'un départ comme « poids » de celui-ci est présenté dans [79] et avait été mis en avant dans une version précédente du *Operation Handbook* traitant du délestage.

### 4.3.3 Allocation basée sur le profil des départs

Cette méthode d'allocation a pour but de prendre en compte les variations des consommations des départs. Elle sera nommée par la suite méthode *Clustering*. En effet, le *clustering* est un algorithme permettant de répartir un ensemble de vecteurs (notamment des séries temporelles) en groupes aux propriétés similaires. Dans notre cas, les vecteurs sont les consommations des départs (courbes de charge) et les groupes similaires correspondent alors à des profils-types de consommation. Cette méthode, telle qu'elle a été développée au cours de la thèse, est réalisée en trois étapes :

1. Réduire la taille du nombre de jeux de données avec le *clustering* en se basant sur une vingtaine de profils-types de courbes de charges (ce nombre de profils-types est discuté plus tard).
2. Réaliser une optimisation qui permet de définir le « mix » optimal des profils-types pour avoir une consommation allouée proche de l'objectif.
3. Choisir les départs à allouer de chaque profil-type pour atteindre ce « mix » optimal.

Afin d'être réaliste, le jeu de données utilisé pour réaliser le *clustering* correspond à la consommation des départs d'une année  $n$ , et l'allocation qui est réalisée à partir de cette méthode est alors « testée » sur un jeu de données composé des consommations des mêmes départs, mais sur l'année  $n + 1$ .

- ▷ POURQUOI UTILISER DES PROFILS DE CONSOMMATIONS AU LIEU DES CONSOMMATIONS DIRECTEMENT ?

L'utilisation de profils/*clusters* a plusieurs buts :

- l'objectif est que l'allocation réalisée ait les meilleures performances futures, néanmoins l'allocation est réalisée sur la base des consommations passées. Ainsi, se baser sur des profils et non sur des consommations exactes de départs devrait rendre plus robuste la méthode (les profils, représentant plusieurs dizaines/centaines de départs, évoluent moins d'une année sur l'autre que les consommations de départs elles-mêmes).
- Le problème est alors de taille réduite : au lieu de réaliser une optimisation sur un nombre important de consommations, celle-ci est réalisée sur un nombre restreint de profils-types.
- L'optimisation à réaliser n'est plus combinatoire mais linéaire (sous contrainte) en ayant la possibilité de prendre une partie d'un profil type. En effet, un profil-type/*cluster* représentant plusieurs dizaines/centaines de départs, il est possible de trouver une combinaison des départs pour en prendre approximativement un ratio choisi.

#### ▷ CLUSTERING

Il existe plusieurs algorithmes permettant de réaliser du *clustering*. Pour les études réalisées, le choix s'est tourné vers l'algorithme Kmeans++ [6] notamment pour sa simplicité de mise en oeuvre. Cet algorithme offre des performances équivalentes à d'autres algorithmes plus sophistiqués du moment où le nombre de *clusters* choisi est suffisamment important [76]. En entrée de cet algorithme Kmeans se situent les données (courbes de charge des départs) et le nombre de *clusters*/profils souhaités  $N_C$ . Après une phase d'initialisation, plusieurs itérations sont réalisées par l'algorithme afin de déterminer au mieux  $N_C$  profils types qui correspondent aux courbes de charges en entrée. Avec Kmeans++, l'initialisation est réalisée de manière automatique et « optimale » mais a quand même un caractère aléatoire. Ainsi, ce ne sont pas forcément les mêmes *clusters* qui sont créés si l'algorithme est répété plusieurs fois sur le même jeu de données, mais nous montrerons postérieurement que cet impact est limité – voir [sous-section 4.5.2](#). Les *clusters*/profils sont déterminés automatiquement de manière à minimiser la fonction suivante :

$$\min \sum_{i=1}^{N_C} \sum_{f \in C_i} \sum_{t=1}^{N_T} (c_{ft} - \mu_{C_{it}})^2 \quad (4.7)$$

---

#### Variables

$N_T$	vecteur temps
$N_C$	nombre de <i>clusters</i>
$c_{ft}$	consommation du départ $f$
$C_i$	<i>cluster</i> $i$
$\mu_{C_i}$	consommation du <i>cluster</i> $i$

---

La [Figure 4.4](#) explique le principe de fonctionnement du *clustering*.

Afin de créer les *clusters*, les consommations des départs sont normalisées et les poids des départs, étant alors les valeurs moyennes des consommations, sont associés aux *clusters* correspondants.

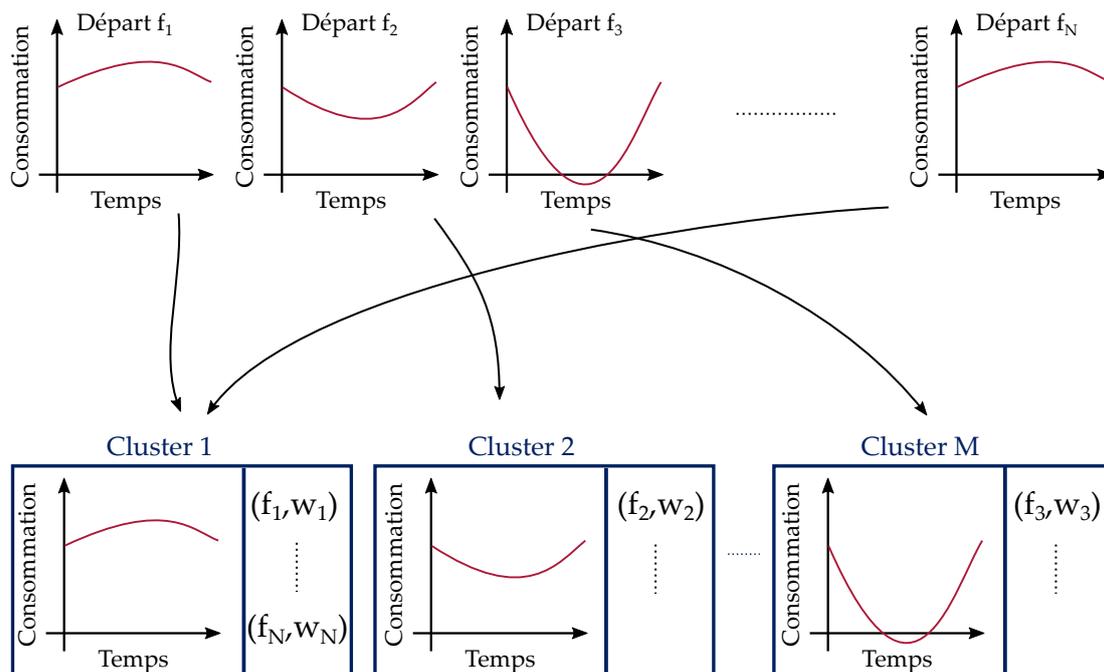


FIGURE 4.4 – Principe du *clustering* utilisé dans les travaux présentés.

La normalisation des consommations des départs a pour but de remettre à l'échelle tous les départs entre eux, indépendamment du nombre de clients sur ce départ : deux départs pourraient avoir les mêmes variations dans leurs courbes de charges avec une valeur moyenne différente. Il faut alors mettre ces deux départs dans le même *cluster* ayant chacun la pondération correspondant à la valeur moyenne de leur consommation.

#### ▷ NOMBRE DE *clusters*

Une vingtaine de *clusters* semble un bon compromis dans des études portant sur les modèles de charges du réseau de distribution [12, 13]. Afin de vérifier que ce nombre est suffisant, les performances de la consommation allouée sont comparées pour un nombre de *clusters* variant de un à quarante. Les simulations réalisées le sont de manière non causales : les données utilisées pour « l'entraînement » de l'algorithme sont les mêmes que pour vérifier les performances. Cela permet d'avoir a priori sur le nombre de *clusters* à utiliser pour implémenter la méthode par la suite. La Figure 4.5 montre l'évolution du ratio compris dans les bornes pour cette plage.

Les performances augmentent avec le nombre de *clusters* mais atteignent une limite : à partir d'un certain nombre de profils-types, en rajouter d'autre ne permet de mettre en exergue que de légères différences de consommations entre profils-types. Un « coude » apparaît à environ quatre *clusters*, cela se retrouve dans une étude similaire sur les charges du réseau de distribution [48]. Dans le cas où il n'y a qu'un seul *cluster*, cela revient à utiliser la méthode moyenne mais sans utiliser le facteur  $K$  (les départs sont choisis de manière aléatoire dans les listes de départs composant les *clusters*). Dans le cas de cette simulation, l'utilisation d'un *cluster* amène à un ratio dans les bornes de 91.8 % alors que l'utilisation d'une quarantaine permet d'atteindre 99.2 %. Il est clair qu'augmenter le nombre de *clusters* permet d'augmenter les performances. Néanmoins, comme précisé précédemment, les simulations réalisées dans ce cadre sont non-causales.

---

*Simulation*      Échelle départementale      –      Objectif national (mis à l'échelle)

---

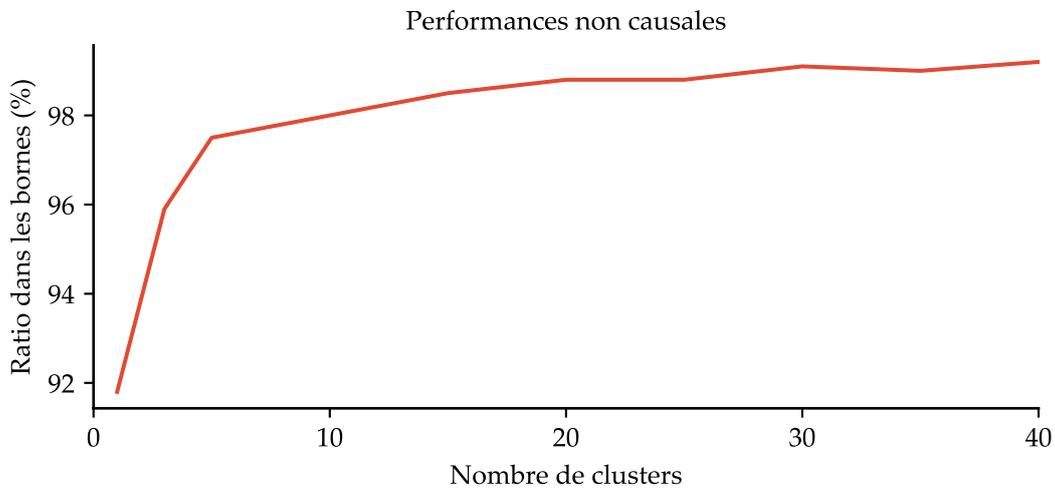


FIGURE 4.5 – Impact du nombre de *clusters* sur l'amélioration des résultats d'allocation.

▷ EXEMPLE DE CLUSTERS

La Figure 4.6 montre les courbes de charge – non normalisées – de trois *clusters* sur une année entière.

- Le *cluster 2* a une importante variation de charge sur l'ensemble de l'année. Celle-ci devient même négative en été : ce *cluster* reflète un ou des départs possédant de la production PV.
- Le *cluster 17* a une consommation plus faible en été, il représente probablement des clients résidentiels thermosensibles.
- Le *cluster 18* représente une courbe de charge ayant une forte variation journalière mais sans effet saisonnier (les variations sont les mêmes tout au long de l'année). Nous sommes probablement en présence de bâtiments tertiaires et industriels.

Les variations journalières sont importantes pour l'ensemble des trois *clusters*. Les *clusters 2* et *18* représentent chacun un à deux départs – cela se voit dans les puissances mises en jeu (quelques MW par départ). Le *cluster 17* quant à lui atteint des puissances de plusieurs dizaines de MW. Cela signifie que ce *cluster* représente plusieurs départs (plus d'une dizaine). Ainsi, même si plusieurs centaines de courbes de charge sont utilisées en entrée de l'algorithme de *clustering*, il est possible de se retrouver avec une majorité des départs correspondant à quelques *clusters* et d'autres *clusters* représentant une proportion réduite de départs très « typés ».

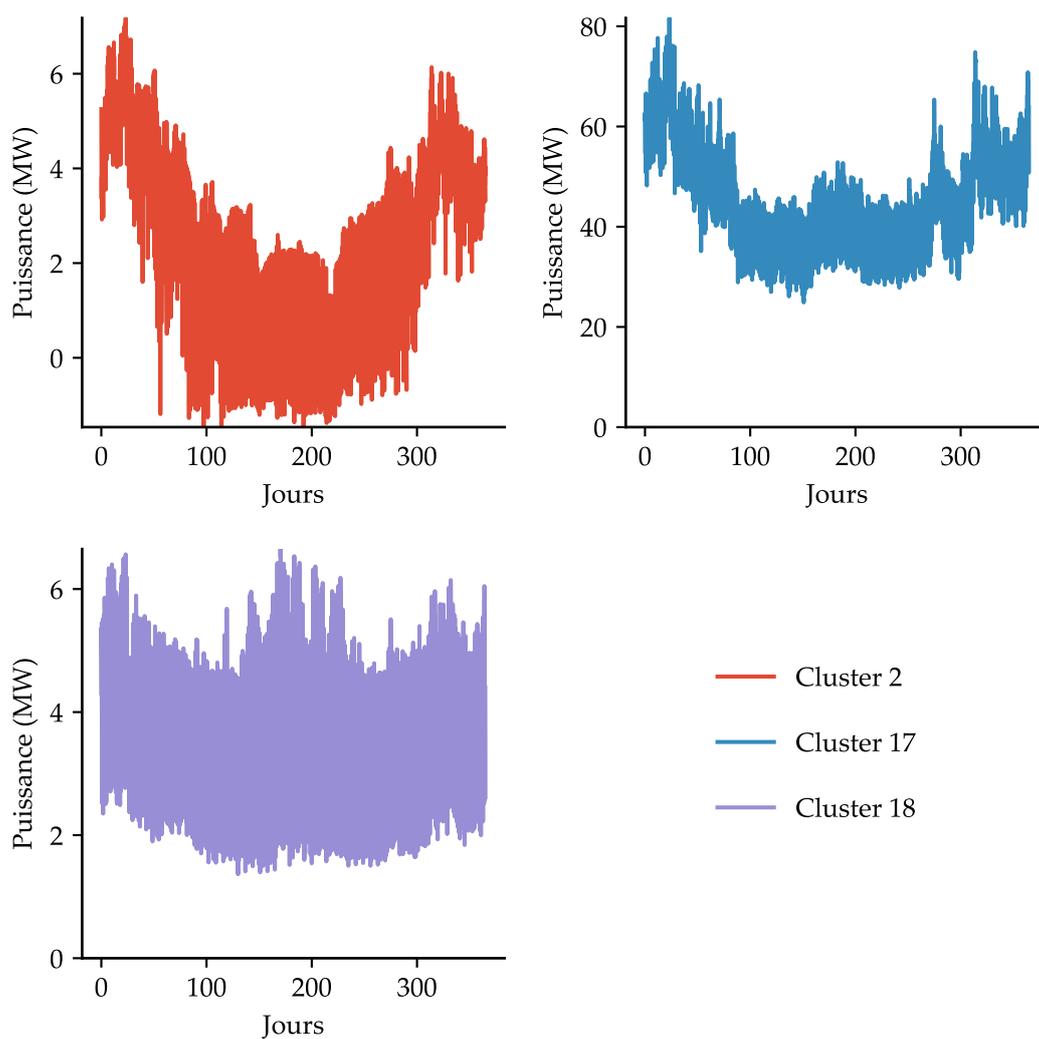
▷ IMPACT D'UN NOMBRE LIMITÉ DE DÉPARTS POUR CERTAINS *clusters*

Avoir un nombre restreint de départs pour certains *clusters* peut affecter les performances de cette méthode d'allocation. En effet, le principe de la méthode repose sur le fait qu'il est possible d'allouer un *ratio* de chaque *cluster* pour essayer d'avoir une consommation allouée proche de l'objectif à délester, à tout instant. S'il n'y a qu'un

---

*Simulation*Échelle départementale

---

FIGURE 4.6 – Exemple de courbes de charge non normalisées de trois *clusters*.

seul départ ou un nombre faible de départs représentant un *cluster*, il n'est pas possible d'en prendre un ratio précis et cela affecterait les performances finales de la consommation allouée. Néanmoins, cet impact est limité pour plusieurs raisons si un *cluster* est composé d'un faible nombre de départ :

1. le fait d'allouer ou non l'ensemble des départs correspondants au *cluster* a un faible impact sur la consommation allouée car ceux-ci ne représentent qu'un faible poids vis-à-vis de l'ensemble des départs alloués ;
2. de par la spécificité de la consommation-type représentée par le *cluster*, l'optimisation réalisée après le *clustering*, ayant pour objectif de trouver le mix optimal des *clusters*, aurait tendance à donner un ratio nul ou unitaire pour ce *cluster*.

#### ▷ OPTIMISATION

L'optimisation est réalisée dans un second temps. L'algorithme de Basin-hopping [10] est utilisé afin de trouver le vecteur  $[\alpha_0, \dots, \alpha_M]$  optimal. La fonction à minimiser est la suivante :

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} (c_t - C_{\text{obj},l,t})^2 \quad (4.8)$$

$$\text{sous contraintes } 0 \leq \alpha_i \leq 1, \quad \forall i \in \{1, \dots, N_C\} \quad (4.9)$$

$$\text{avec } c_t = \sum_{i=1}^{N_C} \alpha_i \mu_{C_{it}} \quad (4.10)$$

---

#### Variables

$C_{\text{obj},l,t}$	objectif local à délester – comme défini dans les équations (4.1) et (4.2)
$c_t$	consommation total allouée à l'instant t
$\alpha_i$	ratio alloué du <i>cluster</i> i
$\mu_{C_{it}}$	consommation du <i>cluster</i> i à l'instant t

---

Là encore, le choix d'un moindre carré et de l'utilisation de l'algorithme de Basin-hopping sont motivés de par leur simplicité de mise en oeuvre et des performances suffisantes pour l'application donnée. Il serait possible d'implémenter d'autres types d'optimisation, que ce soit sur la fonction objectif à minimiser ou l'algorithme utilisé pour trouver le vecteur  $[\alpha_0, \dots, \alpha_C]$  optimal. Par exemple, il serait envisageable d'utiliser une fonction qui prendrait en compte les variations de l'objectif de délestage et qui ne chercherait pas forcément à minimiser plusieurs légers écarts à cet objectif, en faisant notamment de la régression quantile [41]. En effet, le moindre carré pénalise fortement les solutions qui donneraient une consommation allouée qui s'écarte de manière importante de l'objectif, mais cela pénalise aussi, dans une moindre mesure, des solutions qui auraient constamment un léger écart à cet objectif.

#### ▷ CHOIX DES DÉPARTS

Une fois que le *clustering* a été réalisé et que l'optimisation a donné le ratio qui doit être alloué pour chaque *cluster*, il faut choisir les départs dans ces *clusters* pour atteindre

ce ratio optimal. Là encore, il serait possible d'optimiser le choix des départs pour se rapprocher au mieux du ratio optimal : c'est un problème combinatoire. De manière simple, nous remplissons de manière aléatoire la liste des départs alloués de chaque *cluster* tant que l'ajout d'un départ rapproche du ratio optimal. Le [Tableau 4.4](#) résume ce principe.

TABLEAU 4.4 – Exemple d'allocation avec la méthode *clustering*.

	Départs	Poids	Objectif	Départs alloués
Non-prioritaires	<i>cluster 1</i> f <sub>c11</sub> f <sub>c12</sub> f <sub>c13</sub> f <sub>c14</sub> ...	w <sub>c11</sub> w <sub>c12</sub> w <sub>c13</sub> w <sub>c14</sub> ...	} $\sum w_f = W_{C_1}$	$\forall C \in clusters$ Allouer les <b>P</b> premiers départs de chaque <i>cluster</i> , tel que
	<i>cluster K</i> f <sub>ck1</sub> f <sub>ck2</sub> f <sub>ck3</sub> ...	w <sub>fc2</sub> w <sub>fnp3</sub> w <sub>fnp4</sub> ...		
...	...	...		
...	f <sub>cMN</sub>	w <sub>fnpN</sub>		
Prioritaires	f <sub>p1</sub> f <sub>p2</sub> ... f <sub>pM</sub>	w <sub>f p1</sub> w <sub>f p2</sub> ... w <sub>f pM</sub>		Ne doivent pas être alloués
Dédiés	f <sub>d1</sub> f <sub>d2</sub> ... f <sub>dL</sub>	w <sub>f d1</sub> w <sub>f d2</sub> ... w <sub>f dL</sub>	Ne rentrent pas en compte dans l'objectif	

Comme indiqué précédemment, les départs sont rangés de manière aléatoire dans chaque *cluster*. Il serait possible, au delà d'une optimisation pour atteindre un ratio proche du ratio optimal, de les allouer en fonction du coefficient *K* précédant pour limiter l'impact économique du délestage ou bien en fonction d'un autre coefficient afin d'optimiser d'autres paramètres (économique, géographique, départs pouvant amener des contraintes en tension/puissance, etc). Néanmoins, même en optimisant le choix de ces départs, l'impact est limité car l'optimisation donne la plupart du temps des ratios à allouer de 0 ou 1.

#### 4.3.4 Création des échelons

Comme indiqué au début de la [section 4.3](#), les échelons sont créés dans un second temps afin d'avoir en premier lieu une « allocation générale » permettant une meilleure optimisation sur la consommation totale allouée. Cette « allocation générale » a pour but d'indiquer quels départs sont alloués, mais ne donne pas d'information sur les échelons auxquels ils sont associés.

## 4.4 ALGORITHMES IMPLÉMENTÉS

Afin de simuler les allocations précédentes et déterminer leurs performances, les algorithmes suivants ont été implémentés sous Python 2.7.

---

**Algorithme 1** Création des objectifs à délester.
 

---

```

Initialiser la liste des départs non dédiés
pour tout poste-source ∈ ensemble des postes-sources du département faire
  pour tout départ ∈ ensemble des départs du poste-source faire
    si le départ est non dédié alors
      Ajouter le départ dans la liste des départs non dédiés
    fin si
  fin pour
fin pour
si méthode choisie = méthode traditionnelle alors
  objectif de délestage = nombre correspondant à la somme des consommations
  correspondant à la date d'allocation de la liste des départs non dédiés pondérée
  par le taux total à délester
sinon si méthode choisie = méthode moyenne alors
  objectif de délestage = nombre correspondant à la somme des consommations
  moyennes de la liste des départs non dédiés pondérée par le taux total à délester
sinon si méthode choisie = méthode clustering alors
  objectif de délestage = vecteur correspondant à la somme des consommations de
  la liste des départs non dédiés pondérée par le taux total à délester
fin si

```

---

L'algorithme 1 calcule l'objectif d'une méthode. L'objectif de la méthode traditionnelle est de délester un ratio de la somme des consommations à la date d'allocation choisie. Pour la méthode moyenne cela correspond à un ratio de la somme des consommations moyennes. La méthode *clustering* doit, quant à elle, prendre en compte non pas un nombre mais un vecteur entier représentant la somme de l'ensemble des courbes de charges.

L'algorithme 2 permet de déterminer quels sont les départs alloués. Soit en utilisant le coefficient K pour les méthodes traditionnelle et moyenne, soit en utilisant le *clustering* et l'optimisation pour la méthode *clustering*.

Une fois que la liste des départs alloués est connue, il suffit de calculer la consommation totale allouée en utilisant les courbes de charges de l'année suivante pour déterminer les performances des allocations souhaitées.

▷ QUELLES DONNÉES EN ENTRÉE ?

L'algorithme se base sur des courbes de charges de départs en entrée. Il est ainsi possible de réaliser une allocation, par exemple, en considérant tous les départs de la France, d'une région ou d'un département. Afin de répondre au critère de répartition géographique du délestage et à des critères de délestage autres que le délestage fréquence-métrique, il est nécessaire d'*allouer à peu près le même ratio de puissance pour chaque département*. Pour l'ensemble des études réalisées, les allocations sont réalisées en considérant la maille départementale. C'est-à-dire que l'algorithme précédent est appliqué, indépendamment, à chaque département. Cela présente aussi d'autres avantages :

---

**Algorithme 2** Détermination des départs alloués.
 

---

Initialiser la liste des départs alloués

**si** méthode choisie = méthode traditionnelle ou méthode moyenne **alors**

  Initialiser le nombre du poids total alloué

  Ranger les départs de la liste des départs non dédiés par leurs coefficients K croissants

**pour tout** départ  $\in$  la liste des départs non dédiés **faire**

**si** départ non prioritaire **alors**

**si** rajouter le poids du départ au poids total alloué permet d'avoir un poids total alloué plus proche de l'objectif de délestage **alors**

        Rajouter le départ D dans la liste des départs alloués

        Rajouter le poids du départ D au poids total alloué

**fin si**

**fin si**

**fin pour**

**fin si**

**si** méthode choisie = méthode *clustering* **alors**

  Réaliser le *clustering* sur l'ensemble des départs dans la liste des départs non dédiés

**pour tout** départ  $\in$  liste des départs non dédiés **faire**

**si** le départ n'est pas prioritaire **alors**

      Ajouter le départ D à la liste des départs non dédiés et non prioritaires

**fin si**

**fin pour**

  Réaliser le *clustering* sur les consommations de la liste des départs non dédiés et non prioritaires, avec comme paramètre un nombre de clusters fixé à 20

  Réaliser l'optimisation pour déterminer le vecteur correspondant à la liste des pondérations donne les pondérations optimales à prendre de chaque cluster pour que la consommation déduite par la somme des consommations des clusters pondérée soit le plus proche de l'objectif de délestage

**pour tout** cluster dans la liste des clusters **faire**

    Initialiser le nombre du poids alloué

**pour tout** départs dans la liste des départs correspondant au cluster **faire**

**si** rajouter le poids du départ divisé par le poids du cluster au poids alloué permet d'avoir un poids alloué plus proche de la pondération optimale du cluster **alors**

        Rajouter le départ D dans la liste des départs alloués

        Rajouter le poids du départ D divisé par le poids du cluster C au poids total alloué

**fin si**

**fin pour**

**fin pour**

**fin si**

---

- Il est possible d’essayer, initialement, l’algorithme sur un nombre restreint de départs pour s’assurer du bon fonctionnement de celui-ci.
- Le fait de considérer chaque département comme indépendant, il est possible d’optimiser le temps global de calcul en réalisant du *multiprocessing* – un coeur de processeur réalisant l’algorithme pour un département. Sachant que la plupart des ordinateurs embarquent au moins 4 coeurs et les serveurs de calcul du laboratoire jusqu’à 40 coeurs, cela permet de réaliser différentes études paramétriques rapidement.

## 4.5 PERFORMANCES DES ALLOCATIONS

Plusieurs résultats issus de différentes études menées tout au long de la thèse sont présentés dans cette partie. Pour chaque résultat, le type de simulation est indiqué : si celle-ci a été réalisée avec des données d’une maille régionale ou de la maille nationale ; et si l’objectif de délestage correspond à un objectif fixe vis-à-vis du réseau de distribution ou bien un objectif fixe vis-à-vis du système électrique national.

### 4.5.1 Résultats nationaux

Afin de vérifier la viabilité de l’implémentation de la méthode *clustering* au niveau national, son algorithme a été mis en oeuvre à la maille nationale d’Enedis. Ce sont alors les courbes de charges de plus de 20 000 départs, sur deux années, avec un pas de temps de trente minutes, qui ont été utilisées. Cela représente environ un milliard de valeurs de puissances à traiter.

La Figure 4.7 représente les différentes densités de probabilités des consommations allouées pour les trois méthodes en considérant les trois échelles possibles : départementale, régionale et nationale.

Dans le cas des performances nationales, c’est la consommation allouée réelle qui est affichée. Pour les performances régionales et départementales, ce sont les performances des consommations concaténées qui sont affichées. Cela correspond alors à une région « moyenne » et un département « moyen ».

Dans les trois cas, la méthode *clustering* offre de meilleures performances que les deux autres méthodes. Ces deux autres méthodes, traditionnelle et moyenne, ont des performances similaires. Il y a un effet de *foisonnement* très important pour les trois méthodes, mais celui-ci est encore plus marqué pour celle du *clustering*. En effet, à la maille départementale, aucune méthode ne respecte 100 % du temps les bornes du *Network Code*, bien que la méthode *clustering* soit meilleure que les deux autres. Pour la maille régionale, la méthode *clustering* offre une consommation allouée qui reste 100 % du temps dans les bornes mais possède des variations encore « importantes ». Les deux autres ne respectent toujours pas ce critère. Finalement, pour la maille nationale, les méthodes traditionnelle et moyenne sont encore en dehors des bornes alors qu’avec le foisonnement important, la méthode *clustering* offre des variations de la consommation allouée très faibles. L’écart moyen y est clairement visible, celui-ci étant dû aux données d’entrée qui ont probablement une consommation légèrement inférieure sur l’année où la méthode a été appliquée par rapport à l’année où sont calculées les performances.

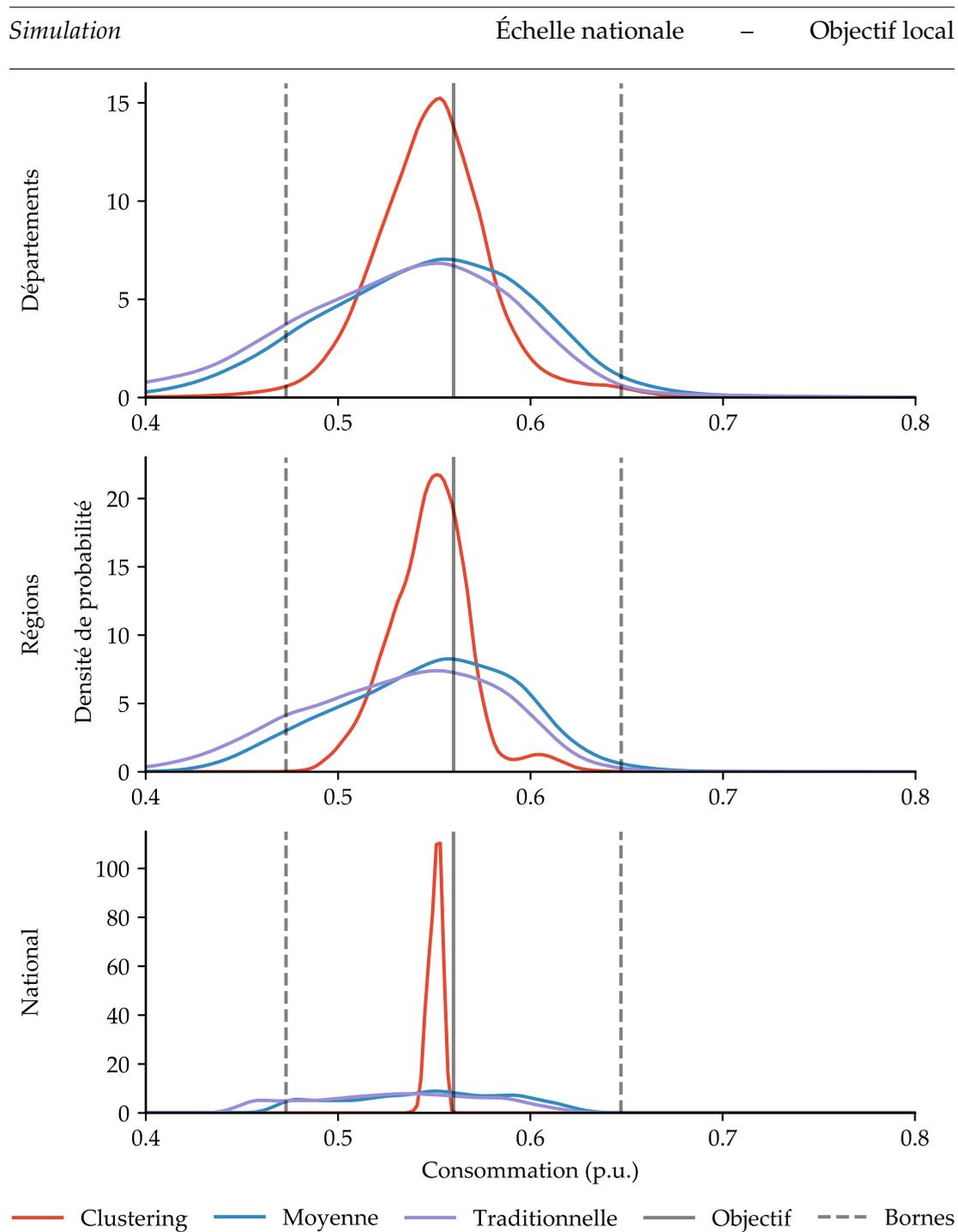


FIGURE 4.7 – Densités de probabilités des consommations allouées pour les trois méthodes – échelles régionale, départementale et nationale.

▷ QUE RETENIR ?

Ce résultat est probablement l'un des plus importants de la thèse. L'implémentation de l'algorithme à cette échelle a demandé un travail important, autant du côté d'Enedis que de la programmation de celui-ci. Nous avons montré qu'il était possible de calculer à l'échelle nationale les allocations de plus de 20 000 départs, en prenant en compte la liste des départs prioritaires et des départs producteurs. Une fois que les données d'entrée sont mises en forme, la totalité du calcul a pris au plus quelques heures et ce pour des performances bien meilleures que la méthode actuelle d'allocation.

#### 4.5.2 Impact de l'insertion de PV

Afin d'étudier le possible impact de l'insertion de PV sur ce critère de performances, une courbe de production PV a été ajoutée, mise à l'échelle de la région, et équitablement distribuée sur l'ensemble des départs. Cette hypothèse de répartition est relativement grossière, néanmoins les résultats donnent un premier aperçu de l'impact du PV sur les performances du délestage.

▷ HYPOTHÈSE D'INSERTION

Comme indiqué, l'insertion est considéré comme équi-répartie. Ainsi, la nouvelle consommation des départs, incluant la production PV, se réécrit :

$$c_{pv,f,t} = c_{f,t} - \beta_{pv} \cdot p_{pv,t} \quad (4.11)$$

---

*Variables*

$c_{pv,f,t}$	consommation intégrant la production PV du départ f à l'instant t
$c_{f,t}$	consommation du départ f à l'instant t
$\beta_{pv}$	coefficient
$p_{pv}$	production PV « unitaire » l'instant t

---

La production PV « unitaire » correspond à la courbe de production PV de l'année considérée, divisée par le maximum de production atteint. Ainsi, son maximum est 1. Cela permet de considérer qu'un facteur de charge unitaire correspond au maximum de la capacité installée.

La Figure 4.8 montre les évolutions des premier et dernier percentiles, du pourcentage dans les bornes et de l'écart-type de la consommation allouée pour les trois méthodes, en fonction d'une insertion PV allant jusqu'à 1 GW crête pour la région concernée – tel que réalisé dans [54]. Cette région consomme en moyenne 1.3 GW sur l'année 2015. Ce 1 GW crête représente alors une puissance installée de 1.2 GW en considérant le facteur de charge de cette année de 82.2 % [58].

Pour chaque valeur d'insertion de production PV, une dizaine de simulations ont été réalisées pour la méthode *clustering* afin de mettre en exergue les variations dans les performances dues au *clustering* qui a un léger caractère aléatoire [6] : cela est représenté par la zone violette.

Les résultats présentés précédemment se retrouvent dans le cas d'une insertion nulle (bien que l'objectif ici soit un objectif national) : à l'échelle de la région, le respect du *Network Code* est proche de 100 % pour la méthode *clustering*, et les méthodes

Simulation Échelle régionale – Objectif national (mis à l'échelle)

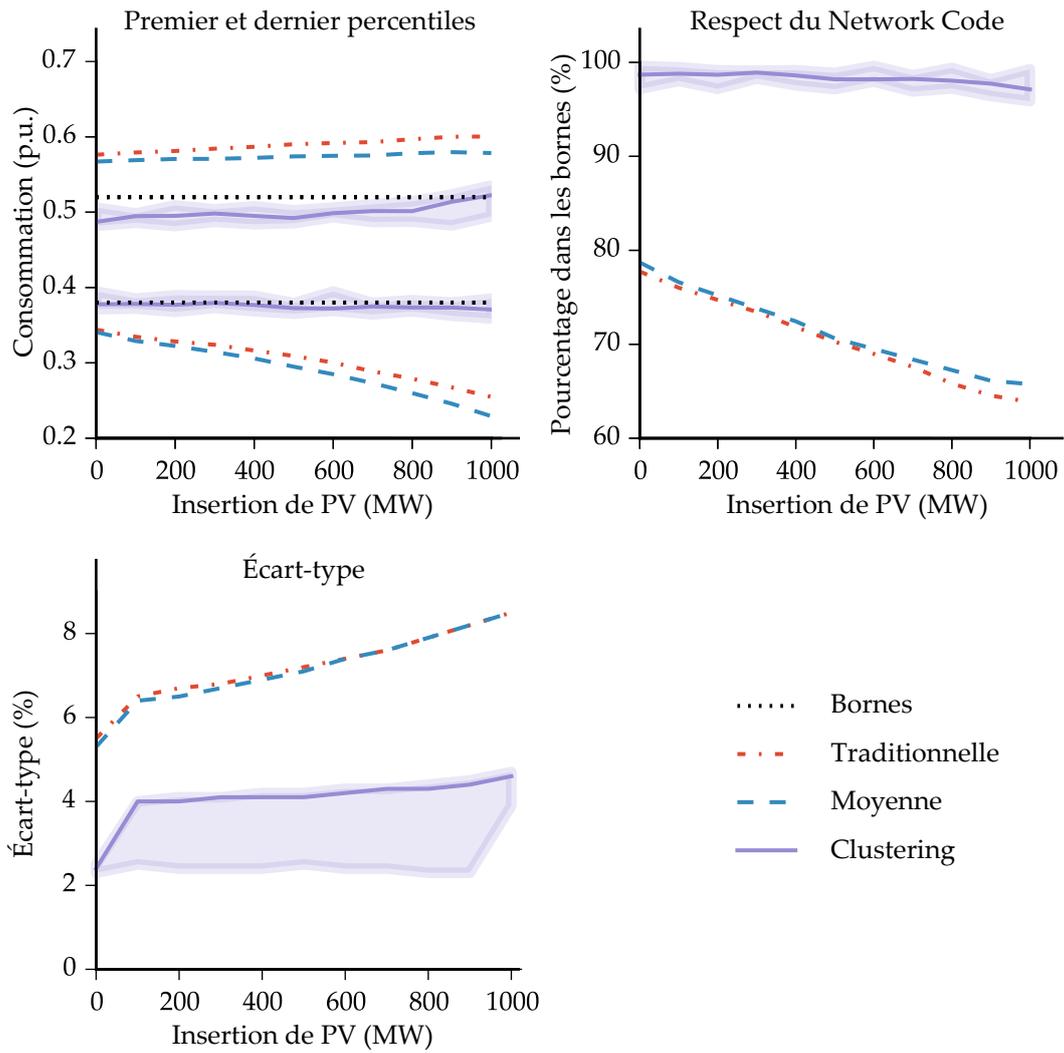


FIGURE 4.8 – Impact de l'insertion de PV sur le respect du *Network Code* de la méthode d'allocation basée sur le *clustering*.

traditionnelle et moyenne sont quasiment équivalentes avec un respect un peu inférieur à 80 %.

Pour les premier/dernier percentiles et le respect du *Network Code*, l'évolution est linéaire avec l'insertion de production PV : les percentiles s'« écartent » et on s'éloigne des l'objectifs. Ceci pour l'ensemble des méthodes, ce qui est cohérent avec le fait que la production PV risque d'ajouter de plus amples variations dans les courbes de charges des départs et donc dans la consommation allouée. Néanmoins, il est clair que la méthode *clustering* offre une meilleur robustesse car celle-ci prend en compte l'évolution des courbes de charges. Ainsi, le respect reste proche des 100 % sur l'ensemble de la plage d'insertion simulée pour cette méthode. Pour les méthodes traditionnelle et moyenne, le respect des objectifs diminue de plus de 15 % (en valeur absolue) avec l'insertion de 1 GW de production PV.

Pour l'écart type, il y a, lors de la première insertion simulée (100 MW), une plus grande augmentation que pour les suivantes. Cela est probablement dû à l'ajout initial de cette courbe de charge de production qui a été récupérée au niveau national (et non celle correspondant à cette région), et qui a été ajoutée de manière équi-répartie sur l'ensemble des départs (et non de manière proportionnelle vis-à-vis de la puissance installée sur les départs initialement). Par la suite, celui-ci évolue de manière linéaire avec l'insertion de production PV, mais l'évolution est plus importante dans le cas des méthodes traditionnelle et moyenne.

Dans [20], les auteurs proposent un nouveau coefficient K qui permet de prendre en compte une partie de la production décentralisée. Ce pourrait être un compromis.

#### 4.5.3 Échelons

Les échelons, comme la liste des départs alloués, peuvent être créés de plusieurs manières :

- en fonction du coefficient K, les plus faibles étant dans les premiers échelons :
  - comme pour la méthode traditionnelle, en prenant en compte la consommation à un instant donné ;
  - comme pour la méthode moyenne, en prenant en compte la consommation moyenne du départ sur l'an passé ;
- en utilisant les courbes de charges des départs :
  - en répartissant de « manière équitable » les types de départs dans chaque échelon, de manière à avoir des échelons équivalents ;
  - en réalisant plusieurs optimisations pour avoir des meilleures performances pour les premiers échelons (ceux-ci étant, par construction du plan, forcément appelés à être délestés en premier).

Afin de rester cohérent : si la méthode traditionnelle a été utilisée pour déterminer les départs alloués, celle-ci est réutilisée pour créer les échelons. De la même manière avec la méthode moyenne. Dans le cadre de la méthode *clustering*, la recherche d'une simplicité de mise en oeuvre pousse à ne pas réaliser de nouvelle optimisation mais uniquement des algorithmes de *clustering*, faciles à implémenter et ayant un temps de calcul réduit afin d'avoir des échelons « équivalents ». La Figure 4.9 montre les densités de probabilités des échelons suivant la méthode employée.

Les méthodes moyenne et traditionnelle, comme pour la consommation allouée totale, offrent des performances similaires pour les échelons. Comme ces deux méthodes utilisent également les coefficients K pour créer les échelons, il apparaît des différences

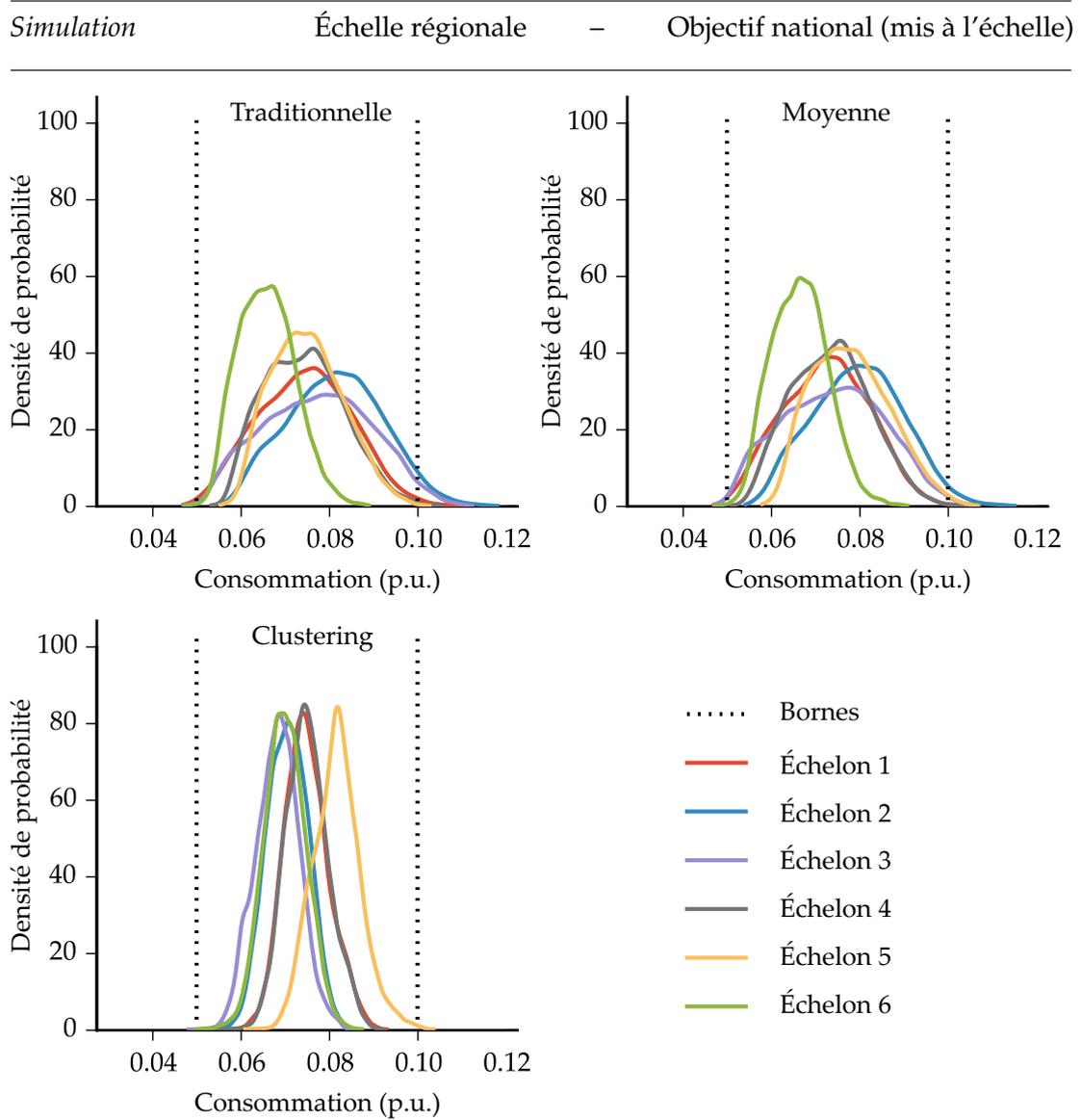


FIGURE 4.9 – Densité de probabilité des échelons en fonction des méthodes utilisées.

entre chaque échelon. Les premiers échelons ont tendance à avoir une consommation plus variable et plus importante que les derniers échelons.

Cet effet ne se retrouve pas avec la méthode *clustering* : tous les échelons ont des variations similaires, mais leurs consommations moyennes peuvent être légèrement différentes. Cela est notamment dû à deux effets :

- les courbes de charge des départs évoluent d’une année sur l’autre, ainsi, en moyenne, les départs peuvent consommer plus ou moins que le poids qui a été utilisé pour les allouer ;
- lors de la création des échelons, de la même manière que lorsque les départs sont attribués à un *cluster*, il n’est pas forcément possible de répartir équitablement les poids d’un nombre fini de départs en un nombre restreint d’échelons.

#### 4.5.4 Conclusion

Dans cette partie, nous avons simulé différentes méthodes d’allocation afin de déterminer l’impact sur les performances de la consommation allouée. Nous avons montré que la méthode actuellement implémentée en France est aussi performante qu’une méthode qui serait un peu plus complexe à mettre en œuvre (la méthode moyenne), qui était proposée dans une version précédente du *Handbook* [30]. Néanmoins, la méthode que nous avons développée, basée sur le *clustering*, offre des performances bien meilleures que les deux autres méthodes. En effet, celle-ci permet de limiter les variations de la consommation allouée, a un effet de foisonnement important (notamment en agrégeant les différentes régions) et est robuste quant à l’insertion de production PV sur le réseau de distribution.

## 4.6 RÉ-ALLOCATION AVEC DIFFÉRENTES PÉRIODES

L’objectif de cette partie est d’analyser l’impact de la *fréquence de ré-allocation*, c’est-à-dire, la période avec laquelle les départs sont alloués. Dans la section précédente les trois méthodes ont été comparées sur la base d’une fréquence de ré-allocation annuelle. Ici, uniquement la méthode moyenne est analysée en considérant une fréquence de ré-allocation variable. Les résultats présentés sont issus de [53].

### 4.6.1 Principes

#### ▷ OBJECTIF DE LA RÉ-ALLOCATION

L’objectif d’une ré-allocation plus fréquente est d’améliorer les indicateurs de performances (section 4.2). Par exemple, La prise en compte d’une variation saisonnière – différents « profils » de charges – entre l’été et l’hiver, pourrait permettre de ré-ajuster la consommation allouée pour que celle-ci soit plus proche de l’objectif à délester.

#### ▷ DE QUELLE MANIÈRE ?

Ainsi, il est nécessaire de clairement différencier les « répétabilités ». Pour ce faire, deux méthodes sont définies :

1. la première méthode consiste à prendre en compte la courbe de charge de la même période sur l'année précédente. Par exemple, pour une fréquence de ré-allocation mensuelle, l'allocation de janvier de l'année  $a$  se réalise en fonction de la courbe de charge de janvier de l'année  $a - 1$ . Ainsi, avec cette méthode, il est possible de prendre en compte les variations de type saisonnières.
2. La seconde méthode se base sur la courbe de charge de la période précédente. Par exemple, pour une fréquence de ré-allocation mensuelle, l'allocation de février de l'année  $a$  se réalise en fonction de la courbe de charge de janvier de l'année  $a$ . Ici, ce sont les « répétibilités » fréquentielles qui sont prises en compte.

▷ QUELLE MÉTHODE D'ALLOCATION ?

La méthode traditionnelle n'est pas pertinente dans le cas d'une ré-allocation. Le poids étant lié à l'instant d'allocation, ce dernier a alors un impact trop important quant au nombre total de départs qui seront alloués par la suite. Par exemple, pour une ré-allocation été/hiver (deux fois par an), si l'instant d'allocation choisi en été est plutôt le matin, l'après-midi, le soir, un jour ouvré ou le week-end, le nombre de départs alloué peut sensiblement varier et ne représente en rien la variabilité saisonnière associée.

La méthode *clustering* peut tout à fait être associée à une ré-allocation. Tout comme la méthode moyenne, il faut définir sur quelle consommation/période de référence celle-ci doit se baser. Néanmoins, cette méthode n'est pas étudiée dans cette partie. L'objectif initial de la ré-allocation étant de proposer une méthode « simple » à mettre en oeuvre, allier *clustering* et ré-allocation aurait trop augmenté la complexité de la mise en oeuvre dans ce contexte. De plus, la méthode *clustering* a prouvé ses performances, bien supérieures aux deux autres, avec une période d'allocation annuelle.

#### 4.6.2 Quelques exemples

▷ EXEMPLE AVEC DIFFÉRENTES FRÉQUENCES DE RÉ-ALLOCATION

Le [Tableau 4.5](#) montre le nombre total de départs alloués pour chaque période d'allocation pour des fréquences de ré-allocation différentes : d'un an, de quatre mois et d'un mois.

TABLEAU 4.5 – Nombre de départs alloués pour différentes périodes d'allocation.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 an	←————— 484 —————→											
4 mois	←———461———→			←———480———→				←———482———→				
1 mois	453	445	444	469	477	458	468	477	478	487	482	466

Les départs étant alloués avec le coefficient  $K$ , afin de s'approcher au plus proche de l'objectif de délestage, il s'agit de prendre plus ou moins de départs dans la liste des départs rangés suivant le coefficient  $K$  croissant. Cela signifie que « l'on va plus ou moins loin » dans cette liste pour atteindre l'objectif. Ainsi, le nombre de départs alloués donne un indice sur la prise en compte des « répétibilités » des courbes de charge. Le nombre de départs alloués a tendance à être plus faible avec une fréquence d'allocation

décroissante : pour l'allocation annuelle, le nombre de départs alloué est de 484. Pour la fréquence de ré-allocation de quatre mois, le nombre de départs alloués varie entre 461 et 482. Dans le cas de la ré-allocation mensuelle, ce nombre diminue jusqu'à 444. Cela est dû à une prise en compte plus précise des variations de consommation des départs. La Figure 4.10 montre les courbes de charge de deux départs de la région considérée pour l'année 2014.

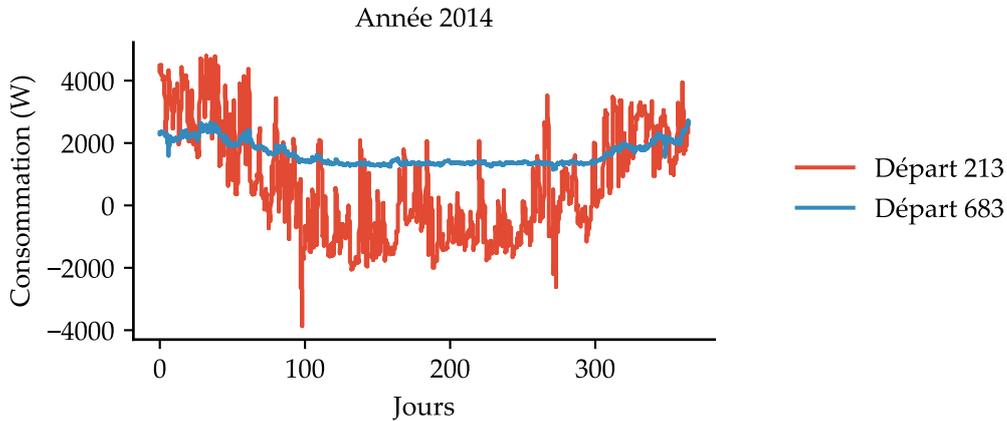


FIGURE 4.10 – Courbes de charge de deux départs sélectionnés pour l'étude sur la période de ré-allocation.

Le départ 683 consomme à peu près la même puissance tout au long de l'année : environ 2 MW. L'autre départ, le 213, a des variations de puissance très importantes, la puissance devient même négative en été : cela est probablement dû à de la production PV présente en aval du départ. Ainsi, suivant la période considérée, le départ 213 peut représenter jusqu'à un poids de 4 MW ou bien avoir un poids négatif – il ne sera pas alloué dans ce cas là.

En plus de pouvoir améliorer les critères définis précédemment – section 4.2 – la ré-allocation a un impact positif en limitant l'allocation des départs mixtes lorsque ceux-ci sont producteurs. Ceci a plusieurs effets bénéfiques :

- une meilleure réponse aux attentes du *Network Code*, en effet, celui-ci spécifie qu'il faut essayer de limiter la déconnexion de production décentralisée lors de la mise en oeuvre du délestage ;
- le nombre total de clients impactés par le délestage serait alors limité en délestant uniquement les départs consommateurs ;
- si la production décentralisée participe à la régulation primaire et possède une inertie, la non-déconnexion de celle-ci permettrait potentiellement de limiter la déstabilisation du système électrique.

#### 4.6.3 Performances

Les performances des deux méthodes sont comparées en utilisant les indicateurs définis en section 4.2. La Figure 4.11 montre l'évolution de la consommation allouée pour les deux méthodes en considérant des périodes de ré-allocation d'un jour, d'une semaine, d'un mois et de six mois.

Simulation

Échelle départementale

– Objectif local

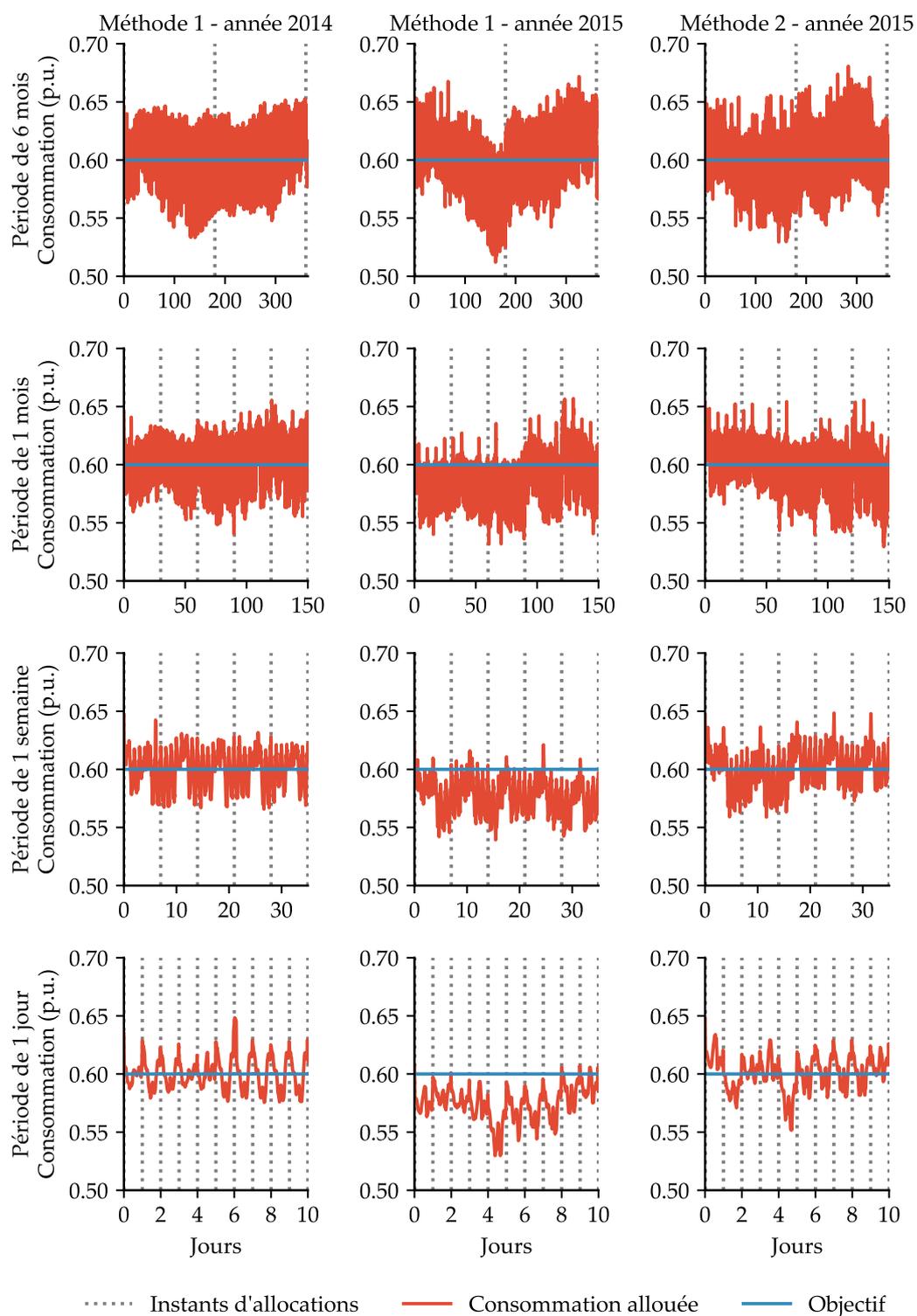


FIGURE 4.11 – Exemple d'une partie de la consommation allouée pour différentes périodes de ré-allocation pour les deux méthodes.

La première colonne correspond à des ré-allocations non causales (c'est-à dire que les données utilisées pour « l'entraînement » de l'algorithme sont les mêmes que pour vérifier les performances), pour mettre en évidence l'effet recherché de la ré-allocation. Ainsi, la première méthode appliquée à l'année de test 2014 montre ce qui aurait eu lieu s'il avait été possible de savoir à l'avance la consommation moyenne de chaque départ sur la période considérée. C'est pour cela que les consommations allouées correspondantes sont centrées autour de l'objectif. Cela donne un ordre de grandeur des objectifs atteignables en utilisant la ré-allocation. Même en réduisant la période d'allocation de manière importante (un jour), les variations sont encore importantes comme le montre la consommation allouée pour l'année 2014 avec la première méthode : sur les 10 jours considérés, celle-ci varie entre 0.58 et 0.65 p.u.

Les seconde et troisième colonnes montrent les résultats causaux pour la première méthode et la seconde méthode. Ces résultats représentent alors ce qui aurait pu être réellement atteint en considérant les consommations sur les périodes précédentes. Dans le cas de la première méthode, la période de ré-allocation de six mois montre des variations plus importantes : la consommation allouée atteint un minimum aux alentours de 0.50 p.u. et un maximum au delà de 0.65 p.u. Les variations sont moins importantes pour la période de ré-allocation d'un mois. La consommation allouée présente un « offset » dans le cas des périodes de ré-allocation d'une semaine et d'un jour : comme la consommation de référence est celle de la même période, mais de l'année passée, la nouvelle consommation des départs aura forcément évolué : ceux-ci consommeront plus ou moins, en moyenne, que l'an passé. Cet effet est donc flagrant lorsque sont considérées des périodes de ré-allocation réduites avec la première méthode.

Dans le cas de la seconde méthode, il apparaît des variations un peu moins importantes pour la période de ré-allocation de six mois, à comparer avec la première méthode. L'« offset » disparaît pour les périodes de ré-allocation plus faibles. Les courbes présentées dans cette figure sont difficilement lisibles. Ainsi, comme pour la section précédente, il est plus pertinent de représenter les densités de probabilité de ces consommations allouées. La Figure 4.12 montre ces densités de probabilité des consommations, allouées pour les deux méthodes, pour les mêmes périodes de ré-allocation précédentes : un jour, une semaine, un mois, six mois.

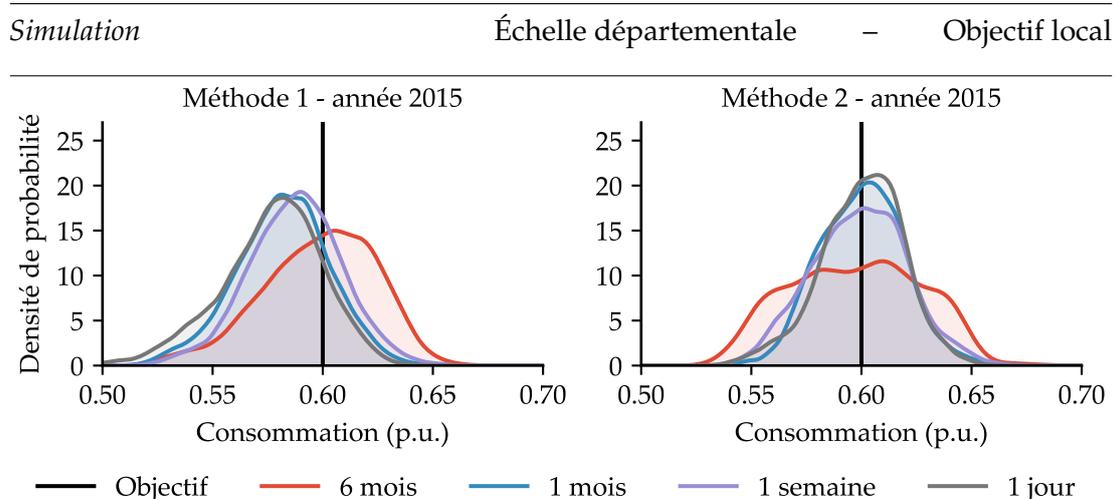


FIGURE 4.12 – Densités de probabilités de la consommation allouée pour différentes périodes de ré-allocation pour les deux méthodes.

Pour la première méthode, l'« offset » apparaît plus clairement avec cette représentation : les courbes de consommations allouées pour les périodes d'un jour, une semaine et un mois sont décalées à gauche vis-à-vis de l'objectif. Ceci n'apparaît pas pour la seconde méthode où les courbes sont bien centrées autour de l'objectif.

Dans le cas de la première méthode, les consommations allouées pour les périodes d'un jour, d'une semaine et d'un mois sont très semblables : il n'y a, a priori, pas d'intérêt à ré-allouer souvent avec cette méthode. Pour la seconde méthode, chaque diminution de période de ré-allocation offre de meilleures performances à la consommation allouée. Néanmoins cette évolution n'est pas linéaire.

La Figure 4.13 représente l'évolution de l'écart-moyen, de l'écart-type et de l'écart quadratique moyen pour les deux méthodes en considérant une période de ré-allocation variant de quelques heures à un an.

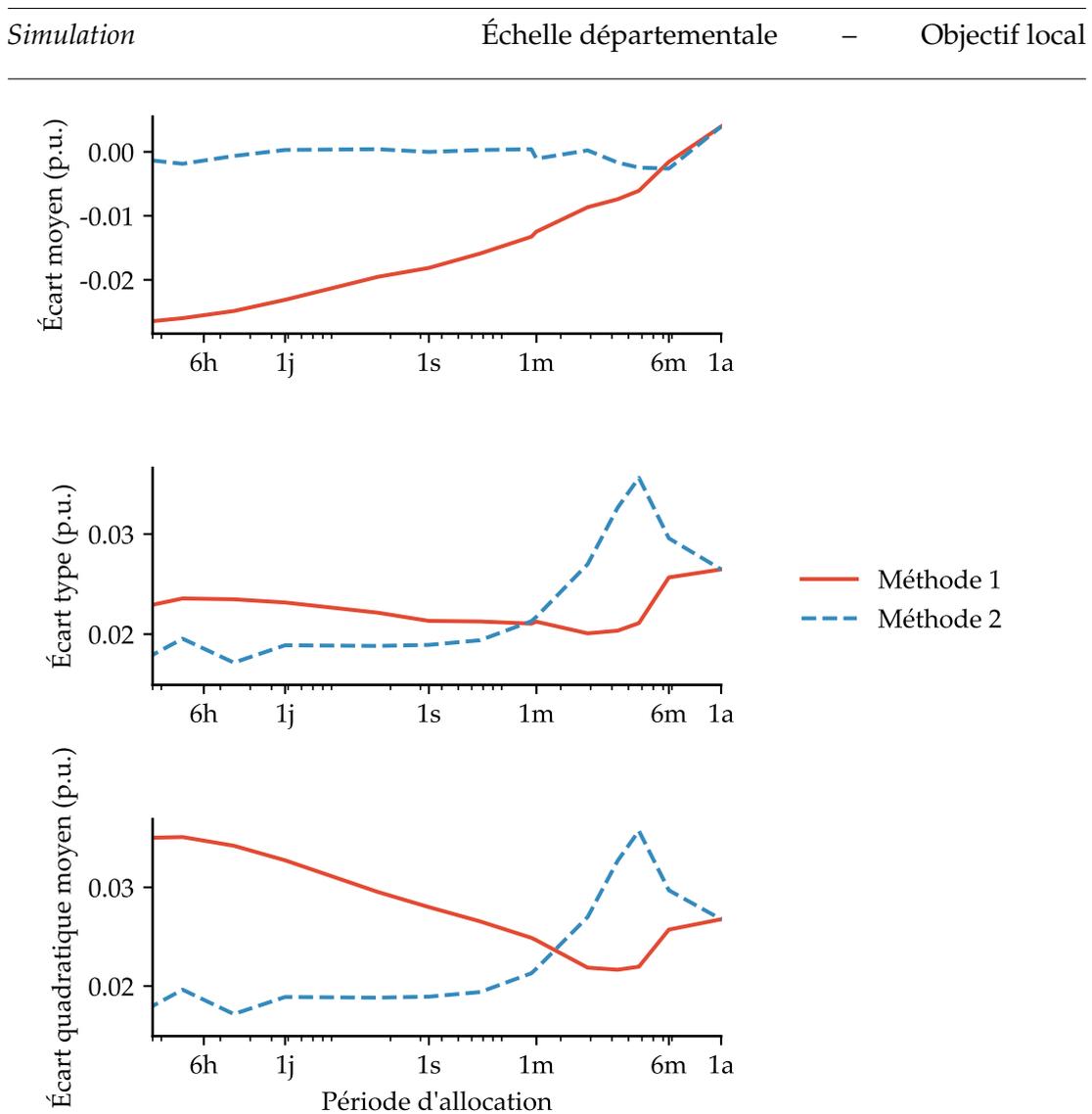


FIGURE 4.13 – Évolution des indicateurs de performances pour différentes périodes de ré-allocation pour les deux méthodes.

Pour la période d'allocation correspondant à un an, les deux méthodes sont équivalentes, présentant les mêmes performances. L'écart-type et l'écart quadratique moyen sont similaires pour la deuxième méthode. La différence pour la première méthode est due au fait que l'erreur moyenne augmente tandis que la période de ré-allocation diminue. En réalité, l'erreur moyenne évolue de manière significative pour la première méthode par rapport à la seconde. Cet effet était visible dans la [Figure 4.11](#).

#### ▷ L'ERREUR MOYENNE

Celle-ci décroît (négativement) avec la période d'allocation pour la première méthode. Cela est dû à un sur-apprentissage : l'hypothèse est que la consommation des départs sur une période de plus en plus faible va se reproduire l'année suivante. Ainsi, les compensations internes des variations de charges sont moins susceptibles de se produire car la période considérée est restreinte. Le [Tableau 4.5](#) montrait un nombre de départs alloués qui diminue en même temps que la période d'allocation. Ainsi, l'évolution de la charge des départs les moins prioritaires va impacter cette erreur moyenne, selon s'ils consomment, en moyenne, plus ou moins que l'an passé. Dans le cas de l'année 2015, ceux-ci ont une consommation inférieure à l'année 2014.

Pour la deuxième méthode, la période d'allocation n'a pas d'impact réel sur l'erreur moyenne : comme la période précédente est utilisée pour déterminer l'allocation, cette prévision est assez robuste. Néanmoins, l'écart-type est plus impacté par cette méthode pour les périodes d'allocation importantes (~ mois).

#### ▷ L'ÉCART TYPE

Pour une période de ré-allocation d'au moins un mois, la première méthode présente un écart-type inférieur à celle de la deuxième méthode. Cela signifie que si le gestionnaire de réseau prévoit de ré-allouer les départs avec une période de ré-allocation comprise entre un mois et un an, l'utilisation des données de l'année précédente (première méthode) constitue une meilleure estimation des variations de la consommation allouée, dues à des variations saisonnières. Au contraire, si la période d'allocation est inférieure à un mois, il est plus intéressant de prendre les données de la période d'allocation précédente (deuxième méthode) pour l'affectation, en raison du cycle de consommation de différents clients.

En effet, pour la seconde méthode, l'écart-type atteint des valeurs importantes pour une période de ré-allocation de plusieurs mois alors que l'erreur moyenne est quasiment nulle. En réalité, en découpant l'année en deux parties : les six premiers et les six derniers mois, il y aurait une erreur moyenne, associée à chacune de ces parties, non nulle. En considérant l'association de ces deux parties, l'erreur moyenne est compensée mais un écart-type important apparaît, image des deux erreurs moyennes.

Avec cette seconde méthode, l'utilisation d'une période d'allocation de deux à six mois entraîne des performances réduites par rapport à une période d'allocation d'un an : les variations saisonnières aggravent les variations de la consommation allouée. Par exemple, si les départs alloués sont principalement composés de consommateurs résidentiels, leur poids sera nettement plus élevé pendant la saison hivernale (en raison du chauffage) : il n'est alors pas pertinent d'utiliser cette période pour réaliser l'allocation pour la saison d'été.

#### ▷ L'ÉCART QUADRATIQUE MOYEN

Cet indicateur combine les deux indicateurs précédents pour prendre en compte les erreurs moyennes et les variations. Si l'on considère cet indicateur, la première méthode est plus pertinente que la seconde pour les périodes d'allocation supérieures ou égales à deux mois (et non d'un mois compte tenu de l'écart type).

De plus, les deux méthodes montrent un intérêt limité pour une période d'allocation réduite :

- La première méthode montre un minimum pour une période d'allocation de trois mois. Ensuite, l'écart quadratique moyen augmente tandis que la période d'allocation diminue, ceci en raison du sur-apprentissage qui fait augmenter significativement l'erreur moyenne.
- La deuxième méthode atteint des minimums qui correspondent à de petites périodes de ré-allocation : plus la période d'allocation est courte, meilleure est la prévision de la consommation. Néanmoins, une période d'allocation d'une semaine montre les mêmes performances qu'une période d'allocation d'un jour, et pour l'étude considérée, la période d'allocation de quatre heures dégrade les performances.

Enfin, les deux méthodes permettent de réduire les variations de la consommation allouée par rapport à la période d'allocation initiale d'un an.

La première méthode montre un maximum dans ses performances pour une période de ré-allocation de quelques mois qui permet de prendre en compte les variations saisonnières des charges. Néanmoins, la réduction de cette période d'allocation n'est pas pertinente à cause du sur-apprentissage sur les variations de l'année précédente.

La deuxième méthode a des performances qui augmentent alors que la période d'allocation diminue. Cependant, les variations intra-journalières étant importantes, il n'y a pas de réel bénéfice à utiliser une période d'allocation inférieure à une semaine. Ainsi, pour une période supérieure à un mois, la première méthode obtient de meilleurs résultats, tandis que pour une période inférieure à un mois, la seconde méthode est plus performante.

En prenant en compte le dernier indicateur, qui résume l'ensemble des variations (écart-type et écart moyen), il est possible de dire que la première méthode permet de diminuer les variations de la consommation allouée jusqu'à 20 % par rapport à l'allocation annuelle, et la seconde méthode d'environ 30 % en considérant une période de ré-allocation hebdomadaire et jusqu'à 40 % en en considérant une de quelque heures.

Au vu des résultats présentés avec la méthode d'allocation basée sur le *clustering* dans la [section 4.5](#), il apparaît plus pertinent de choisir judicieusement les départs qui seront alloués plutôt que de ré-allouer plus souvent mais de manière moins « réfléchi » les départs.

## 4.7 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons analysé différentes méthodes d'allocation des départs afin de quantifier les écarts vis-à-vis des attentes du *Network Code*. Une méthode d'allocation, plus complexe, basée sur les courbes de charges des départs a été implémentée et simulée à l'échelle nationale du réseau de distribution d'Enedis. Cette méthode montre des performances bien meilleures que la méthode actuelle d'allocation, mais présente une complexité de mise en oeuvre plus importante, sans toutefois la rendre hors d'atteinte. En parallèle, la modification de la période d'allocation a été étudiée afin

de déterminer la pertinence de celle-ci. En effet, il aurait pu être envisagé de réaliser deux plans de délestages différents dans l'année afin de compenser l'effet de sensibilité thermique présent sur les courbes de charges (chauffage en hiver par exemple). Nous avons alors quantifié, au niveau d'une région, l'impact sur les variations de la consommation allouée pour une plage importante de différentes périodes d'allocation (de quelques heures à une année).

Il a été montré que les performances peuvent effectivement être améliorées en réduisant la période d'allocation à quelques mois ou quelques semaines. Néanmoins, afin de ré-allouer les départs, il est nécessaire de se baser sur une prévision de la consommation de ceux-ci et le choix de cette prévision a un impact significatif sur les performances de l'allocation et devrait être étudié pour aller plus loin.

De manière plus prospective, il serait pertinent d'étudier les différentes possibilités pour « mélanger » la méthode d'allocation basée sur les courbes de charges avec une période d'allocation réduite. Cela amènerait bien sûr à une mise en place plus complexe de ce plan de délestage traditionnel étudié tout au long de ce chapitre.

Une telle complexité pour s'assurer de respecter au mieux ce plan de délestage traditionnel n'aurait pas forcément lieu d'être et il serait alors peut-être plus approprié de faire évoluer directement la manière de réaliser le délestage. C'est ainsi que dans le chapitre suivant, une évolution du mécanisme de délestage fréquence-métrique est proposée.



# 5

## EVOLUTION DU MÉCANISME DE DÉLESTAGE

---

Le principe du délestage fréquence-métrique est de résoudre un déséquilibre production-consommation dans le système électrique en se basant sur la mesure de (sous)-fréquence. Cette méthode est caractérisée par sa simplicité. Ce chapitre traite des principaux changements réalisables qui feraient évoluer le délestage fréquence-métrique vers un délestage plus élaboré et potentiellement plus performant, « plus contrôlé ». Cela implique notamment des mesures et calculs supplémentaires par rapport à l'existant et des commandes en temps réel provenant du système électrique.

### 5.1 PRINCIPE

L'allocation des départs, présentée au chapitre précédent, porte sur un objectif précis : respecter le plan de délestage proposé dans le Network Code de l'ENTSO-E, ceci en allouant « au mieux » les départs pour délester la proportion de charge théorique pour différents seuils de fréquence.

Un tel plan de délestage est défini notamment de manière historique. Déconnecter des consommateurs de manière automatisée à différents seuils de fréquence est quelque chose d'abordable et robuste à implémenter dans le système électrique. Toutefois, comme montré dans le [chapitre 2](#), le fonctionnement d'un plan de délestage de ce type ne permet pas forcément d'éviter un black-out du système électrique.

Ainsi, la communauté des chercheurs dans ce domaine a, depuis le début des années 2000, proposé des améliorations dans le but d'« affiner » ce plan de délestage pour mieux répondre aux critères définis dans le [chapitre 3](#), notamment en ayant pour objectif de :

- Délester la consommation correspondant exactement au déséquilibre, pour deux raisons. La première est l'impact d'un sur-délestage qui serait négatif à cause du risque de sur-fréquence associé et de la déconnexion inutile de consommateurs du système électrique. La seconde est, dans le cas du sous-délestage, le risque que des matériels se déconnectent de manière automatique si le système électrique est trop éloigné de ses conditions de fonctionnement normales.
- Délester la consommation aux endroits les plus vulnérables du système électrique, afin de répondre au plus proche du problème et de résoudre ainsi à la fois le problème global (la situation de sous-fréquence) et les problèmes locaux, notamment les problèmes de sous-tension.
- Délester de la manière la plus rapide possible, ce qui rejoint le premier point, afin d'éviter la déconnexion supplémentaire d'autres matériels sur le système électrique.
- Être « robuste », cela signifie que le plan de délestage doit fonctionner dans toutes les conditions et doit alors proposer une implémentation résiliente.

Le délestage fréquence-métrique étant une partie essentielle d'un système électrique, changer le fonctionnement de ce dernier n'est pas évident pour des systèmes électriques interconnectés. Ainsi, la littérature est en grande partie basée sur des systèmes électriques isolés (îles, ...) [18, 70] qui ont des caractéristiques différentes des systèmes électriques interconnectés : inertie réduite, réserves limitées, et sont donc plus vulnérables à des perturbations.

Le plan de délestage actuel est :

- Basé sur des mesures locales ;
- basé sur un seul paramètre du système électrique : la fréquence.

Pour faire évoluer le plan de délestage et mieux répondre aux exigences de nouveaux plans de délestages, il est alors possible de :

- se baser sur plusieurs paramètres ;
- rajouter une couche de *communication* et non plus uniquement se baser sur des paramètres locaux.

Il est possible de classer plusieurs solutions, notamment en termes de difficultés d'implémentation. Certaines ne requièrent qu'une légère modification des automates réalisant le délestage ; alors que d'autres ont besoin d'une nouvelle infrastructure pour être mises en place. C'est le cas notamment pour les solutions qui requièrent une communication. Le plan de délestage, grâce à cette communication, peut être dit *supervisé*.

Dans un premier temps, nous traiterons du principe de l'utilisation de plusieurs critères pour réaliser le délestage fréquence-métrique, puis considérerons une couche de communication supplémentaire.

## 5.2 CRITÈRES

Actuellement, le plan implémenté se base uniquement sur un critère fréquentiel, comme illustré sur la Figure 5.1, qui représente le seuil de déclenchement pour un échelon.

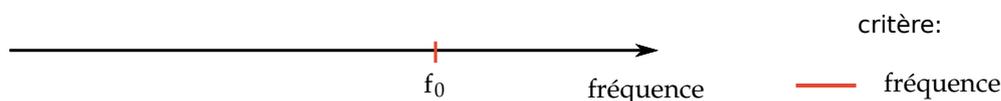


FIGURE 5.1 – Seuil de déclenchement pour le critère de fréquence.

Lorsque la fréquence décroît et atteint la valeur  $f_0$ , le relais associé s'ouvre pour déconnecter la charge qu'il alimente. Dans le plan de délestage actuellement implémenté quatre seuils de fréquence sont utilisés.

### 5.2.1 Mesures directes

En plus du critère fréquentiel, un autre critère est essentiel : celui de la tension. La tension ne reflète pas directement l'équilibre production-consommation du système électrique, mais sa valeur peut-être un indice de cette différence au niveau local. Ainsi, une « faible » tension mesurée est généralement synonyme d'une charge locale importante (qui consomme beaucoup de courant et crée alors une chute de tension importante), même si les flux de puissance réactive jouent aussi fortement sur la tension – notamment sur le réseau de transport. Le principe du délestage volt-métrique UVLS (*undervoltage load shedding*) [73] est ainsi déjà utilisé actuellement dans certains pays.

Inversement, comme le gestionnaire de transport est capable de régler cette tension, il peut utiliser cette possibilité pour diminuer la consommation des clients du système électrique. En France par exemple, une diminution de la tension du système électrique de 5 % peut correspondre à jusqu'à 4 GW de consommation « réduite ». Cette possibilité n'est pas pertinente pour éviter du délestage fréquence-métrique car sa mise en œuvre requiert un délai plus important, néanmoins, il est possible d'implémenter un critère basé sur la tension, en plus du critère fréquentiel, pour réaliser le délestage [65].

La Figure 5.2 présente une illustration de l'évolution du seuil de fréquence, qui est maintenant une courbe plane lorsque deux critères sont utilisés.

Lorsque le critère utilisé est uniquement fréquentiel, la courbe est une droite verticale passant par  $f_0$ . Lorsque deux critères sont utilisés, la courbe est une fonction décroissante ou croissante suivant le critère  $c_1$ . Le critère  $c_1$ , ici, pourrait correspondre à un calcul d'un critère de stabilité de tension. Plus la valeur de ce dernier est grande (« bonne stabilité »), plus le déclenchement du relais est repoussé à une fréquence plus faible. Au contraire, si cette stabilité est qualifiée de « mauvaise » (proches des limites des critères), le relais déclenche « normalement » à la fréquence  $f_0$ .

Il est tout à fait possible d'implémenter un tel critère en considérant un ou plusieurs échelons. Ainsi, un délestage à deux critères et multi-échelons a été présenté dans [57] où le critère  $c_1$  correspond à un déclenchement « forcé » suivant une estimation locale du minimum de fréquence.

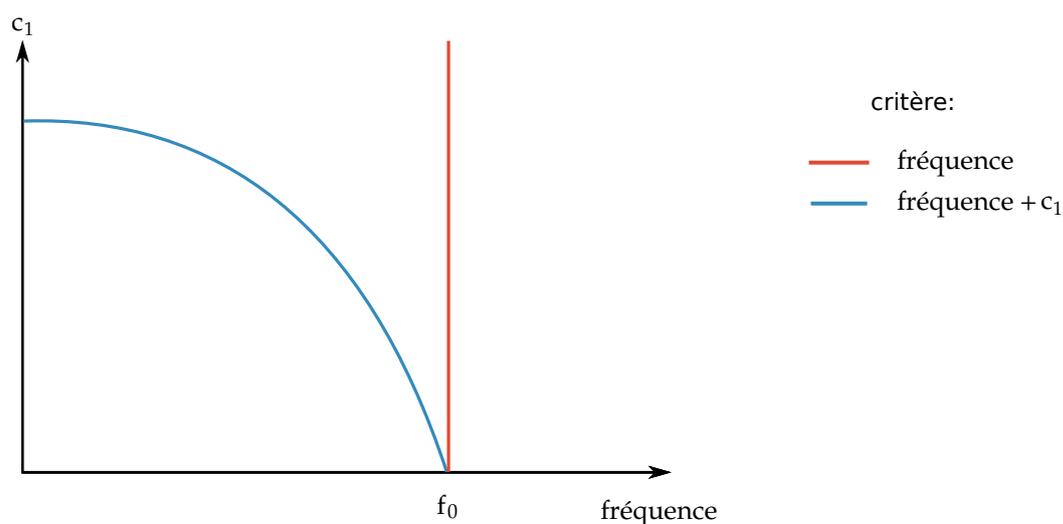


FIGURE 5.2 – Illustration de seuils de déclenchement pour deux critères.

### 5.2.2 Gradient de fréquence

Dans [65], il est proposé d'utiliser trois critères : fréquence, tension et gradient de fréquence. La Figure 5.3 montre une illustration de l'évolution des seuils sur une représentation à trois critères.

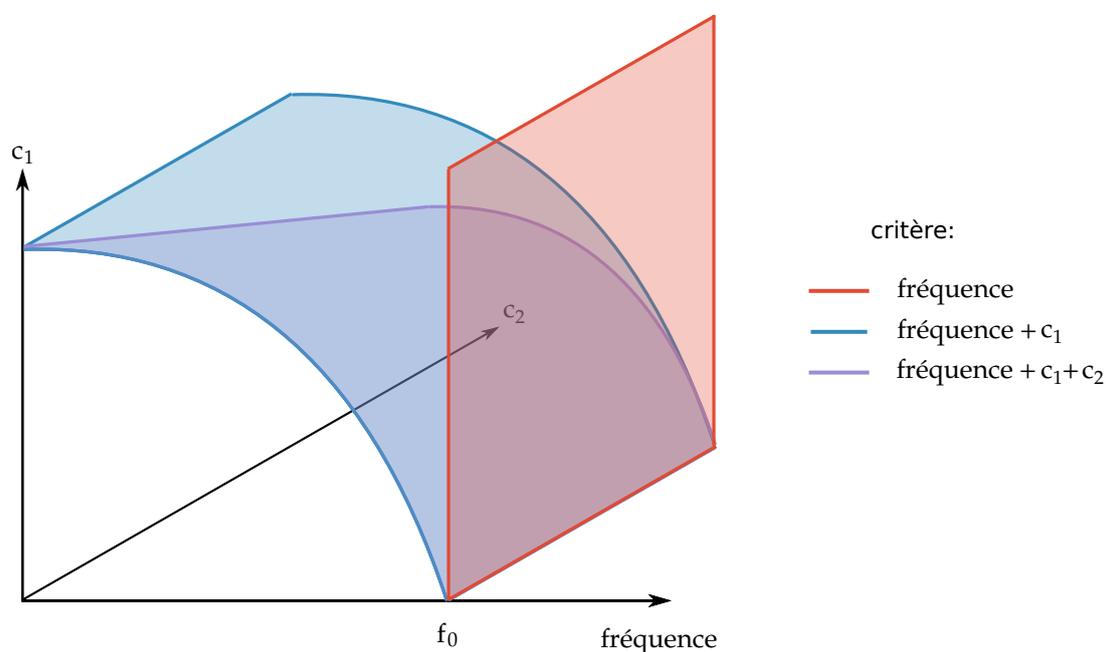


FIGURE 5.3 – Illustration de seuils de déclenchement pour trois critères.

Dans ce cas, le seuil de déclenchement du critère fréquentiel devient un plan. Celui du critère fréquentiel et  $c_1$  est une surface dont le motif est invariant suivant l'axe  $c_2$ . Le seuil de déclenchement des trois critères est alors une surface évoluant suivant

ces trois critères. Plus le critère  $c_2$  est « important », plus le seuil de déclenchement est « restreint », c'est-à-dire que l'intersection du seuil avec l'axe  $c_1$  diminue. Il reste néanmoins essentiel de garder le critère de déclenchement fréquentiel à  $f_0$ . Une infinité de surfaces de seuils de déclenchement serait implémentable suivant les attentes des concepteurs du plan de délestage.

Comme indiqué précédemment, le troisième critère serait, par exemple, l'utilisation de la valeur du gradient de fréquence. Cette utilisation est, d'un point de vue réglementaire, possible dans certains cas (alors que l'utilisation de la tension n'est pas indiquée).

*[...] Le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse défini dans le plan de défense du réseau peut prévoir une déconnexion de la charge nette sur la base d'un gradient de fréquence, à condition :*

*a) qu'elle ne soit activée que :*

*i) lorsque l'écart de fréquence est supérieur à l'écart maximal de fréquence en régime permanent et que le gradient de fréquence est supérieur à celui produit par l'incident de référence ;*

*ii) jusqu'à ce que la fréquence atteigne celle du niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette ;*

*b) qu'elle soit conforme à l'annexe ; et*

*c) qu'elle soit nécessaire et justifiée afin de maintenir la sécurité d'exploitation de façon efficace. [...]*

*– Network Code on Emergency and Restoration [32], Article 15 – 8) i)*

Au delà des aspects réglementaires, l'utilisation du gradient de fréquence peut être effectivement pertinente pour déterminer le déséquilibre production-consommation pour, dans un second temps, délester au mieux cette différence.

Le gradient de fréquence, ou ROCOF (*rate of change of frequency*) correspond à la dérivée temporelle de la fréquence dont la valeur est déterminée par la *swing equation* (2.1) développée dans la section 2.1 et la sous-section 3.4.1.

Cette équation s'écrit initialement :

$$\frac{df}{dt} = f_0 \frac{P_m - P_e}{2 \cdot H \cdot S} \quad (5.1)$$

Ainsi, le déséquilibre s'écrit :

$$P_m - P_e = \frac{2 \cdot H \cdot S \cdot \frac{df}{dt}}{f_0} = \Delta P \quad (5.2)$$

En connaissant l'inertie du système, la puissance apparente des machines et la valeur du ROCOF  $\frac{df}{dt}$ , il est alors possible de déterminer, en  $W$ , la valeur de la consommation qu'il faudrait délester pour enrayer la chute de fréquence [74].

La difficulté de cette méthode provient, d'une part, de la mesure ou du calcul de  $S$ ,  $H$  et  $\frac{df}{dt}$ , et d'autre part du fait qu'il faille pouvoir déconnecter exactement ce  $\Delta P$  estimé.

▷ OBJECTIF

Comme montré au [section 2.5](#), le délestage se réalise de manière un peu chaotique et dans le cas de l'Italie en 2003 et de la Turquie en 2015, celui-ci n'a pas été suffisant et a amené à un black-out total de ces systèmes électriques.

Dans le cas européen en 2006, le fait d'avoir eu un premier échelon ayant délesté une charge importante, a permis de contrebalancer les pertes de production supplémentaires.

Pour éviter ces deux situations et essayer de délester exactement la consommation nécessaire, il faut essayer de déterminer exactement la différence production-consommation, ce qui peut se faire, comme montré précédemment, en utilisant la valeur du gradient de fréquence.

▷ IMPLÉMENTATION DU GRADIENT DE FRÉQUENCE

L'utilisation du ROCOF est complexe à cause de l'*événement système* qui amène à réaliser du délestage. En effet, cet événement est tel que les caractéristiques initiales du système électrique évoluent et ne sont pas simples à recalculer [63].

De plus, le ROCOF dépend du point où est mesurée la fréquence. Pour contrebalancer les effets locaux sur la mesure et l'utilisation du ROCOF, il peut être nécessaire de centraliser les mesures afin de définir un *centre d'inertie* du système électrique. Cette notion de centre d'inertie est développée afin de déterminer quelle est la fréquence « moyenne » du système et son évolution [74, 62]. La [Figure 5.4](#) met en avant les effets qui se retrouvent lors de la mesure de fréquence.

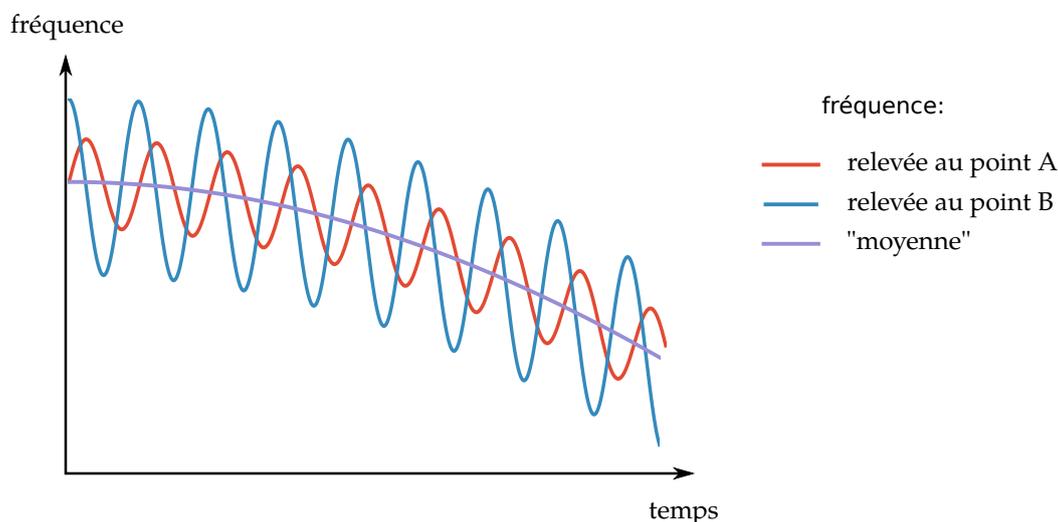


FIGURE 5.4 – Illustration d'oscillations locales de la fréquence.

Sur cette figure, la fréquence mesurée en deux points distincts du système électrique A et B diffèrent, malgré une fréquence moyenne identique calculée à partir d'un ensemble de mesures. Localement, la fréquence peut présenter des oscillations [1], et ce pour deux raisons principales :

- Les différents paramètres locaux sont couplés : la fréquence a un effet sur le couple d'une machine injectant de la puissance, ce qui va impacter la fréquence. Ajouté à leur temps de réponse, chaque unité de production va présenter un amortissement sur la fréquence qui lui sera propre. Pour éviter de rendre le système électrique instable, plusieurs solutions sont mise en œuvre pour limiter ces oscillations [47, 24].
- La méthode de mesure de la fréquence va filtrer ou amplifier certains phénomènes. La mesure de la phase, de la fréquence et du ROCOF est une problématique qui a toujours été présente [52] et qui évolue avec les avancées technologiques [9, 81] (implémentation de la transformation de Fourier rapide par exemple) jusqu'à l'étude de l'impact sur la perte de signaux GPS pour la synchronisation des mesures [82]. Les méthodes et technologies associées à la mesure de la fréquence n'étant pas uniformisées (si ce n'est un critère de précision et de temps de mesure), cela a aussi un impact sur la mesure locale de la fréquence. Il n'existe pas une méthode de mesure « parfaite » et il n'est pas possible de connaître exactement la fréquence d'un signal.

La dérivée seconde de la fréquence :  $d^2f/dt^2$  a également été considérée afin d'affiner l'utilisation du ROCOF [64]. Toutefois, il est évident que l'utilisation d'une dérivée seconde n'est pas chose aisée : la mesure même de la fréquence étant arbitraire, celle de la dérivée de celle-ci complexifie d'autant plus la tâche !

#### ▷ MATÉRIEL

Pour mettre en œuvre le calcul de cette fréquence moyenne, de sa dérivée et de son utilisation dans le cadre du délestage fréquence-métrique, il est nécessaire d'implémenter des relais communicants. Cela impliquerait des investissements importants.

Quitte à rajouter de la communication aux relais, il serait tout à fait possible de changer en profondeur le principe du délestage fréquence-métrique, tout en assurant sa robustesse en premier lieu.

Il apparaît alors important de :

- garder des mesures locales afin d'éviter tout problème dû à une erreur de communication ;
- garder le principe des échelons afin d'éviter qu'une mauvaise mesure ou un mauvais critère ne déclenche trop de relais.

### 5.3 EXEMPLE D'UN DÉLESTAGE MULTI-CRITÈRES

Dans [57] nous avons présenté une méthode à deux critères locaux permettant d'améliorer la réponse en fréquence du système (en réduisant les risques de sur-fréquence) tout en gardant la robustesse d'un plan de délestage conventionnel composé d'échelons. Ainsi, un échelon est composé d'une bande de fréquences dans lequel il peut déclencher (comme présenté précédemment, [Figure 5.2](#)).

Le premier critère reste la mesure de la fréquence locale. Le second critère utilisé correspond à un minimum de fréquence estimé, comparé à la fréquence seuil minimale possible. C'est-à-dire que, grâce aux mesures locales de la fréquence, un minimum

atteint par la fréquence est estimé via une méthode de moindres carrés. Deux cas sont possibles :

- si ce minimum est inférieur à la fréquence basse de la bande de fréquence de l'échelon, alors la fréquence seuil de ce dernier est « forcée » pour réaliser le délestage plus rapidement ;
- si ce minimum est supérieur à la fréquence basse de l'échelon, la fréquence seuil de ce dernier est alors repoussée à sa fréquence basse pour éviter son déclenchement (non nécessaire a priori pour stabiliser la fréquence).

La Figure 5.5 montre le cas présenté dans [57] pour la méthode proposée, appelée *méthode prédictive* et pour la *méthode conventionnelle* qui est composée d'un seuil de déclenchement fixe pour les échelons.

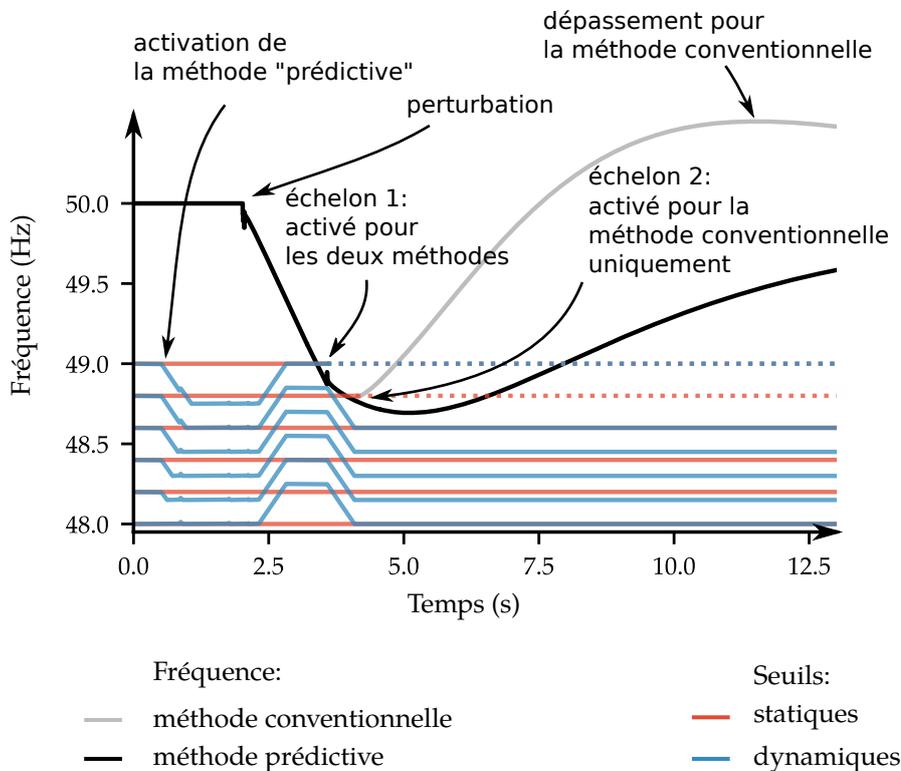


FIGURE 5.5 – Évolution de la fréquence suivant la méthode utilisée.

Au début, lorsque la fréquence est stable à 50 Hz, la méthode prédictive s'« active » en abaissant les seuils de déclenchement des échelons. Lorsque la fréquence diminue à cause d'un déséquilibre production-consommation, l'ensemble des fréquences-seuils est remonté, car a priori, si aucun délestage n'est réalisé, la fréquence devrait être inférieure à 48 Hz.

Après le délestage du premier échelon, les deux méthodes vont différer. La méthode conventionnelle va voir son second échelon délesté alors que la méthode prédictive abaisse la fréquence seuil du second échelon, car la fréquence du système électrique devrait rester supérieure à cette fréquence seuil. Cela permet d'éviter le déclenchement du second échelon.

Ainsi, la méthode conventionnelle amène à un dépassement de la fréquence nominale à cause d'un sur-délestage, qui risque alors de déclencher des protections anti-îlotage. La méthode prédictive amène plutôt à une sous-fréquence, limitée grâce à la régulation primaire de fréquence.

#### 5.4 CONCLUSION

Dans la plupart des systèmes électriques, le plan de délestage implémenté correspond, dans sa conception, à un plan de délestage « historique », qui utilise la mesure locale de la fréquence. Il serait possible d'ajouter à cette mesure locale de fréquence, d'autres mesures et estimateurs pour régler de manière plus précise les relais afin d'améliorer les performances du délestage tout en garantissant sa robustesse.

Un des estimateurs les plus prometteurs est celui du gradient de fréquence, déjà implémenté dans des relais actuellement commercialisés. Toutefois, le calcul du gradient de fréquence est pour l'instant réalisé de manière non standardisée et ne permet pas toujours une meilleure réponse du plan de délestage aux perturbations.

Plusieurs méthodes sont également proposées dans la littérature afin de rendre plus « supervisé » le plan de délestage pour délester au plus proche le déséquilibre constaté. Cela impliquerait néanmoins de repenser entièrement l'architecture actuelle du plan de délestage et aurait un impact significatif sur sa son coût, et ses capacités, sous contrainte de robustesse.



# 6

## CONCLUSION GÉNÉRALE

---

Le plan de délestage d'un système électrique est le dernier recours avant un *black-out* total. Avec les évolutions réglementaires, technologiques et d'usage des systèmes électriques, faire évoluer le plan de délestage historique, dans sa conception et sa technologie, apparaît fondamental pour s'assurer de son bon fonctionnement dans le système électrique du futur.

### 6.1 CONTRIBUTIONS

Dans un premier temps, l'analyse du *Network Code on Emergency and Restoration* a permis de définir les principes de la conception d'un plan de délestage « historique » et les limites de celui-ci [55]. Nous avons notamment montré au cours de la thèse que l'étude [27] qui avait été réalisée pour justifier ce code réseau est, par certains aspects, trop simpliste, et aurait notamment dû prendre en compte l'incertitude de mesure de fréquence des relais fréquence-métriques. Ce phénomène en apparence subtil change en réalité du tout au tout la réponse du mécanisme de délestage-fréquence métrique, en lui apportant paradoxalement d'autant plus de "progressivité" (ce qui est avantageux) que les caractéristiques des relais sont dispersées (ce qui semble à première vue être un effet négatif involontaire dû au manque de standardisation).

De la même manière, nous avons montré que l'émergence de la production décentralisée rend nécessaire de définir plus précisément que ne le font aujourd'hui les codes de réseau les notions de "puissance délestable" et de "puissance de référence". Cette question n'est pas simplement terminologique : selon la définition retenue, l'application du *Network Code on Emergency and Restoration* conduira à des comportements tout à fait différents du mécanisme de délestage fréquence-métrique. Nous avons montré que dans le système électrique français, la prise en compte de la production décentralisée dans l'allocation des départs HTA aux échelons du mécanisme de délestage fréquence-métrique actuel a un fort impact sur cette allocation, dans les départements où la production décentralisée est la plus développée [56]. Toutefois, l'impact est encore limité à des échelles plus grandes, probablement en raison du taux d'intégration encore limité des énergies renouvelables au niveau national. Ainsi, l'utilisation de relais spécifiques pouvant détecter le sens du flux de puissance d'un départ (élément déconnecté pour réaliser le délestage) n'est pas, pour le moment, nécessaire.

Néanmoins, le choix des départs faisant partie du plan de délestage a un impact important quant au respect du plan de délestage théorique. Ainsi, la mise en place

du nouveau plan de délestage sur le système électrique français a été étudiée en considérant différentes méthodes pour *allouer* ou non les départs à des échelons [54]. La méthode proposée permet de prendre en compte les variations de charge des départs et donc permet d'affiner le délestage réalisé pour délester au plus proche de la « consigne » du plan théorique. C'est notamment grâce aux courbes de charges de milliers de départs fournies par Enedis, qu'il a été possible de mettre en place cette méthode et de quantifier ses performances associées. Nous avons montré que la méthode d'allocation développée dans la thèse, dite "méthode de clustering", permettait de s'approcher au mieux des exigences du *Network Code on Emergency and Restoration*, tandis que les méthodes plus simples étaient loin d'y parvenir. Ces travaux ont donc ainsi non seulement permis de développer une nouvelle méthode performante et concrètement utilisable en pratique pour allouer les départs HTA aux échelons du mécanisme de délestage fréquence-métrique ; mais ils ont également permis de mettre en perspective les exigences du *Network Code on Emergency and Restoration*, ces exigences s'avérant pratiquement impossibles à satisfaire complètement.

Nous avons également étudié, à partir du même jeu de données très riche transmis par Enedis, la question de la fréquence de ré-allocation des départs [53] aux échelons du plan de délestage fréquence-métrique. La ré-allocation actuelle étant annuelle, il était pertinent d'étudier l'impact d'une ré-allocation plus fréquente (par exemple tous les mois). Nous avons cependant montré que cette diminution de la période d'allocation, si elle ne prend pas en compte les variations intra-allocation de la charge, présente des performances amoindries par rapport à la méthode développée précédemment.

Finalement, une étude plus prospective a été réalisée, notamment en collaboration avec un laboratoire slovène [57]. Cette étude s'inscrit dans une série de travaux relativement exploratoires et plus "long terme" que ceux présentés dans le reste du présent manuscrit, et qui sont actuellement menés dans le milieu de la recherche académique : repenser entièrement le plan de délestage, en rajoutant des critères supplémentaires au critère seul de seuil de fréquence, comme le *Rate of Change of Frequency* (ROCOF), dans le but d'améliorer les performances du délestage. Cela nécessite toutefois de changer l'intégralité des relais fréquence-métrique, ce qui présente un coût prohibitif actuellement, au regard de leur usage.

## 6.2 PERSPECTIVES

Le délestage fréquence-métrique, en France comme dans la plupart des pays Européen, est réalisé par le gestionnaire du réseau de distribution. Néanmoins, son déclenchement est notamment dû à une perturbation au niveau de la stabilité du système électrique en entier, dont le gestionnaire de transport est responsable. Il pourrait être intéressant de lier les deux systèmes afin de simuler, au mieux, les différents plans de délestage possibles et éviter une vision parcellaire qui peut amener à des conclusions biaisées (optimum local).

Ces plans de délestage simulés doivent se baser sur la « réalité » du terrain et prendre en compte les spécificités des matériels utilisés. Ainsi, il est pertinent de développer des concepts qui peuvent être faciles à implémenter à moyen terme. Par exemple, les relais actuellement déployés permettent d'implémenter numériquement d'autres critères qu'un seul seuil de fréquence mais rajouter une couche de communication semble, a priori, plus compliqué. Lier la tension et la fréquence n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît, notamment lors des simulations, et l'utilisation du gradient de fréquence et son calcul fait toujours l'objet de recherches avancées.

De même, vouloir uniformiser le fonctionnement du plan de délestage peut être une mauvaise idée. La robustesse de ce dernier pourrait être liée à la diversité des plans de délestage implémentés, permettant d'avoir des performances suffisantes pour un ensemble de perturbations possibles. Cette diversité doit être étudiée et mise en place suivant les paramètres du système électrique concerné. De ce point de vue, les tentatives actuelles d'uniformisation du plan de délestage au niveau européen semblent malencontreuses; la bonne solution semble plutôt être de coordonner les plans de délestage de manière à assurer au contraire la progressivité de la réponse; et autant que possible, la "bonne répartition géographique" de cette réponse, à la fois au sens technique et au sens politique (partage de l'effort de délestage entre les différents pays).

Les outils numériques pour simuler le fonctionnement du système électrique et de sa réponse à une perturbation sont très utilisés et pertinents. Toutefois, la plupart des simulations se basent sur quelques scénarios types qui ne sont pas toujours représentatif de ce qui pourrait se passer. La nature même d'une perturbation qui amènerait à un délestage fréquence-métrique provient d'une situation non prévue. Il serait alors intéressant de déterminer la robustesse d'un plan de délestage à un ensemble de perturbations, mais un choix final doit dans tous les cas être fait suivant les perturbations qui seront considérées comme plus probables d'arriver. Une première perspective serait de prolonger les travaux présentés dans cette thèse en tenant compte du réseau lui-même, et non plus seulement du système électrique, de manière à voir apparaître les phénomènes locaux sur la tension (qui est une grandeur éminemment locale) et sur la fréquence (grandeur habituellement considérée comme globale mais qu'il faut en fait considérer comme locale dans le cadre d'une étude fine sur le fonctionnement du plan de délestage fréquence-métrique). Des études stochastiques pourrait également dans ce contexte présenter un intérêt à long terme de dimensionnement des plans de délestage.



## BIBLIOGRAPHIE

---

- [1] Eyad H Abed and Pravin Pratap Varaiya. Nonlinear oscillations in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 6(1) :37–43, 1984.
- [2] Denis Lee Hau Aik. A general-order system frequency response model incorporating load shedding : analytic modeling and applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2) :709–717, 2006.
- [3] Philip M Anderson and Mahmood Mirheydar. A low-order system frequency response model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(3) :720–729, 1990.
- [4] Philip M Anderson and Mahmood Mirheydar. An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(2) :647–655, 1992.
- [5] Olivier Arguence. *Modélisation des îlots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'ilotage*. PhD thesis, Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, 38000 Grenoble, France, 2018.
- [6] David Arthur and Sergei Vassilvitskii. k-means++ : The advantages of careful seeding. In *Proceedings of the eighteenth annual ACM-SIAM symposium on Discrete algorithms*, pages 1027–1035. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.
- [7] Phillip M Ashton, Christopher S Saunders, Gareth A Taylor, Alex M Carter, and Martin E Bradley. Inertia estimation of the gb power system using synchrophasor measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(2) :701–709, 2015.
- [8] T Athay, R Podmore, and S Virmani. A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pages 573–584, 1979.
- [9] Miroslav M Begovic, Petar M Djuric, Sean Dunlap, and Arun G Phadke. Frequency tracking in power networks in the presence of harmonics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(2) :480–486, 1993.
- [10] Richard H Byrd, Peihuang Lu, Jorge Nocedal, and Ciyong Zhu. A limited memory algorithm for bound constrained optimization. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 16(5) :1190–1208, 1995.
- [11] Frida Ceja-Gomez, Syed Saadat Qadri, and Francisco D Galiana. Under-frequency load shedding via integer programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3) :1387–1394, 2012.
- [12] Gianfranco Chicco. Overview and performance assessment of the clustering methods for electrical load pattern grouping. *Energy*, 42(1) :68–80, 2012.
- [13] Gianfranco Chicco, Roberto Napoli, and Federico Piglione. Comparisons among clustering techniques for electricity customer classification. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2) :933–940, 2006.

- [14] Stefano Clò, Alessandra Cataldi, and Pietro Zoppoli. The merit-order effect in the italian power market : The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77 :79–88, 2015.
- [15] Johanna Cludius, Hauke Hermann, Felix Chr Matthes, and Verena Graichen. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in germany 2008–2016 : Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44 :302–313, 2014.
- [16] European Commission. Fourth report on the state of the energy union, 9 avril 2019.
- [17] Power Systems Relaying Committee et al. IEEE guide for the application of protective relays used for abnormal frequency load shedding and restoration. *IEEE Std C*, 37 :c1–c43, 2007.
- [18] Charles Concordia, Lester H Fink, and Geroge Poullikkas. Load shedding on an isolated system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3) :1467–1472, 1995.
- [19] Charles Concordia and Susumu Ihara. Load representation in power system stability studies. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, pages 969–977, 1982.
- [20] Steven De Boeck and Dirk Van Hertem. Integration of distributed pv in existing and future ufls schemes. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [21] Karel De Brabandere, Bruno Bolsens, Jeroen Van den Keybus, Achim Woyte, Johan Driesen, and Ronnie Belmans. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on power electronics*, 22(4) :1107–1115, 2007.
- [22] Commission de régulation de l'énergie. Rapport d'enquête de la commission de régulation de l'énergie sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006., 2007.
- [23] J Driesen and K Visscher. Virtual synchronous generators. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pages 1–3. IEEE, 2008.
- [24] Mohamed S El-Moursi, Birgitte Bak-Jensen, and Mansour H Abdel-Rahman. Novel statcom controller for mitigating ssr and damping power system oscillations in a series compensated wind park. *IEEE Transactions on Power electronics*, 25(2) :429–441, 2009.
- [25] Enedis. Bilan électrique 2017.
- [26] Enedis. Open data <https://www.enedis.fr/open-data>.
- [27] ENTSO-E. Technical background for the low frequency demand disconnection requirements, 2014.
- [28] ENTSO-E. Report on blackout in turkey on 31st march 2015, 2015.
- [29] ENTSO-E. Requirements for generators, 2016.
- [30] ENTSO-E. Continental europe operation handbook. rg ce oh- policy 5 : Emergency operations v 3.1., 2017.
- [31] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources, 2017.
- [32] ENTSO-E. Network code on emergency and restoration, 2017.
- [33] ENTSO-E. Network code on system operation, 2017.

- [34] ERGEG. The lessons to be learned from the large disturbance in the european power system on the 4th of november 2006.
- [35] Xi Fang, Satyajayant Misra, Guoliang Xue, and Dejun Yang. Smart grid—the new and improved power grid : A survey. *IEEE communications surveys & tutorials*, 14(4) :944–980, 2011.
- [36] Hassan Farhangi. The path of the smart grid. *IEEE power and energy magazine*, 8(1) :18–28, 2009.
- [37] Gouvernement français. Loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. *JORF 35 du 11 février 2000*, page 2143, 2000.
- [38] Gouvernement français. Loi 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. *JORF 284 du 8 décembre 2006*, page 18531, 2006.
- [39] Toshio Inoue, Haruhito Taniguchi, Yasuyuki Ikeguchi, and Kiyoshi Yoshida. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1) :136–143, 1997.
- [40] M Kezunovic, AP Meliopoulos, W Jewell, J Ren, QB Dam, M Shao, and P Poonpun. Transient testing of protective relays : Study of benefits and methodology. *PSERC Publication, March*, 2008.
- [41] Roger Koenker and Gilbert Bassett Jr. Regression quantiles. *Econometrica : journal of the Econometric Society*, pages 33–50, 1978.
- [42] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [43] HE Lokay and V Burtnyk. Application of underfrequency relays for automatic load shedding. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pages 776–783, 1968.
- [44] JA Pecas Lopes, N Hatziaargyriou, J Mutale, P Djapic, and N Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems : A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9) :1189–1203, 2007.
- [45] Luiz AC Lopes et al. Self-tuning virtual synchronous machine : A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(4) :833–840, 2014.
- [46] André Merlin and Patrick Sandrin. A new method for unit commitment at electricite de france. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pages 1218–1225, 1983.
- [47] Nadarajah Mithulananthan, Claudio A Canizares, John Reeve, and Graham J Rogers. Comparison of pss, svc, and statcom controllers for damping power system oscillations. *IEEE transactions on power systems*, 18(2) :786–792, 2003.
- [48] Antti Mutanen, Maija Ruska, Sami Repo, and Pertti Jarventausta. Customer classification and load profiling method for distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(3) :1755–1763, 2011.
- [49] Narayana Prasad Padhy. Unit commitment—a bibliographical survey. *IEEE Transactions on power systems*, 19(2) :1196–1205, 2004.
- [50] MA Pai. *Energy function analysis for power system stability*. Kluwer Academic Publishers, 1989.

- [51] Guido Pepermans, Johan Driesen, Dries Haeseldonckx, Ronnie Belmans, and William D'haeseleer. Distributed generation : definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6) :787–798, 2005.
- [52] Arun G Phadke, James S Thorp, and M G Adamiak. A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (5) :1025–1038, 1983.
- [53] Barnabé Potel, Florent Cadoux, Vincent Debusschere, and Leticia de Alvaro Garcia. Impact of the periodicity of feeder re-allocation on the efficiency of under-frequency load shedding. In *2019 IEEE Milan PowerTech*, pages 1–6. IEEE, 2019.
- [54] Barnabé Potel, Florent Cadoux, Leticia De Alvaro Garcia, and Vincent Debusschere. Clustering-based method for the feeder selection to improve the characteristics of load shedding. *IET Smart Grid*, 2(4) :659–668, 2019.
- [55] Barnabé Potel, Vincent Debusschere, Florent Cadoux, and Leticia de Alvaro Garcia. Under-frequency load shedding schemes characteristics and performance criteria. In *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pages 1–6. IEEE, 2017.
- [56] Barnabé Potel, Vincent Debusschere, Florent Cadoux, and Leticia de Alvaro Garcia. Scales and objectives for under-frequency load shedding. In *CIGRE 2019 - 25th International Conference on Electricity Distribution*, pages 1–5. AIM, 2019.
- [57] Barnabé Potel, Vincent Debusschere, Florent Cadoux, and Urban Rudez. A real-time adjustment method of conventional under-frequency load shedding thresholds. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2019.
- [58] RTE. Bilan électrique 2015.
- [59] RTE. Bilan électrique 2017.
- [60] RTE. Eco2mix <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>.
- [61] RTE. Référentiel technique, chapitre 3, article 3.4, 2006.
- [62] Urban Rudez and Rafael Mihalic. Monitoring the first frequency derivative to improve adaptive underfrequency load-shedding schemes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2) :839–846, 2010.
- [63] Urban Rudez and Rafael Mihalic. Analysis of underfrequency load shedding using a frequency gradient. *IEEE transactions on power delivery*, 26(2) :565–575, 2011.
- [64] Urban Rudez and Rafael Mihalic. A novel approach to underfrequency load shedding. *Electric Power Systems Research*, 81(2) :636–643, 2011.
- [65] Alireza Saffarian and Majid Sanaye-Pasand. Enhancement of power system stability using adaptive combinational load shedding methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3) :1010–1020, 2011.
- [66] K Seethalekshmi, Sri Niwas Singh, and Suresh C Srivastava. A synchrophasor assisted frequency and voltage stability based load shedding scheme for self-healing of power system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(2) :221–230, 2011.
- [67] H Seyedi and M Sanaye-Pasand. New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts. *IET generation, transmission & distribution*, 3(1) :99–114, 2009.
- [68] Rakibuzzaman Shah, N Mithulananthan, RC Bansal, and Vigna Kumaran Ramachandaramurthy. A review of key power system stability challenges for large-scale pv integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41 :1423–1436, 2015.

- [69] Tohid Shekari, Farrokh Aminifar, and Majid Sanaye-Pasand. An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5) :4135–4143, 2016.
- [70] Lukas Sigrist, Luis Rouco, and Francisco Miguel Echavarren. A review of the state of the art of ufls schemes for isolated power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99 :525–539, 2018.
- [71] Siddharth Sridhar, Adam Hahn, and Manimaran Govindarasu. Cyber-physical system security for the electric power grid. *Proceedings of the IEEE*, 100(1) :210–224, 2011.
- [72] Junjie Tang, Junqi Liu, Ferdinanda Ponci, and Antonello Monti. Adaptive load shedding based on combined frequency and voltage stability assessment using synchrophasor measurements. *IEEE Transactions on power systems*, 28(2) :2035–2047, 2013.
- [73] Carson W Taylor. Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability. *IEEE transactions on Power Delivery*, 7(2) :480–488, 1992.
- [74] Vladimir V Terzija. Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3) :1260–1266, 2006.
- [75] Pieter Tielens and Dirk Van Hertem. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables. In *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Date : 2012/04/16-2012/04/17, Location : Delft, The Netherlands*, 2012.
- [76] George J Tsekouras, Nikos D Hatziargyriou, and Evangelos N Dialynas. Two-stage pattern recognition of load curves for classification of electricity customers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3) :1120–1128, 2007.
- [77] UCTE. Final report of the investigation committee on the 28 september 2003 blackout in italy, 2004.
- [78] UCTE. System disturbance on 4 november 2006, final report, 2007.
- [79] VDE. Technische anforderungen an die automatische frequenzentlastung [recommandations techniques pour le délestage fréquence-métrique], 2012.
- [80] Mariano Ventosa, Alvaro Baillo, Andrés Ramos, and Michel Rivier. Electricity market modeling trends. *Energy policy*, 33(7) :897–913, 2005.
- [81] Jun-Zhe Yang and Chih-Wen Liu. A precise calculation of power system frequency and phasor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(2) :494–499, 2000.
- [82] Wenxuan Yao, Yong Liu, Dao Zhou, Zhuohong Pan, Micah J Till, Jiecheng Zhao, Lin Zhu, Lingwei Zhan, Qiu Tang, and Yilu Liu. Impact of gps signal loss and its mitigation in power system synchronized measurement devices. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2) :1141–1149, 2016.
- [83] Zhihong Ye, R Walling, L Garces, R Zhou, L Li, and T Wang. Study and development of anti-islanding control for grid-connected inverters. Technical report, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US), 2004.
- [84] Open Data Réseaux Énergies. <https://opendata.reseaux-energies.fr>.