



HAL
open science

Modélisation des ilots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'ilotage

Olivier Arguence

► **To cite this version:**

Olivier Arguence. Modélisation des ilots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'ilotage. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2018. Français. NNT : 2018GREAT045 . tel-01909471

HAL Id: tel-01909471

<https://theses.hal.science/tel-01909471>

Submitted on 31 Oct 2018

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

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

THESE pour obtenir le grade de
**DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE
GRENOBLE ALPES**

Spécialité : Génie Électrique
Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

OLIVIER ARGUENCE

Thèse dirigée par BERTRAND RAISON et
co-encadrée 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)

**Modélisation des ilots non-intentionnels
et caractérisation des méthodes
passives de détection d'ilotage**

Thèse soutenue publiquement le 06 juillet 2018,
devant le jury composé de :

M. BERNARD MULTON Professeur, ENS de Rennes	Président
M. MOHAMED BENBOUZID Professeur, Université de Brest	Rapporteur
M. SERGE PIERFEDERICI Professeur, Université de Lorraine	Rapporteur
M. BERTRAND RAISON Professeur, Université Grenoble Alpes	Directeur
M. FLORENT CADOUX Docteur, Grenoble INP	Co-encadrant
Mme. LETICIA DE ALVARO GARCIA Ingénieur, Enedis	Examineur
M. PHILIPPE ALIBERT Ingénieur, Schneider Electric	Invité
M. ANTOINE LABONNE Ingénieur, Grenoble INP	Invité



Résumé

Un îlot non-intentionnel peut se former lorsqu'une petite partie du réseau est déconnectée du reste du système électrique, et continue pourtant de fonctionner à l'insu du gestionnaire de réseau en raison de la présence de générateurs locaux. Cet évènement n'est pas voulu : le comportement des îlots n'est pas maîtrisé, ce qui entraîne des risques potentiels pour les personnes et équipements électriques. L'ilotage non-intentionnel est un phénomène complexe et mal connu, aujourd'hui considéré comme rare, mais dont la probabilité d'apparition tend actuellement, *a priori*, à s'accroître. Cet accroissement est dû à l'effet conjugué de plusieurs phénomènes : premièrement, le développement des installations de production de petite et moyenne puissance, raccordées directement au réseau de distribution ; deuxièmement, l'élargissement des seuils de détection qui sont utilisés dans leurs protections de découplage ; et troisièmement, l'implémentation dans ces installations d'automatismes de régulation en puissance active et réactive. Dans ce contexte, la chaire industrielle Smartgrid d'Enedis a financé ces travaux de thèse afin de mieux caractériser ces phénomènes d'ilotage et d'améliorer leur détection.

Afin d'atteindre ces objectifs, une première priorité de la thèse a été d'améliorer la compréhension des îlots non-intentionnels au travers d'une approche analytique. Celle-ci a notamment permis la résolution formelle d'un modèle simple capable d'expliquer le comportement en fréquence d'un îlot. Ces résolutions ont été enrichies par de nombreuses expérimentations en laboratoire et par des simulations numériques. Les modèles ont fait l'objet d'une étude bibliographique approfondie, notamment pour le choix des modèles de charge.

Une seconde priorité de la thèse a été d'estimer l'efficacité des méthodes passives de détection d'ilotage au travers du calcul de la zone de non-détection (ZND). L'influence de plusieurs charges sur la ZND a été analysée, ce qui a permis d'améliorer la compréhension du phénomène complexe que sont les îlots non-intentionnels. L'efficacité des nouvelles protections anti-ilotage utilisant des seuils sur la dérivée en fréquence (ROCOF) a aussi fait l'objet d'évaluations approfondies. Enfin, les méthodes de calcul de ZND ont été améliorées par rapport aux méthodes préexistantes, ce qui a permis de radicalement améliorer l'estimation faite de l'impact des nouvelles régulations en puissance $P(f)$ et $Q(U)$.

Mots-clés : Ilotage non-intentionnel, Protection de découplage, Dynamique des réseaux électriques, Zone de non-détection.

Abstract

Unintentional islands might appear when a small subpart of the grid is disconnected from the main power system and yet remains energized, unbeknownst to the distribution system operator, due to local generation. These events are unwanted: their behavior is not controlled and leads to potential risks for people and electrical equipment. Unintentional islanding is a complex and quite poorly understood phenomenon. Nowadays it is considered to be rare, but its likelihood is supposed to be currently rising steadily. This likely rise would be the consequence of several phenomena: firstly, the development of distributed generation of small and average capacity that is directly connected to the distribution grid; secondly, the enlargement of the frequency thresholds that are implemented in the interface protections of such generators; and thirdly, the fact that controls in active and reactive power are increasingly often embedded inside their power converter. Within this context, the Enedis Chair on Smart Grids funded this PhD thesis in order to better characterize the islanding phenomenon and to improve its detection.

To achieve these targets, a first priority of the PhD was to improve the understanding of unintentional islanding through analytic calculation. This approach makes it possible to solve a simple model in closed-form and thus to explain the evolution of frequency during an island. These analytical computations are complemented with several laboratory experiments and numeric simulations. Models are designed based on a thorough bibliography, in particular in terms of load modeling.

A second priority of the PhD was to estimate the efficiency of anti-islanding protections through the computation of their non-detection zone (NDZ). The impact of several loads on the NDZ is analyzed to improve the understanding of unintentional islanding, which is a complex phenomenon. The efficiency of new anti-islanding protections using thresholds on the rate of change of frequency (ROCOF) is also thoroughly evaluated. It is shown that the computation method used by the protection plays a key role. At last, we improved the definition of the NDZ with regard to previous works on the subject. Among other things, this allows to radically change the estimations of the impact on islanding of new power regulations $P(f)$ and $Q(U)$.

Keywords: Unintentional islanding, Anti-islanding protection, Dynamic of power systems, Non-detection zone.

Remerciements

Ces travaux de thèse sont le fruit d'un travail de longue haleine qui a pu aboutir à ce manuscrit grâce à l'apport précieux d'un grand nombre de personnes que j'ai pu rencontrer et côtoyer tout au long de ces trois dernières années.

J'aimerais en premier lieu remercier Florent Cadoux et plus largement les acteurs de la chaire industrielle Smartgrid d'Enedis (parmi lesquels Pr. Nouredine Hadj-Said et M. Michel Albert) pour avoir placé leur confiance en moi lors de la construction de ce sujet de thèse.

J'ai ensuite eu la grande chance d'avoir été suivi par deux très bon encadrants, Bertrand Raison et Florent. Ils ont été en première ligne du début à la fin de la thèse pour donner des retours constructifs, des conseils et pour apporter de nouvelles idées.

Je tiens aussi à remercier Julien Bruschi, qui a commencé à travailler sur les phénomènes d'ilotages deux ans avant moi, et qui m'a permis de grandement accélérer ma compréhension du contexte, des problématiques et des pistes à investiguer (ou non).

Merci aussi à Antoine Labonne, pour son aide indispensable à la construction d'un montage permettant d'obtenir des ilots, ce n'était pas évident mais très gratifiant.

Bien que le sujet des ilotages non-intentionnels puisse paraître abstrait car l'on ne dispose d'aucunes mesures précises d'un tel évènement, j'ai essayé de toujours rester le plus pragmatique possible. Cette nécessité a été facilitée par les retours d'Enedis, et plus particulièrement de Leticia de Alvaro et Sébastien Grenard qui m'ont permis de bien contextualiser le sujet et les besoins, et ont su, jusqu'au bout, rester vigilant et m'apporter des retours constructifs et enrichissants.

J'aimerais également remercier M. Philippe Alibert pour m'avoir présenté la norme IEC qui a contribué à enrichir la thèse ; en retour, j'ai l'espoir de pouvoir contribuer à améliorer la norme avec mes travaux.

Je tiens aussi à très chaleureusement remercier Koji Yamashita qui m'a accueilli au sein du laboratoire du CRIEPI, et qui, plus largement, m'a accueilli au Japon. Son apport à la thèse a été déterminant grâce à ses travaux sur les charges, mais aussi grâce aux nombreuses réunions que nous avons eues sur le sujet des ilots et des charges et aux expérimentations réalisées au laboratoire de Komae. Je tiens aussi à le remercier pour m'avoir fait découvrir, en dehors des heures de travail, une des plus belles cultures du monde.

Enfin, ces travaux de thèse ont pu aboutir grâce aux professeurs Bernard Multon, Serge Pierfederici et Mohamed Benbouzid que je remercie respectueusement pour avoir accepté de faire partie de mon jury et pour avoir apporté les ultimes retours sur ces travaux.

La réalisation de cette thèse aurait été laborieuse sans la présence de collègues, rendant les journées au laboratoire bien plus sympathique. Je tiens d'abord à remercier Kalle, Aurel et Julien pour m'avoir accueilli au sein de la chaire et au sein de l'équipe de football du labo. Merci également à tous ceux avec qui j'ai passé de bons moments à jouer aux cartes, cette « tradition » a malheureusement disparu, mais espérons qu'elle revienne. Merci aussi à tous ceux qui m'ont accompagné tout le long de cette thèse, au quotidien et parfois aussi en conférence, je pense à Bhargav, Stéphane, Kevin, Mahana, Barnabé et plus récemment Audrey, Nicholas, Felix, Laurène et bien d'autres. Et un merci plus particulier à Barnabé, mon collègue

de bureau, avec qui j'ai notamment confronté mes idées pour refaire le monde, il semblerait qu'il y a encore du chemin à parcourir.

Merci à mes colocataires venant du monde entier pour tous les moments de partage, avec Eleonora (Italie), Vinh (Viet Nam), Dennis (Allemagne), Wadie (Maroc), Julian et Anaïs (France).

Enfin, un grand merci à ma famille qui m'a toujours accompagné, et plus particulièrement à mes parents Anne et Henri, à ma sœur Marion et à mes oncles et tantes Anne-Marie, Gérard, Elisabeth, Guy et Jean-Louis.

Table des matières

Table des matières	7
Chapitre I – Introduction aux ilots non-intentionnels et à leur détection	13
I.1 Introduction aux ilots non-intentionnels	14
I.1.1 Histoire récente des réseaux électriques	14
I.1.2 Contexte actuel : augmentation des risques d'apparition d'ilots.....	17
I.1.3 Exemples de scénarios conduisant à un ilot non-intentionnel.....	20
I.2 Méthodes de détection d'ilotage	22
I.2.1 Normes	22
I.2.2 Méthodes de détection d'un ilot.....	22
I.2.3 Méthodes anti-ilotages — cas français.....	27
I.3 Fréquence dans les protections : définition, mesure et normes	30
I.3.1 Définition et mesure d'une fréquence variable	30
I.3.2 Présentation de la norme IEC 60255-181	33
I.3.3 Rapidité d'une protection et bande passante.....	35
I.4 Conclusion	39
Chapitre II – Description et modélisation des systèmes ilotés	41
II.1 Topologie du système iloté	42
II.1.1 Topologie usuelle.....	42
II.1.2 Choix de la topologie	42
II.2 Choix du type de générateur et du modèle associé	45
II.2.1 Données en France sur les différents types de générateurs.....	45
II.2.2 Technologies employées pour chaque type de production	47
II.2.3 Choix de la technologie à modéliser	49
II.2.4 Modélisation d'un générateur interfacé par onduleur.....	49
II.3 Choix du modèle de charge.....	55
II.3.1 Etat de l'art — modèles de charge dans les réseaux.....	55
II.3.2 Revue des modèles de charges utilisés pour étudier l'ilotage	64
II.3.3 Définition des critères d'évaluation des charges.....	65
II.3.4 Choix de la charge	66
II.4 Conclusion	69
Chapitre III – Expérimentations et mise en équation des ilots	71
III.1 Expérimentations	72
III.1.1 Montage	72
III.1.2 Présentation des essais réalisés	75
III.1.3 Caractérisation d'un ilot	75
III.1.4 Étude du régime stationnaire : résultats expérimentaux et analyses.....	78
III.1.5 Étude du transitoire : résultats expérimentaux et comparaison avec les simulations.....	80
III.1.6 Expérimentations dans le laboratoire du CRIEPI.....	83
III.1.7 Conclusion sur les expériences	86
III.2 Résolution formelle : mise en équation des ilots et impact des paramètres fondamentaux	88
III.2.1 Préambule : mise en équation des réseaux de transport.....	88
III.2.2 Équations régissant la fréquence d'un ilot.....	90
III.2.3 Résolution des équations	94

III.3 Applications des résultats analytiques à plusieurs cas d'études	98
III.3.1 Résolution pour plusieurs charges	98
III.3.2 Comparaison entre expériences, simulations et calculs algébriques	99
III.3.3 Rapidité du transitoire d'un ilot	100
III.3.4 Condition de stabilité d'un ilot avec méthodes actives de type $\varphi(f)$	101
III.4 Conclusion	104
Chapitre IV – Efficacité des méthodes passives de détection d'ilotage.....	105
IV.1 Comment calculer une ZND ?	106
IV.1.1 Dans quel espace calculer la ZND ?.....	106
IV.1.2 ZND calculée à partir du régime permanent.....	107
IV.1.3 ZND calculée à partir de l'évolution temporelle.....	109
IV.1.4 Comparaison entre ZND-RP et ZND-ET	111
IV.2 ZND avec une charge {rétablissement exponentiel + capacité}	113
IV.2.1 ZND avec des paramètres standards	113
IV.2.2 Étude paramétrique	115
IV.3 ZND avec des charges électroniques	119
IV.3.1 Modélisation et observations initiales	119
IV.3.2 Influence de la charge électronique sur la ZND.....	122
IV.3.3 Redresseur alimenté par une source de tension ou une source de courant.....	123
IV.4 ZND d'une protection en ROCOF	125
IV.4.1 ZND d'une protection en ROCOF	125
IV.4.2 ZND de la protection H3.1	129
IV.5 Conclusion	134
Chapitre V – Influence des régulations en puissance sur la détection d'ilotage.....	135
V.1 Influence des régulations sur la ZND-RP	136
V.1.1 Calcul et tracé de la ZND-RP — Cas de la charge RLC	136
V.1.2 Calcul et tracé de la ZND-RP — Cas de la charge {rétablissement exponentiel + capacité} ..	138
V.1.3 Influence des paramètres de charge sur l'impact de $P(f)$ et $Q(U)$ sur la ZND-RP	140
V.2 Influence des régulations sur la ZND-ET	144
V.2.1 Tracé et analyse des ZND-ET.....	144
V.2.2 Étude paramétrique de la ZND-ET	150
V.3 Conclusion	153
Conclusion générale.....	155
Annexes	159
Annexe A. Equations liées à la charge RLC parallèle	159
A.1 Impédance, facteur de qualité et fréquence de résonance.....	159
A.2 Phase	160
Annexe B. Modèles EMT, RMS et phaseur : définitions et hypothèses	162
B.1 Modèle EMT	162
B.2 Modèle phaseur.....	163
B.3 Modèle RMS	165
Bibliographie	167

Abréviations

Le manuscrit de thèse est divisé en trois niveaux, avec dans l'ordre : chapitre, section (par exemple numérotée I.1) et sous-section (par exemple numérotée I.1.1).

Par ailleurs, les abréviations suivantes seront utilisées tout le long du manuscrit :

BT	Basse tension
CRIEPI	<i>Central Research Institute of Electric Power Industry</i>
EMT	<i>Electromagnetic transient</i>
HTA	Haute tension A
RMS	<i>Root mean square</i>
ROCOF	<i>Rate of change of frequency</i>
RPD	Réseau public de distribution
PLL	<i>Phase locked loop</i>
PV	Photovoltaïque
ZND	Zone de non-détection (en anglais : <i>Non-detection zone</i> , abrégé NDZ)
ZND-ET	ZND calculée à partir de l'évolution temporelle
ZND-RP	ZND calculée à partir du régime permanent

Notations scientifiques

Les conventions suivantes seront adoptées pour les notations tout le long du manuscrit :

- L'indice « $_0$ » sera utilisé pour les grandeurs nominales, par exemple la fréquence nominale sera notée f_0 ;
- La barre haute sera utilisée lorsque la grandeur est exprimée en « *per-unit* » (pu), c'est-à-dire qu'elle est déjà normalisée par rapport à la grandeur nominale, par exemple $\bar{f} = f/f_0$;
- La barre basse sera utilisée pour les grandeurs complexes, comme par exemple la tension complexe, notée \underline{V} ;
- La lettre Δ sera exclusivement utilisée pour exprimer l'écart entre une grandeur et la valeur nominale de cette grandeur, par exemples $\Delta f = f - f_0$ et $\Delta P = P - P_0$. Couplée avec la barre haute, on obtient : $\overline{\Delta f} = (f - f_0)/f_0$.

Nomenclature

Notation	Grandeur	Unité
C	Capacité	F
f	Fréquence	Hz
I	Courant	A
L	Inductance	H
P	Puissance active	W
q_f	Facteur de qualité de la charge RLC	-
Q	Puissance réactive	VAR
R	Résistance	Ω
S	Puissance apparente	VA
U	Tension composée (phase-phase)	V
V	Tension simple (phase-neutre)	V
α_P	Paramètre caractérisant la dépendance de P à U	-
α_Q	Paramètre caractérisant la dépendance de Q à U	-
β_P	Paramètre caractérisant la dépendance de P à f	%/Hz
β_Q	Paramètre caractérisant la dépendance de Q à f	%/Hz
θ	Phase	rad
φ	Déphasage entre tension et courant	rad
ω	Pulsation	rad/s
dQ/dP	Paramètre caractérisant la variation de la puissance réactive inductive nominale en fonction de P_0	VAR/W

Chapitre I – Introduction aux ilots non-intentionnels et à leur détection

Introduction

Une partie d'un réseau peut devenir un îlot si elle continue de fonctionner après avoir été déconnectée du réseau amont. Dans la majorité des situations, ce type d'évènement n'est pas prévu : on le qualifie alors d'îlot non-intentionnel, et il est extrêmement souhaitable du point de vue du gestionnaire de réseau de détecter puis d'arrêter rapidement le phénomène. Ces îlots sont des évènements assez atypiques et mal connus dans le domaine des réseaux, notamment parce qu'ils restent aujourd'hui rares et fugitifs et parce que leur observation est quasi-impossible actuellement, faute de dispositifs de mesures adaptés et largement déployés dans les réseaux. L'objectif de cette thèse est d'améliorer leur compréhension, d'améliorer leur modélisation et de caractériser l'efficacité des méthodes permettant de les détecter.

Dans ce premier chapitre, nous présenterons une introduction aux îlots non-intentionnels et à leur détection. Pour cela, nous replacerons la problématique des îlots non-intentionnels dans le contexte actuel des réseaux et verrons des exemples de scénarios menant à un îlot dans la première section (I.1). Les méthodes de détection des îlots seront ensuite présentées dans I.2, en donnant tout d'abord une vision d'ensemble des méthodes disponibles, puis en décrivant plus particulièrement le cas du principal gestionnaire du réseau de distribution français, Enedis. Il sera vu que l'une des méthodes de détection les plus communes consiste à restreindre la plage de variation autorisée pour la fréquence. Or la mesure d'une fréquence variable n'est pas chose si évidente. Nous verrons en I.3 comment caractériser celle-ci, puis nous étudierons une norme récente portant sur les protections en fréquence. Les caractéristiques de ces protections en fréquence ont un rôle important à jouer dans la détection d'îlots non-intentionnels.

I.1 Introduction aux îlots non-intentionnels

I.1.1 Histoire récente des réseaux électriques

Architecture des réseaux

Le réseau électrique est un ensemble de lignes, transformateurs, et autres composants permettant de connecter entre eux les éléments produisant de l'énergie (les générateurs) et les éléments consommant de l'énergie (charges). Il est divisé en quatre échelons, voir Figure I-1, chacun ayant un rôle propre et des niveaux de tension différents [1]. Le *réseau de transport* est chargé de transporter l'énergie sur de longues distances à haute tension HTB de 225 à 400 kV. Pour gagner en robustesse, le réseau de transport est maillé. Le *réseau de répartition* permet de fournir l'énergie à l'échelle régionale avec des niveaux de tension HTB de 63 à 225 kV. Il peut soit être maillé, soit être bouclé. Les réseaux de transport et de répartition sont gérés par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), en France RTE. Le *réseau de distribution HTA* (généralement 20 kV) permet de transporter l'électricité à une échelle plus locale. Il est souvent bouclable (en fermant tel ou tel interrupteur) pour gagner en robustesse, mais exploité de manière radiale, les possibilités de bouclage n'étant utilisées que pour reconfigurer le réseau d'une certaine topologie radiale à une autre. Le *réseau de distribution BT* permet de connecter localement les particuliers, les entreprises, les petits producteurs, etc., et ce avec une tension de 400 V. Son architecture est généralement arborescente. Les réseaux de distribution (HTA et BT) sont gérés par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). En France, le principal GRD est Enedis (anciennement ERDF) ; la société assure environ 95 % de la distribution en électricité sur le territoire national métropolitain.

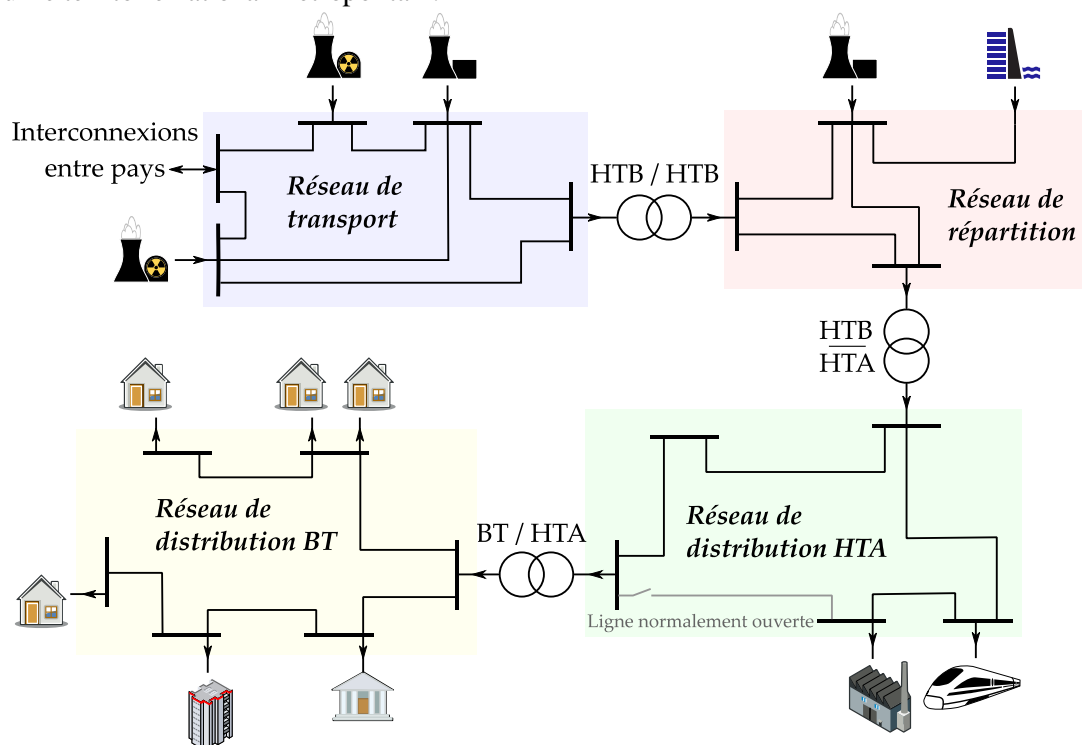


Figure I-1 — Structure générale du réseau électrique, avant l'installation massive de générateurs décentralisés.

La Figure I-1 correspond à un fonctionnement du réseau français durant la seconde moitié du XX^{ème} siècle : l'énergie est produite quasi-exclusivement par des générateurs centralisés (centrales nucléaires, thermiques, hydroélectriques, etc.) et circule de l'amont (HTB) vers l'aval (HTA & BT). Depuis les années 2000-2010, le mix énergétique a commencé à changer et va tendre dans le futur vers un mix énergétique comprenant une part importante de générateurs à base d'énergies renouvelables, principalement des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. Ces nouveaux générateurs sont généralement bien plus petits et sont le plus souvent connectés au réseau de distribution, ils sont alors qualifiés de générateurs décentralisés. Ainsi, le réseau électrique aura dans l'avenir un fonctionnement de plus en plus proche de la Figure I-2 : l'énergie circulera dans les deux sens, alternativement de l'amont vers l'aval et de l'aval vers l'amont.

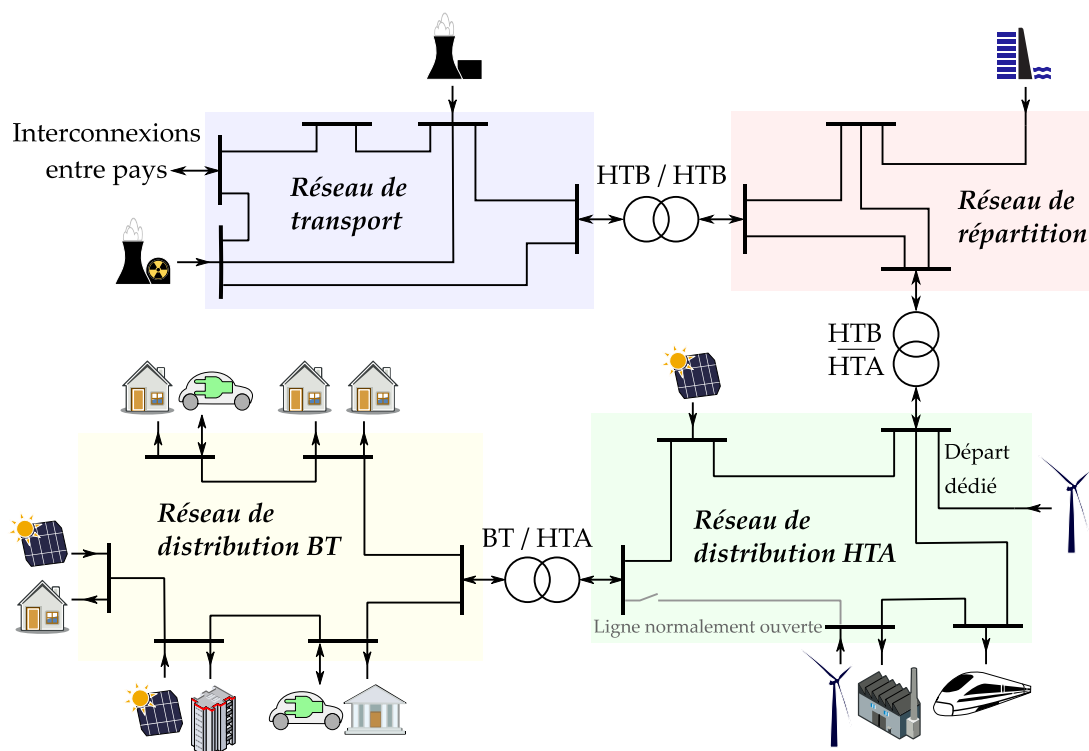


Figure I-2 — Structure générale du réseau électrique, après l'installation massive de générateurs décentralisés.

Défis liés aux générateurs décentralisés

La pénétration des générateurs décentralisés dans le réseau électrique entraîne un certain nombre de défis que les gestionnaires du réseau électrique doivent relever. Ces défis se posent à la fois à l'échelle globale et à l'échelle locale. Nous présenterons ci-dessous plusieurs de ces défis.

À l'échelle globale, ces nouveaux générateurs peuvent (si l'on ne fait rien) entraîner des problèmes de stabilité :

- Les générateurs à base d'énergies renouvelables ont une production plus difficilement prévisible et plus facilement pilotable à la baisse qu'à la hausse, ce qui peut rendre complexe l'équilibre production/consommation qui doit être vérifié à tout instant.

- Les générateurs photovoltaïques et éoliens n'injectent pas d'énergie au travers de machines synchrones directement connectées au réseau. Leur insertion massive contribue à réduire l'inertie du réseau [2], ce qui rend le système plus sensible à des problématiques d'équilibre de puissance.
- La présence de générateurs décentralisés sur le réseau de distribution réduit l'efficacité des délestages (si rien n'est changé) car ceux-ci opèrent au niveau de départs HTA entiers et délestent donc les générateurs et les charges de manière indifférenciée.

À l'échelle locale, les générateurs décentralisés peuvent entraîner les problématiques suivantes :

- Les générateurs décentralisés entraînent souvent une élévation locale du niveau de tension, ce qui peut mener à un dépassement du seuil haut en tension avec pour conséquence possible, dans les cas extrêmes et si aucune mesure (telle qu'un renforcement du réseau) n'est prise, à une dégradation des équipements électriques de l'utilisateur.
- Si une trop grande proportion de générateurs est installée sur un même réseau de distribution, alors il est possible de dépasser la capacité des lignes et/ou du transformateur. Comme pour les contraintes en tension, il est alors nécessaire de renforcer les installations afin d'éviter leur dégradation.
- Si localement, suffisamment de générateurs sont installés au regard du nombre de charges, alors le réseau présente des risques d'apparition d'*ilotage non-intentionnel*. Ce phénomène représente un danger pour les personnes et pour les biens. Il est le sujet de cette thèse et sera présenté plus en détail dans le paragraphe suivant.

La réponse à ces défis, locaux et globaux, peut se faire à l'aide de nombreux moyens. Parmi eux, on compte l'intégration au réseau des technologies de l'information et de communication pour former des réseaux « intelligents » (*Smart Grid*).

Ilotages intentionnels et non-intentionnels

L'ilotage est un phénomène correspondant à la continuité du fonctionnement d'un réseau local lorsque celui-ci est déconnecté du réseau global. Pour qu'un îlot perdure, il doit y avoir, avant apparition de l'îlot, un certain équilibre entre la puissance produite et la puissance consommée, à la fois en termes de puissance active et de puissance réactive ; autrement dit, le réseau amont ne doit fournir ou recevoir qu'une petite partie de la puissance active et réactive consommée ou produite par l'îlot. Ainsi, la perte du réseau amont ne constituera qu'un « évènement mineur » du point de vue de l'îlot, qui passera potentiellement inaperçu aux yeux des protections qui y sont situées.

L'îlot formé peut être *intentionnel* : on parle alors de *microgrid*. C'est par exemple le cas des îles qui sont la plupart du temps isolées électriquement de tout autre réseau. Un microgrid doit pouvoir assurer la stabilité de la tension et de la fréquence, et ce sans bénéficier des effets de foisonnement de la production et de la consommation et sans avoir la possibilité de mutualiser les ressources à grande échelle comme le ferait un réseau de transport continental (*macrogrid*). *A priori*, ceci tend à accroître les coûts de l'énergie électrique et réduire la qualité de fourniture ; mais le secteur est encore en plein développement et est le sujet de nombreux travaux de recherches [3], [4].

L'îlot formé peut aussi être *non-intentionnel* (on parle aussi d'îlot non voulu, d'îlot non contrôlé, ou d'îlot intempestif). Il peut aussi bien se former au niveau d'un réseau BT qu'au niveau d'un réseau HTA. Cela peut arriver lorsqu'une des protections amont s'ouvre à un moment où un certain équilibre approximatif existait entre puissance consommée localement et puissance produite localement, en actif et en réactif. Ce type d'évènement n'est pas voulu et n'est pas contrôlé : le contrôle interne des générateurs n'est pas adapté pour fonctionner sur un réseau îloté (contrairement à des générateurs installés sur un microgrid), le plan de protection du réseau de distribution n'est pas prévu pour ce mode de fonctionnement. Les GRD demandent donc aux producteurs de détecter tout fonctionnement anormal du réseau, ce qui inclut les ilots non-intentionnels, et d'arrêter alors le fonctionnement du générateur ; ce rôle est assuré par les protections de découplage. Les principales méthodes de détection que ces protections utilisent seront détaillées dans la section suivante, I.2.

Les GRD exigent la détection des ilots non-intentionnels car ces derniers peuvent entraîner des risques pour les personnes et les biens. Tout d'abord pour les personnes, car l'ouverture amont d'un départ est supposée entraîner la disparation de la tension sur le réseau aval ; il pourrait alors y avoir des risques pour un technicien souhaitant intervenir sur ce réseau et qui supposerait à tort l'absence de toute tension. Même si les procédures prévoient plusieurs niveaux de sécurisation, notamment la vérification d'absence de tension avant l'intervention ainsi que l'installation de mises à la terre locales, il n'en reste pas moins qu'un îlot non-intentionnel représente une régression en matière de sécurité des personnes. Il y a aussi un risque pour les biens, car d'une part, la tension et la fréquence n'étant pas contrôlées, elles pourraient rapidement osciller et dégrader le matériel, notamment les machines tournantes ; d'autre part, si la protection du départ se referme de manière automatique alors que le réseau aval est îloté et en opposition de phase (ce qui est possible car les deux phases, amont et aval ne sont plus synchronisées), alors de graves dommages sur le matériel sont à prévoir. Enedis limite fortement ce dernier risque en installant des détecteurs de présence tension sur les départs fortement producteurs. Ces détecteurs inhibent toute reconnexion en cas de présence tension en aval.

Ainsi, l'îlotage d'une partie du réseau est possible et peut être désiré, le fonctionnement îloté est alors prévu et contrôlé, on parle alors de microgrid. À l'inverse, les ilots non-intentionnels ne sont pas prévus et peuvent entraîner des risques pour les personnes et les biens, il est alors demandé aux générateurs de les détecter et d'arrêter de les alimenter. C'est sur cette seconde situation que les travaux de cette thèse se concentrent.

I.1.2 Contexte actuel : augmentation des risques d'apparition d'ilots

L'une des raisons qui motivent ces travaux de thèse est le contexte d'augmentation des risques d'apparition d'ilots non-intentionnels. Cette augmentation est due à la combinaison de trois facteurs (détaillés ci-après) : l'augmentation de la production décentralisée, l'élargissement des seuils en fréquence et l'utilisation de nouvelles régulations en puissance.

Augmentation de la production décentralisée

Les ilots ne peuvent se former que s'il existe un certain équilibre approximatif entre la production locale et la consommation locale avant l'ouverture du point de couplage avec le réseau amont. La consommation est généralement prédominante dans le réseau de distribution,

mais avec l'augmentation croissante de l'installation de générateurs décentralisés, le risque d'obtenir un équilibre production-consommation augmente. La Figure I-3 présente l'augmentation de la capacité de production installée sur le réseau d'Enedis (à distinguer de la puissance réellement produite) ainsi que son taux de croissance. On peut observer que sur ces sept dernières années, la croissance moyenne annuelle est de 12 %. En comparaison, au cours d'une année, la consommation (moyennée sur un mois) sur le réseau Enedis varie entre 30 GW et 50 GW, avec une moyenne de 40 GW [5].

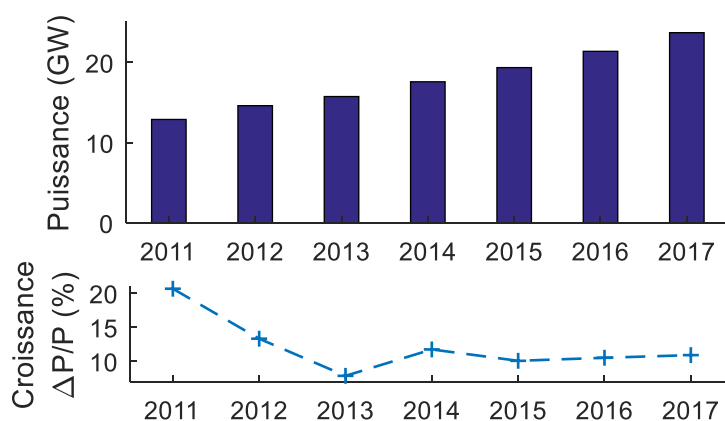


Figure I-3 — Evolution de la puissance installée sur le réseau Enedis de 2011 à 2017 [6] et son taux de croissance annuel.

Elargissement des seuils en fréquence

Une des principales techniques permettant la détection d'îlot est l'utilisation de seuils en fréquence : lorsque la fréquence s'éloigne de 50 Hz, la protection de découplage située au niveau des installations de production s'ouvre. Jusqu'en 2013, des seuils en fréquence étroits (49.8-50.2 Hz) étaient par exemple utilisés dans certaines situations. Cependant, ces seuils peuvent présenter un risque pour la stabilité du système : en cas de déviation de la fréquence du système, la déconnexion précoce d'un grand nombre de protections risquerait d'aggraver l'évènement et d'augmenter les risques de black-out [7]. Après des études de l'ENTSO-E et des échanges avec les GRT, plusieurs GRD européens (dont Enedis) ont décidé d'élargir les seuils de fréquence. En France, les nouveaux seuils utilisés pour cet exemple de protections sont de 47.5-50.6 Hz, ce qui augmente la plage de fréquence autorisée d'un facteur $\frac{50.6-47.5}{50.2-49.8} = 7.75$ et augmente d'un même facteur¹ les risques de non-détection des îlots non-intentionnels.

Régulations en puissance

Progressivement, de plus en plus de régulations en puissances sont implémentées dans les générateurs décentralisés. Ces régulations ont pour objectifs de stabiliser la tension ou la fréquence en consommant ou injectant de la puissance active ou réactive. Plusieurs types de régulations existent et sont utilisés dans de nombreux pays, comme décrit dans [8], [9]. Nous présenterons ci-dessous les trois principales régulations (P(f), Q(U) et P(U)) puis nous verrons en quoi elles pourraient augmenter la probabilité d'îlotages.

¹ Cette relation de proportionnalité sera justifiée en sous-section IV.1.2.

La *régulation de la fréquence à l'aide de la puissance active*, dite *régulation $P(f)$* réduit la production lorsque la fréquence augmente ce qui permet aux générateurs décentralisés de contribuer à la stabilité du réseau. Cette régulation est déjà implémentée en France sur les générateurs de plus de 5 MW [10], [11]. En 2019, la régulation $P(f)$ s'étendra à l'ensemble des productions supérieures à 0.8 kW en Europe, conformément au code réseau « *Requirement for Generators (RfG)* » [12] (où ces régulations sont dites LFSM-O pour *limited frequency sensitive mode — overfrequency*). Les caractéristiques exactes de cette LFSM-O seront choisies par le GRT (RTE en France) sur une certaine plage autorisée par le RfG, illustrée en Figure I-4. La pente de la régulation est caractérisée par son statisme qui doit être compris entre 2 et 12 %, pour nos travaux nous avons choisi un statisme $s = 4\%$, la courbe correspondante est tracée en Figure I-4.

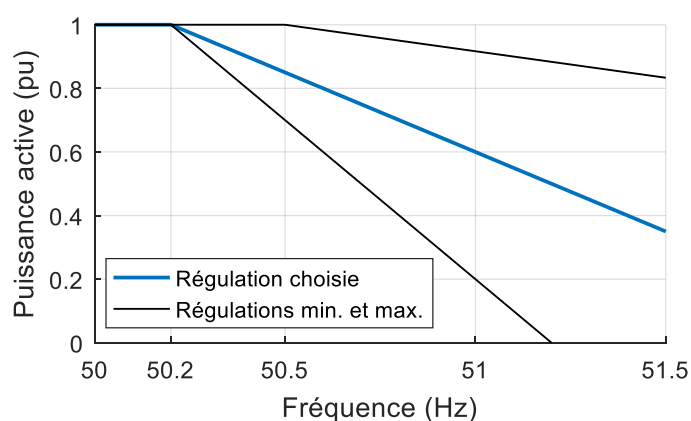


Figure I-4 — Régulation $P(f)$ choisie pour nos travaux, et régulations minimale et maximale demandées par l'ENTSO-E [12].

La *régulation de la tension à l'aide de la puissance réactive*, dite *régulation $Q(U)$* , fait varier la puissance réactive produite par le générateur en fonction de la tension à ses bornes. La régulation a pour objectif de limiter la hausse de tension au point d'injection. Les régulations $Q(U)$ peuvent être installées sur le réseau de distribution HTA d'Enedis depuis février 2016 [13] ; la régulation correspondante est tracée en Figure I-5. Une évaluation du coût-bénéfice de cette régulation a été réalisée par Enedis dans [14].

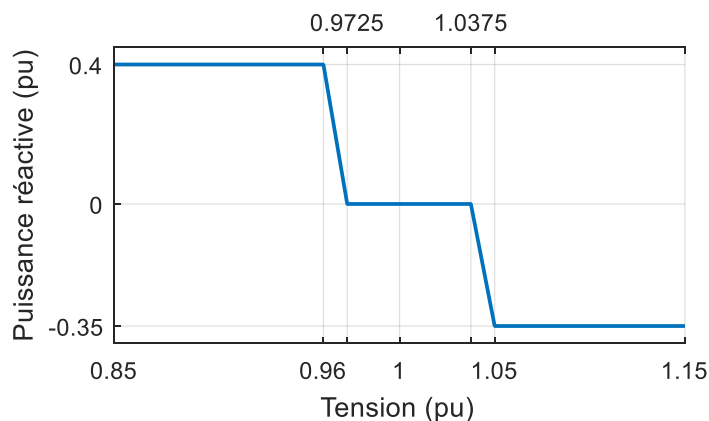


Figure I-5 — Régulation $Q(U)$ préconisée par Enedis [13].

La *régulation de la tension à l'aide de la puissance active*, dite *régulation $P(U)$* , diminue la puissance active produite par le générateur lorsque la tension est haute. Son objectif est identique à la régulation $Q(U)$, à savoir de limiter la hausse de tension. Il a par contre le gros inconvénient de limiter la puissance injectée sur le réseau, c'est-à-dire de provoquer un manque-à-gagner pour le producteur : l'énergie non-injectée est perdue. C'est la raison pour laquelle cette régulation est beaucoup moins utilisée.

Les régulations en puissance sont conçues pour rapprocher, en régime normal non-ilôté, la tension locale et la fréquence du système électrique de leur valeur nominale ; ceci est bien entendu un comportement désirable. Cependant, s'il s'avère que ces régulations tiennent le même rôle dans un ilot, alors elles réduiront les chances que la fréquence ou la tension dépasse un des seuils de détection de la protection de découplage. Ainsi, ces régulations contribueraient à stabiliser les ilots non-intentionnels et rendraient plus difficile leur détection, ce qui est cette fois un comportement indésirable. Ces régulations étant de plus en plus utilisées, l'étude de leur impact sur la détection d'ilotage est un réel enjeu et fait l'objet des travaux présentés dans le chapitre V.

I.1.3 Exemples de scénarios conduisant à un ilot non-intentionnel

Afin d'illustrer comment un ilot non-intentionnel peut être obtenu, nous allons présenter deux exemples de scénario.

1^{er} scénario : ouverture amont sans défaut aval

Un réseau local peut former un ilot à condition d'avoir un certain équilibre entre la production et la consommation, et d'être ensuite déconnecté du réseau amont. Un premier scénario permettant cette ouverture amont est tout simplement une ouverture volontaire de l'organe de protection amont. Il peut s'agir soit de l'ouverture d'un départ HTA pour cause de maintenance ou de délestage de puissance (bien que ceci soit très peu fréquent), soit de l'ouverture d'un transformateur HTA/BT pour des raisons de maintenance, soit éventuellement d'une ouverture intempestive, suite par exemple à un dysfonctionnement ou une erreur humaine.

2nd scénario : ilotage après un défaut monophasé en HTA

Après apparition d'un défaut monophasé (fugitif ou permanent), la protection en tête de départ du réseau HTA s'ouvre, et il est possible qu'un réseau BT aval continue de fonctionner et forme un ilot. La configuration correspondante est décrite en Figure I-6.

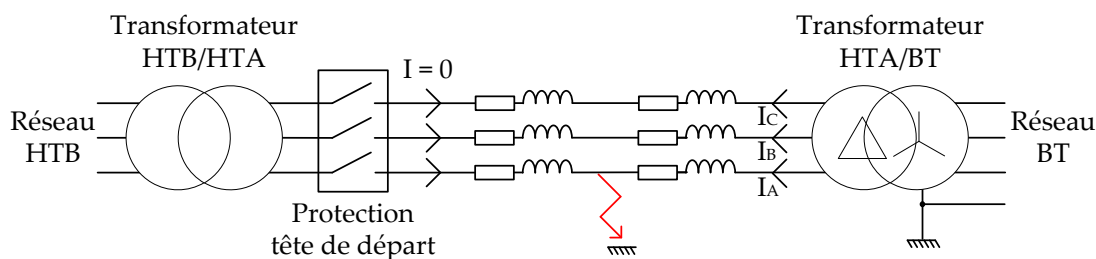


Figure I-6 — 2nd scénario : ilotage en BT après un défaut monophasé en HTA.

Ce cas d'étude a fait partie des sujets déjà développés dans la thèse de J. Bruschi [15]. Il a été montré que les générateurs BT ne détectent que rarement le défaut avant ouverture du départ

HTA, et qu'après ouverture, le réseau BT peut continuer à fonctionner et devenir iloté, et cela sans être perturbé par le défaut. Une des manières d'expliquer cette absence d'impact du défaut consiste à calculer le courant homopolaire, voir (I.1) : comme le transformateur HTA/BT en couplage triangle ne peut alimenter en courant homopolaire, on a $I_0 = 0$ et par conséquent, le courant de défaut et lui aussi nul $I_{\text{défaut}} = 0$. Il en résulte que le réseau BT est isolé du réseau aval et peut alors former un ilot s'il y a localement un certain équilibre entre production et consommation.

$$\underline{I_0} = \frac{1}{3} (\underline{I_A} + \underbrace{\underline{I_B}}_{=0} + \underbrace{\underline{I_C}}_{=0}) \quad (\text{I.1})$$
$$\underline{I_0} = \frac{1}{3} \underline{I_{\text{défaut}}}$$

I.2 Méthodes de détection d'ilotage

I.2.1 Normes

Plusieurs normes existent sur la détection d'ilotage non-intentionnel. Elles détaillent les tests que les générateurs doivent valider. Respecter ces normes peut être requis par le GRD pour les générateurs sur son réseau. C'est par exemple le cas en France, où Enedis demande à une partie des générateurs installés sur le réseau BT de respecter la pré-norme DIN VDE 0121-1-1 VFR 2014 [16]. Cette dernière est identique à la pré-norme allemande DIN VDE 0121-1-1/A1 [17], à ceci près qu'elle spécifie un seuil en fréquence haute différent, à savoir 50.6 Hz.

Norme DIN VDE 0121-1-1

La norme DIN VDE 0121-1-1 [17] est une pré-norme allemande spécifiant les conditions de découplage d'un générateur raccordé au réseau BT. Une des exigences de la norme est de vérifier le test dit « du circuit oscillant ». Ce test est réalisé à l'aide du circuit présenté en Figure I-7, où il est demandé au générateur de se découpler du réseau en moins de 5 secondes après l'ouverture de S3 et ce sous plusieurs conditions. Il vise à vérifier que le générateur se déconnecte bien suite à l'apparition d'un ilot non-intentionnel.

Le test est réalisé avec un facteur de qualité de la charge q_f au moins égal à 2 (plus d'informations sur q_f sont disponibles en Annexe A) et cela pour plusieurs puissances de fonctionnement : $P = 25\%$, $P = 50\%$ et $P = 100\%$.

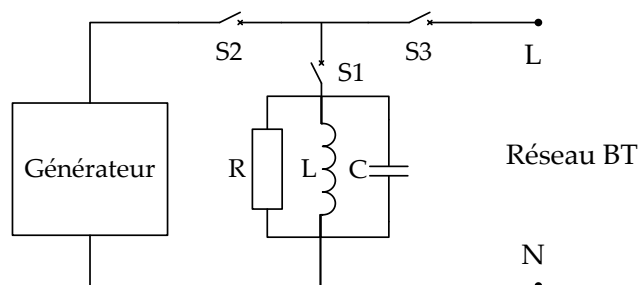


Figure I-7 — Circuit test de la DIN VDE 0121-1-1.

Autres normes

En plus de la DIN VDE 0121-1-1, plusieurs normes [18]–[21] définissent des exigences pour la détection des ilotages non-intentionnels. Toutes ces normes fondent aussi leur test sur la charge RLC parallèle, mais ont, d'une part, des facteurs de qualité différents, allant de 1 à 2.5 [22], et d'autre part des exigences sur le temps de détection différentes, allant de 0.5s à 5s. Nous expliquerons les raisons motivant le choix de la charge RLC, plutôt qu'un autre type de charge, en sous-section II.3.4.

I.2.2 Méthodes de détection d'un ilot

Il existe plusieurs méthodes permettant aux générateurs de détecter un ilot non-intentionnel et d'arrêter de l'alimenter. Il est possible de les diviser en trois catégories : les méthodes

reposant sur les télécommunications, les méthodes passives et les méthodes actives. Le rapport du laboratoire Sandia [23], le rapport du projet Esprit [24] et la thèse de J. Bruschi [15] présentent une vue d'ensemble et détaillée de ces méthodes de détection. Nous présenterons ici une rapide synthèse, en actualisant certains points lorsque nécessaire.

Méthodes reposant sur les télécommunications

Les méthodes reposant sur les télécommunications consistent à installer un émetteur proche de la protection amont. Lorsque la protection s'ouvre, l'émetteur transmet un signal aux générateurs en aval, ces derniers étant équipés d'un récepteur. Il est possible de distinguer deux catégories de moyens de télécommunication [23] : la première consiste à transmettre les signaux via les lignes électriques (étudiée dans [25]) et la seconde regroupe les autres moyens : ondes hertziennes, réseau téléphonique ou ligne dédiée.

Hors problèmes de mauvais fonctionnements, les télécommunications permettent de détecter un ilot de manière systématique, et ce sans perturber le réseau. Du seul point de vue de la détection, les télécommunications sont donc une solution parfaite. Elles ont néanmoins un inconvénient majeur : leur coût, qui est jugé actuellement important et réserve ces technologies aux grosses installations de production décentralisées (de l'ordre de plusieurs MW).

Méthodes de détection passive - Introduction

Les méthodes passives consistent à détecter l'ilot au niveau du générateur en n'utilisant que des mesures, et donc sans communication et sans avoir besoin d'agir sur le réseau. Si une des grandeurs mesurées dépasse un des seuils prédéfinis, alors la protection détecte qu'il y a un fonctionnement anormal (ilot ou autre) et s'ouvre.

La tension et la fréquence sont les deux grandeurs que toute protection mesure, et des seuils à la fois haut et bas sont utilisés. Les autres méthodes passives sont nombreuses, mais moins couramment utilisées. Certaines reposent sur le changement d'état du réseau (passage d'un état stable normal à un état stable iloté), comme la détection par mesure d'harmoniques en tension, ou la détection par surveillance de l'impédance. D'autres méthodes reposent sur la mesure du transitoire au commencement de l'ilot, c'est par exemple le cas de la détection de saut de phase de la tension, ou la détection de ROCOF (*rate of change of frequency*, ou dérivée de la fréquence).

Méthodes de détection passive - ZND

De manière intrinsèque, les méthodes passives peuvent ne pas détecter un ilot ; il suffit pour cela que les grandeurs mesurées durant l'ilot restent entre les seuils de la protection. Pour quantifier cette possibilité de non-détection, une méthode est très utilisée dans la littérature : le calcul de la zone de non-détection (ZND, ou *non-detection zone, NDZ*), introduit par [26], [27]. Dans un espace décrivant les conditions initiales précédant l'ilot, la ZND peut être définie comme l'ensemble des points ne menant pas à la détection de l'ilot. Plus la ZND est grande, moins la protection est efficace. Il s'agit d'une notion clé dans cette thèse, elle sera utilisée dans les chapitres IV et V afin d'évaluer l'efficacité des protections sous-différentes conditions.

La ZND la plus couramment calculée concerne les protections à seuils en tension et en fréquence, elle est tracée sur le plan $(\Delta P, \Delta Q)$ représentant le déséquilibre initial en puissance active et réactive précédant l'ilot. Ce déséquilibre initial peut être contrôlé en pratique en jouant

sur différents paramètres du problème, comme les valeurs de R, L et C pour une charge RLC parallèle, ce qui permet d'accéder (par l'expérience ou par la simulation) à n'importe quelle valeur de $(\Delta P, \Delta Q)$. Le point $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$ correspond à un parfait équilibre entre puissance consommée et produite sur le réseau ; une fois îloté, le système ne subit généralement aucune variation, la tension et la fréquence ne varient pas, et l'îlot n'est pas détecté. Le point $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$ fait donc partie de la ZND. Ensuite, en changeant ΔP et/ou ΔQ , la tension et la fréquence varient, et ce jusqu'au point où un des seuils (en tension ou en fréquence) de la protection est dépassé, le point atteint délimite alors la ZND. Un exemple de représentation schématique d'une ZND est présenté en Figure I-8 à titre illustratif.

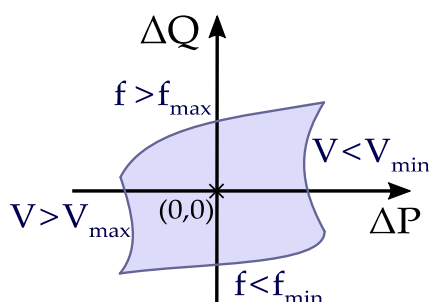


Figure I-8 — Représentation schématique d'une ZND.

Le calcul de la ZND est primordial pour évaluer l'efficacité d'une protection. Plus la ZND est petite, plus la protection est efficace.

Il ne serait pas possible d'évaluer cette efficacité en ne se fondant que sur quelques points du plan $(\Delta P, \Delta Q)$, pour lesquels on étudierait si l'îlot est détecté ou non : ces points ne seraient que des cas particuliers et il ne serait pas possible de déduire de ceux-ci l'efficacité de la protection.

Méthodes de détection passive – Risques de fausse détection

Il pourrait être facile de réduire drastiquement la ZND et donc de facilement détecter un îlot : il suffirait pour cela de réduire drastiquement les bornes de la protection. Cependant une telle solution n'est pas possible en pratique, car cela augmenterait tout aussi drastiquement les risques de fausse détection.

Le risque de fausse détection (ou risque de déclenchement intempestif) correspond au risque qu'une protection déclenche en fonctionnement normal (non-îloté) et donc de manière non voulue. Supposons par exemple qu'une grosse charge se connecte à proximité du générateur, entraînant un changement de phase de la tension. Ce changement de phase pourrait conduire à une mesure de fréquence, de ROCOF ou de saut de phase, supérieur au seuil de la protection et entraînerait l'arrêt non voulu du générateur. Un autre exemple est un événement de chute de fréquence sur le système, se traduisant par un ROCOF négatif, et pouvant conduire au déclenchement de la protection (cas étudié dans [28]). Ce déclenchement serait particulièrement malvenu car la perte de générateur s'ajouterait au manque de production à l'origine de la chute de fréquence et aggraverait le déséquilibre initial. Ce risque a été considéré comme suffisamment important au Royaume-Uni pour justifier une augmentation du seuil en ROCOF des protections de découplage en 2016, faisant passer ce seuil de 0.125 Hz/s à 1 Hz/s [29]. Un dernier exemple est un événement système de sur-fréquence, comme étudié en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Ainsi, le grand enjeu derrière le choix et le réglage des méthodes passives est le compromis à trouver entre risque de non-détection et risque de fausse détection. Malheureusement, si la capacité de détection peut être estimée à l'aide de la ZND, il est bien plus difficile de faire des estimations du risque de fausse détection. Il s'agit d'un des principaux verrous à l'utilisation des « nouvelles » méthodes passives (i.e. méthodes autres que les seuils en tension et fréquence). En effet, si on pouvait être sûr que ces nouvelles protections n'ont qu'un risque minime d'entraîner de fausses détections, elles seraient plus utilisées.

Méthodes actives anti-ilotages

Les méthodes actives anti-ilotage sont des algorithmes implémentés non seulement dans la protection au sens strict, comme pour les méthodes passives, mais aussi dans le système de contrôle de l'onduleur, c'est-à-dire dans ses boucles de régulation interne. Les modifications apportées au contrôle de l'onduleur ont pour objectif général de provoquer une certaine « réponse » au réseau, différente selon qu'il s'agit d'un ilot ou d'un grand réseau interconnecté, et que l'on pourra donc utiliser à des fins de détection d'ilotage. Ces modifications du contrôle-commande sont utilisées en permanence, même lorsque le réseau local est en fonctionnement normal (raccordé au réseau de transport), et on considère qu'elles ont alors une influence généralement indésirable, soit sur la qualité de l'injection (harmoniques), soit sur la stabilité du système électrique. Il est possible de distinguer deux catégories de méthodes actives :

- Les algorithmes injectant une perturbation (pic de courant, harmoniques, variation de l'amplitude) sur le réseau et mesurant la réponse du réseau (par exemple mesurant l'impédance) pour détecter s'il s'agit d'un ilot ou non.
- Les algorithmes changeant le contrôle du générateur de manière à déstabiliser l'ilot et à ce que la tension et/ou la fréquence sorte des seuils de la protection. La déstabilisation peut se faire en injectant de la puissance active, de la puissance réactive, ou en changeant la phase du générateur. Ce type de méthode active n'est pas à proprement parler une méthode de détection d'ilotage, mais une méthode de déstabilisation d'ilotage (qui facilite la détection de la méthode passive qui est utilisée en parallèle). C'est pourquoi nous parlons de méthodes anti-ilotages pour désigner l'ensemble de ces méthodes (méthodes de détection et méthodes de déstabilisation).

Parmi cette seconde catégorie, plusieurs algorithmes parmi les plus utilisés consistent à injecter du réactif en fonction de la fréquence ($Q(f)$) ou, de manière similaire, à changer la phase en fonction de la fréquence ($\varphi(f)$)². Ces injections en puissance réactive ou en phase ont généralement une relation affine avec la fréquence : $Q = Q_0 + k_Q(f - f_0)$ et $\varphi = \varphi_0 + k_\varphi(f - f_0)$. Nous verrons en sous-section III.3.4 en quoi ces régulations tendent à rendre l'ilot instable. Ces méthodes regroupent le *slip-mode frequency shift (SMS)*, l'*active frequency drift (AFD)* [30], la *Sandia frequency shift (SFS)* [23] et des méthodes de types $Q(f)$ [31], [32].

Les méthodes de type $Q(f)$ ou $\varphi(f)$ font parties des méthodes actives les plus utilisées, et ont donc fait l'objet d'études sur leur impact sur le réseau. Il a notamment été montré dans [33] que si elles sont installées en grand nombre, ces méthodes actives contribuent à rendre le système

² La phase et la puissance réactive sont bien sûr directement reliées par la relation $\tan \varphi = \frac{Q}{P}$, c'est pourquoi les régulations $Q(f)$ et $\varphi(f)$ sont très similaires.

électrique instable (à l'échelle de la France et de l'Europe). Leur implémentation à grande échelle est donc fortement déconseillée. De manière schématique, ces régulations $Q(f)$ ou $\varphi(f)$ contribuent à rendre instable le réseau car lorsque la fréquence du système électrique chute (à cause d'un manque de production ou excès de consommation), les régulations $Q(f)$ ou $\varphi(f)$ injectent localement de la puissance réactive. Cette injection augmente localement la tension et entraîne une augmentation de la puissance consommée par les charges à proximité, ce qui contribue à aggraver l'excès de consommation et donc à amplifier l'excursion en fréquence et à rendre le système instable.

Pour les méthodes actives autres que de type $Q(f)$ ou $\varphi(f)$, des problèmes d'interaction entre plusieurs générateurs ont déjà été rencontrés et peuvent mener à de fausses détections et des arrêts intempestifs [34]. Lorsqu'un grand nombre de générateurs sont présents sur le réseau, les méthodes actives de chacun peuvent en effet se gêner entre elles ; c'est notamment le cas des méthodes injectant des perturbations pour mesurer l'impédance [23].

Bilan

Les différentes méthodes anti-ilotages ont chacune leurs avantages et inconvénients ; ceux-ci sont résumés dans le Tableau I-1. La méthode de base utilisée par quasiment tout générateur est d'appliquer des seuils haut et bas à la tension et à la fréquence. Ensuite, d'autres méthodes complémentaires sont parfois utilisées pour améliorer la détection. Les méthodes reposant sur les télécommunications sont souvent réservées aux générateurs de forte puissance à cause de leur coût. Les méthodes actives sont plus ou moins utilisées suivant les pays, et peuvent être limitées aux générateurs de faible puissance (en BT) afin de limiter leur impact sur la stabilité du système. Enfin, pour les puissances intermédiaires, il est possible d'améliorer la détection d'îlot non-intentionnel en réduisant les bornes des méthodes passives, ou en appliquant des seuils à d'autres grandeurs que la tension ou la fréquence. Ces autres méthodes passives doivent être réglées avec attention, à cause de leur risque de fausse détection qui n'est pas toujours bien maîtrisé.

Tableau I-1 — Principaux avantages et inconvénients des méthodes anti-ilotages.

Type	Avantages	Inconvénients
Télécommunications	- Détection fiable	- Coût élevé
Méthodes passives	- Coût quasi-nul	- Risque de non-détection (ZND) - Risque de fausse détection
Méthodes actives	- Faible risque de non-détection - Faible coût	- Peut réduire la qualité de fourniture de l'énergie - Peut réduire la stabilité du système électrique - Risque de fausse détection

I.2.3 Méthodes anti-ilotages — cas français

Enedis spécifie les protections de découplage des productions raccordées au RPD dans le document technique [16]. En plus de la détection d’îlot non-intentionnel (dit aussi « marche en réseau séparé »), les protections de découplages doivent permettre de détecter des situations de défauts à la terre, des défauts entre phases, des faux couplages et des défauts HTB amont. Nous présenterons ici un résumé des spécifications des protections décrites dans [16] que nous mettrons en perspective avec les méthodes de détections vues précédemment. Nous distinguerons les protections des générateurs HTA et les protections des générateurs BT.

Protections HTA : méthodes passives et télécommunication

Les protections HTA sont divisées en 6 types, les paramètres correspondant sont détaillés dans le Tableau I-2. La méthode permettant de choisir le type de protection est détaillée dans [35]. En plus des seuils en tension et en fréquence, diverses dispositions améliorant la détection d’îlots ont été prises suivant le type de protection :

- Les protections de types H4 et H4.1 incluent un télé-découplage, c’est-à-dire une protection connectée au poste source via un moyen de télécommunication. Plus chères, ces protections sont prescrites aux gros producteurs pouvant rencontrer un risque d’îlotage.
- Les protections de type H3.1 utilisent des seuils étroits en fréquence (49.5-50.5 Hz), associés à une limite sur la dérivée de la fréquence (ROCOF) de 0.5 Hz/s (en plus de seuils larges en fréquence 47.5-51.5 Hz). Ces seuils aussi étroits que possible permettent de réduire la probabilité d’îlotage dans les situations à risques, et ce sans augmenter le coût matériel de la protection. Une évaluation des méthodes de détection à seuil de ROCOF (couplé ou non avec un seuil en fréquence) sera faite en section IV.4.

Tableau I-2 — Type de protections de découplage en HTA (extrait de [16]).

Type de protection / Fonction à assurer	Type H.1	Type H.2	Type H.3.1	Type H.4.1	Type H.4	Type H.5
Détection des défauts monophasés HTA	Max de V_0 instantanée 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% V_n
Détection des défauts polyphasés	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_m	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_m	Mini de U temporisée à 1,2 seconde 80% U_m	Mini de U temporisée à 1,2 seconde 80% U_m
Marche en réseau séparé				Télé découplage	Télé découplage	
	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_m	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% U_m	Mini de U temporisée à 1,2 seconde 80% U_m	Mini de U temporisée à 1,2 seconde 80% U_m
	Max de U instantanée 115% U_m	Max de U instantanée 115% U_m	Max de U instantanée 115% U_m	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_m	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_m	Max de U temporisée à 0,2s 115% U_m
	Mini de f instantanée 47,5 Hz	Mini de f instantanée 47,5 Hz	Mini de f instantanée 47,5 Hz et Mini de f instantanée 49,5 Hz ¹	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47,5 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47 Hz
	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 51,5 Hz et Maxi de f instantanée 50,5 Hz ¹	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 51 Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 52 Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 52 Hz
Protection contre les creux de tension de forte amplitude (perte de synchronisation)	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U instantanée 85% U_m	Mini de U instantanée 25% U_m (dont 2 sur demande du producteur)	Mini de U instantanée 25% U_m (sur demande du producteur)	Mini de U temporisée à 0,2s 45% U_m (sur demande du producteur)	Mini de U temporisée à 0,2s 45% U_m (sur demande du producteur)

¹ associée à une vitesse de variation de fréquence supérieure à 0,5 Hz/s

Protections BT : méthodes passives et actives

Les protections BT sont divisées en deux types ; les paramètres correspondants sont détaillés dans le Tableau I-3. La protection B.1 applique des limites en tension et fréquence, elle est située à l'extérieur de l'onduleur. Le second type de protection de découplage est lui intégré à l'onduleur et doit respecter la pré-norme DIN VDE 0126-1-1 VFR 2014 ; elles sont bien plus utilisées que les protections B.1. Contrairement aux autres, ces protections intégrées comportent, *a priori*, une méthode active anti-ilotage (afin de passer les tests de la pré-norme).

Tableau I-3 — Type de protections de découplage en BT (extrait de [16]).

Protections de découplage BT	Type B.1	Protection de découplage intégrée à l'onduleur suivant la pré-norme DIN VDE 0126-1-1 VFR 2014 ¹ (Pré-norme en vigueur)	
Détection des défauts monophasés HTA	Non réalisée	Non réalisée	
Séparation du réseau amont	Non réalisée	Deux réalisations possibles	
		Max impédance raccordement amont $Z_{rac} < 1,25$ puis $1,75 \Omega$ $\Delta Z_{rac} < +1 \Omega$ Temporisée 5 secondes	Dispositif de circuit oscillant Délai < 5 secondes
Détection des défauts polyphasés	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $80\% V_n$	
Marche en réseau séparé	Mini de V Instantanée $85\% V_n$	Mini de V Instantanée $80\% V_n$	
	Max de V Instantanée $115\% V_n$	Max de V Instantanée $115\% V_n$	
	Mini de f Instantanée 49,5 Hz	Mini de f Instantanée 47,5 Hz	
	Maxi de f Instantanée 50,5 Hz	Maxi de f Instantanée 50,6 Hz (réglage VFR 2014)	

Bilan

Enedis prévoit différents types de protections suivant les situations. En les considérant sous l'angle de la détection d'ilotage, ces protections sont divisées en trois catégories :

- Les protections pour les générateurs de faible puissance (≤ 250 kVA) utilisent souvent des méthodes actives anti-ilotages, leur garantissant une très faible probabilité d'apparition d'îlot.
- Les protections pour certaines grosses productions à risques (plusieurs MW) utilisent le télé-découplage, qui est la méthode de détection la plus efficace mais la plus onéreuse.
- Les protections pour les productions intermédiaires (entre 250 kVA à quelques MW, souvent sur départ mixte) utilisent majoritairement des méthodes de détection passives. Elles présentent un risque plus élevé de non-détection, et ce risque pourrait augmenter dans le contexte actuel (comme nous l'avons vu dans la sous-section précédente I.1.2).

Les travaux de la thèse se focaliseront sur ce dernier type de protections car il correspond aux protections comportant le plus de risques. Un des principaux objectifs sera de quantifier leur efficacité.

I.3 Fréquence dans les protections : définition, mesure et normes

La notion de fréquence est facile à définir pour un système en régime permanent, mais elle l'est beaucoup moins lorsque le système est en régime transitoire, par exemple au commencement d'un ilot. De même, la notion de dérivée de la fréquence (ou ROCOF) peut être difficile à bien définir. Or, bien caractériser et bien mesurer ces grandeurs est primordial si l'on souhaite évaluer l'efficacité des protections en fréquence et ROCOF, ce que nous ferons en section IV.4. C'est dans ce cadre que nous étudierons dans I.3.1 comment définir une fréquence variable, et comment définir le ROCOF. Ensuite, nous étudierons dans I.3.2 la norme IEC 60255-181 en cours de finalisation, qui porte sur les protections en fréquence et en ROCOF. Son étude nous permettra d'entrer dans des détails plus techniques des mesures et des protections en fréquence. Enfin, nous argumenterons sur la possibilité de caractériser les protections par leur bande passante dans I.3.3, dont nous pensons qu'il s'agit d'un paramètre important permettant de comparer la dynamique entre plusieurs protections.

I.3.1 Définition et mesure d'une fréquence variable

Pour définir une fréquence variable, nous aborderons d'abord la notion de fréquence instantanée, qui a le mérite d'être claire et unique. Cependant, nous verrons qu'elle comporte des limites et que cette notion ne peut être utilisée dans les réseaux. Nous verrons qu'en pratique, la méthode de calcul est importante, à la fois pour la fréquence mais aussi pour sa dérivée.

Fréquence instantanée

Pour un signal quelconque, la « fréquence instantanée » (à différencier de la fréquence usuellement rencontrée dans les réseaux) est définie comme la dérivée de la phase θ , où la phase est l'argument du signal complexe \underline{z} , voir (I.2).

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (I.2)$$

$$\theta(t) = \arg(\underline{z}(t)) = \arg(A(t)e^{j\theta(t)})$$

Si seule la partie réelle est connue, cette définition est ambiguë : en effet, si la partie réelle de \underline{z} est unique et correspond au signal réel étudiée, il existe au contraire une infinité de parties imaginaires possibles, conduisant à différentes expressions possibles de l'amplitude et de la phase. Gabor [36] (1946) et Ville [37] (1948) ont proposé une méthode pour déterminer cette partie imaginaire et pour pouvoir ainsi donner sans ambiguïté une définition de la phase et l'amplitude ; l'expression obtenue est appelé « signal analytique » :

$$\underline{z}(t) = x(t) + j\mathcal{H}(x)(t) \quad (I.3)$$

où $\mathcal{H}[x]$ est la transformée de Hilbert. Cependant cette méthode reste controversée [38], [39] notamment parce que la notion de fréquence instantanée est locale, et que la transformée de Hilbert nécessite la connaissance du signal pour tout instant t .

Même si le nombre complexe est connu (et donc en évitant les problèmes liés au calcul de la partie imaginaire), la définition de la fréquence comme pure dérivée de la phase n'est pas satisfaisante. Nous illustrerons cela au travers d'un exemple de signal complexe (I.4), il est composée de deux termes, le premier correspond à la fréquence fondamentale de 50 Hz, le second correspond à un harmonique du troisième ordre (150 Hz) et a une plus faible amplitude.

$$\underline{z}(t) = 0.8e^{j2\pi 50t} + 0.2e^{j2\pi 150t} \quad (\text{I.4})$$

A partir de la définition (I.2), on calcule directement la fréquence instantanée et on obtient la Figure I-9.

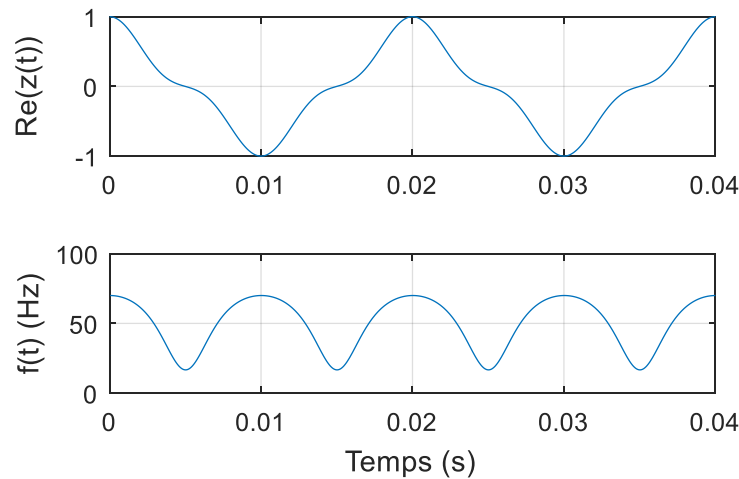


Figure I-9 — Partie réelle et fréquence instantanée du signal $\underline{z}(t)$ (I.4).

On obtient ainsi que la fréquence oscille entre 16.7 et 70 Hz. Ce résultat illustre les limites de la notion de fréquence instantanée : on obtient qu'en additionnant deux signaux de fréquence constante, on obtient un signal dont la fréquence instantanée est variable et n'est pas comprise entre les deux fréquences initiales (ici 50 et 150 Hz). Oliveira [40] généralise ce constat pour la somme d'un nombre quelconque de signaux, et conclut que la fréquence instantanée (définie comme la dérivée de la phase d'un nombre complexe) n'est pas « physiquement acceptable ».

Fréquence d'un réseau électrique

Nous avons vu dans l'exemple précédant qu'une harmonique pouvait rendre la notion de fréquence instantanée inappropriée. Or un réseau électrique comporte des harmoniques, c'est pourquoi nous n'utiliserons pas la notion de fréquence instantanée pour étudier les réseaux électriques. Notons que les harmoniques ne seraient pas les seules perturbations possibles : le réseau peut aussi comporter des sauts de phase et du bruit.

En réalité, la fréquence que l'on souhaite réellement mesurer est la fréquence du fondamental (proche de 50 ou 60 Hz) et ne doit pas prendre en compte les harmoniques et les autres perturbations. La fréquence est alors définie comme la dérivée de la phase du fondamental :

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_{\text{fondamental}}(t)}{dt} \quad (\text{I.5})$$

Pour obtenir le fondamental durant une mesure, il est nécessaire de filtrer les termes indésirables. Or filtrer induit des retards, plus ou moins longs suivant le filtre. Par conséquent, la fréquence fondamentale d'une tension ne peut être mesurée de manière instantanée. De plus, si la fréquence est variable, alors la fréquence mesurée sera différente suivant le moyen de mesure utilisée. Ainsi, durant un régime transitoire d'un réseau électrique, il n'y a plus de définition unique de la fréquence, car celle-ci dépend des caractéristiques du moyen de mesure. Bien connaître et comprendre ces caractéristiques est donc important lorsque l'on mesure une fréquence.

En pratique, les paramètres d'un appareil de mesure en fréquence répondent à un compromis entre rapidité de la mesure et robustesse de la mesure par rapport aux perturbations. Ce constat se traduit notamment dans la récente norme IEC/IEEE 60255-118-1 [41] portant sur la mesure du phaseur, de la fréquence et du ROCOF faite par un synchrophaseur (ou *phasor measurement unit* abrégé PMU). En effet, la norme définit des tests permettant à la fois de vérifier que l'appareil de mesure est suffisamment rapide (en mesurant le retard et en vérifiant si sa bande passante est suffisamment élevée) et suffisamment robuste aux perturbations (en vérifiant la robustesse aux sauts de phase et de fréquence).

Calcul du ROCOF

Encore plus que la fréquence, le ROCOF est influencé par la méthode utilisée pour le calculer. Une première méthode pour le calculer pourrait consister à réaliser numériquement une simple dérivée de la fréquence, que l'on pourrait calculer par exemple à partir d'une différence entre deux pas de temps. Cependant, avec cette méthode de calcul, la moindre variation rapide de la fréquence entraînerait un ROCOF très élevé, ce qui ne serait pas intéressant pour la détection d'îlot car les risques de fausse détection seraient très élevés. Il apparaît donc nécessaire de « moyenner » le calcul, c'est-à-dire de lui appliquer un filtre passe-bas. Pour les travaux de cette thèse, nous calculerons le ROCOF en faisant une moyenne glissante de la dérivée pure sur une période T , voir (I.6), ce qui revient à calculer le rapport (I.7). La période T sera nommée « période de calcul », le résultat du calcul sera noté $ROCOF_T$ (par exemple $ROCOF_1$ pour $T = 1$ s).

$$ROCOF_T(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t \frac{df}{dt}(\tau) d\tau \quad (I.6)$$

$$ROCOF_T(t) = \frac{f(t) - f(t - T)}{T} \quad (I.7)$$

Cette méthode de calcul a notamment été recommandée en Irlande avec un période de calcul de 500ms [42], mais d'autres filtres passe-bas avec des caractéristiques différentes pourraient être envisagés afin de moyenner le ROCOF calculé.

Mesure de f et du ROCOF – Illustration

Pour illustrer l'influence que peut avoir le choix du moyen de mesure sur la fréquence, et l'influence de la période de calcul sur le ROCOF, nous avons calculé ces grandeurs en réponse à un échelon de fréquence, voir la Figure I-10. La fréquence a été calculée avec deux boucles à

verrouillage de phase (PLL), l'une avec une bande passante³ (notée BP) de 2 Hz, l'autre de 4 Hz. On peut voir que la rapidité du transitoire est fortement influencée par cette bande passante. Deux ROCOF sont calculés, avec des périodes de calcul différentes : $T = 200$ ms et $T = 500$ ms. Il est possible de voir que ce paramètre peut changer du tout au tout le ROCOF calculé, et que cela pourrait avoir une grande influence sur la détection ou non d'un ilot. Ajoutons que pour le ROCOF aussi, la bande passante a une influence importante.

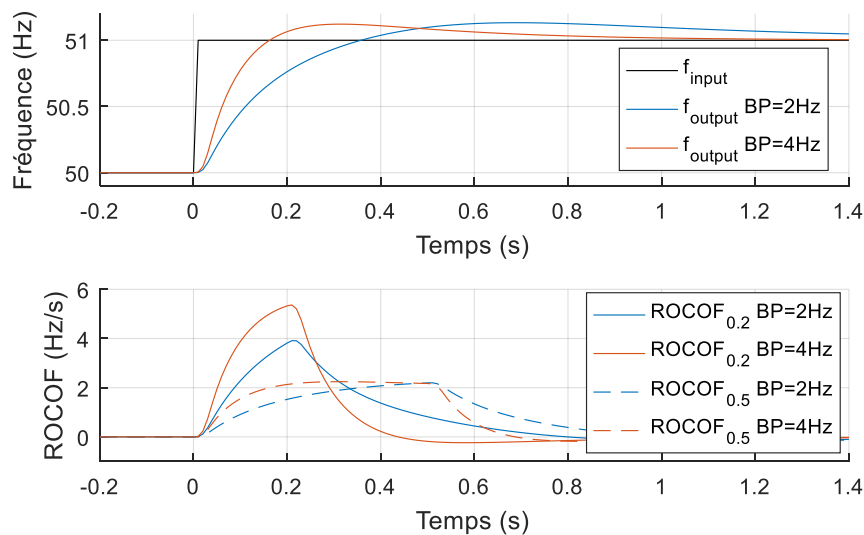


Figure I-10 — Fréquence et ROCOF calculés après un échelon de fréquence.

I.3.2 Présentation de la norme IEC 60255-181

La norme IEC 60255-181 [43] est actuellement au stade de CDV (*Committee Draft for Vote*) et porte sur les protections en fréquence et en ROCOF. Nous nous y intéressons afin de bien comprendre les tests qui permettront d'évaluer les protections en fréquence et en ROCOF. Nous analyserons l'impact de ces tests sur l'efficacité des protections dans la détection d'ilotage non-intentionnel. Nous proposerons dans la sous-section suivante (I.3.3) de caractériser les protections par la mesure de leur bande passante, ce qui pourrait être une piste de test à ajouter dans la norme IEC 60255-181.

Présentation des tests réalisés par la norme IEC 60255-181

La norme décrit les tests que doivent réaliser les constructeurs, ainsi que les caractéristiques à publier par ces derniers. Nous pouvons classer ces tests en trois catégories, suivant ce qu'ils cherchent à caractériser :

- la précision de la protection, avec :
 - l'erreur sur la mesure de la fréquence ou du ROCOF en régime permanent,
 - la précision de la temporisation du déclenchement (« *Operation time delay setting* t_{delay} ») ;

³ Nous définirons la bande passante de la PLL comme l'intervalle de fréquence $[0, f_c]$ pour lequel l'entrée de la PLL de type « $f_0 + \Delta f_e \sin(2\pi f_m t)$ avec $f_m \in [0, f_c]$ » devient en sortie un signal dont l'amplitude de variation (Δf_s) est supérieur à la moitié de l'entrée : $\Delta f_s \geq \Delta f_e / 2$.

- la robustesse de la protection, avec :
 - la robustesse aux harmoniques,
 - la robustesse au saut d’amplitude et saut de phase,
 - la robustesse à un creux de tension ;
- la rapidité de la protection, avec :
 - le temps de démarrage (« *Start time* »),
 - le temps de retombée (« *Disengaging time* »).

La Figure I-11 illustre le comportement d’une protection ainsi que ses différents temps caractéristiques : temps de démarrage, retard d’activation et temps d’activation. La protection possède deux sorties obligatoires : la sortie instantanée (*start signal*) qui indique lorsqu’un seuil est dépassé, et la sortie temporisée (*operate signal*) qui indique le déclenchement effectif de la protection. La différence entre les deux est due à un retard intentionnel à l’activation. Le seuil peut aussi bien être un seuil en fréquence ou un seuil en ROCOF. À noter que la possibilité de coupler les seuils en fréquence et les seuils en ROCOF (comme le fait Enedis pour la protection H3.1) n’est pas exclue mais n’est pas spécifiquement considérée dans les tests de la norme.

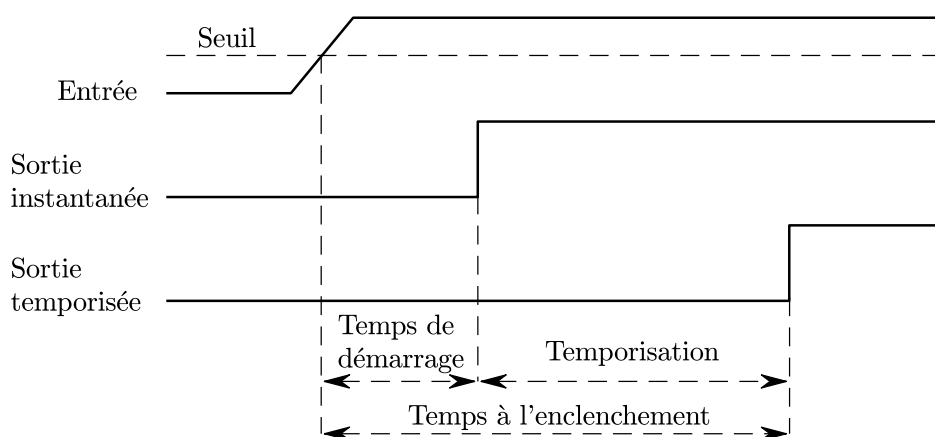


Figure I-11 — Temps de démarrage, retard d’activation et temps d’activation d’une protection.

Pour les constructeurs, il existe un compromis à trouver entre robustesse et rapidité de la protection. Il est similaire au compromis que l’on a décrit précédemment sur les méthodes passives de détection d’ilotage (voir I.2.2), entre risque de non-détection et risque de fausse détection. D’un côté, plus la protection est rapide, plus le risque de non-détection est faible, et de l’autre, plus la protection est robuste, plus le risque de fausse détection est faible.

La norme ne spécifie pas de performances à atteindre, mais impose des performances à déclarer et comment les tester. Néanmoins, les tests permettant de caractériser la robustesse nous ont particulièrement intéressés car ils formulent implicitement des objectifs de robustesse à atteindre. Ces objectifs de robustesse sont très importants, et nous la considérerons d’autant plus que la recherche académique s’est moins concentrée sur cet aspect (elle s’est plus concentrée sur les risques de non-détection que sur les risques de fausse détection). Nous les détaillons plus en détails ci-après.

Tests sur la robustesse de la protection

Trois tests permettent de vérifier la robustesse de la protection en soumettant cette dernière à des perturbations. Pour le premier test, les perturbations sont des harmoniques, il consiste à quantifier la perte de précision sur les seuils de déclenchement en fréquence et en ROCOF en présence d'harmoniques.

Les deux autres tests permettent de caractériser la robustesse de la protection à des perturbations ponctuelles sur l'amplitude et la phase de la tension. Le premier test consiste à vérifier la robustesse de la protection à un saut de phase et un saut d'amplitude, ces derniers événements pouvant entraîner une mesure erronée de la fréquence et déclencher la protection. Sans entrer dans plus de détails, le test soumet la protection à des échelons de phase allant jusqu'à 60° et des échelons d'amplitude de ± 0.5 pu, ce qui peut représenter des scénarios relativement extrêmes. Le second test consiste à vérifier la robustesse de la protection à un creux de tension, ce qui revient à un échelon de tension de -1 pu. Les deux tests requièrent à la protection de ne pas déclencher, le constructeur doit alors déclarer la temporisation minimale permettant de ne pas déclencher. Ensemble, ces deux tests permettent de limiter les risques de fausse détection, ce qui est important pour le bon fonctionnement du réseau.

I.3.3 Rapidité d'une protection et bande passante

Deux tests de la norme IEC 60255-181 permettent de caractériser la rapidité de la protection. Ceux-ci permettent de mesurer le temps de démarrage et son équivalent, le temps de retombée. Nous allons analyser ci-dessous jusqu'à quel point ces tests permettent de caractériser la rapidité d'une protection, puis nous proposerons un nouveau test, complémentaire aux tests existants, et consistant à caractériser la bande passante de la protection pour quantifier sa rapidité.

Dynamique de la mesure et du calcul de la fréquence

Le temps de démarrage est dû à plusieurs éléments présents dans la protection. Dans l'ordre, ces éléments sont la mesure du signal (par exemple sous la forme d'un convertisseur analogique numérique, abrégé CAN), le calcul de la fréquence et du ROCOF et la comparaison avec des seuils de la protection, voir Figure I-12.

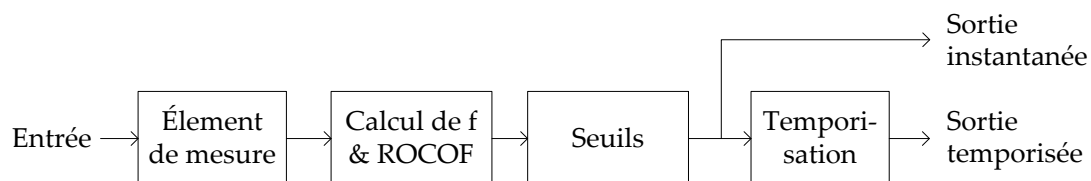


Figure I-12 — Exemple de schéma-bloc fonctionnel d'une protection.

Ensemble, ces éléments induisent des retards qui peuvent être divisés en deux catégories : les retards purs (par exemple le temps d'activation du relais ou le retard dû au CAN ou à la comparaison avec les seuils) et les retards variables liés à la dynamique des différents éléments (par exemple le calcul du ROCOF en moyennant sur une période T). Les calculs de la fréquence et du ROCOF étant différents, ils ont des dynamiques différentes, voir Figure I-13. Cette distinction est importante, car le retard pur ne va pas influencer la détection d'un ilot, mais

seulement le délai avant détection, alors que la dynamique du calcul de f ou du ROCOF peut influencer la détection ou non d'un ilot, comme nous avons pu le voir avec la Figure I-10.

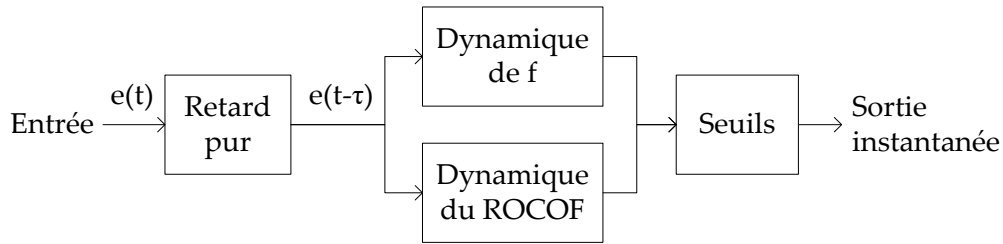


Figure I-13 — *Modèle simplifié de la dynamique d'une protection.*

Test complémentaire

Le test de la norme IEC 60255-181 mesure le temps de démarrage dans différentes conditions, et permet donc d'évaluer la chaîne complète, mais sans distinguer les retards purs et les retards liés à la dynamique du calcul de f ou du ROCOF. Or seules ces dynamiques vont influencer la capacité ou non de la protection à détecter un ilot : le retard pur, au contraire, ne va pas influencer le dépassement ou non-dépassement de tel ou tel seuil de détection.

Dans ce cadre, nous proposons un nouveau test complémentaire permettant d'évaluer ces dynamiques, en fréquence et en ROCOF. Ce test repose sur la mesure de la bande passante⁴ de la protection. La bande passante permet de caractériser la dynamique de la protection : plus elle est élevée, plus la mesure de la fréquence (ou du ROCOF) est rapide (illustration en Figure I-10). À noter que la notion de bande passante est déjà utilisée dans le test « Dynamic compliance—measurement bandwidth » de la norme IEC/IEEE 60255-118-1 [41] portant sur la mesure du phaseur par des PMU (*phasor measurement unit*). Dans ce test, il est vérifié que l'erreur de mesure reste suffisamment faible lorsque la fréquence est modulée.

Pour caractériser la bande passante des protections, différents types de tests pourraient être envisagés, nous faisons ici deux propositions distinctes, voir ci-après. Elles reposent toutes les deux sur la modulation de fréquence de l'entrée, c'est-à-dire sur la variation sinusoïdale de la fréquence, avec une fréquence de modulation prédéfinie. Pour étudier un seuil haut en fréquence (i.e. un seuil supérieur à f_0), l'entrée prendrait la forme suivante :

$$\begin{cases} V_a = V \sin(\theta(t)) \\ V_b = V \sin(\theta(t) - 2\pi/3) \\ V_c = V \sin(\theta(t) - 4\pi/3) \end{cases} \quad (I.8)$$

$$\text{avec } \begin{cases} \theta(t) = 2\pi \int f(t) dt \\ f(t) = f_{seuil} - k_a/2 + k_a \sin(2\pi f_m t) \end{cases}$$

où f_{seuil} est la fréquence seuil, f_m est la fréquence de modulation et k_a est le facteur de modulation. Le système de mesure ayant un comportement passe-bas, pour une fréquence de modulation f_m très élevée, la fréquence mesurée par la protection va tendre vers $f_{seuil} - k_a/2$ et restera donc sous le seuil haut en fréquence f_{seuil} . À l'inverse, pour une fréquence de modulation

⁴ ou fréquence de coupure : pour un système ayant un comportement passe-bas, la fréquence de coupure et la bande passante sont identiques.

faible, la fréquence mesurée par la protection va parfaitement réussir à suivre l'entrée, et atteindra donc un maximum de $f_{\text{seuil}} + k_a/2$, et dépassera donc f_{seuil} .

Une *première proposition de test* consiste à formuler une exigence de performance : une certaine fréquence de modulation est fixée et il est demandé que la sortie instantanée de la protection s'active. Si le calcul de la fréquence de la protection est trop lent, alors elle n'arrivera pas à suivre l'entrée, la fréquence mesurée restera sous f_{seuil} et la sortie instantanée ne s'activera pas. Cela est illustré par la Figure I-14, où le test est réalisé avec $f_m = 2$ Hz pour deux protections, l'une plus rapide (avec une bande passante $PB = 4$ Hz) et l'autre plus lente ($PB = 1$ Hz). On observe bien que la fréquence de la protection lente ne dépasse jamais f_{seuil} , contrairement à la protection rapide. Valider ce test attesterait de la capacité de la protection à suivre une fréquence variable.

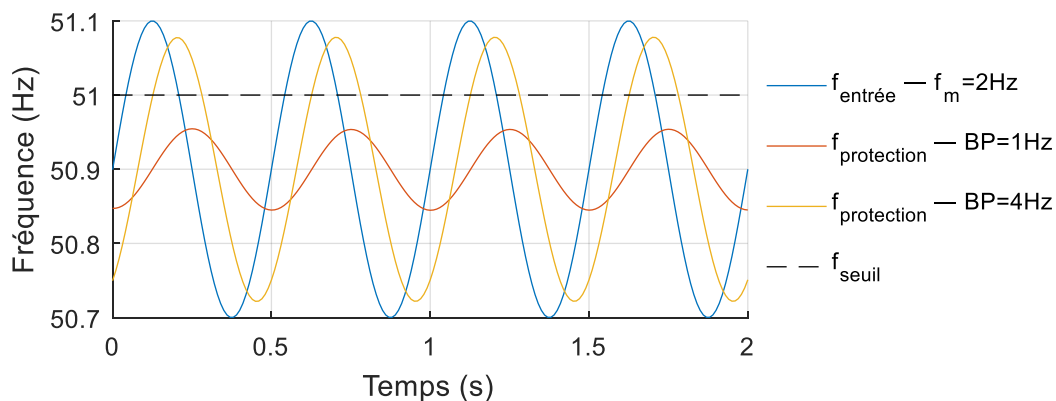


Figure I-14 — Illustration de la première proposition de test, avec $f_{\text{seuil}} = 51$ Hz, $f_m = 2$ Hz et $k_a = 0.2$ Hz.

Une *deuxième proposition de test* consisterait à évaluer la bande passante du calcul de la fréquence et du ROCOF de la protection. Contrairement au premier test qui formule une exigence, celui-ci serait une mesure faite à titre informatif. Pour mesurer la bande passante, une possibilité consisterait par exemple à commencer les mesures avec une fréquence de modulation élevée (cas où la fréquence mesurée resterait sous f_{seuil}), puis de diminuer progressivement la fréquence de modulation jusqu'à ce que la sortie instantanée s'enclenche, i.e. jusqu'à ce que la fréquence calculée par la protection atteigne f_{seuil} . La fréquence de modulation atteinte correspond alors à la bande passante de la protection : il s'agit de la fréquence de modulation pour laquelle l'amplitude de la sinusoïde en fréquence calculée par la protection atteint la moitié de l'entrée, i.e. $k_a/2$, ce qui correspond bien à notre définition de bande passante. Cette bande passante mesurée pourrait alors servir d'élément de comparaison entre plusieurs protections.

Bilan

La nouvelle norme IEC 60255-181 portant sur les protections en fréquence a été étudiée pour estimer son impact sur la détection d'ilots non-intentionnels. Il a été vu qu'elle spécifie de nouveaux critères portant sur la robustesse des protections vis-à-vis des perturbations (harmoniques, inter-harmoniques, saut de phase et saut d'amplitude). Ces nouveaux critères sont importants car ils vont directement influencer les risques de fausse détection.

La norme préconise aussi des tests mesurant le temps de démarrage, ce qui permet d'évaluer la rapidité de la protection. En s'inspirant d'un test déjà présent dans la norme IEC/IEEE 60255-118-1, nous avons proposé l'ajout d'un nouveau test portant sur bande passante de la protection, et ce afin d'améliorer la caractérisation du retard lié à la dynamique de calcul de la protection. Deux propositions de test ont été faites. La première formule une exigence de bande passante minimale à suivre. La seconde propose de mesurer la bande passante ; il s'agirait alors de fournir une information complémentaire permettant de comparer plusieurs protections. Ces propositions de tests sont encore à un stade embryonnaire, et demanderaient d'être approfondies au regard des nombreuses technologies de protections spécifiques à chaque constructeur.

I.4 Conclusion

L'installation croissante de générateurs décentralisés sur le réseau provoque de nombreux défis pour les gestionnaires du réseau, parmi lesquels la possibilité d'apparition d'ilots non-intentionnels. Contrairement aux microgrids qui sont des ilots voulus et contrôlés, les ilots non-intentionnels entraînent des risques pour les personnes et les biens, et doivent donc être détectés et arrêtés. Récemment, trois facteurs ont contribué à l'augmentation du risque d'apparition d'ilots : l'augmentation de la production décentralisée, l'élargissement des seuils de fréquence, et l'utilisation de régulations en puissance, dites $P(f)$ et $Q(U)$. L'impact de ces régulations sera l'objet du chapitre V.

La détection des ilots non-intentionnels peut se faire à l'aide de trois catégories de méthodes : les télécommunications, les méthodes actives et les méthodes passives. Les méthodes passives reposent sur la seule mesure des grandeurs du réseau. Elles sont les plus à risques car elles peuvent ne pas détecter certains ilots, c'est pourquoi nous avons concentré nos travaux sur l'étude de leur efficacité. Les méthodes passives font l'objet d'un compromis entre risque de non-détection (quantifié par la zone de non-détection, ZND) et le risque de fausse détection. Un des principaux objectifs de cette thèse consistera à quantifier le risque de non-détection, et ce dans plusieurs situations et pour plusieurs réglages de méthodes passives (i.e. réglages des protections de découplage).

Une des deux principales grandeurs utilisées dans les méthodes passives est la fréquence. Nous l'avons définie comme la dérivée de la phase du fondamental, mais avons vu que, pour une fréquence variable, son calcul ne peut être instantané, et sa définition n'est pas unique mais dépend du moyen de mesure. Encore plus que la fréquence, le ROCOF calculé dépend de la méthode de calcul. C'est pour ces raisons que nous avons étudié la nouvelle norme IEC 60255-181 qui porte sur les protections en fréquence. Cette dernière définit plusieurs tests, caractérisant soit la rapidité, la robustesse ou la précision. Les tests caractérisant la robustesse de la protection sont importants et sont à relier au risque de fausse détection. Les tests caractérisant la rapidité peuvent jouer un rôle important dans la capacité de détection des ilots non-intentionnels ; nous avons proposé de les compléter par un test portant sur la bande passante de la protection afin de mieux caractériser cette rapidité.

Chapitre II – Description et modélisation des systèmes ilotés

Introduction

La modélisation de la dynamique des réseaux de distribution est primordiale pour comprendre le comportement des ilots non-intentionnels et pour étudier les méthodes de détection d'ilotage. Cependant, la dynamique des réseaux est complexe à modéliser : la topologie est très variable (nombre de nœuds, longueur des câbles, etc.) et les charges et générateurs sont divers et variables (à la fois spatialement et temporellement). Nous détaillerons dans ce chapitre une synthèse des différents travaux ayant traité de ces sujets, et nous argumenterons les choix faits pour la construction de notre modèle de système iloté ; ce modèle servira ensuite pour le reste de la thèse. En plus de la topologie du réseau et du modèle de générateur, qui sont généralement bien étudiés dans la littérature existante, nous avons accordé une attention particulière à bien modéliser également les charges ; nous pensons en effet qu'elles ont fait l'objet d'investigations encore insuffisantes, en particulier dans le domaine de la détection d'ilotage.

II.1 Topologie du système iloté

Le réseau de distribution est un système complexe comportant un très grand nombre d'éléments interconnectés par des lignes électriques et des transformateurs. Ces éléments interconnectés peuvent être classés en deux principales catégories : les éléments consommant de la puissance (les charges), et les éléments produisant de la puissance (les générateurs). Les réseaux qui peuvent devenir ilotés sont très divers en termes de nombre de charges et de producteurs, de nombre de lignes connectées à chaque nœud, de répartition des charges sur chaque phase, de longueur des lignes, etc. Etudier toutes les topologies possibles est inimaginable, il est donc nécessaire de faire des choix afin d'obtenir une topologie pertinente pour nos travaux.

II.1.1 Topologie usuelle

L'objectif est de définir la topologie que l'on va choisir pour modéliser le comportement d'une section du réseau de distribution pendant son ilotage. Dans la littérature, une majorité d'études, ainsi que les normes [17], [19]–[21], [44] considèrent un système simple, avec a) une source de tension parfaite représentant le réseau de transport, b) un interrupteur faisant le lien entre la source de tension et le reste du système et qui s'ouvre pour commencer l'ilot, c) une charge, et d) un générateur dont on étudie la propension à se découpler, voir Figure II-1. Nous justifions dans les paragraphes ci-dessous pourquoi nous avons choisi de garder cette même topologie pour l'ensemble des travaux de la thèse. Nous devons pour cela justifier comment on peut passer d'un réseau de distribution complexe (Figure I-2) à un système simplifié (Figure II-1). Pour cela, nous partirons d'un réseau quelconque, puis nous détaillerons les différentes hypothèses et raisonnements qui nous ont menés à utiliser la topologie de la Figure II-1.

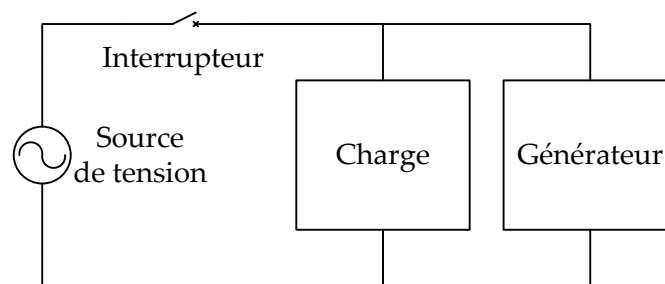


Figure II-1 — Topologie standard d'un modèle de système iloté.

II.1.2 Choix de la topologie

Cas général (topologie quelconque de système ilotable)

Avant le début de l'ilot, le système est connecté au niveau de tension supérieur par un transformateur (HTB/HTA ou HTA/BT). Du point de vue du système ilotable, ce transformateur est l'élément fixant la fréquence, et en grande partie la tension. En fonctionnement séparé du réseau principal, le système peut continuer de fonctionner et former un ilot, où la tension et la fréquence peuvent alors facilement varier et ne sont plus liés au réseau amont. Pour décrire le fonctionnement de ce système iloté, nous allons distinguer deux cas : le

cas où le réseau comporte un seul générateur, et le cas où il en comporte plusieurs (le cas sans générateur ne peut former d'ilot, et n'est pas considéré).

Cas avec un unique générateur

Dans le cas *d'un seul générateur*, une fois séparé du réseau de distribution, le système se ramène à un générateur alimentant un ensemble de charges au travers d'un réseau de lignes et de transformateurs. Du point de vue du générateur, le reste du système iloté est équivalent à une seule charge. Dans un objectif de simplification, il nous semble donc pertinent de modéliser l'ensemble du système comme un générateur et une charge mis en parallèle. La charge comprend à la fois les différents consommateurs (industries, entreprises et particuliers), les lignes et les transformateurs. À noter que ce choix de tout regrouper en une seule charge n'est pas évident : en se fondant sur notre bibliographie, environ 34 % des articles considèrent un réseau complet avec plusieurs charges (l'obtention de ce pourcentage est détaillée dans la sous-section II.3.2), et les 66 % des articles restants, ainsi que toutes les normes portant sur la détection d'ilotage, considèrent une charge unique.

Cas avec plusieurs générateurs

Le cas où *plusieurs générateurs* sont présents sur le réseau a déjà été étudié dans [45] et [46]. Il a été vu que l'ilot peut être stable, mais que la présence de plusieurs générateurs ayant des caractéristiques différentes peut entraîner des interactions entre les différents générateurs induisant des oscillations de la tension et de la fréquence. Ces oscillations s'additionnent à la variation de tension et de fréquence observée suite au commencement de l'ilot. Ainsi elles augmentent les chances de dépasser les seuils en tension et en fréquence et participent à augmenter les chances de détection de l'ilot. Il apparaît donc que la présence de plusieurs générateurs tendrait à améliorer la détection des ilots, et donc que le pire des cas à considérer en termes de détection d'ilot soit le cas avec un seul générateur. En suivant ce raisonnement, et par souci de simplicité, nous avons préféré concentrer les travaux sur le cas d'un seul générateur.

La charge doit-elle être équilibrée ?

Si la charge est déséquilibrée, elle entraînera un comportement différent de l'ilot pour chaque phase, en particulier au niveau de la tension, ce qui va augmenter les chances qu'au moins une des tensions dépasse un des seuils de détection. En effet, si on prend deux systèmes, composés d'un onduleur et d'une charge et dont la puissance et le niveau de tension moyen sont les mêmes, mais où un des systèmes est équilibré, l'autre non, on peut alors affirmer que :

- Si le système déséquilibré entre en ilotage et n'est pas détecté, alors le système équilibré ne serait pas non plus détecté car les tensions et fréquences resteraient elles aussi dans les bornes.
- Si le système déséquilibré entre en ilotage et est détecté, alors on ne peut dire si le système équilibré serait détecté ou non. En effet, la détection du système déséquilibré peut venir d'une phase dépassant un seuil de tension, alors qu'en moyenne, la tension des phases reste sous le seuil.

Donc, le fait que les charges soient déséquilibrées favorise la détection des ilots. C'est pourquoi nous considérerons dans ces travaux le cas pessimiste (du point de vue de la détection d'ilotage) où les charges sont équilibrées.

Ainsi, pour étudier les ilots non-intentionnels, nous utiliserons des modèles ayant des topologies identiques à celle présentée en Figure II-1, à savoir un système composé d'un générateur et d'une charge équilibrée alimentés par une source de tension parfaite au travers d'un interrupteur. Nous verrons dans les sections suivantes quels modèles choisir pour le générateur et la charge.

II.2 Choix du type de générateur et du modèle associé

L'objectif de cette section est d'identifier le type de générateur pertinent à considérer pour étudier les ilots, ainsi que son modèle associé. Pour cela, nous étudierons les données connues sur les différents types de moyens de production présents sur le réseau d'Enedis (II.2.1) ainsi que les principales technologies associées à ces types de production (II.2.2), puis nous combinerons ces données pour choisir le principal type de technologie à considérer pour étudier les ilots (II.2.3). Enfin, nous construirons deux modèles correspondant à ce type de technologie (II.2.4), choisis pour être valides sur les échelles de temps qui nous intéressent.

II.2.1 Données en France sur les différents types de générateurs

L'objectif de cette sous-section est d'estimer selon quelle proportion chaque type de moyen de production peut être impliqué dans un ilot non-intentionnel. Les premières données facilement accessibles sont les puissances de raccordement de chaque type de production sur le réseau d'Enedis, voir Figure II-2. Ces données sont issues du site d'open data d'Enedis [6]. Fin 2017, la puissance totale raccordée était de 23.7 GW. On peut voir sur cette figure que l'éolien et le photovoltaïque (PV) sont les deux principaux types de production raccordées au réseau.

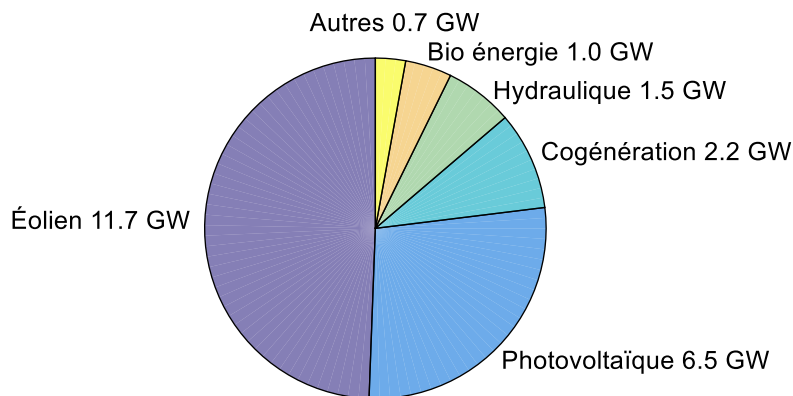


Figure II-2 — Puissance raccordée au réseau d'Enedis par type de production au 31 décembre 2017 [6].

Puissance installée ou puissance produite moyenne ?

Les données de la Figure II-2 correspondent à la puissance installée, et sont donc à distinguer de la puissance moyenne qui est réellement produite au cours d'une année. On peut calculer la puissance moyenne d'une production en multipliant sa puissance raccordée par le facteur de charge du générateur en question, voir équation (II.1). En France, en 2015, le facteur de charge moyen des éoliennes était de 24.3 %, et le facteur de charge moyen de la production solaire était de 15 % (d'après le Bilan Electrique 2015 de RTE [47]).

$$\text{Facteur de charge} = \frac{P_{\text{moyen produit par an}}(W)}{P_{\text{nominal}}(W)} = \frac{E_{\text{produit annuel}}(W \cdot h)}{P_{\text{nominal}}(W) \cdot 365 \cdot 24(h)} \quad (\text{II.1})$$

Ces facteurs de charge peuvent paraître relativement faibles, mais ils cachent le fait qu'à certaines périodes de l'année, la puissance produite peut être très proche de la puissance

installée. Or un îlot peut justement arriver pendant ces périodes-là. Ce serait par exemple le cas d'un jour ensoleillé où la production des panneaux photovoltaïques serait maximale, et où les chances d'équilibre production-consommation seraient plus élevées. C'est pourquoi, nous avons choisi de quantifier la proportion de chaque type de moyen de production à l'aide de leur puissance installée et non de leur puissance produite moyenne.

Départ mixte ou départ direct ?

Les données présentées précédemment (Figure II-2) correspondent à l'ensemble de la production raccordée sur le réseau d'Enedis, or beaucoup de générateurs sont directement raccordés au poste-source via un départ HTA direct, ce qui implique qu'ils ne sont connectés à aucune charge. En l'absence de charges, il ne peut y avoir d'équilibre production-consommation et aucun îlot ne peut se former. Les générateurs sur départ direct n'ont donc pas besoin d'être considérés pour étudier les îlots.

Pour estimer la puissance raccordée à des départs mixtes pour chaque type de production, nous serons obligés de faire des hypothèses fortes, car aucune donnée n'est disponible sur le sujet. Les hypothèses faites sont les suivantes (où les deux premières hypothèses ont aussi été faites dans le rapport [14]) :

- l'ensemble des générateurs de puissances inférieures à 7.5 MW sont raccordés sur des départs mixtes ;
- l'ensemble des générateurs de puissances supérieures à 7.5 MW sont raccordés sur des départs directs ;
- pour les générateurs de types hydraulique, cogénération, bio énergie et autres, seule la tranche 1-10 MW est connue (sans distinction des générateurs inférieurs ou supérieurs à 7.5 MW), nous ferons alors l'hypothèse qu'un tiers des générateurs de puissances comprises entre 1 et 10 MW sont raccordés sur des départs mixtes.

En couplant ces hypothèses avec les données fournies par [6] sur la puissance cumulée de chaque type de moyen de production par tranche de puissance (voir Figure II-3), on obtient le Tableau II-1. On obtient ainsi qu'environ 60 % de la production sur départ mixte est de type PV et que 16 % est de type éolien. Ces proportions seront amenées à croître dans le futur.

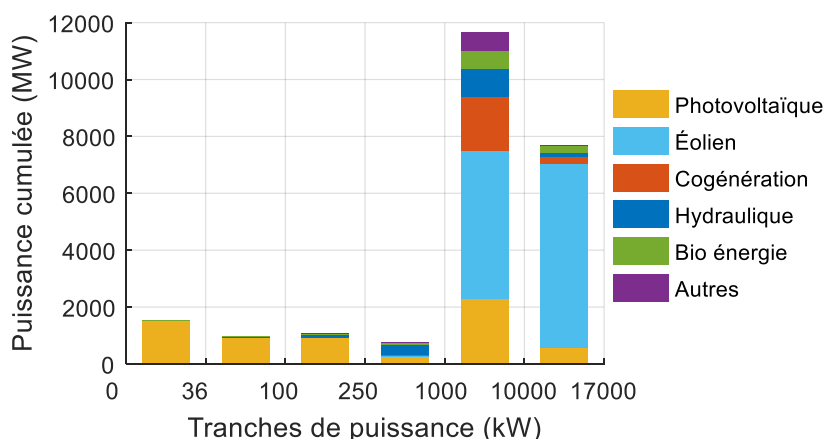


Figure II-3 — Puissance cumulée de chaque type de production par tranche de puissance (données datant du 31 décembre 2017 issues de [6]).

Tableau II-1 — Estimation grossière de la puissance raccordée sur départ mixte (notée P_{DM}) par type de production.

	PV	Éolien	Cogén.	Hydraul.	Bio Én.	Autres	Total
P_{DM} (MW)	5 333	1 445	680	782	344	223	8810
$P_{DM}/P_{DM,total}$	60 %	16 %	8 %	9 %	4 %	3 %	100 %

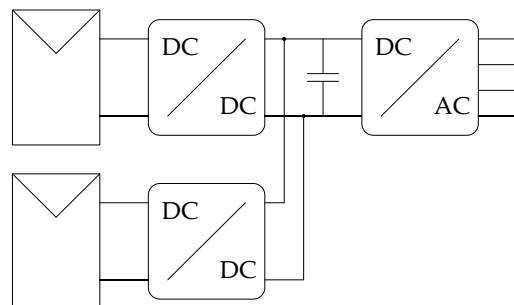
II.2.2 Technologies employées pour chaque type de production

L'objectif de cette sous-section est de faire un état des lieux sur les différents types de technologies employées pour chaque type de production (éolien, PV, etc), et de quantifier leur importance.

Photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques ont des architectures très diverses, un exemple d'architecture est présenté en Figure II-4 où deux panneaux photovoltaïques sont chacun connectés à un convertisseur continu/continu (DC/DC) contrôlé par un algorithme de MPPT (*maximum power point tracking*), eux-mêmes connectés à une capacité qui alimente un onduleur (DC/AC) faisant le lien avec le réseau électrique. À partir de cet exemple, on peut détailler (de manière non-exhaustive) un certain nombre d'éléments pouvant varier dans l'architecture d'une production photovoltaïque :

- le nombre de sources DC (panneaux PV et convertisseurs DC/DC) raccordées à un même onduleur ;
- le nombre de phases de la sortie AC : une (monophasé) ou trois (triphasé) ;
- l'absence ou non de convertisseur DC/DC (en son absence l'algorithme de MPPT serait implémenté dans l'onduleur) ;
- la nature du convertisseur DC/DC : hacheur (simple ou double), convertisseur flyback, convertisseur forward, etc;
- etc.

**Figure II-4** — Exemple de structure d'une production PV.

Ainsi, il existe un grand nombre d'architectures pour la production PV. Pour autant, elles ont toutes en commun d'être reliées au réseau au travers d'un onduleur, et l'onduleur est l'élément principal qui va caractériser le comportement dynamique du générateur vis-à-vis du réseau. Il

s'agit donc de l'élément que l'on modélisera en priorité. Nous verrons plus en détails la modélisation de ces onduleurs dans la sous-section II.2.4.

Éolien

Comme dans [48], nous classifions les éoliennes suivant l'utilisation plus ou moins importante qu'elles font de l'électronique de puissance (EP), et nous couplerons cette classification avec les 6 types de systèmes de transmission (nommés types A, B, C, D, E, F) décrits dans le rapport sur les éoliennes du *Joint Research Center* (JRC) de la Commission Européenne [49] :

- Une première catégorie correspond aux *éoliennes sans électronique de puissance* : le générateur est directement connecté au réseau. Elle correspond aux éoliennes de type A (réducteur mécanique + machine asynchrone à cage d'écureuil) et de type B (réducteur mécanique + machine asynchrone à rotor bobiné). Ces types de systèmes de transmission sont actuellement ultra minoritaires, et représentaient en 2015 moins d'un pourcent de la capacité éolienne installée en Europe (voir la figure 16 de [49]).
- Une seconde catégorie correspond aux *éoliennes utilisant partiellement de l'électronique de puissance*. Elle correspond aux éoliennes de type C (réducteur + machine asynchrone à double alimentation, abrégée MADA). Il s'agit du système de transmission le plus utilisé en Europe (et dans le monde), avec presque la moitié de la capacité éolienne installée en 2015 [49].
- Une troisième et dernière catégorie correspond aux *éoliennes entièrement connectées au travers de l'électronique de puissance*. Elle correspond aux éoliennes de type D (sans réducteur, avec machine synchrone + EP), de type E (réducteur + machine synchrone + EP) et de type F (réducteur + machine asynchrone + EP). Ensemble, ces trois types de transmission représentent plus de la moitié de la capacité éolienne installée en Europe en 2015 [49].

Ainsi, en étudiant les données similaires sur les dix dernières années (issues de [49]), on peut estimer qu'approximativement la moitié de la puissance éolienne actuellement installée en Europe est entièrement connectée au travers de l'électronique de puissance. Du point de vue du réseau, ces éoliennes sont très proches des panneaux photovoltaïques : il s'agit d'onduleurs alimentés par une source de puissance (DC). L'autre moitié des éoliennes regroupe les MADA.

Autres (cogénération, hydraulique, bio énergie)

Contrairement aux éoliennes qui utilisent des systèmes de transmissions qui leurs sont propres et qui permettent d'avoir une vitesse de rotation variable afin de s'adapter à la vitesse du vent, les centrales de cogénération, les centrales hydrauliques et les bio énergies fonctionnent à vitesse constante. La conversion de l'énergie mécanique vers l'énergie électrique se fait donc majoritairement avec des machines synchrones (alternateurs) directement connectées au réseau.

Bilan

La Figure II-5 récapitule les estimations de la proportion de chaque type de technologie utilisée pour chaque type de production.

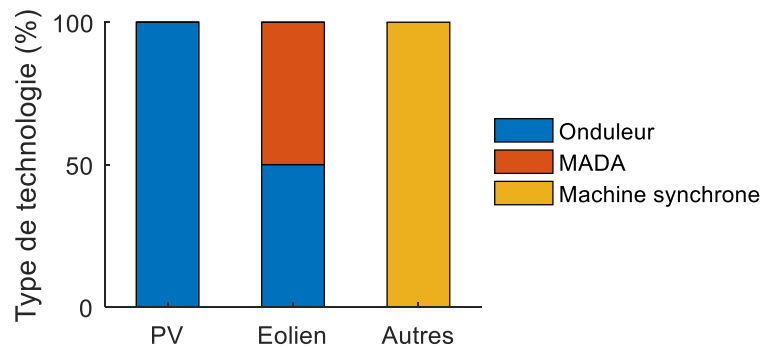


Figure II-5 — Estimation de la proportion de chaque type de technologie utilisée pour chaque type de production.

II.2.3 Choix de la technologie à modéliser

L'objectif est maintenant de coupler les données obtenues dans les deux sous-sections précédentes (II.2.1 et II.2.2) pour obtenir la proportion d'utilisation de chaque type de technologie dans les réseaux en aval de départs mixtes. Pour cela, on multiplie tout simplement les puissances du Tableau II-1 avec les proportions de chaque technologie récapitulées en Figure II-5, on obtient alors le Tableau II-4.

Tableau II-2 — Estimation grossière de la puissance produite par chaque type de technologie sur les départs mixtes (notée P_{DM}).

	Onduleur	MADA	Machine synchrone
P_{DM} (MW)	6 056	722	1 807
$P_{DM}/P_{DM,total}$	71 %	8 %	21 %

Ainsi, environ 71 % des générateurs connectés sur un départ mixte HTA est connectée au travers d'un onduleur. Il s'agit donc de la technologie à modéliser en priorité pour étudier les ilots, ce que nous ferons dans la sous-section suivante. Les deux autres technologies utilisées sont les machines synchrones et les MADAs ; elles sont minoritaires mais non négligeables dans le mix de production des départs mixtes. Nous avons néanmoins fait le choix de ne pas investiguer plus en détail les risques de non-détection des ilots avec ces deux types de technologie.

Sur les départs BT, nous n'avons pas étudié les chiffres ici, mais la production est quasi-exclusivement faite par des panneaux photovoltaïques (comme l'indique la Figure II-3) et donc par des onduleurs.

II.2.4 Modélisation d'un générateur interfacé par onduleur

Dans cette sous-section, nous allons détailler les choix et les hypothèses faits pour modéliser chaque partie de l'onduleur. La plupart des hypothèses faites sont liées à l'échelle de temps considérée : le modèle n'a pas besoin de prendre en compte les phénomènes très rapides ($t < 10ms$) ni les phénomènes trop lents ($t > 10s$). Les simulations seront faites sur le logiciel

Simulink dans l'environnement Matlab. Les modèles de chaque sous-partie de l'onduleur sont détaillés, puis deux modèles complets d'onduleur sont présentés : un modèle triphasé utilisé pour les simulations EMT, et un autre modèle pour les simulations RMS. Pour plus de détails sur la modélisation des onduleurs pour étudier les réseaux électriques, voir [50].

Point lexical : en anglais, l'expression « *inverter-based generator* » est utilisée pour désigner les générateurs connectés au réseau au travers d'un onduleur. Pour désigner la même notion en français, nous utiliserons l'expression « générateur interfacé par onduleur ».

Partie DC

Pour la modélisation de générateurs interfacés par onduleur, nous ferons l'hypothèse que la puissance reçue par la capacité du bus DC est constante sur la durée de l'ilot. Cette hypothèse est raisonnable : les ilots ne doivent durer au maximum que quelques secondes, et les variations de puissance sur ces échelles de temps sont suffisamment faibles (ou suffisamment improbables) pour être négligées, et ceci qu'il s'agisse d'une variation d'ensoleillement pour les panneaux photovoltaïques, de la variation de la vitesse du vent pour les éoliennes. Par ailleurs, ces variations de puissance seraient généralement bénéfiques à la détection d'un ilot : si un ilot arrive à se stabiliser, le changement de production changerait l'équilibre de l'ilot et risquerait de mener à sa détection.

Mesure de la phase - PLL

Pour injecter un courant sinusoïdal synchronisé avec la sinusoïde de tension imposée par le réseau, l'onduleur a besoin de mesurer la phase de cette tension. Plusieurs techniques peuvent être utilisées pour mesurer la phase dans un onduleur. L'article [51] en propose un état de l'art, et retient 3 principales techniques :

- Le « *zero-crossing* », une des techniques les plus simples qui consiste à détecter les passages du signal par 0.
- La méthode utilisant la fonction arc tangente tel que $\theta = \tan^{-1} \frac{U_\alpha}{U_\beta}$. Il est pour cela nécessaire de filtrer la tension en amont, il existe deux méthodes pour cela, soit on filtre directement U_α et U_β , soit on passe ces grandeurs dans le référentiel dq, on filtre, puis on repasse dans le référentiel $\alpha\beta$.
- La dqPLL, qui fonctionne comme une boucle à verrouillage de phase classique (en anglais *phase locked loop*, ou PLL), mais avec un comparateur de phase implémenté à l'aide de la transformée $abc \rightarrow dq0$, voir Figure II-6.

La dqPLL semble être la méthode la plus utilisée [51], [52], bien qu'à notre connaissance, aucun rapport ne donne des données quantitative sur le sujet. La dqPLL est donc la technologie que nous utiliserons pour notre modèle (Figure II-6), elle comprend notamment un filtre et un correcteur dont on détaille le choix ci-après.

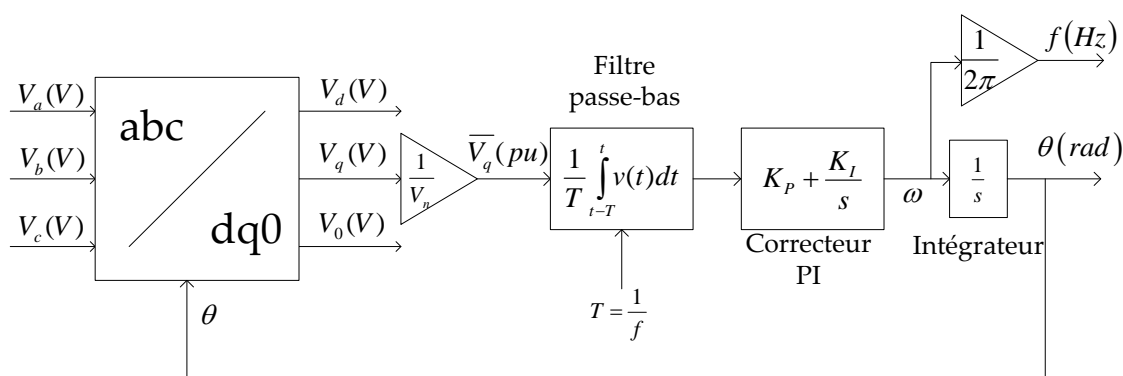


Figure II-6 — *dqPLL avec filtre de type moyenne glissante.*

L'article [53] répertorie plusieurs filtres passe-bas qu'il est possible d'utiliser en sortie du comparateur de phase d'une dqPLL. Pour nos simulations, nous utiliserons un filtre réalisé à l'aide d'une moyenne glissante dont la moyenne est calculée sur la durée $T = 1/f$ (où f est calculée à partir de la sortie de la PLL). Enfin, le correcteur est de type proportionnel-intégral (ou correcteur PI), où les coefficients seront déterminés en fonction de la rapidité souhaitée. La rapidité est quantifiée par la bande passante de la PLL : plus la bande-passante de la PLL est élevée, plus elle est rapide. Nous définirons ici la bande passante de la PLL comme l'intervalle de fréquence $[0, f_c]$ pour lequel l'entrée de la PLL de type « $f_0 + \Delta f_e \sin(2\pi f_m t)$ avec $f_m \in [0, f_c]$ » devient en sortie un signal dont l'amplitude de variation (Δf_s) est supérieure à la moitié de l'entrée : $\Delta f_s \geq \Delta f_e/2$. En pratique, les coefficients sont calculés à l'aide d'un modèle « petits signaux » de PLL. Les coefficients proportionnel et intégral du correcteur, notés K_p et K_i , sont donnés dans le Tableau II-3. Pour rester stable, nous garderons une marge de phase (définie par exemple dans [54]) de 60° .

Tableau II-3 — *Valeurs des coefficients du correcteur PI pour différentes bande-passantes.*

Bande-passante	K_p (Hz) ⁵	K_i (Hz/s) ⁵
5 Hz	14.6	142
10 Hz	29.2	570
20 Hz	58.4	2280

MLI

La modulation de largeur d'impulsion ou MLI (en anglais *pulse width modulation* ou PWM) est actuellement la technique la plus couramment utilisée dans les onduleurs pour obtenir une alimentation AC. La fréquence de modulation est généralement de plusieurs dizaines, voire centaines de kHz, elle n'est donc généralement modélisée que pour étudier les phénomènes très fins comme les détails de la commutation des transistors, la compatibilité électromagnétique, ou encore les composantes harmoniques haute-fréquences du courant qui est injecté sur le réseau.

⁵ L'entrée du correcteur est une tension normalisée (en pu) et sa sortie est une fréquence (en Hz). L'unité de K_p est donc des Hz, et l'unité de K_i des Hz/s.

Dans des calculs ou simulations faits sur des durées supérieures à des dizaines de millisecondes, ces phénomènes sont généralement négligés (et négligeables), ne serait-ce que pour fortement réduire les temps de calculs. Nous utiliserons donc des modèles moyens pour la MLI (qui négligent les hautes fréquences).

Partie « contrôle en puissance » de l'onduleur

L'onduleur comporte deux boucles d'asservissement imbriquées. La boucle interne (la plus rapide) est la boucle d'asservissement en courant et la boucle externe (la plus lente) est la boucle d'asservissement de la tension du bus DC. Il existe plusieurs architectures possibles pour ces boucles ; certaines sont présentées dans [48]. Pour notre modèle, nous utiliserons l'architecture présentée en Figure II-7, où le système de contrôle reçoit la mesure de la tension du bus DC (noté U_{DC}) et la consigne de réactif à injecter Q^* puis calcule au travers de trois boucles (deux boucles de courant, et une boucle de tension) la commande en tension pour la MLI. La MLI est commandée en tension, mais sur les échelles de temps qui nous intéressent, l'onduleur se comporte en réalité comme une source de courant (I_d, I_q), elle-même contrôlée pour fournir les puissances consignes (puissance active et puissance réactive).

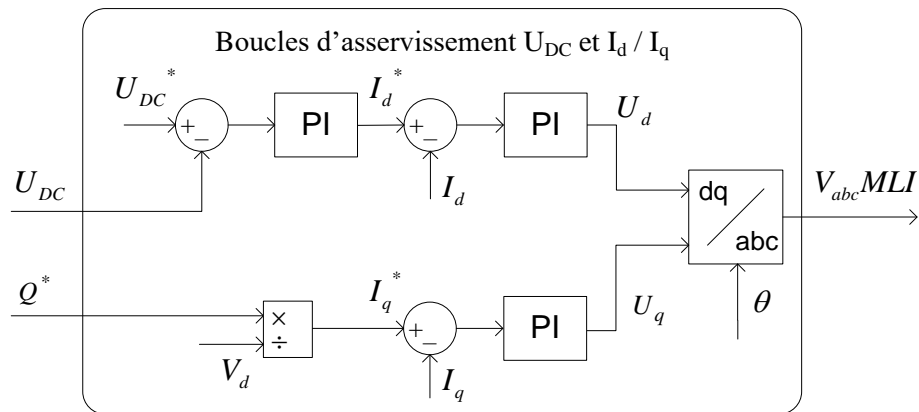


Figure II-7 — Boucles d'asservissement en tension DC et en courant I_d, I_q .

Régulations en puissance

Avec l'installation progressive de production sur le réseau de distribution, des services de stabilisation du réseau sont de plus en plus demandés aux générateurs distribués. Dans le cadre de cette thèse, nous étudierons plus particulièrement les régulations en puissance $P(f)$ et $Q(U)$. Elles permettent, si nécessaire, de changer les consignes en puissances (P^* et Q^*) en fonction de la tension et de la fréquence. Nous décrirons plus en détail leur modèle dans le chapitre V, qui a pour objet d'étudier leur impact.

Protections de découplage

Les protections de découplage permettent de déconnecter la production en cas de détection d'anomalie sur le réseau. Trois types de seuils ont été étudiés durant la thèse : les seuils en tension, les seuils en fréquence et les seuils en ROCOF. Cependant ces protections ne sont pas incluses dans les modèles sur Simulink : le comportement des ilots (en tension et en fréquence) sont simulés sans protection de découplage, puis, *a posteriori*, en connaissant l'évolution temporelle de la tension et de la fréquence, on vérifie si la protection aurait déclenché ou non.

Cette méthode permet de changer les paramètres de la protection sans avoir à refaire les simulations à chaque fois, et *in fine*, permet un gain de temps conséquent.

Pour plus de détails sur les différentes protections de découplage qu'il est possible de rencontrer, il est possible de se référer à la sous-section I.2.2.

Modèle complet EMT

Deux modèles ont été créés et utilisés, un modèle EMT et un modèle RMS ; plus d'informations sur ces deux types de modèles et leurs différences sont disponibles en Annexe B. Le modèle EMT de l'onduleur sera utilisé lorsque l'on souhaite calculer plus précisément les régimes transitoires, ou étudier l'influence des harmoniques de faibles rangs. Il est construit en regroupant des différentes sous-parties décrites précédemment, voir Figure II-8.

Pour implémenter le modèle sur Simulink, nous sommes partis du modèle « *power_PVarray_grid_avg* » de la bibliothèque de *SimPowerSystems*, que l'on a profondément modifié afin de satisfaire nos besoins, notamment en simplifiant le bus DC ou en incluant les régulations P(f) et Q(U).

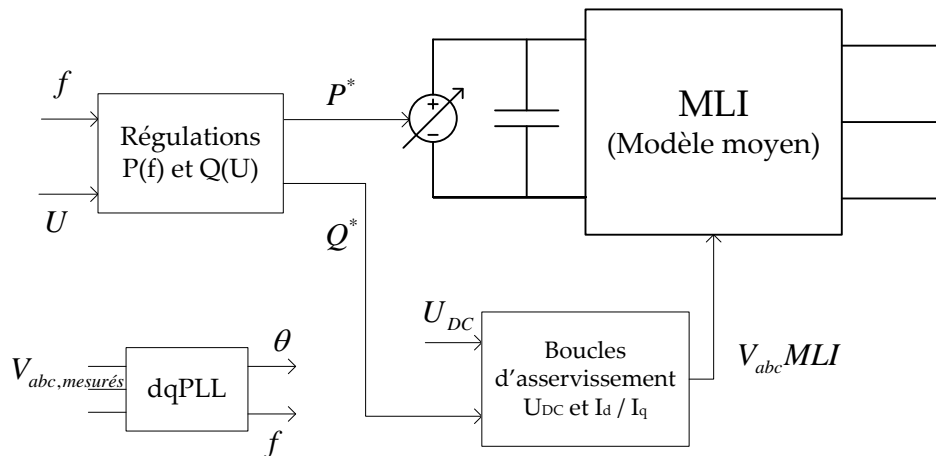


Figure II-8 — Modèle EMT d'un onduleur.

Modèle complet RMS

Le modèle RMS de l'onduleur sera utilisé pour les calculs analytiques, ainsi que pour les simulations pour lesquelles on souhaite gagner en temps de calcul. Pour la partie contrôle, le modèle RMS a été obtenu en simplifiant plusieurs parties du modèle EMT :

- Le comparateur de phase de la PLL est adapté de manière à prendre en entrée des grandeurs RMS, à savoir θ_u et V , tout en obtenant en sortie le même résultat, à savoir $V_q = V \sin \varepsilon$, voir Figure II-9.
- La boucle d'asservissement du courant est supposée suffisamment rapide pour être négligée, ainsi l'onduleur est modélisé comme une source de courant (que l'on contrôle afin d'atteindre les P^* et Q^* consignes).

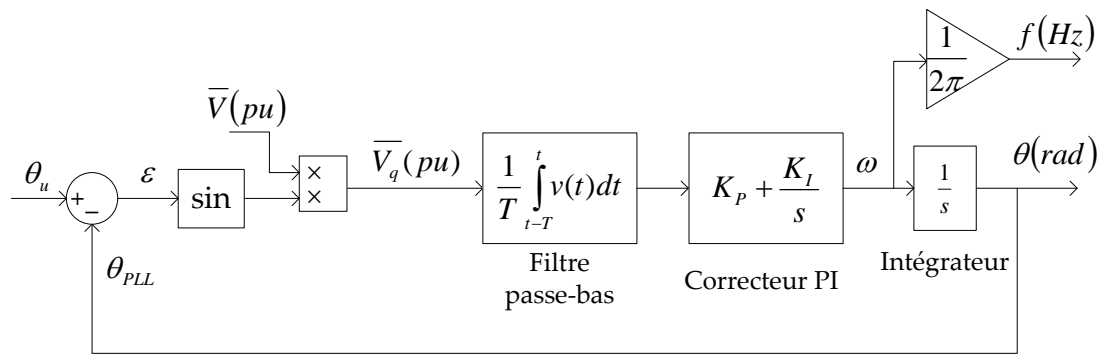


Figure II-9 — *Modèle de PLL modifié, adapté aux grandeurs RMS.*

II.3 Choix du modèle de charge

L'objectif de cette section est de choisir un ou plusieurs modèles de charge qu'il serait pertinent de considérer pour étudier le phénomène d'ilotage. La charge étant avec la production l'un des deux grands éléments permettant de modéliser un ilot, il est primordial de bien la choisir. Nous verrons que le choix du modèle de charge n'est pas évident et qu'à ce jour, aucun modèle de charge vraiment satisfaisant n'a été trouvé pour étudier les ilots. La complexité de ce choix s'explique par le très grand nombre de charges présentes sur le réseau, par la variation de leur nombre et de leur nature au cours d'une journée et d'une année, et par leur variabilité suivant les pays ou les régions considérées. Or le choix du modèle de charge est primordial car il peut complètement changer le comportement d'un ilot ; nous verrons même dans un cas d'étude (en section V.1.3) que l'on peut obtenir des conclusions opposées suivant la charge choisie. Dans cette section, nous ferons deux états de l'art, le premier sur l'ensemble des modèles de charge utilisés pour étudier les réseaux (II.3.1), le second sur les modèles de charges qui ont été choisis pour étudier spécifiquement les ilots non-intentionnels (II.3.2). Nous établirons ensuite des critères permettant d'évaluer la pertinence d'un modèle pour étudier les ilots non-intentionnels (II.3.3), puis nous utiliserons ces critères pour évaluer les modèles de charges présentés dans le premier état de l'art (II.3.4).

II.3.1 Etat de l'art — modèles de charge dans les réseaux

Introduction

L'objectif de cette sous-section est de faire un état de l'art sur les modèles de charge qui sont l'agrégation de charges à l'échelle d'un réseau de distribution. Cet état de l'art est fait de manière générale et ne vise pas particulièrement à se concentrer sur les modèles adaptés pour étudier les ilots (chose que nous ferons en sous-section II.3.2). L'objectif est d'obtenir un nombre important de modèles afin de les évaluer et de les comparer par la suite (en sous-section II.3.4).

Les charges connectées au réseau sont multiples et très diverses dans leurs technologies et leurs comportements. Dans les secteurs tertiaires et résidentiels, elles comprennent entre autres les machines à laver, les réfrigérateurs, les plaques de cuisson, les appareils électroniques (écrans, ordinateurs, portables, etc.) et une grande variété de lampes (incandescence, LED, néon, sodium, etc.). Chacune de ces charges a un comportement qui peut être caractérisé individuellement ; dans le cadre d'un modèle RMS statique (c'est-à-dire qui capture le comportement en régime permanent), cette caractérisation prend la forme d'une relation algébrique entre la puissance active, la puissance réactive, la tension et la fréquence : $P = \text{fonction}(U, f)$ et $Q = \text{fonction}(U, f)$. Les caractéristiques statiques d'un certain nombre de charges individuelles (lampes, réfrigérateurs, etc.) ont par exemple été identifiées dans [46], [55].

Pour construire un modèle à l'échelle du réseau qui serait l'agrégation de l'ensemble de ces données individuelles, il serait nécessaire de connaître à la fois un très grand nombre de charges, et leur poids (en matière de puissance) dans le mix de consommation. Des estimations de la répartition de chacune de ces charges dans l'ensemble de la consommation électrique sont données dans [56]–[58]. Cependant, ces estimations ne sont ni assez précises, ni assez détaillées pour être combinées avec les modèles individuels de charge et obtenir un modèle de charge

agrégé à l'échelle d'un réseau de distribution. C'est d'ailleurs pour cela que dans la littérature, les modèles de charges agrégés ne sont pas identifiés de cette manière. Ils ont tous été construits et identifiés à partir des mesures directement faites à l'échelle du réseau. Les grandeurs mesurées sont la puissance active (P), la puissance réactive (Q), la tension (U), la fréquence (f). Les paramètres des modèles peuvent ensuite être identifiés, par exemple en les choisissant de manière à minimiser l'erreur quadratique entre les puissances P , Q mesurées et les puissances $P_{\text{modèle}}$, $Q_{\text{modèle}}$ calculées à partir du modèle de charge et de U et f mesurés.

Nous allons présenter par la suite un certain nombre de modèles présents dans la littérature. Ces modèles peuvent être classés suivant la dynamique qu'ils capturent, à savoir : les modèles statiques (régime permanent), les modèles à dynamique lente (une seconde à plusieurs minutes) et les modèles à dynamique rapide (inférieure à la seconde). Il est aussi possible de classer ces modèles suivant leur nature, suivant qu'ils soient :

- de type « boîte noire », c'est-à-dire construits sans connaissance *a priori* sur l'architecture et la physique des différents éléments du système ;
- ou de type « boîte grise » [59], c'est-à-dire construits à partir de connaissances théoriques partielles de l'architecture et de la physique du système, mais sans en connaître tous les paramètres.

Un état de l'art avait déjà été réalisé en 1995 [60], de multiples modèles (plus ou moins complexes, certains identifiés, d'autres non) avaient été répertoriés, majoritairement des modèles de type « boîte noire », depuis la recherche s'est aussi beaucoup intéressée à des modèles de type « boîte grise » incorporant des machines asynchrones.

Aparté sur l'étude de l'impact de la fréquence

Beaucoup de modèles ont plusieurs « versions », notamment suivant qu'ils prennent en compte (ou non) la dépendance de la charge à la fréquence. La fréquence pouvant varier sur de grandes plages pendant un ilot, il est essentiel de prendre en compte son impact. C'est pourquoi nous ne considérerons ici que les modèles écrits dans leur version prenant en compte la dépendance de la charge à la fréquence (si cette version existe).

La modélisation des charges s'est plus concentrée sur la dépendance à la tension notamment car cette dernière varie sur une plus grande plage que la fréquence (en valeur relative), et qu'il est donc plus aisé d'obtenir des données avec des variations en tension que des données avec des variations de fréquence. Pour obtenir des mesures avec la fréquence qui varie, il est préférable de travailler sur des microgrids (notamment les îles) qui ont des inerties plus faibles, et donc des variations de fréquence plus importantes. Les mesures faites en France métropolitaine ne permettent pas d'identifier le comportement des charges vis-à-vis de la fréquence car cette dernière varie trop peu. Ainsi, aucun des paramètres de charge que nous utiliserons n'a pu être identifié en France métropolitaine.

Modèles statiques

Les modèles statiques permettent de capturer le comportement des charges en régime permanent, et plus particulièrement leur dépendance à la tension et à la fréquence. Ces modèles peuvent être utilisés pour faire l'étude des flux de puissance d'un réseau en régime permanent (dite étude *power-flow*). Ils sont aussi utilisés dans les études de la dynamique du réseau : dans

un questionnaire [61] réalisé en 2013 auprès de 160 gestionnaires de réseau du monde entier, 73 % des sondés ont déclaré réaliser leurs études dynamiques à l'aide de charges statiques.

Les trois principaux modèles utilisés sont le modèle polynomial, le modèle exponentiel et le modèle linéaire. Ces modèles sont présentés plus en détails ci-dessous.

- *Le modèle polynomial ou ZIP* est décrit par l'équation (II.2) (où on rappelle que $\bar{V} = V/V_0$ et $\bar{\Delta}f = (f - f_0)/f_0$) et la Figure II-10. Il représente la charge comme la somme de trois types de charge, une impédance (Z), d'une charge à courant constant (I), et d'une charge à puissance constante (P), chacune pondérée d'un coefficient a_i . Les puissances actives et réactives sont chacune une fonction polynomiale de la tension, où l'ordre 2 correspond à l'impédance, l'ordre 1 correspond au courant constant, et l'ordre 0 correspond à la puissance constante. Afin de bien avoir $P = P_0$ et $Q = Q_0$ pour $V = V_0$, les coefficients doivent vérifier que $a_1 + a_2 + a_3 = 1$ et $a_4 + a_5 + a_6 = 1$, ainsi sur les 6 coefficients a_i , seuls 4 sont indépendants. Enfin les coefficients K_{pf} et K_{qf} sont les paramètres caractérisant la sensibilité à la fréquence ; nous les avons ajoutés ici, mais ils sont rarement pris en compte.

$$\begin{aligned} P &= P_0(a_1\bar{V}^2 + a_2\bar{V} + a_3)(1 + K_{pf}\bar{\Delta}f) \\ Q &= Q_0(a_4\bar{V}^2 + a_5\bar{V} + a_6)(1 + K_{qf}\bar{\Delta}f) \end{aligned} \quad (\text{II.2})$$

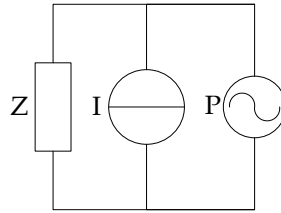


Figure II-10 — Charge ZIP.

- *Le modèle exponentiel*, voir équation (II.3), est un modèle pour lequel la puissance active (resp. réactive) varie proportionnellement à la tension élevée à un certain exposant K_{pv} (resp. K_{qv}), ces deux exposants n'étant pas nécessairement entiers. L'article [62] de 1993 a longtemps fait référence quant aux valeurs pertinentes à associer à ce modèle, mais les données datent : les charges présentes sur le réseau ont évolué ces 25 dernières années. Notons que le qualificatif « exponentiel » est mal choisi car la tension n'est pas en exposant (de type « $a \cdot \exp(b \cdot V)$ »), il dérive du terme anglais « *exponential* » qui porte une signification légèrement différente et plus appropriée.

$$\begin{aligned} P &= P_0\bar{V}^{K_{pv}}(1 + K_{pf}\bar{\Delta}f) \\ Q &= Q_0\bar{V}^{K_{qv}}(1 + K_{qf}\bar{\Delta}f) \end{aligned} \quad (\text{II.3})$$

- *Le modèle linéaire*, voir équation (II.4), il s'agit d'un modèle supposant une directe linéarité entre les variations de puissance et les variations de tension et de fréquence.

$$\begin{aligned} P &= P_0(1 + K_{pv}\bar{\Delta}V + K_{pf}\bar{\Delta}f) \\ Q &= Q_0(1 + K_{qv}\bar{\Delta}V + K_{qf}\bar{\Delta}f) \end{aligned} \quad (\text{II.4})$$

On peut noter qu'en supposant que les variations en tension et fréquence autour de leurs valeurs nominales sont faibles, les modèles sont parfaitement équivalents. En réalisant un développement limité du premier ordre, et en négligeant les termes d'ordre 2 (comme $\overline{\Delta V} \cdot \overline{\Delta f}$), le modèle ZIP et le modèle exponentiel deviennent équivalent au modèle linéaire, il suffit pour cela de poser $K_{pv} = 2a_1 + a_2$ et $K_{qv} = 2a_4 + a_5$. Les valeurs de ces paramètres ont fait l'objet de nombreuses publications (entre autres [55], [61]–[66]) et sont ici synthétisées dans le Tableau II-4.

Tableau II-4 — Valeurs standard des paramètres de modèles statiques.

	Valeur médiane usuelle	Plage de variation usuelle
$K_{pv} = \overline{\Delta P}(\text{pu})/\overline{\Delta V}(\text{pu})$	1	[0.5 ; 2]
$K_{qv} = \overline{\Delta Q}(\text{pu})/\overline{\Delta V}(\text{pu})$	3	[1.5 ; 6]
$K_{pf} = \overline{\Delta P}(\text{pu})/\overline{\Delta f}(\text{pu})$	1	[0 ; 2]
$K_{qf} = \overline{\Delta Q}(\text{pu})/\overline{\Delta f}(\text{pu})$	-2	[-3 ; 0]

Remarque : Nous recommandons de bien faire attention à l'unité employée pour K_{pf} et K_{qf} : dans la littérature, on peut trouver l'utilisation de « pu/pu », de « %/Hz », ou bien de « pu/Hz ». Cette hétérogénéité est propice aux erreurs d'unité. Nous avons d'ailleurs rédigé un article [67] afin de corriger une publication ayant fait cette erreur d'unité, ce qui avait pour conséquence des calculs et des résultats erronés.

Une dernière charge statique est la *charge RLC parallèle*, dite charge résonante, voir Figure II-11. Il s'agit d'une charge très utilisée pour les études sur la détection d'ilot, nous en expliquerons la raison dans la sous-section II.3.4. Elle est aussi utilisée dans toutes les normes portant sur la capacité de détection d'ilot [17], [19]–[21], [44]. Pour une charge RLC, une fois que P_0 et Q_0 sont fixées, il ne reste qu'un seul paramètre à régler ; on choisit en général le facteur de qualité, noté q_f . Ce dernier est défini par l'équation (II.5). Plus la valeur de q_f est élevée, plus la charge est résonante, et plus il sera difficile de s'éloigner de sa fréquence de résonance, notée f_{RLC} (définie par l'équation (II.6)). Un facteur de qualité élevé correspond aussi à une plus grande proportion de réactif inductif et capacitif (par rapport à la puissance), ainsi qu'une plus grande variation du réactif en fonction de la fréquence. Les valeurs usuelles de q_f sont 1, 2 et 2.5. L'Annexe A fournit plus de détails sur les équations et les paramètres liés à la charge RLC.

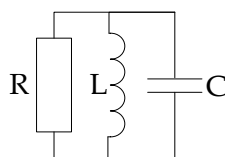


Figure II-11 — Charge RLC parallèle.

$$q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (\text{II.5})$$

$$f_{RLC} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{II.6})$$

Modèles à dynamique lente

Les modèles à dynamique lente ont principalement été étudiés dans les années 90, notamment dans les articles [68]–[70] et ont fait l'objet de peu de recherches ces dernières années. L'objectif de ces modèles est de caractériser la dynamique lente des charges, c'est-à-dire les dynamiques supérieures à la seconde, et généralement de l'ordre de la minute. Le modèle obtenu peut être utilisé pour certaines études de stabilité en tension. Physiquement, ces modèles capturent le phénomène de rebond suite à une variation de la tension. C'est par exemple ce qu'il se passe lorsque des climatisations ou des chauffages électriques régulés par la température subissent une chute de tension sur le réseau : on observe une chute immédiate de la puissance consommée, entraînant sur la durée une variation de température non désirée et compensée par l'augmentation de la climatisation ou du chauffage, et donc un rétablissement partiel de la puissance consommée. Ce phénomène de chute immédiate de la puissance puis de rétablissement partiel est bien capturé par le modèle proposé par Karlsson et Hill [68], dit modèle de rétablissement exponentiel (*exponential recovery* en anglais). Il est représenté par l'équation (II.7) où α_i et β_i sont les coefficients de dépendance à la tension en transitoire, α_s et β_s sont les coefficients de dépendance à la tension au régime permanent (et correspondent aux K_{pv} , K_{qv} vus en statique), T_p et T_q sont les constantes de temps du rétablissement.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \bar{V}^{\alpha_t} + P_0 (\bar{V}^{\alpha_s} - \bar{V}^{\alpha_t}) \frac{1}{1 + T_p s} \\ Q &= Q_0 \bar{V}^{\beta_t} + Q_0 (\bar{V}^{\beta_s} - \bar{V}^{\beta_t}) \frac{1}{1 + T_q s} \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

Le comportement du modèle (II.7) suite à une chute de tension est illustré par la Figure II-12, tracée avec un jeu de paramètres identifié dans [68].

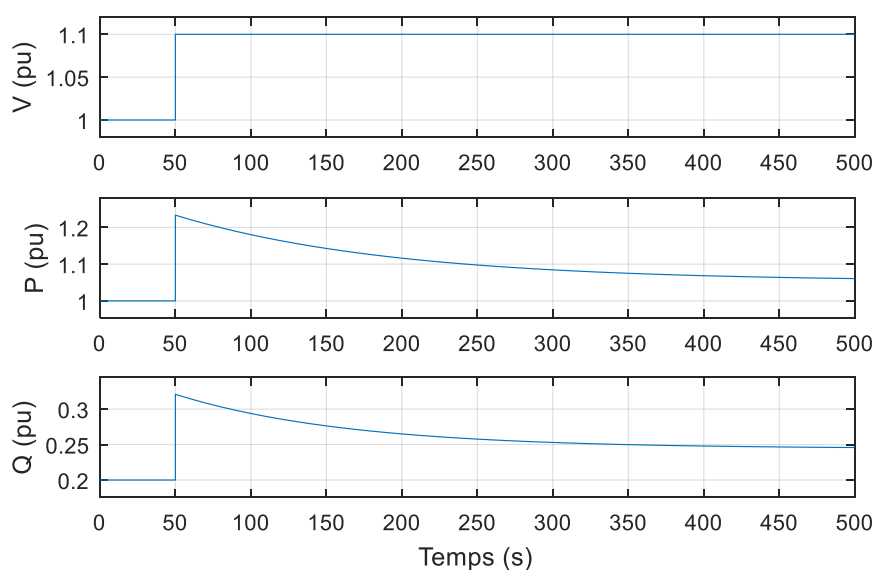


Figure II-12 — Réponse du modèle à dynamique lente (II.7), avec $\alpha_s = 0.54$, $\alpha_t = 2.2$,
 $T_p = 143.5$ s, $\beta_s = 2.1$, $\beta_t = 4.96$, $T_q = 114.7$ s.

Remarques :

- À notre connaissance, ce modèle à dynamique lente n'a jamais été identifié en incorporant la dépendance à la fréquence : seule la dépendance à la tension a été considérée.
- Concernant le modèle (II.7), l'article [71] montre qu'il est plus pertinent de normaliser Q par S_0 plutôt que par Q_0 . En effet, il est vu que dans les situations où Q_0 est proche de 0 (où le réactif capacitif compense le réactif inductif), les paramètres identifiés ont une bien plus faible variance lorsque la normalisation est faite avec S_0 plutôt qu'avec Q_0 .
- Les modèles à dynamique lente ne sont pas appropriés pour l'étude de la détection d'ilots car ces derniers doivent être détectés en des temps trop courts au regard des dynamiques en jeu.

Modèles à dynamique rapide

Les modèles à dynamique rapide ont pour objectif de capturer le comportement des charges sur des durées inférieures à la seconde. Physiquement, ces dynamiques correspondent principalement à la réponse des moteurs présents sur le réseau suite à une variation de la tension ou de la fréquence. Parmi ces moteurs, les machines asynchrones sont les principales technologies utilisées. La constante de temps typique associée à ces modèles est généralement comprise entre 20 et 100ms. Les modèles de charge à dynamique rapide sont utilisés pour les études de stabilité du réseau. Le choix du modèle peut avoir de grands impacts : en choisir un au lieu d'un autre peut parfois mener à des résultats opposés [72]. Les modèles à dynamique rapide ont tout d'abord été proposés sous formes de boîtes noires ; un état de l'art a été proposé en 1995 [60] et regroupe un grand nombre d'idées de modèles. Ensuite, les recherches se sont aussi intéressées aux modèles de types boîte grise, qui combinent modèles statiques (principalement modèle ZIP) et modèles de machine asynchrone (souvent du troisième ordre), voir [70], [73]–[77]. Au final, au cours de ces trois dernières décennies, un grand nombre de modèles ont été proposés, mais il ne semble pas y avoir de clair consensus sur un modèle unique à choisir. Nous

détaillerons ici plusieurs de ces modèles, en présentant tout d’abord les modèles de type boîte noire, puis les modèles de type boîte grise.

Un premier modèle simple de *type boîte noire* qui permet de caractériser la dynamique rapide est le modèle de rétablissement exponentiel, c'est-à-dire un modèle identique au modèle à dynamique lente déjà vu (voir l'équation (II.7)). Pour autant, il est nécessaire de faire une distinction : les phénomènes physiques capturés, les échelles de temps et les paramètres sont différents.

Il est ensuite possible de voir la grande majorité des autres modèles à dynamique rapide comme des améliorations ou des variations de ce premier modèle. Nous retiendrons les modifications suivantes :

- Prise en compte la dépendance à la fréquence, voir équation (II.8). Dans les études de stabilité usuelles, l’influence de la fréquence est moindre par rapport à la tension, car celle-ci varie sur des plages bien plus faibles (en valeur relative), et a donc été négligée dans beaucoup de modèles. Dans un ilot, au contraire, la fréquence peut varier sur de plus grandes plages, et son impact ne doit donc pas être négligé.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \bar{V}^{\alpha_i} + P_0 (\bar{V}^{\alpha_s} - \bar{V}^{\alpha_i}) (1 + \alpha_f \bar{\Delta f}) \frac{1}{1 + T_p s} \\ Q &= Q_0 \bar{V}^{\beta_i} + Q_0 (\bar{V}^{\beta_s} - \bar{V}^{\beta_i}) (1 + \beta_f \bar{\Delta f}) \frac{1}{1 + T_q s} \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

- Prise en compte d’un plus grand nombre de constantes de temps [78], ce qui se traduit par des fonctions de transfert plus complexes, voir équation (II.9). Cet ajout permet au modèle de prendre en compte des comportements plus complexes, mais augmente le nombre de paramètres et peut poser des problèmes d'identification.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{\Delta V} &= \frac{K_{pv} (1 + T_{3p} s)}{(1 + T_{1p} s)(1 + T_{2p} s)} \\ \frac{\Delta Q}{\Delta V} &= \frac{K_{qv} (1 + T_{3q} s)}{(1 + T_{1q} s)(1 + T_{2q} s)} \end{aligned} \quad (\text{II.9})$$

- Linéarisation des équations autour du point de fonctionnement nominal [79], voir équation (II.10). Notons que cette linéarisation est similaire à ce qui a permis de passer du modèle exponentiel statique (II.3) au modèle linéaire statique (II.4).

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{P_0} &= N_{pt} \bar{\Delta V} + \frac{N_{ps} - N_{pt}}{1 + T_p s} \bar{\Delta V} \\ \frac{\Delta Q}{Q_0} &= N_{qt} \bar{\Delta V} + \frac{N_{qs} - N_{qt}}{1 + T_q s} \bar{\Delta V} \end{aligned} \quad (\text{II.10})$$

- Transformation d’un modèle de machine asynchrone du 3^{ème} ordre en un modèle linéaire du 1^{er} ordre, modèle proposé par [73], puis identifié et discuté dans [79]. Le modèle obtenu est relativement proche du modèle de rétablissement exponentiel, mais nécessite un paramètre en moins. Après l’avoir comparé avec d’autres modèles à dynamique

rapide, l'article [79] estime que ce modèle de machine asynchrone du premier ordre est un bon modèle de charge agrégé.

$$\Delta P = K_{PV} \frac{1 + T_{PV}S}{1 + T_{PP}S} \Delta V \quad (\text{II.11})$$

$$\Delta Q = K_{QV} \Delta V + K_{QP} \Delta P$$

- Faire la distinction entre puissance réactive inductive, et puissance réactive capacitive. C'est par exemple le choix fait par le laboratoire japonais CRIEPI dans le modèle décrit dans [63], voir équation (II.12). Ce modèle repose sur l'hypothèse que la puissance réactive capacitive produite sur le réseau varie peu au cours de l'année, et peut être modélisée par une capacité, et que la puissance réactive inductive consommée varie au cours de l'année de manière proportionnelle à P_0 , voir Figure II-13. Cette hypothèse a été formulée à partir des mesures faites sur une année [63], [80], voir Figure II-14. Un des grands avantages qui découle de cette différenciation entre puissance réactive inductive et puissance capacitive est d'avoir une caractérisation bien plus précise de la charge lorsque Q_0 est proche de 0, là où les modèles précédents (équations (II.7), (II.8), (II.10)) considèrent que lorsque Q_0 est nul, la puissance réactive Q restera nulle quelles que soient la tension et la fréquence. Le comportement du modèle de CRIEPI suite à une chute de tension est illustré par la Figure II-15, tracée avec les valeurs médianes des paramètres identifiés dans [63].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_{Ps}} \cdot \frac{1}{1 + T_{pS}} \left\{ \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P - \alpha_{Ps}} \left(1 + \frac{\beta_P}{100} \Delta f\right) \right\}$$

$$Q = \left(Q_0 - \frac{dQ}{dP} P_0\right) \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right) + \frac{dQ}{dP} P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_{Qs}} \cdot \frac{1}{1 + T_{qS}} \left\{ \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_Q - \alpha_{Qs}} \left(1 + \frac{\beta_Q}{100} \Delta f\right) \right\} \quad (\text{II.12})$$

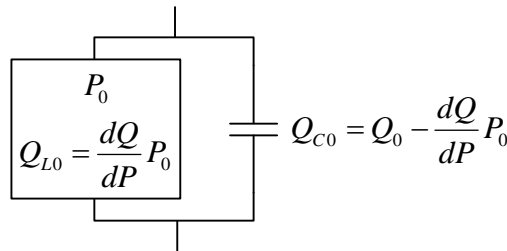


Figure II-13 — Modèle de charge de CRIEPI [63] à l'état nominal.

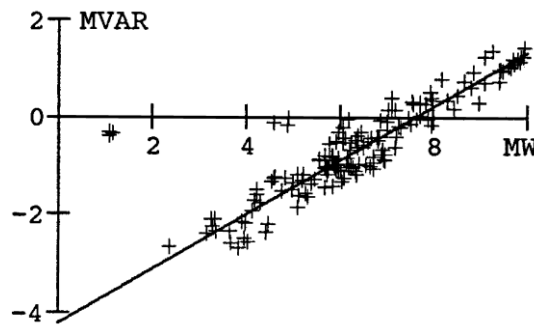


Figure II-14 — Variation au cours d’une année de la puissance réactive consommée en fonction de la puissance produite, pente = 0.55 MVAR/MW (extrait de [80]).

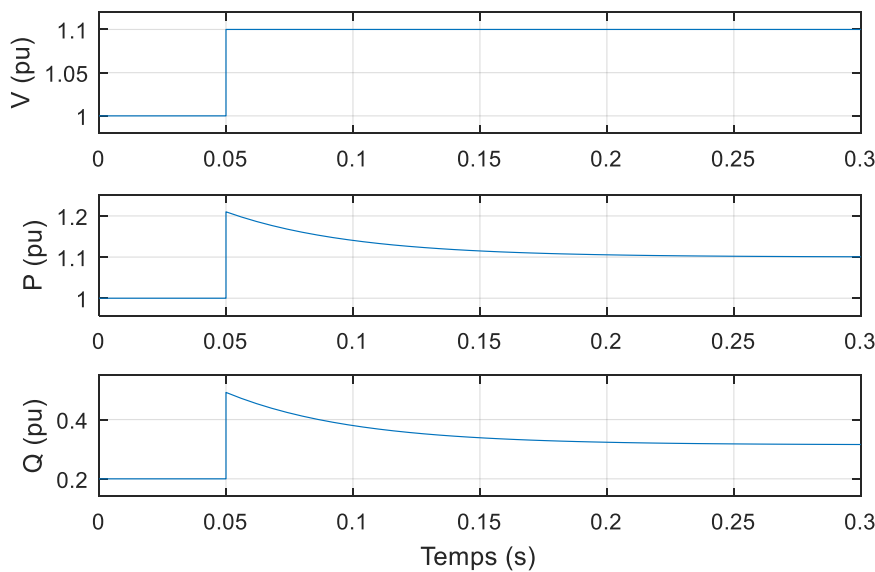


Figure II-15 — Réponse du modèle de charge de CRIEPI, avec $\alpha_P = 1$, $\alpha_Q = 3$, $\beta_P = 1.3 \%/Hz$, $\beta_Q = -3.5 \%/Hz$, $\alpha_{Ps} = 2$, $\alpha_{Qs} = 5.1$, $T_P = 50 \text{ ms}$, $T_Q = 50 \text{ ms}$, $dQ/dP = 0.6$.

Les modèles de type boîte grise sont construits à partir d'un modèle physique, puis identifiés à l'aide de mesures. La majorité des modèles à dynamique rapide de type boîte grise sont des modèles composites (« composite load model ») : ils regroupent plusieurs modèles de charge différents. Un des modèles composites les plus étudiés est le modèle dit ZIP+IM, où le modèle ZIP (vu en équation (II.2)) est associé au modèle de machine asynchrone (*induction machine* ou *IM*) du troisième ordre, voir Figure II-16. Il est notamment étudié dans [74]–[77], [81]. Un des principaux avantages de ce modèle composite par rapport au modèle de rétablissement exponentiel (voir équation (II.7)) est de pouvoir bien modéliser la physique relativement complexe des nombreuses machines asynchrones présentes sur le réseau.

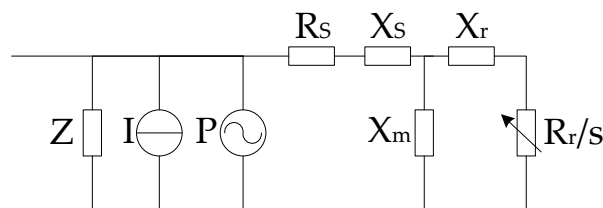


Figure II-16 — Modèle composite ZIP+IM.

Remarque sur le modèle ZIP+IM : les paramètres du modèle présenté ci-dessus peuvent être déterminés de deux manières différentes. Une première approche consiste à les identifier à partir de mesures faites sur le réseau (voir par exemple [74], [77]) ; et une seconde approche consiste à identifier expérimentalement les paramètres sur une machine d'un constructeur (voir par exemple [82]). La première approche permet d'avoir des données correspondant à un réseau complet qui agrège un grand nombre de charges différentes, là où la seconde approche est moins fiable : elle ne se fonde sur aucune mesure faite sur le réseau et peut lourdement se tromper.

II.3.2 Revue des modèles de charges utilisés pour étudier l'ilotage

L'objectif de cette sous-section est de relever les principales charges utilisées dans la bibliographie traitant de la détection d'ilotage et de quantifier leur « popularité », à savoir le nombre de fois que chaque modèle est utilisé. Il s'agit d'une approche qui permet de faire un constat sur les principaux modèles de charges effectivement utilisés dans la recherche sur la détection d'ilotage, mais ne justifie ni n'explique la réelle pertinence de ces choix.

Nous avons sélectionné un total de 34 articles [26], [83]–[115], ainsi qu'un manuscrit de thèse [46]. Tous les articles traitent de la détection d'ilotage et ont un premier auteur distinct du premier auteur des autres articles. La grande majorité ont été publiés sur une période récente.

Tableau II-5 — Modèles de charge utilisés dans les publications sur la détection d'ilotage.

Type de charge	RLC			Autres	Non-spécifiés
	q_f variable ou non spécifié	$q_f = 1$	$q_f = 2.5$		
Nombre	11	5	5	6	8
	Total : 21				
Ratios	31 %	14 %	14 %	17 %	23 %
	Total : 60 %				

Chacun de ces documents est ensuite compté dans le Tableau II-5 en fonction du modèle de charge considéré, parmi lesquels :

- La charge RLC parallèle (vu en Figure II-11 et en Annexe A) qui est utilisée dans 60 % des articles de notre liste, ce qui en fait de loin la charge la plus utilisée dans la littérature. La charge a été sous-classifiée en fonction de la valeur du facteur de qualité ; on observe alors que deux facteurs de qualité reviennent plusieurs fois :
 - $q_f = 1$ apparaît 5 fois, il s'agit de la valeur utilisée dans les normes IEEE 1547-2003 [19] et IEC 62116 [21] ;
 - $q_f = 2.5$ apparaît 5 fois, il s'agit de la valeur utilisée dans les normes IEEE 929-2000 [44] et UL 1741 [20].
- Autres modèles, à savoir :
 - modèle à courant constant pour P and modèle à impédance constante pour Q [107] (ce qui spécifie la dépendance à la tension mais aucune mention n'est faite d'une dépendance à la fréquence) ;
 - modèle exponentiel avec dépendance dynamique à la fréquence [97], voir équation (II.13), il s'agit d'un modèle qui ne semble pas avoir été identifié à partir de mesures sur le réseau ;

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{pu}} \left(1 + \frac{k_{pf}}{1 + T_1 s} \Delta f \right) \\
 Q &= Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{k_{qu}} \left(1 + \frac{k_{qf}}{1 + T_1 s} \Delta f \right)
 \end{aligned}
 \tag{II.13}$$

- modèle mixte entre impédance constante et puissance constante [88] (ce qui spécifie la dépendance à la tension mais aucune mention n'est faite d'une dépendance à la fréquence) ;
- une variante de la charge RLC [46] permettant d'introduire une dépendance de la puissance active à la fréquence, voir Figure II-17.

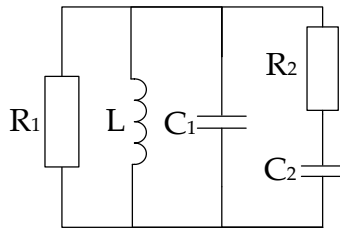


Figure II-17 — Charge RLC + RC, variante de la charge RLC proposée par [46].

Remarques :

- La grande majorité des articles lus ne justifient pas leur choix de modèle de charge, ce qui nous semble dommageable.
- Sur les 35 documents, 8 articles ne spécifient pas le modèle choisi pour leurs simulations, ce qui peut montrer que le choix de charge est considéré comme peu important.
- Nous avons aussi classifié ces mêmes documents en fonction de la topologie de réseau qu'ils choisissent pour leurs travaux. Nous avons dénombré 12 articles utilisant un réseau avec plusieurs charges, soit 34 % des documents considérés et 22 articles et 1 thèse utilisant système avec un seul nœud et une charge unique, soit 66 % des documents.

Bilan : La majorité des études utilisent une charge RLC pour leurs travaux sur la détection d'ilotage, avec un facteur de qualité q_f variant généralement de 1 à 2.5. Néanmoins, plusieurs chercheurs restent critiques vis-à-vis de ce choix [15], [46], [97] et proposent des modèles alternatifs.

II.3.3 Définition des critères d'évaluation des charges

Afin de faire notre propre choix de modèle de charge, nous avons proposé plusieurs critères permettant d'évaluer la pertinence d'un modèle de charge pour étudier la détection d'ilotage. À notre connaissance, aucun travail en ce sens n'avait été proposé jusqu'à présent ; nous ne pouvons donc pas nous appuyer sur de précédentes recherches.

Nous proposons un total de 9 critères, eux-mêmes divisés en 3 catégories, voir ci-dessous. L'importance de chaque critère dans le choix d'un modèle est relative et dépend de l'étude que l'on souhaite réaliser.

- Dépendance de la charge à la tension.
 - C1. « $P, Q = f^{\circ}(U)$ » La puissance active et la puissance réactive sont fonctions de la tension. Ce critère est important car la tension varie facilement dans un ilot non-intentionnel.
 - C2. « *C1 avec mesures* » La dépendance à la tension de la puissance active et de la puissance réactive est cohérente avec des mesures faites sur le réseau, notamment leur pente $k_{pu} = \left. \frac{dP}{dV} \right|_{V=V_0}$ et $k_{qu} = \left. \frac{dQ}{dV} \right|_{V=V_0}$.
- Dépendance de la charge à la fréquence.
 - C3. « $P = f^{\circ}(f)$ avec mesures » La puissance active est dépendante de la fréquence, et cette dépendance est cohérente avec des mesures faites sur le réseau, notamment sa pente $k_{pf} = \left. \frac{dP}{df} \right|_{f=f_0}$.
 - C4. « $Q = f^{\circ}(f)$ » La puissance réactive est dépendante de la fréquence.
 - C5. « *C4 avec mesures* » La dépendance de la puissance réactive à la fréquence est cohérente avec les mesures faites sur le réseau, notamment sa pente $k_{qf} = \left. \frac{dQ}{df} \right|_{f=f_0}$.
- Caractéristiques générales.
 - C6. « *C1 à C5 restent vraies si $Q_0 = 0$* » Les critères C1 à C5 restent vrais, même lorsque le réactif nominal de la charge est nul ($Q_0 = 0$). Ce critère est important car le cas $Q_0 = 0$ est souvent considéré pour étudier les ilots. Les charges faisant la distinction entre la puissance réactive inductive et la puissance réactive capacitive vérifient généralement ce critère.
 - C7. « *Dynamiques < 100 ms* » Les phénomènes à dynamique rapide (avec une constante de temps de ~20 à 100 ms) sont modélisés et sont suffisamment proches de mesures faites sur le réseau. Ce critère est plus ou moins important suivant les échelles de temps considérés.
 - C8. « *Simplicité du modèle* » Le modèle de charge est simple à décrire et à utiliser. Un bon critère numérique est le nombre de paramètres requis pour décrire le modèle (en plus des paramètres P_0 et Q_0).
 - C9. « *Connaissance des paramètres* ». Les paramètres associés au modèle sont identifiables et leurs valeurs typiques sont données dans la littérature.

II.3.4 Choix de la charge

Dans cette sous-section, l'objectif est de choisir une ou plusieurs charges pertinentes pour l'étude des ilots. Pour cela, nous allons appliquer les critères définis en II.3.3 aux principaux modèles vus dans la sous-section II.3.1. Nous avons aussi intégré trois modèles composites comprenant des machines asynchrones (noté IM). Bien qu'ils n'aient jamais été identifiés à l'aide de mesures faites sur le réseau, il nous a paru intéressant de les considérer car ils ont des caractéristiques permettant de respecter plusieurs critères. À noter qu'un de ces modèles composites (« RLC + IM ») avait déjà été utilisé par EDF dans une étude sur les ilots non-intentionnels [116].

Pour chaque charge, on évalue si elle vérifie chacun des critères. Pour les critères C1 à C6, l'évaluation est binaire (X ou ✓), et pour les critères C7-C9 l'évaluation est plus nuancée (dans l'ordre X, ~-, ~, ~+, ✓). Le Tableau II-6 récapitule l'ensemble des résultats. Nous détaillons dans les paragraphes suivants les explications relatives à l'évaluation de plusieurs de ces charges.

Tableau II-6 — Evaluation des charges à l'aide des critères C1-C9.

			Dépendance à la tension		Dépendance à la fréquence			Caractéristiques générales			
		Réf.	C1 - $P, Q = f^\circ(U)$		C3 - $P = f^\circ(f)$ avec mesures			C6 - C1 à C5 vraies si $Q_0 = 0$		C9 - Connaissance des paramètres	
			C2 - C1 avec mesures		C4 - $Q = f^\circ(f)$			C7 - Dynamiques < 100 ms		C8 - Simplicité du modèle	
Charges statiques	ZIP	Éq. (II.2)	✓	✓	X	X	X	X	X	✓ 4 par.	✓
	Exponentiel	Éq. (II.3)	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	✓ 4 par.	✓
	RLC	Figure II-11	✓	X	X	✓	✓	✓	X	✓ 1 par.	~+
	RLC + RC	Figure II-17	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓ 3 par.	~-
Modèles dynamiques (boîte noire)	Rétablissement exponentiel	Éq. (II.8)	✓	✓	✓	✓	✓	X	~+	~+ 7-8 par.	✓
	Rétab. exp. + Capacité (CRIEPI)	Éq. (II.12)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	~+	~+ 8-9 par.	✓
Modèles dynamiques (avec IM)	ZIP+IM	Figure II-16	✓	✓	X	✓	X	X	✓	~ 13-14 par.	✓
	Rétablissement exponentiel+IM	6	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	~ 13-14 par.	~-
	Rétab.exp. + IM + Capacité	6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	~ 14-15 par.	~-
	RLC+IM	6	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	~ 10-11 par.	~-

Charges RLC et RLC+RC

La charge RLC a deux grands avantages : d'abord elle est simple et ne demande qu'un seul paramètre (en plus de P_0 et Q_0) ; et ensuite elle permet de bien caractériser la dépendance du

⁶ À notre connaissance, ces modèles n'ont jamais été identifiés à partir de mesures faites sur le réseau.

réactif à la fréquence (critères C4, C5 et C6), et cela avec un seul paramètre, le facteur de qualité q_f . Ce dernier atout est primordial pour évaluer les méthodes actives anti-ilotage les plus courantes (comme celles vues dans la sous-section I.2.2). Les deux atouts combinés sont probablement les raisons pour lesquelles la charge RLC est de loin la plus utilisée pour étudier les ilots et dans les normes traitant de leur détection. Pour les mêmes raisons, elle fait aussi partie des charges que nous utiliserons pour nos travaux sur la détection d'ilots. Pour autant, elle reste loin d'être idéale : elle ne caractérise pas parfaitement les dépendances à la tension (C2), ne prend pas en compte la dépendance de la puissance active à la fréquence (C3), et ne permet pas de modéliser les comportements à dynamiques rapides. La charge RLC + RC ajoute deux paramètres et satisfait C3, mais ne satisfait pas non plus C2 et C7, et a l'inconvénient d'être plus complexe à paramétrer.

Les modèles de charge exponentielles

Le modèle à rétablissement exponentiel satisfait presque tous les critères, mais échoue à satisfaire C6 : pour $Q_0=0$, le modèle impose d'avoir $Q=0$ quelle que soit la tension ou la fréquence. C'est un problème important car le cas où Q_0 est proche de 0 est souvent considéré dans les études de détection d'ilotage. Le modèle à « *rétablissement exponentiel + IM* » a le même inconvénient.

Le modèle {rétablissement exponentiel + capacité} (du laboratoire CRIEPI)

Le modèle de CRIEPI est très proche du modèle à rétablissement exponentiel, à ceci près qu'il comporte une capacité en parallèle, qui permet de distinguer le réactif inductif et le réactif capacitif. Cet ajout permet de valider le critère C6 et valide par la même occasion l'ensemble des critères établis : le modèle fera donc partie des modèles de charge que nous utiliserons pour nos études. Son seul petit inconvénient est qu'il ne capture pas l'ensemble des dynamiques d'une machine asynchrone (car seul un transitoire du premier ordre est modélisé).

Modèles {ZIP+IM} et {Rétablissement exponentiel + IM + Capacité}

Le modèle ZIP+IM a été créé pour très bien modéliser l'influence de la tension. Malheureusement, il prend mal en compte la dépendance à la fréquence et ne satisfait donc pas C3, C5 et C6. Le modèle {rétablissement exponentiel + IM + Capacité} satisfait presque tous les critères. Cependant, nous ne l'utiliserons pas pour nos simulations car il n'a jamais été identifié à partir de mesures et qu'il n'a fait l'objet d'aucune publication (critère C9).

Bilan

A l'aide des critères permettant d'évaluer la pertinence d'un modèle de charge pour étudier la détection d'ilotage, nous avons évalué les principales charges étudiées en sous-section II.3.1. Deux modèles se sont distingués : le modèle de charge RLC d'une part, et le modèle {rétablissement exponentiel + capacité} d'autre part. Ces modèles seront donc utilisés pour la suite de nos travaux. Le premier modèle (charge RLC) est standard dans le domaine et est facile à utiliser, bien qu'il ne permette pas de modéliser tous les comportements d'une charge. Le modèle {rétablissement exponentiel + capacité} est plus complet et permet de modéliser les principaux comportements d'une charge en termes de dépendance à la tension et à la fréquence, de plus ses paramètres ont été bien identifiés.

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons construit le modèle d'un système iloté qui permet de bien étudier la détection d'ilotage. Nous avons retenu et justifié une topologie simple avec une charge et un générateur reliés à un même nœud et connectés à une source de tension au travers d'un interrupteur. La production est modélisée par un onduleur, ce qui est adapté pour modéliser les panneaux photovoltaïques, les batteries, et la moitié des éoliennes présentes en Europe. Nous avons fait l'estimation que 71 % de la production connectée à un départ mixte est interfacée par un onduleur. Enfin, afin de choisir un modèle de charge, nous avons présenté un état de l'art des différents modèles puis nous avons proposé des critères permettant d'évaluer la pertinence d'une charge pour étudier les ilots non-intentionnels. Après application de ces critères à plusieurs charges, deux modèles ont été retenus : la charge RLC qui est simple à utiliser et commune pour caractériser les ilots, et la charge {rétablissement exponentiel + capacité} qui est plus complète et valide l'ensemble des critères.

Chapitre III – Expérimentations et mise en équation des ilots

Introduction

Les ilots non-intentionnels uniquement alimentés par des onduleurs ont des comportements très différents des systèmes de transport. En l'absence de machine synchrone, les évolutions de la tension et de la fréquence obéissent à des logiques différentes, et peu usuelles dans le domaine des réseaux. L'objectif de ce chapitre est de caractériser le comportement d'un ilot afin d'en avoir une meilleure compréhension. Cette compréhension est fondamentale pour pouvoir ensuite les étudier et améliorer la détection des ilots non-intentionnels. À cet effet, nous avons réalisé des expériences sur les ilots dont nous analyserons les comportements en régimes stationnaire et transitoire, et le comparerons à nos résultats de simulation (III.1). Ensuite, nous mettrons en équation le comportement en fréquence d'un ilot alimenté par onduleur, et nous ferons ressortir les différences avec un système alimenté par machine synchrone (III.2). Ces équations seront ensuite appliquées à plusieurs cas d'études, nous montrerons notamment sous quelles conditions la fréquence d'un ilot est instable (III.3).

III.1 Expérimentations

Introduction

Des expérimentations sur les ilots ont été réalisées dans au laboratoire G2Elab avec un onduleur et une charge RLC, dont le montage sera détaillé dans la sous-section III.1.1. Une vision d'ensemble des essais faits et des objectifs poursuivis est ensuite présentée dans III.1.2. Les données mesurées pendant les ilots ont été traitées afin de calculer les grandeurs nécessaires pour décrire l'évolution de l'îlot, en particulier la tension efficace, la fréquence et les puissances actives et réactives. Nous présenterons en III.1.3 un exemple d'îlot obtenu en laboratoire où nous présenterons en parallèle comment sont faits les calculs des différentes grandeurs. Les résultats de ces expériences nous ont permis de valider notre modèle (présenté en II.2.4) en le comparant à la fois aux résultats d'expériences, en régime stationnaire (III.1.4) et en régime transitoire (III.1.5). La rapidité du régime transitoire a été mesurée pour de nombreux essais. Nous avons aussi réalisé des expériences sur les ilots dans un laboratoire du CRIEPI, à Komae (préfecture de Tokyo), ce qui nous a permis d'avoir une source de données distincte et complémentaire et de mieux caractériser le régime transitoire des ilots (III.1.6).

Note : La zone de non-détection (ZND) aurait pu être calculée en faisant des expériences. Nous avons fait le choix de ne pas le faire, d'une part parce que le nombre d'expériences à réaliser pour tracer une seule ZND est trop important, et d'autre part parce que tous les paramètres ne sont pas connus et réglables, ce qui limite les possibilités d'investigations et la possibilité d'interpréter les résultats. Les tracés de ZND ont donc tous été obtenus à partir de simulations ou de calculs formels, ils sont présentés dans les chapitres IV et V.

III.1.1 Montage

Le montage câblé dans le cadre de la thèse dans le laboratoire du G2Elab est présenté en Figure III-1 et Figure III-2. Il s'agit d'un montage triphasé avec neutre, reliant sur un seul nœud l'onduleur et les trois éléments de la charge RLC. L'onduleur est alimenté par un générateur DC, lui-même contrôlé par un Raspberry Pi (RPi) pour reproduire le comportement d'un panneau photovoltaïque. Plus de détails sur les divers composants sont donnés ci-après.

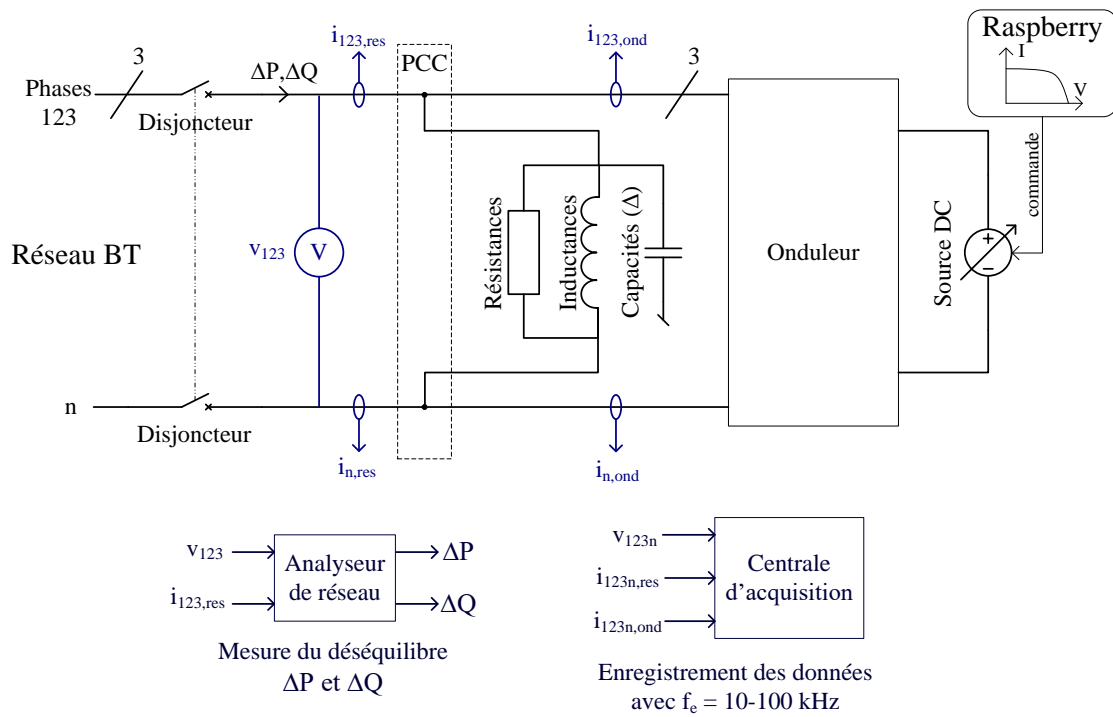


Figure III-1 — Schéma du montage.



Figure III-2 — Photo du montage.

Réseau BT

Il s'agit d'un réseau triphasé équilibré, de tension phase-neutre d'environ 240V et de fréquence 50 Hz.

Résistances, capacités et inductances

Le modèle de la charge est présenté en Figure III-3. Les pertes cuivre et fer de l'inductance étant non-négligeables, nous les avons prises en compte. Pour les prendre en compte, nous avons identifié expérimentalement un modèle relativement simple, distinguant d'une part, les pertes cuivres modélisées par une résistance série de $2\ \Omega$ et d'autre part les pertes fers modélisées par une résistance parallèle R_f avec $R_f/L\omega = 23$.

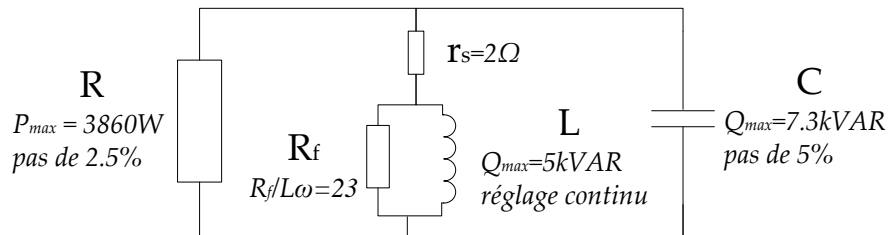


Figure III-3 — Modèle de la charge.

Onduleur

Il s'agit d'un onduleur triphasé commercial de 5 kVA. Les paramètres réglables concernent d'une part la protection (activation ou non d'une méthode active anti-ilottage, seuils en tension, fréquence et ROCOF, et leurs temporisations), et d'autre part les caractéristiques de fonctionnement réseau (réglage du $\cos \varphi$, activation des régulations $P(f)$, $Q(U)$, $P(U)$ et choix de leurs paramètres, etc.). Pour les essais, nous désactiverons toutes les régulations et, surtout, nous désactiverons la méthode active anti-ilottage afin de pouvoir obtenir des ilots.

Source DC et son contrôle

L'alimentation DC sert à alimenter l'onduleur, elle est contrôlée par un Raspberry Pi de manière à reproduire la caractéristique courant-tension d'un panneau photovoltaïque. Cette caractéristique tension-courant est réglée en spécifiant la tension à vide et la puissance maximale (*maximum power point*).

Mesures

Les mesures sont faites à l'aide de deux appareils : un analyseur réseau et une centrale d'acquisition (leurs connexions sont visibles en Figure III-1). L'analyseur réseau est utilisé pendant les expériences pour visualiser en direct le déséquilibre en puissance active et en puissance réactive (ΔP et ΔQ). La centrale d'acquisition est utilisée pour enregistrer toutes les données mesurées : les tensions triphasées v_{123} , les courants triphasés en sortie de l'onduleur $i_{123n,ond}$, et les courants triphasés en amont du PCC $i_{123n,res}$ (point de couplage commun, ou *point of common coupling*). Les données enregistrées par la centrale d'acquisition sont traitées sur Matlab et sont directement tracées, soit utilisées pour calculer les grandeurs qui nous intéressent : tensions efficaces, courants efficaces, fréquence, puissances actives et puissances réactives.

III.1.2 Présentation des essais réalisés

Un total de 67 essais ont été réalisés, ils ont été numérotés par ordre chronologique. Nous détaillons ci-dessous sous quelle conditions ils ont été réalisés, et avec quel objectif. Il est possible de distinguer quatre salves d'essais :

- Les *essais 1 à 24* sont les premières expériences réalisés, nous n'avons pas réussi à obtenir des ilots stables, ils duraient au maximum quelques centaines de millisecondes, et ce malgré un équilibre initial en puissances ($\Delta P, \Delta Q \approx (0, 0)$). Les raisons de détection étaient multiples, mais une des raisons récurrentes pour laquelle les ilots étaient rapidement détectés était que la tension neutre-terre était supérieure au seuil de la protection. Cette tension apparaissait à cause d'un déséquilibre entre les phases, et était principalement due à l'inductance. Suite à l'essai 24, l'inductance a été changée pour une inductance moins déséquilibrée, ce qui a permis d'obtenir les premiers ilots stables sur plusieurs secondes, voire plusieurs minutes.
- Les *essais 25 à 51* ont été réalisés dans des conditions diverses et variées afin d'investiguer toutes les possibilités et d'améliorer notre compréhension des ilots. Sur les 27 essais, 16 ont mené à des ilots stables, parmi lesquels, une durée de 3min45s a été atteinte (essai n°34). Suite à l'essai n°34, les ilots stables ont volontairement été interrompus au bout de quelques secondes afin de gagner du temps et d'éviter d'accumuler des données volumineuses et peu utiles. Pour arrêter un ilot, la valeur de la résistance est changée manuellement de manière significative afin que la tension varie suffisamment pour être détectée par l'onduleur.
- Les *essais 52 à 63* ont été réalisés afin d'étudier l'impact de ΔP et ΔQ sur le régime permanent de l'ilot, et de comparer les résultats avec notre modèle. Afin qu'il y ait une cohérence entre les essais, les paramètres P_p , Q_p et C sont gardés constants. Les différentes valeurs de ΔP et ΔQ voulues sont atteintes en variant R et L . Les seuils en tension et en fréquence de l'onduleur ont été élargis au maximum afin de pouvoir réaliser nos travaux sur des plages ($\Delta P, \Delta Q$) plus grandes. Ces essais ont servi de base de données pour les comparaisons avec les simulations de notre modèle dans les sous-sections III.1.4 (régime permanent) et III.1.5 (régime transitoire).
- Les *essais 64 à 67* ont été réalisés afin d'obtenir des courbes d'évolutions pertinentes pour illustrer le comportement d'un ilot dans la sous-section suivante — III.1.3, contrairement aux essais précédents, les seuils en tension et en fréquence n'ont pas été élargis. L'essai n°67 a été retenu car, d'une part, l'ilot ne dure pas trop longtemps (quelques secondes) et, d'autre part, les tensions et la fréquence varient suffisamment pour que leur régime transitoire soit bien visible.

III.1.3 Caractérisation d'un ilot

Nous allons maintenant étudier un exemple d'ilot obtenu expérimentalement (lors de l'essai n°67). Pour cela, nous allons utiliser les données très riches que l'on a mesurées (V_{123} , $I_{123n,ond}$, $I_{123n,res}$) avec une fréquence d'échantillonnage élevée et nous allons calculer avec précision la fréquence, les tensions, les puissances actives et les puissances réactives.

L'essai n°67 est un ilot qui commence à $t = 1.3$ s et dure 4.55 s ; il s'est arrêté à cause d'une phase dépassant le seuil de tension. La Figure III-4 présente le tracé des données brutes des tensions et courants mesurés en sortie de l'onduleur pour l'essai n°67. Aux alentours de $t = 4.4$ s, il est possible de discerner une variation d'amplitude de tous les courants et tensions, cela est dû à une première variation de la résistance qui avait pour but d'arrêter l'ilot, sans succès. La seconde variation, aux alentours de $t = 5.85$ s a elle été suffisante.

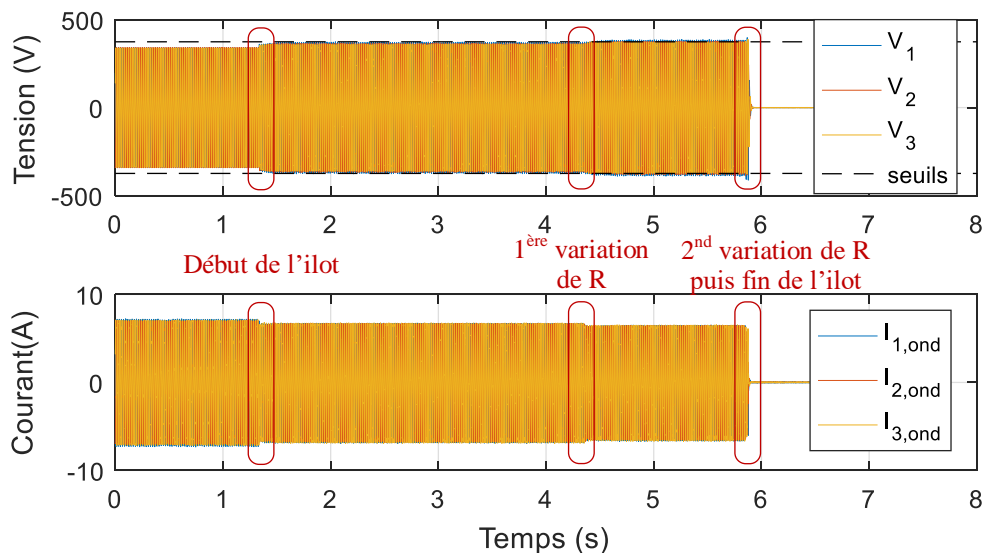


Figure III-4 — Données mesurées brutes des tensions V_{123} et des courants de l'onduleur dans les phases $I_{123,ond}$ et dans le neutre $I_{n,ond}$ — essai n°67.

Calcul de la fréquence

La fréquence a été calculée *a posteriori* à l'aide d'une dqPLL (présentée en Figure II-6) prenant en entrée les tensions triphasées mesurées. On obtient alors la Figure III-5. Sur les premiers instants, la PLL se synchronise à la tension, puis reste bien à 50 Hz. Suite au début de l'ilot, la fréquence subit une variation brusque (mais sans dépassement) puis reste stable jusqu'à la fin de l'ilot (délimité par des tirets rouge). Après la fin de l'ilot, les calculs de la PLL n'ont plus aucun sens (la tension étant quasi nulle). Nous avons aussi tracé la fréquence de l'essai n°34, voir Figure III-6, où il est possible de voir que sur la durée la fréquence évolue légèrement. Nous expliquons ce phénomène par l'échauffement de l'inductance. Ceci change très légèrement ses caractéristiques, ce qui fait varier la fréquence de résonance de la charge (voir équation (A.4) en Annexe A), et donc le point d'équilibre de l'ilot.

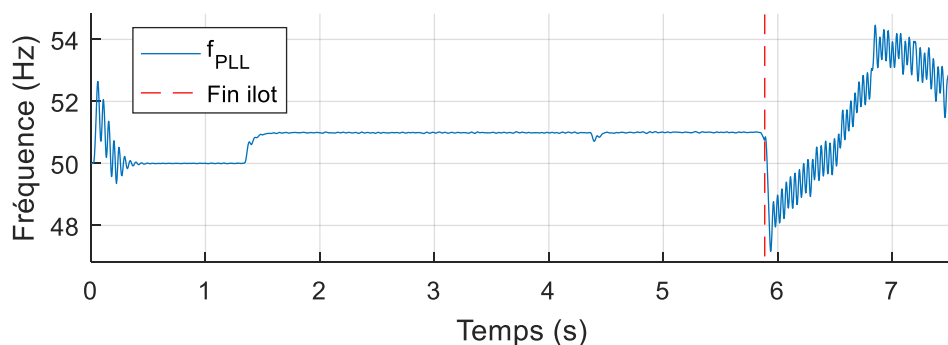


Figure III-5 — Fréquence calculée par la PLL (f_{PLL}) — essai n°67.

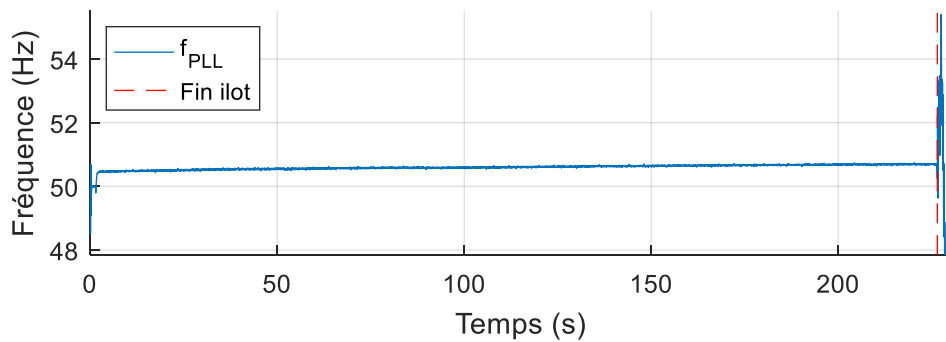


Figure III-6 — Fréquence calculée par la PL (f_{PLL}) — essai n°34.

Calcul des tensions

La protection peut déclencher dès qu'une des trois phases dépasse un des seuils, nous tracerons donc la tension efficace de chaque phase. Celles-ci sont calculées en faisant une moyenne quadratique de la tension sur une période $T = 1/f$, où f est la fréquence de sortie de la PLL. On obtient alors la Figure III-7. Les tensions calculées oscillent au début, le temps que la PLL se synchronise. Suite au début de l'ilot, il est possible de voir les trois tensions se séparer, cela est dû au léger déséquilibre de la résistance. Vers 4.3 s, puis vers 5.9 s, nous avons déconnecté plusieurs résistances (qui sont en parallèle), ce qui a diminué la consommation et augmenté la tension. Au deuxième saut de tension, la phase n°1 dépasse le seuil, ce qui est immédiatement détecté par la protection de l'onduleur qui déclenche.

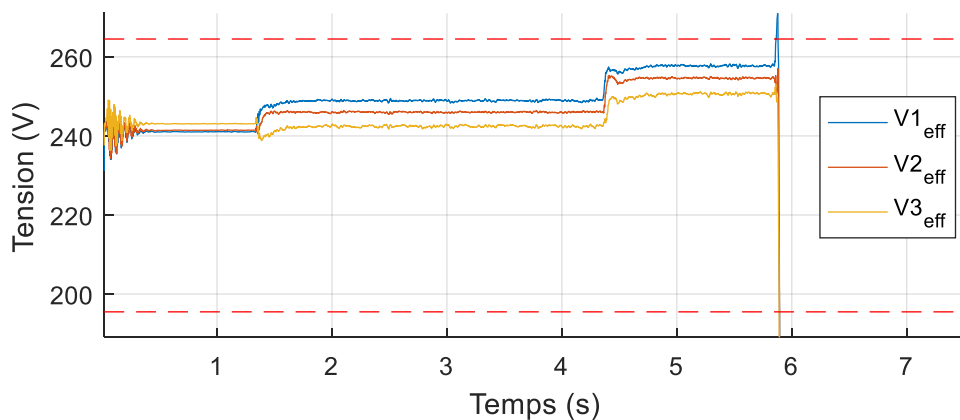


Figure III-7 — Tensions efficaces des trois phases $V_{123_{eff}}$ — essai n°67.
Les tirets rouges sont les seuils en tension de la protection.

Calcul de la puissance active et de la puissance réactive

Deux méthodes ont été utilisées pour calculer P et Q . La première repose sur la transformation $abc \rightarrow dq$ (qui nécessite une PLL) et calcule P et Q à l'aide des formules (III.1).

$$\begin{cases} P_{PLL} = \frac{3}{2}VI \cos(\varphi_V - \varphi_I) \\ Q_{PLL} = \frac{3}{2}VI \sin(\varphi_V - \varphi_I) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

$$\text{avec } \begin{cases} \underline{V} = V_d + jV_q = Ve^{j\varphi_V} \\ \underline{I} = I_d + jI_q = Ie^{j\varphi_I} \end{cases}$$

La seconde méthode repose sur un calcul instantané de $p(t)$ et $q(t)$ qui sont ensuite filtrées à l'aide d'un filtre passe-bas à réponse impulsionnelle finie (RIF, ou *finite impulse response*, FIR), voir équation (III.2). La fréquence de coupure du filtre est de 10 Hz. La formule de la puissance réactive instantanée $q(t)$ n'est en théorie valable que pour un système équilibré et sans harmoniques. Le filtre permet d'éliminer les harmoniques mais ne permet pas d'enlever l'effet indésirable d'un déséquilibre. Les valeurs de P et Q calculées avec ces deux méthodes sont tracées en Figure III-8. On observe que les deux formules donnent des résultats très proches au regard de la puissance nominale (3400 W).

$$\begin{cases} P_{RIF} = RIF(p) \\ Q_{RIF} = RIF(q) \end{cases}$$

$$\text{avec } \begin{cases} p(t) = V_1I_1 + V_2I_2 + V_3I_3 \\ q(t) = \frac{1}{\sqrt{3}}(I_1(V_2 - V_3) + I_2(V_3 - V_1) + I_3(V_1 - V_2)) \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

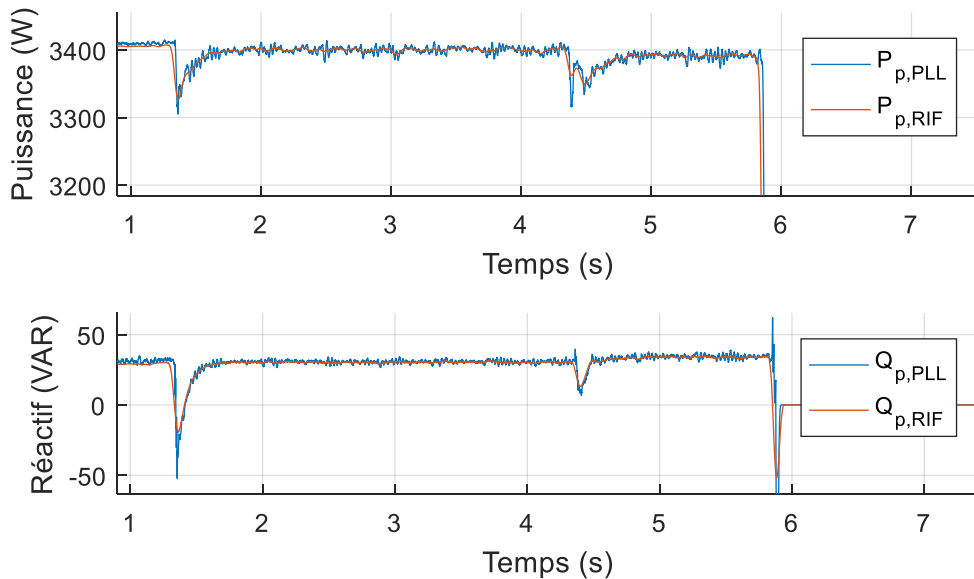


Figure III-8 — Puissance active P_p et puissance réactive Q_p produites par l'onduleur — essai n°67.

III.1.4 Étude du régime stationnaire : résultats expérimentaux et analyses

Nous allons maintenant nous intéresser à la cohérence entre le comportement de nos modèles en statique et les mesures faites en régime permanent. L'objectif est de valider le comportement statique de nos modèles utilisés pour étudier les ilots. Pour cela, nous avons réalisé douze essais en faisant varier les déséquilibres ΔP et ΔQ , avec $\Delta P = P_1 - P_p$ et $\Delta Q = Q_1 - Q_p$ (où P_1 et Q_1 sont la

consommation de la charge, et P_p et Q_p sont la production de l'onduleur). La tension et la fréquence mesurées en régime permanent de l'îlot sont alors comparées avec la tension et la fréquence que l'on aurait obtenues par calculs.

Pour réaliser les douze essais, nous avons gardé constantes les consignes de l'onduleur (avec $P_p = 3900 \text{ W}$ et $Q_p = 0 \text{ VAR}$) et la valeur de la capacité ($Q_c = 2840 \text{ VAR}$), et nous avons fait varier la résistance et l'inductance de manière à atteindre des ΔP et ΔQ différents, voir Figure III-9. Sur les douze essais, trois ilots ont été détectés avant que la tension et la fréquence n'atteignent leur régime permanent et ne pourront donc pas être utilisés pour cette étude.

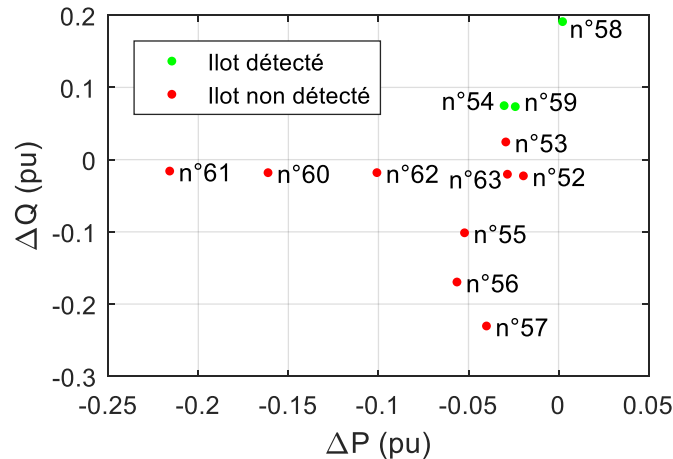


Figure III-9 — Déséquilibres initiaux ΔP et ΔQ des douze essais (n°52 à 63)

Calculs théoriques

La consommation de la charge (vue en Figure III-3) en puissance active et réactive, P_l et Q_l , est calculée avec (III.3). Pour calculer la tension et la fréquence qu'aurait atteintes le système après le commencement de l'îlot d'après notre modèle, nous utiliserons les équations d'équilibre en puissance avant l'îlot (III.4) et les équations d'équilibre en puissance en régime permanent (III.5), soit un total de quatre équations pour les quatre inconnues : V_{ilot} , f_{ilot} , L et R (la capacité C est connue car Q_c est fixée).

$$\begin{cases} P_l(V, f, R, L) = 3 \cdot V^2 \cdot \text{Re}(\underline{Y}) \\ Q_l(V, f, R, L) = 3 \cdot V^2 \cdot (-\text{Im}(\underline{Y})) \end{cases} \quad \text{(III.3)}$$

avec $\underline{Y} = \frac{1}{R} + jC\omega + \frac{1}{r_s + R_f // jL\omega}$

$$\begin{cases} P_l(V_0, f_0, R, L) = P_p + \Delta P \\ Q_l(V_0, f_0, R, L) = Q_p + \Delta Q \end{cases} \quad \text{(III.4)}$$

$$\begin{cases} P_l(V_{ilot}, f_{ilot}, R, L) = P_p \\ Q_l(V_{ilot}, f_{ilot}, R, L) = Q_p \end{cases} \quad \text{(III.5)}$$

Comparaison entre mesure et théorie

On trace alors les deux tensions obtenues (théorique et mesurée) en fonction de ΔP , et ce pour chacun des 9 essais ; on fait de même pour la fréquence en fonction de ΔQ et on obtient la

Figure III-10. On observe que les calculs théoriques sont très proches des résultats mesurés. On rappelle que les seuils de détection de l'onduleur ont été grandement élargis, ce qui nous a permis d'atteindre des fréquences éloignées de 50 Hz.

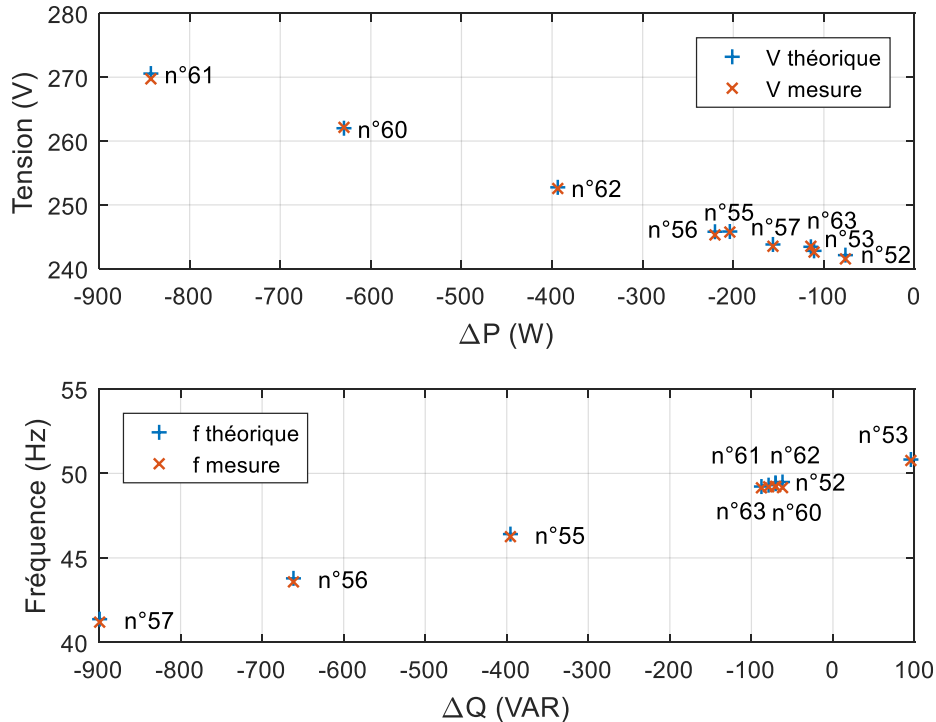


Figure III-10 — Comparaison du régime permanent des tensions et fréquences obtenues par mesures et par calculs.

Bilan

Les calculs en régime permanent faits à partir de notre modèle donnent des résultats très proches des mesures faites sur notre montage, ce qui nous permet de valider le comportement en régime stationnaire de notre modèle d'îlot. Nous allons voir dans la partie suivante si le modèle reste valide lorsque le comportement dynamique est considéré.

III.1.5 Étude du transitoire : résultats expérimentaux et comparaison avec les simulations

Nous allons maintenant étudier la dynamique des ilots et plus précisément le comportement transitoire au début de l'îlot. Le comportement dynamique de l'îlot dépend directement des paramètres internes du contrôle de l'onduleur, or ces derniers nous sont inconnus, et ne pourront donc pas être implémentés dans nos simulations. Dans ce cadre, nous aurons deux objectifs : le premier est de quantifier la rapidité de la dynamique des ilots mesurés (cette notion sera précisée ci-dessous) ; le second est de comparer les résultats obtenus par expériences avec les résultats obtenus en simulant notre modèle (qui avait été présenté en II.2.4).

Rapidité de la dynamique des ilots

Nous avons tracé l'évolution temporelle en tension et en fréquence des 9 différents ilots (voir Figure III-11). La référence de temps ($t = 0$) est prise égale au début de l'îlot pour chaque essai.

Remarque : La fréquence a été calculée à partir de la tension triphasée, or dans certains essais, la fréquence évolue si vite (jusqu'à -6 Hz en 50 ms pour l'essai n°57) que son comportement transitoire dépend de la méthode de mesure (PLL ou autre) et de ses paramètres (comme nous l'avons vu en section I.3). Un système de mesure rapide donnera des évolutions plus rapides mais a plus de risques d'être instable et de mener à des oscillations. Pour les tracés, nous avons essayé d'être le plus rapide possible tout en évitant d'obtenir de trop grandes oscillations.

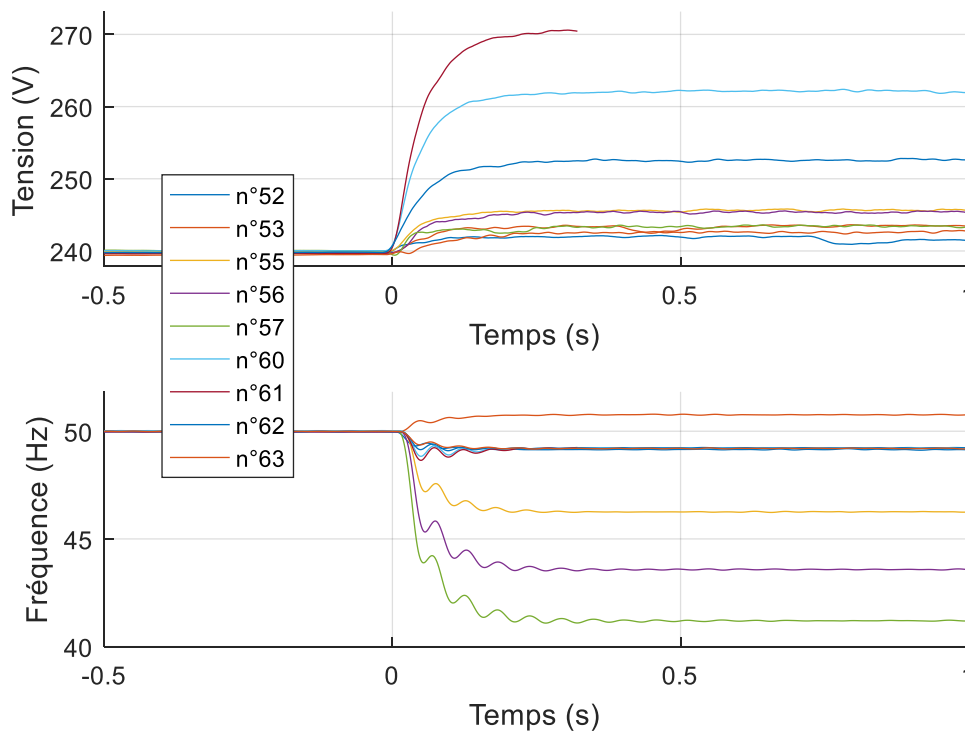


Figure III-11 — Evolution temporelle de la tension et de la fréquence de 9 essais réalisés au G2Elab.

Pour quantifier la rapidité de la dynamique de l'îlot, nous avons calculé deux temps de réponse à 63 % pour chaque essai, le premier pour la fréquence, et le second pour la tension. Pour un système du premier ordre, le temps de réponse à 63 % correspond bien sûr à la constante de temps du système (mais le système étudié ici ne se comporte pas exactement comme un premier ordre). On fait les calculs pour les neuf essais, et on trace l'historique des temps de réponse obtenus, voir Figure III-12. Le temps de réponse à 63 % moyen est de 55 ms pour la tension et de 38 ms pour la fréquence. Le transitoire des ilots mesurés est donc très rapide, avec une constante de temps de l'ordre de seulement 2 à 3 périodes du signal. La tension et la fréquence ont des dynamiques différentes car leur variation est guidée par des parties différentes du système ; le cas de la fréquence sera détaillé en section III.2.

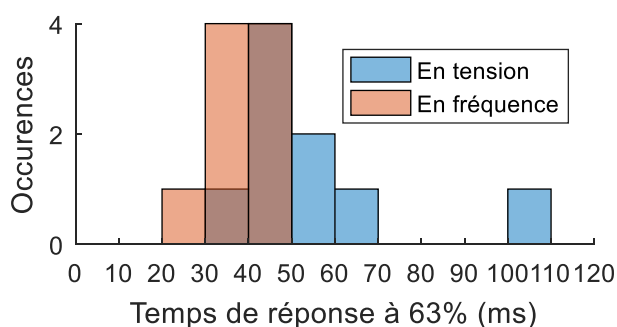


Figure III-12 — Histogrammes des temps de réponse à 63 % des 9 essais. La couleur marron correspond à la superposition des histogrammes bleu et rouge.

Comparaisons entre les expériences et les simulations

La comparaison entre les expériences et les simulations est loin d'être évidente : la capacité du bus DC et les détails des algorithmes utilisés dans l'onduleur nous sont inconnus. Nous avons donc modifié, selon la procédure décrite dans le paragraphe suivant, les paramètres de notre modèle EMT (qui a été décrit en II.2.4) afin de correspondre le mieux possible aux mesures faites, à la fois en tension et en fréquence.

Pour la fréquence, nous avons fait varier les paramètres de la PLL de synchronisation⁷ de l'onduleur afin de s'approcher des mesures. Les paramètres modifiés sont le coefficient proportionnel et le coefficient intégral du correcteur. On obtient alors la Figure III-13 (avec $K_p = 140$ Hz et $K_i = 3000$ Hz/s), où l'on peut voir que les deux courbes de fréquence ont un comportement transitoire assez proche. On peut noter que le régime permanent est légèrement différent (à la fois pour la fréquence et la tension), mais cela était attendu : il s'agit du même écart que celui obtenu précédemment, dans la Figure III-10.

Pour la tension, nous avons moins bien réussi à obtenir le même comportement transitoire que les mesures. Les paramètres pouvant influencer la dynamique de la tension sont assez nombreux (notamment la capacité du bus DC ou les paramètres K_p et K_i des correcteurs des boucles d'asservissement en tension U_{DC} , et en courant I_d), et nous n'avons pas souhaité consacrer trop de temps à les modifier pour s'approcher des mesures car ces paramètres seraient de toute façon différents d'un onduleur à l'autre. Nous retiendrons néanmoins que dans les deux cas, l'évolution de la tension est relativement rapide.

⁷ Nous expliquerons pourquoi nous faisons varier les paramètres de PLL pour coller à la fréquence dans la section suivante, *i.e.* III.2.

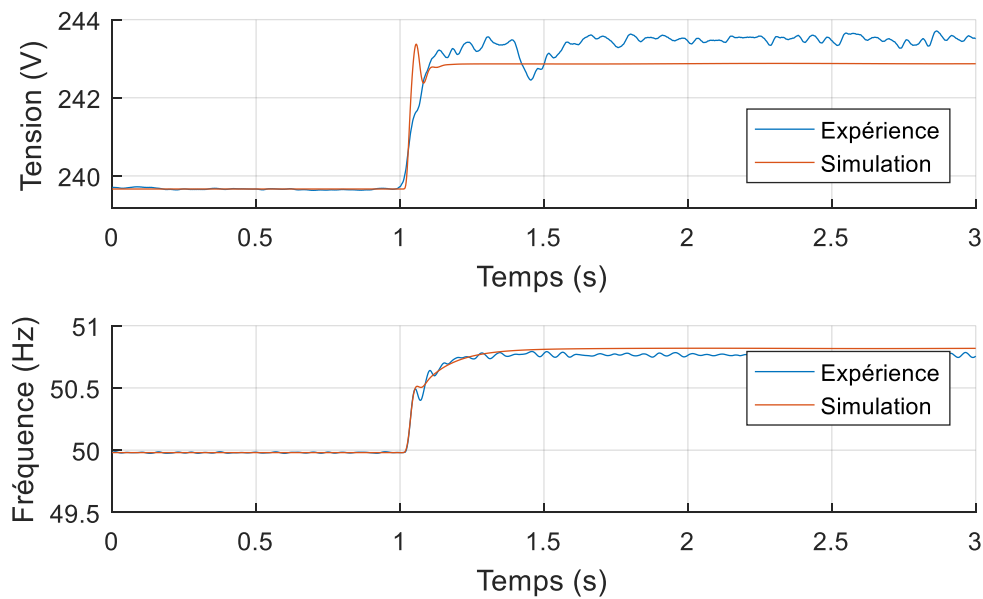


Figure III-13 — *Comparaison entre simulation et expériences de l'évolution temporelle de la tension et de la fréquence — essai 53.*

Ainsi, les simulations faites à partir de notre modèle EMT donnent des courbes d'évolution assez proches des expériences, ce qui nous permet de valider notre modèle que nous utiliserons pour la suite de la thèse.

III.1.6 Expérimentations dans le laboratoire du CRIEPI

Une mission à l'étranger a été réalisée et nous a permis de collaborer avec l'organisme de recherche japonais *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI). Durant la mission, il a été possible de faire des essais d'ilotage dans le laboratoire de Komae. Le système étudié pour réaliser ces ilotages est présenté en Figure III-14. Il est composé d'un onduleur de 10 kW (soit de Mitsubishi soit de Panasonic suivant les essais, notés M et P), d'une charge résistive de 10 kW, d'une capacité (2, 3 ou 10 kVAR), d'une inductance (0, 7 ou 8 kVAR) et de deux transformateurs reliant onduleurs et charges (et consommant ~ 3 kVAR).

Islanded system (after opening CB5)

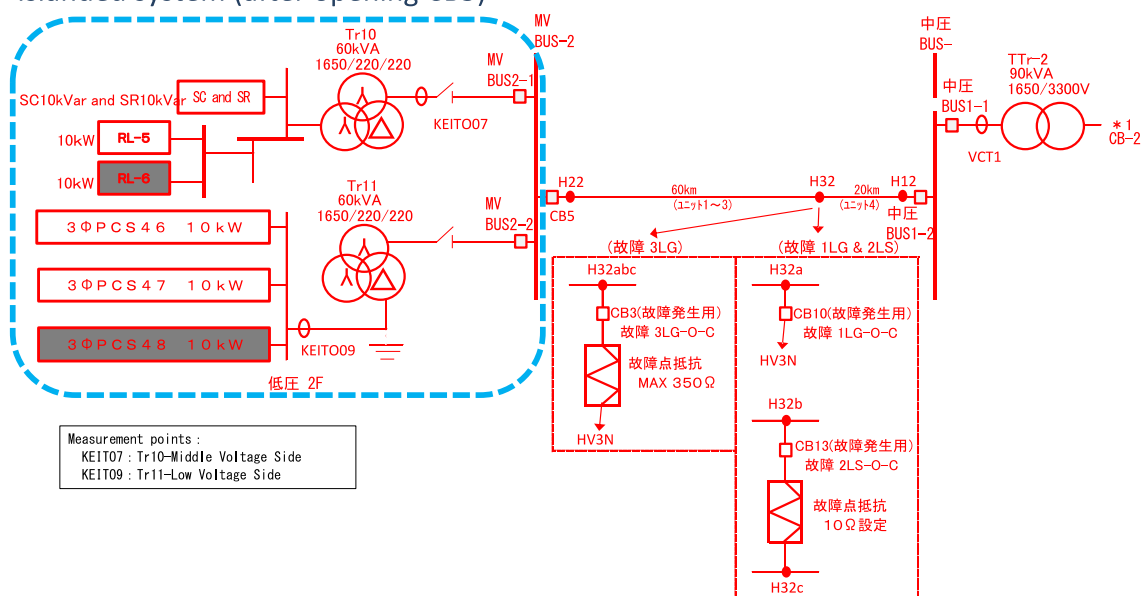


Figure III-14 — Schéma de montage des essais réalisés au CRIEPI.

Un total de 13 essais ont été réalisés, dont six pour lesquels la méthode active anti-îlotage de l'onduleur était activée. Les îlots qui ont été produits lors de ces six derniers essais ont été très vite détectés et sont peu intéressants à étudier dans le cadre de nos travaux. Les sept autres essais ont été effectués sans méthode active ; leurs paramètres sont répertoriés dans le Tableau III-1. À l'exception de l'essai n°1 pour lequel le début n'a pas été enregistré, l'évolution temporelle de chaque essai est tracée en Figure III-15, où la référence de temps de chaque essai a été modifiée afin que chaque îlot commence à $t=0$ s. La fréquence d'échantillonnage est de 200 Hz.

Parmi, ces tracés, il est possible d'observer de nombreux comportements que nous n'expliquons pas, notamment les oscillations en tension des essais 6 et 10 ou les variations en fréquence des essais 3 et 6. Faute de temps, nous n'avons pas pu déterminer l'origine de ces comportements à l'aide de nouvelles expériences car nous n'avons eu accès au centre d'expérimentations du CREIPI que pour une demi-journée.

De même que pour les essais réalisés au G2Elab, nous allons par la suite estimer la rapidité de la dynamique des îlots, et nous allons comparer leur régime transitoire aux simulations faites avec notre modèle.

Tableau III-1 — Paramètres des 7 essais sans méthodes actives anti-îlotages.

n° essai	Constructeur	Méthode active	R	C	L
1	M	Off	10 kW	3 kVAR	-
3	P	Off	10 kW	2 kVAR	-
6	M	Off	10 kW	3 kVAR	-
8	P	Off	10 kW	2 kVAR	-
9	M	Off	10 kW	-	3 kVAR
10	M	Off	10 kW	10 kVAR	7 kVAR
12	P	Off	10 kW	10 kVAR	8 kVAR

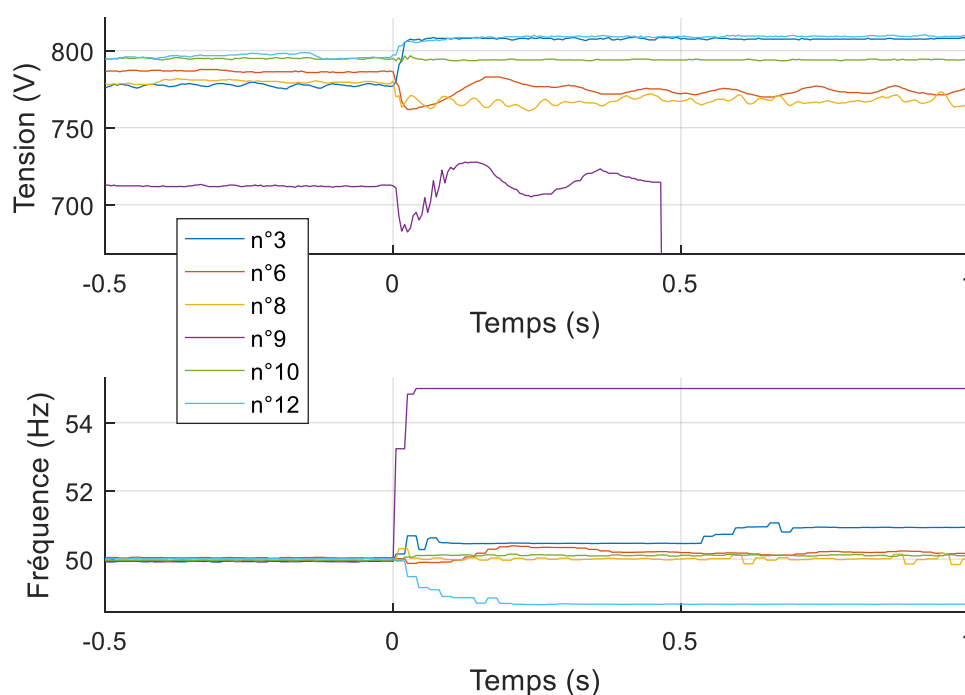


Figure III-15 — Evolution temporelle de la tension et de la fréquence de 6 essais fait au CRIEPI.

Rapidité de la dynamique de l'îlot

De même que pour les expériences au G2Elab, nous allons quantifier la rapidité du transitoire des ilots en estimant deux temps de réponse à 63 %, le premier pour la tension, le second pour la fréquence. Les résultats sont agrégés en Figure III-16.

Pour la tension, l'essai n°10 n'est pas considéré car la tension ne varie pas suffisamment, et l'essai n°9 non plus car son régime permanent n'a pas eu le temps d'être atteint. Sur les quatre essais restants, on obtient que le temps de réponse à 63% moyen de la tension est de 14 ms.

Pour la fréquence, l'essai n°8 n'est pas considéré car la fréquence ne varie pas et reste à 50 Hz. Pour les cinq essais restant, on obtient pour la fréquence un temps de réponse à 63% moyen de 24 ms.

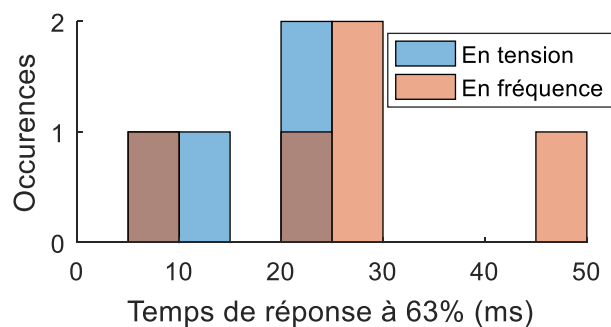


Figure III-16 — Histogrammes des temps de réponse à 63 %, obtenus à partir de 4 essais pour la tension et 5 essais pour la fréquence. La couleur marron correspond à la superposition des histogrammes bleu et rouge.

Comparaisons entre les expériences et les simulations

Nous avons vu en Figure III-15 que certains essais ont des comportements que nous n'expliquons pas, et d'autres des variations en tension ou fréquence trop faibles pour étudier le transitoire. Pour comparer un essai avec les simulations nous avons donc préféré utiliser le seul qui ne comporte aucun de ces inconvénients : l'essai n°12. La comparaison est faite en utilisant les mêmes paramètres du modèle EMT de l'onduleur que ceux utilisés précédemment avec les mesures du G2Elab, les paramètres de charges sont eux changés afin que le régime permanent simulé corresponde aux mesures ; on obtient alors la Figure III-17. À l'exception d'un certain écart sur la tension, les deux courbes sont très proches, ce qui tend à confirmer la précision de notre modèle et sa capacité à bien modéliser les ilots.

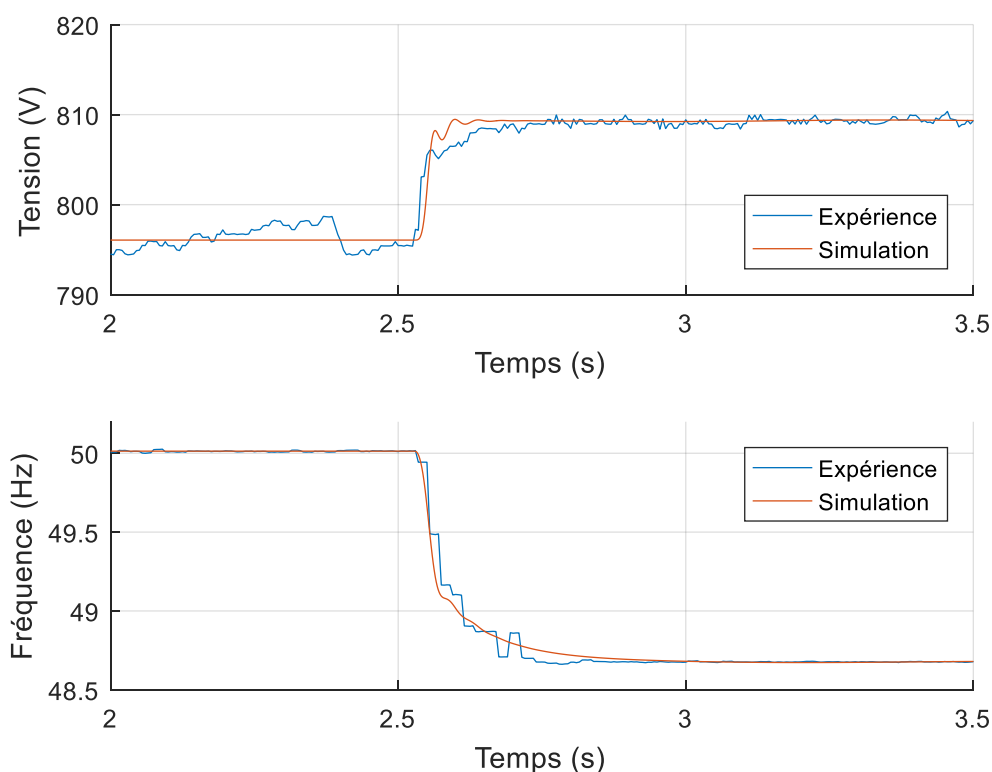


Figure III-17 — Schéma de montage de l'essai n°12 fait au CRIEPI.

III.1.7 Conclusion sur les expériences

De nombreux ilotages ont été réalisés expérimentalement, une partie a été obtenue au laboratoire G2Elab, et une autre partie au laboratoire de Komae du CRIEPI. Les résultats d'expériences ont permis de caractériser le comportement des ilots, notamment la rapidité de leur régime transitoire. Des temps de réponse à 63 % allant de 5 à 107 ms ont été observés, avec, au G2Elab, des valeurs moyennes de 55 ms pour la tension et de 38 ms pour la fréquence, et au CRIEPI, des valeurs moyennes plus faibles : 14 ms pour la tension et 24 ms pour la fréquence. Plusieurs raisons peuvent expliquer ces différences, nous pensons que la principale raison est la différence entre les systèmes de contrôle des onduleurs, notamment les paramètres des boucles et des systèmes de synchronisation (PLL ou autre).

Les tensions et fréquences mesurées ont été comparées avec les résultats de simulation obtenus à l'aide de notre modèle. Nous avons réussi à prévoir la tension et la fréquence atteintes

en régime permanent à partir des seules mesures faites avant le commencement de l'ilot, notamment le déséquilibre initial de l'ilot ($\Delta P, \Delta Q$). Ceci conforte la précision de notre modèle.

Nous avons fait de même pour le régime transitoire. Pour cela, nous avons, d'une part, réglé les paramètres de la charge de notre simulation de manière à être conforme avec les mesures faites, et d'autre part, réglé les paramètres de la PLL pour se rapprocher du comportement transitoire mesuré. Nous avons ainsi obtenu des courbes en tension et en fréquence relativement proches de nos expériences. Ces comparaisons expériences/simulations ont ainsi permis de valider notre modèle de système iloté présenté dans la section II.2.4. Cette validation permet de conforter les résultats que l'on obtiendra à partir des simulations, dans les chapitres IV et V.

III.2 Résolution formelle : mise en équation des ilots et impact des paramètres fondamentaux

Nous avons vu dans la section précédente le comportement transitoire de la fréquence au commencement d'un ilot. Cependant, nous n'avons pas déterminé quelle était l'origine de cette évolution et quels paramètres entrent en jeu. Pour le comprendre, nous allons décrire les principaux facteurs influençant l'évolution de la fréquence et nous les mettrons en équation afin d'avoir des résultats analytiques qui permettront d'isoler les paramètres importants. La connaissance de ces paramètres est importante pour la compréhension du comportement des ilots non-intentionnels, et *in fine* pour l'amélioration de leur détection. Enfin, à titre pédagogique et pour bien mettre en évidence les spécificités de la dynamique des ilots par rapport à celle, bien mieux connue, des grands réseaux continentaux, ces résultats seront comparés avec les équations décrivant l'évolution en fréquence du réseau de transport que nous verrons en première sous-section (III.2.1), ci-après.

III.2.1 Préambule : mise en équation des réseaux de transport

L'objectif de cette sous-section est de comprendre les principaux phénomènes régissant le comportement fréquentiel d'un réseau de transport (par exemple à l'échelle de l'Europe). La description de ces phénomènes servira ensuite à bien mettre en évidence les différences avec le comportement d'un ilot alimenté par onduleur. En effet, nous verrons que les deux systèmes ont des comportements très différents. L'étude des ilots, afin de mieux les contrôler ou de mieux les détecter, demande donc de changer de paradigme et de ne plus considérer ces systèmes comme de simples « petits réseaux de transports ».

Le comportement en fréquence d'un réseau de transport est étroitement lié aux équations mécaniques des rotors des machines synchrones. Nous détaillons ici les principales équations, et un certain nombre d'autres peuvent aussi être trouvées dans le livre de P. Kundur [64]. Nous commencerons par les équations décrivant une seule machine synchrone, puis nous généraliserons à l'ensemble du réseau.

Cas d'une seule machine synchrone

On étudie le rotor d'une machine synchrone (alternateur), sur lequel sont appliqués un couple mécanique d'entraînement T_m (N.m) et un couple électromagnétique de freinage T_{em} (N.m). Le moment d'inertie du rotor est noté J (kg.m^2) et la vitesse de rotation du rotor est notée Ω (rad.s^{-1}). Le couple dû aux frottements est inclus dans T_m . D'après le principe fondamental de la dynamique appliqué au rotor de la machine synchrone, on peut écrire :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_{em} \quad (\text{III.6})$$

On peut multiplier l'équation par Ω pour obtenir une équation d'équilibre en puissance, nous noterons P_m la puissance mécanique et P_{em} la puissance électromagnétique produite et consommée par le réseau :

$$J\Omega \frac{d\Omega}{dt} = P_m - P_{em} \quad (\text{III.7})$$

Pour une machine synchrone, on définit l'inertie réduite H :

$$H = \frac{\text{"Energie cinétique à vitesse nominale (J)"}}{\text{"Puissance apparente nominale (VA)"}} = \frac{\frac{1}{2}J\Omega_0^2}{S_0} \quad (\text{III.8})$$

Par la suite, on utilisera une « barre supérieure » pour les termes exprimés dans le système *per unit*, ou *pu*. On isole l'expression J de (III.8) et on l'injecte dans (III.7) pour obtenir (III.9).

$$\begin{aligned} \left(\frac{2HS_0}{\Omega_0^2}\right)\Omega \frac{d\Omega}{dt} &= P_m - P_{em} \\ 2H \left(\frac{\Omega}{\Omega_0}\right) \frac{d\left(\frac{\Omega}{\Omega_0}\right)}{dt} &= \frac{P_m - P_{em}}{S_0} \\ 2H\bar{\Omega} \frac{d\bar{\Omega}}{dt} &= \bar{P}_m - \bar{P}_{em} \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

La machine étant synchrone, la fréquence du réseau est égale à la fréquence de rotation de la machine : $f/f_0 = \Omega/\Omega_0$ ou de manière équivalente $\bar{f} = \bar{\Omega}$. L'expression (III.9) peut alors être reformulée pour donner l'expression de la dérivée de la fréquence (III.10), dite ROCOF (*rate of change of frequency*).

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{\bar{P}_m - \bar{P}_{em}}{2H\bar{f}} \quad (\text{III.10})$$

L'équation (III.10) décrit le comportement d'une seule machine synchrone sur le réseau et montre la directe proportionnalité entre la dérivée de la fréquence et le déséquilibre entre puissance mécanique et puissance électromagnétique. L'inertie réduite a un effet stabilisant : plus elle est élevée, moins la dérivée de la fréquence est grande.

Cas du système complet

Le système complet est composé d'un grand nombre de machines synchrones, de générateurs non synchrones et de charges. Pour déterminer le comportement de la fréquence du système, on commence par reprendre l'équation (III.7) que l'on peut écrire pour chaque machine synchrone puis on additionne l'ensemble pour obtenir (III.11) où MS est l'ensemble des machines synchrones.

$$\sum_{i \in MS} J_i \Omega_i \frac{d\Omega_i}{dt} = \sum_{i \in MS} P_{m,i} - \sum_{i \in MS} P_{em,i} \quad (\text{III.11})$$

On peut reformuler cette dernière expression de manière à inclure l'ensemble des générateurs non synchrones (GNS) et l'ensemble des charges. Pour cela, on utilise l'expression de la puissance totale produite $P_{\text{prod}} = \sum_{i \in MS} P_{m,i} + \sum_{i \in GNS} P_i$ et de la puissance totale

consommée (égale à la puissance réellement injectée dans le réseau) $P_{conso} = \sum_{i \in MS} P_{em,i} + \sum_{i \in GNS} P_i$, et on obtient (III.12).

$$\sum_{i \in MS} J_i \Omega_i \frac{d\Omega_i}{dt} = P_{prod} - P_{conso} \quad (III.12)$$

On définit l'inertie équivalente de l'ensemble du réseau, notée H_{sys} , comme le rapport entre l'énergie cinétique de l'ensemble des machines synchrones et la puissance apparente du réseau (cette dernière inclut les machines non synchrones), voir (III.13). Actuellement, en Europe, l'installation massive de génération distribuée non synchrone conduit à diminuer l'énergie cinétique totale, et donc à diminuer l'inertie du système. L'ENTSO-E a présenté des valeurs prévisionnelles de l'inertie H_{sys} dans [2].

$$H_{sys} = \frac{\left(\sum_{i \in MS} \frac{1}{2} J_i \Omega_{0,i}^2 \right)}{S_{sys}} \quad (III.13)$$

En réalisant une démonstration similaire à celle avec une seule machine synchrone, on peut montrer que l'expression de la dérivée de la fréquence est (III.14). On retrouve que la dérivée de la fréquence est proportionnelle au déséquilibre entre la production et la consommation, et que l'inertie est le principal paramètre pour l'influencer : plus l'inertie est faible, plus la dérivée de la fréquence est élevée.

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{\overline{P_{prod}} - \overline{P_{conso}}}{2H_{sys}\bar{f}} \quad (III.14)$$

Dans la partie suivante, nous verrons qu'en l'absence de machine synchrone, l'évolution de la fréquence est régie par des règles complètement différentes et n'est plus directement liée au déséquilibre en puissance.

III.2.2 Équations régissant la fréquence d'un ilot

L'objectif de cette sous-section est de déterminer les équations régissant l'évolution de la fréquence d'un ilot alimenté par un onduleur. L'objectif étant de résoudre ces équations de manière formelle, nous serons amenés à faire plusieurs hypothèses relativement fortes afin d'éviter d'obtenir des équations différentielles non-linéaires sans solution analytique. Ainsi, les équations obtenues ne permettront pas de calculer précisément l'évolution temporelle de la fréquence (comme le ferait une simulation numérique) mais plutôt de dégager les principaux paramètres influençant cette évolution. De manière plus générale, ces calculs permettront aussi d'avoir une meilleure compréhension du comportement d'un ilot, ce qui est un premier pas important dans l'objectif de les caractériser.

Etat de l'art

La dynamique du transitoire des ilots a été peu étudiée dans la littérature, contrairement à leur régime permanent qui a souvent été mis en équations, notamment dans [26], [95], [117]–[119]. À notre connaissance, seul D. Dong *et al* [52] a publié un article où les équations de la

dynamique sont décrites. L'article [52] a eu une approche différente de celle qui sera présentée par la suite : le système considéré est celui présenté en Figure III-18 et vise à étudier le risque d'instabilité lorsque le réseau est faible (*weak grid*), Z_g est l'impédance de ligne, et Z_l la charge locale. On peut synthétiser les résultats en distinguant trois cas sur la valeur de Z_g :

- $Z_g \approx 0$, l'onduleur est directement raccordé au réseau, et sa fréquence est parfaitement synchronisée ;
- $Z_g \rightarrow \infty$ (cas d'un ilot), la fréquence de l'onduleur est généralement stable, mais différente de celle du réseau ;
- Z_g quelconque, il est possible que le système devienne instable, et que la fréquence subisse des oscillations non-linéaires. En pratique, Z_g est suffisamment faible pour éviter ces oscillations.

Pour nos travaux, nous ne considérerons le scénario où Z_g est très faible au début, avant l'ilot, puis devient infini après (=ouverture de l'interrupteur et commencement de l'ilot). Nous pourrions donc calculer le régime transitoire, chose qui n'a pas été étudiée par [52].

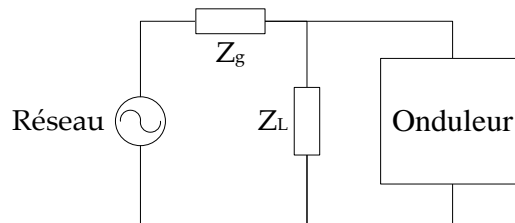


Figure III-18 — Topologie choisie dans l'article [52].

Description du système

L'objectif est maintenant de déterminer la principale mécanique qui va guider l'évolution de la fréquence. Pour cela, nous essaierons de répondre aux questions suivantes : si la phase du courant produit par un onduleur est synchronisée sur la tension, et que cette tension n'est plus imposée par le réseau de transport, alors comment cette phase va-t-elle évoluer ? Comment la fréquence va-t-elle alors évoluer ?

Pour répondre à ces questions, nous allons décrire le système à l'aide d'un modèle RMS pour la partie électrique, et nous utiliserons un modèle « petits signaux » (*small-signal model*) pour la PLL. Ceci permettra de linéariser la caractéristique sinus en sortie du comparateur de phase. Pour notre modèle, nous distinguerons trois phases, la phase de la tension θ_u , la phase du courant θ_i , et la phase mesurée par la PLL, θ_{PLL} . Les interactions entre les trois phases se font au travers de trois sous-systèmes :

- La PLL (entrée : θ_u , sortie : θ_{PLL}) qui essaie de synchroniser sa sortie sur son entrée. En régime permanent, on a $\theta_u = \theta_{PLL}$.
- L'onduleur et son contrôle en puissance (entrée : θ_{PLL} , sortie : θ_i) qui va injecter un courant I_d et I_q sur le réseau de manière à respecter les consignes en puissance active P^* et en puissance réactive Q^* . L'expression de la consigne de déphasage de la production est $\varphi_p = \tan^{-1}(Q^*/P^*) = \theta_{PLL} - \theta_i$. Cette dernière relation suppose qu'une variation de θ_{PLL} induit instantanément une variation de θ_i , ce qui revient à supposer que les boucles de courant I_d et I_q ont une dynamique suffisamment rapide pour être considérée comme instantanée.

- La charge (entrée : θ_i , sortie : θ_u) dont le courant reçu va être imposé par l'onduleur, et la tension qui en découle dépend des caractéristiques de la charge. L'expression du déphasage de la charge est $\varphi_1 = \tan^{-1}(Q_1/P_1) = \theta_u - \theta_i$ (notée φ_1 pour *load*).

En combinant ces trois sous-systèmes, on obtient le système complet décrivant le comportement de la phase (et donc de la fréquence) d'un ilot. Il est présenté en Figure III-19. La fréquence mesurée est alors définie par $f = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_{PLL}}{dt}$.

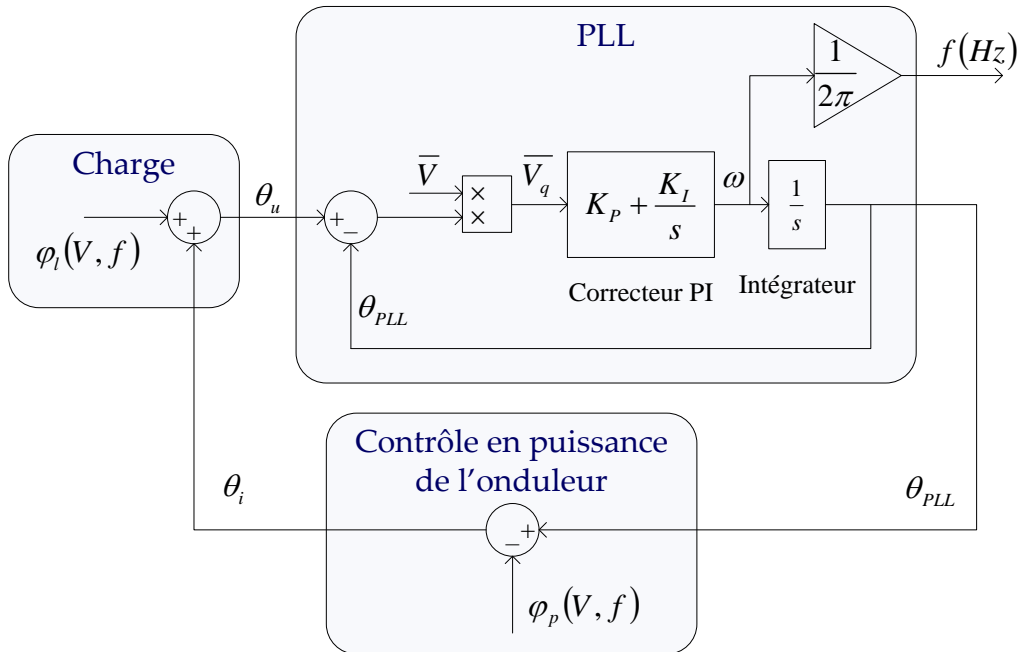


Figure III-19 — *Modèle petits signaux des interactions entre l'onduleur et la charge d'un ilot au travers de la phase du courant et de la phase de la tension.*

Remarques sur le modèle :

- Le filtre de sortie du comparateur de phase a ici été négligé afin de garder des équations simples et linéaires. Il s'agit d'une hypothèse assez forte que l'on justifie par la grande variété de filtres que l'on peut rencontrer [53] dont, pour beaucoup, la non-linéarité rendrait difficile, voire impossible, une résolution analytique. Ces filtres étant de type passe-bas, les prendre en compte induirait un léger ralentissement de la dynamique de la PLL, ce qui peut avoir un impact non négligeable dans les premiers instants de l'ilot, moment où les variations sont les plus brusques.
- Certaines PLL corrigent l'influence indésirable de \bar{V} en divisant \bar{V}_q par \bar{V} . Pour nos modèles, nous avons choisi de ne pas ajouter cette correction, ne sachant pas si elle est effectivement utilisée par les constructeurs.

En reformulant l'expression de la sortie du comparateur de phase \bar{V}_q , voir (III.15), on peut simplifier la représentation du système en passant d'une interaction entre phases (θ_i et θ_u) à une interaction entre déphasages (φ_1 et φ_p). On obtient alors le système présenté en Figure III-20. Ainsi, lorsque la différence $\varphi_1 - \varphi_p$ est positive, la fréquence croît, et lorsqu'elle est négative, la fréquence décroît.

$$\begin{aligned}
 \bar{V}_q &= \bar{V}(\theta_u - \theta_{PLL}) \\
 &= \bar{V}((\varphi_1 + \theta_i) - (\varphi_p + \theta_i)) \\
 &= \bar{V}(\varphi_1 - \varphi_p)
 \end{aligned}
 \tag{III.15}$$

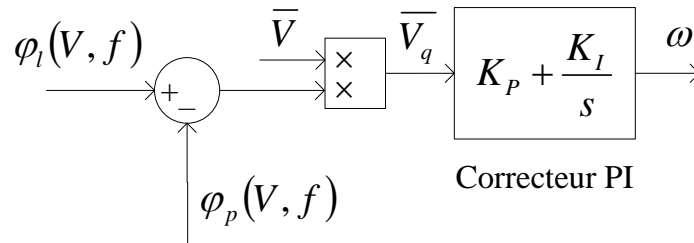


Figure III-20 — *Modèle petits signaux des interactions entre l'onduleur et la charge d'un ilot au travers de leur déphasage respectif.*

Bilan : La fréquence de l'ilot est guidée par l'interaction entre le déphasage imposé par la charge, et le déphasage que voudrait imposer l'onduleur, cette interaction se passe au niveau de la PLL et se traduit par une diminution ou une augmentation de la fréquence suivant le signe de $\varphi_1 - \varphi_p$.

Equations décrivant l'évolution de la fréquence de l'ilot

Au final, le système est décrit par les équations (III.16), où le terme φ_1 n'est pas constant et dépend de la tension et de la fréquence, et φ_p peut être constant ou non suivant la manière dont l'onduleur est contrôlé. Le système ne peut être à l'équilibre que lorsque le déphasage de la charge et la consigne de déphasage de la production sont égaux : $\varphi_1 = \varphi_p$.

$$\begin{cases} \dot{\omega} = K_P \dot{\bar{V}}_q + K_I \bar{V}_q \\ \bar{V}_q = \bar{V}(\varphi_1 - \varphi_p) \end{cases}
 \tag{III.16}$$

Comparaison avec un système alimenté par machines synchrones

D'après (III.16), l'évolution de la fréquence d'un ilot alimenté par un onduleur est directement déterminée par l'écart entre la consigne de déphasage de l'onduleur φ_p et le déphasage φ_1 réellement produit et consommé par les charges.

La fréquence obéit donc à des règles très différentes de celles d'un système principalement alimenté par des machines synchrones (comme le système de transport) où l'évolution de la fréquence est guidée par l'équilibre entre puissance produite et puissance consommée.

Ainsi, la fréquence d'un système charge-onduleur iloté est gouvernée par le déphasage, et donc plutôt par l'équilibre en réactif (avec $\varphi = \tan^{-1}(Q/P)$). Au contraire, le paramètre d'inertie réduite H , qui a une importance prépondérante pour les machines synchrones, n'a plus qu'un impact secondaire sur la fréquence des ilots.

III.2.3 Résolution des équations

Introduction

L'objectif de cette sous-section est de résoudre les équations (III.16) régissant l'évolution de la fréquence d'un îlot. Pour cela, nous utiliserons une impédance quelconque dont la dépendance à la fréquence est linéarisée, puis nous déterminerons les conditions initiales, notamment le saut de fréquence initial. Enfin, nous écrirons et résoudrons l'équation différentielle régissant la fréquence. Pour l'ensemble des calculs, nous supposons que la phase imposée par l'onduleur φ_p est constante, mais ils pourraient être refaits avec un φ_p variable.

La Figure III-21 résume le comportement de la fréquence d'un îlot : il y a au début un déséquilibre entre le déphasage voulu par la production et le déphasage imposé par de la charge, ce qui induit une variation vers la fréquence d'équilibre f_∞ .

Rappel : le sens de variation de la fréquence est guidé par la différence $(\varphi_l - \varphi_p)$, comme vu précédemment avec l'équation (III.16) et la Figure III-20.

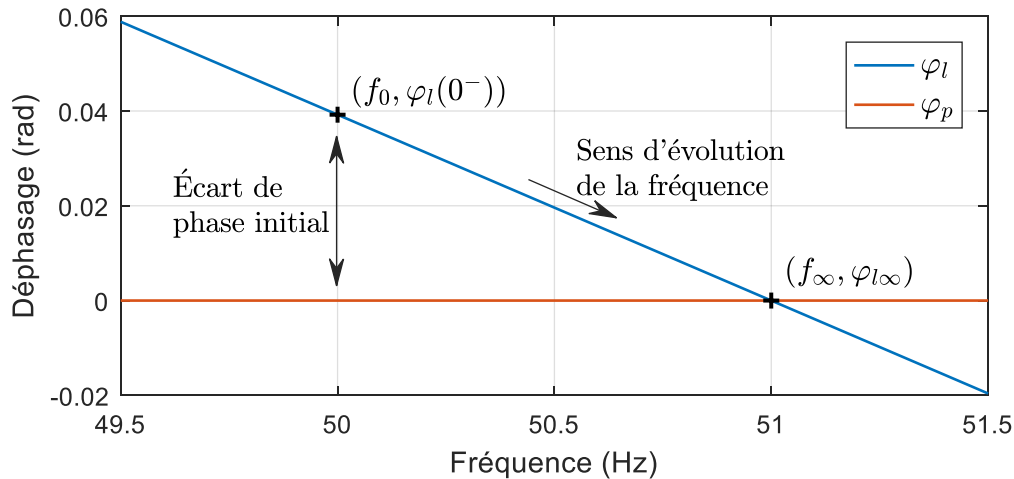


Figure III-21 — Exemple de point d'équilibre entre le déphasage de la charge et le déphasage de la production.

Hypothèses sur la charge

La charge est supposée être une impédance quelconque dont l'expression de la phase en fonction de la fréquence peut être approximée par son développement linéaire du premier ordre. Son expression est donnée par (III.17) où φ_{l0} est la phase nominale (i.e. phase pour $\omega = \omega_0$) et $\partial\varphi_l/\partial\omega$ est la dépendance de la phase à la fréquence. Pour une charge RLC, l'expression de ces paramètres est donnée dans l'Annexe A, où l'on notera que $\partial\varphi_l/\partial\omega$ est nécessairement négatif.

Nous avons fait le choix d'une impédance pour simplifier les calculs : la phase d'une impédance ne dépend pas de la tension mais seulement de la fréquence, et cette dépendance est instantanée et ne dépend pas des instants précédents au travers d'équations différentielles (comme par exemple pour une machine asynchrone).

$$\varphi_l(\omega) = \varphi_{l0} + \frac{\partial\varphi_l}{\partial\omega} \cdot (\omega - \omega_0) \quad (\text{III.17})$$

Conditions initiales de l'îlot

Avant *ilotage*, le courant consommé par la charge et le courant produit par l'onduleur sont *a priori* différents, il est donc nécessaire de distinguer leur phase, que l'on notera respectivement $\theta_{i,l}$ et $\theta_{i,p}$. Pour choisir une référence pour les phases, nous fixons la phase de la tension nulle à $t=0$. La PLL étant synchronisée au réseau, elle est à l'équilibre et \overline{V}_q est nul. La fréquence initiale est supposée égale à la fréquence nominale f_0 . L'ensemble des conditions initiales précédant la création de l'îlot est résumé par (III.18).

$$\begin{aligned}\theta_u(0^-) &= 0 \\ \theta_{i,p}(0^-) &= -\varphi_p \\ \theta_{i,l}(0^-) &= -\varphi_l \\ \overline{V}_q(0^-) &= 0 \\ f(0^-) &= f_0\end{aligned}\tag{III.18}$$

Après *ilotage*, les deux courants deviennent égaux et sont imposés par l'onduleur. La charge, qui impose un déphasage φ_l entre tension et courant, va alors imposer la nouvelle phase de la tension. La fréquence va elle subir un saut, noté Δf_i , dont nous verrons ci-après qu'il peut être calculé analytiquement. L'ensemble des conditions initiales suivant la création de l'îlot est résumé par (III.19).

$$\begin{aligned}\theta_i(0^+) &= \theta_{i,p}(0^-) \\ &= -\varphi_p \\ \theta_u(0^+) &= \theta_i(0^+) + \varphi_l \\ &= \varphi_l - \varphi_p \\ \overline{V}_q(0^+) &= \overline{V}(\varphi_l - \varphi_p) \\ f(0^+) &= f_0 + \Delta f_i\end{aligned}\tag{III.19}$$

Saut de fréquence initial

Au début de l'îlot, la sortie du comparateur de phase \overline{V}_q subit un saut, ce qui se traduit par un saut de fréquence (noté Δf_i) à cause du coefficient proportionnel du correcteur. Une première étape pour calculer ce saut de fréquence est d'intégrer l'équation (III.16) entre l'instant précédant la création de l'îlot ($t = 0^-$) et l'instant suivant la création de l'îlot ($t = 0^+$), voir (III.20).

$$\begin{aligned}
\int_{0^-}^{0^+} 2\pi f \dot{dt} &= \int_{0^-}^{0^+} K_P \dot{\bar{V}}_q dt + \underbrace{\int_{0^-}^{0^+} K_I \bar{V}_q dt}_{=0} \\
2\pi \Delta f_i &= K_P \left(\bar{V}_q(0^+) - \underbrace{\bar{V}_q(0^-)}_{=0} \right) \\
2\pi \Delta f_i &= K_P \bar{V} (\varphi_{l0}(0^+) - \varphi_p) \\
2\pi \Delta f_i &= K_P \bar{V} \left(\varphi_{l0} + \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \cdot 2\pi (f(0^+) - f_0) - \varphi_p \right) \\
2\pi \Delta f_i &= K_P \bar{V} \left(\varphi_{l0} + \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \cdot 2\pi \Delta f_i - \varphi_p \right)
\end{aligned} \tag{III.20}$$

On isole ensuite Δf_i pour obtenir son expression (III.21).

$$\Delta f_i = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{K_P \bar{V}}{1 + K_P \bar{V} \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \right)} \cdot (\varphi_{l0} - \varphi_p) \tag{III.21}$$

On obtient que le saut de fréquence est proportionnel à l'écart entre le déphasage initial de la charge et le déphasage de la production. Le terme K_P joue aussi un rôle important : pour un K_P faible, le saut de fréquence est faible, et pour un K_P élevé, le saut de fréquence tend vers $\frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\varphi_{l0} - \varphi_p}{(-\partial \varphi_l / \partial \omega)}$ dont nous verrons ci-après qu'il s'agit de l'écart de fréquence atteint en régime permanent, autrement dit, la fréquence atteint directement son régime permanent. Le terme \bar{V} ne peut que faiblement varier autour de 1 pu (car limité par les seuils en tension de la protection, par exemple [0.85, 1.15] pu) et a un impact secondaire.

Evolution de la fréquence après le saut initial

Ensuite, la fréquence obéit à l'équation différentielle (III.16), que l'on réécrit ici en intégrant l'expression de φ_l puis en isolant $\dot{\omega}$, voir (III.22).

$$\begin{aligned}
\dot{\omega} &= K_P \dot{\bar{V}}_q + K_I \bar{V}_q \\
\dot{\omega} &= K_P \bar{V} \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \dot{\omega} + K_I \bar{V} \left(\varphi_{l0} + \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} (\omega - \omega_0) - \varphi_p \right) \\
\dot{\omega} &= K_I \bar{V} \frac{\varphi_{l0} + \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} (\omega - \omega_0) - \varphi_p}{1 + K_P \bar{V} \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \right)}
\end{aligned} \tag{III.22}$$

On obtient ainsi une équation différentielle du premier ordre « $\dot{y} = -\frac{1}{\tau} (y - y_\infty)$ ». Sous condition que τ soit positif, la solution de cette équation est l'expression (III.23). Il s'agit d'une courbe exponentielle partant de la fréquence atteinte après le saut $f_0 + \Delta f_i$ et convergeant exponentiellement vers la fréquence de régime permanent, notée f_∞ , avec une constante de temps τ_{ilot} . En pratique, l'écrasante majorité des charges agrégées à l'échelle d'un réseau ont un coefficient $\partial \varphi_l / \partial \omega$ négatif, comme on pourrait le montrer à partir des modèles vus dans la

section II.3, ce qui suffit à garantir que τ_{ilot} est positif et que l'ilot converge vers une fréquence d'équilibre.

$$f(t > 0) = f_0 + \Delta f_i + (f_\infty - f_0 - \Delta f_i) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{ilot}}}\right)$$

$$\text{avec } \begin{cases} f_\infty - f_0 = \frac{\varphi_{l0} - \varphi_p}{2\pi \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega}\right)} \\ \tau_{ilot} = \frac{K_p}{K_I} + \frac{1}{K_I \bar{V} \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega}\right)} \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

On peut s'apercevoir qu'un des paramètres les plus importants est la dépendance du déphasage φ_l à la fréquence $\partial \varphi_l / \partial \omega$: ce paramètre est généralement de valeur négative, et plus il est élevé (en valeur absolue), plus f_∞ reste proche de f_0 et plus l'ilot risque d'être non-détecté. Les autres paramètres importants sont les coefficients du correcteur PI : le coefficient proportionnel a un impact prépondérant sur le saut de fréquence initial (voir (III.21)), et le coefficient intégral joue un rôle important sur la constante de temps du transitoire exponentiel. La Figure III-22 illustre l'impact du correcteur de la PLL sur la dynamique de la fréquence, les coefficients K_p et K_I sont choisis en accord avec la bande passante, comme nous l'avons déjà présenté dans le Tableau II-3.

De manière générale, plus la PLL de synchronisation de l'onduleur est rapide, plus ses paramètres K_p et K_I sont élevés, et plus la fréquence va converger rapidement vers son point d'équilibre.

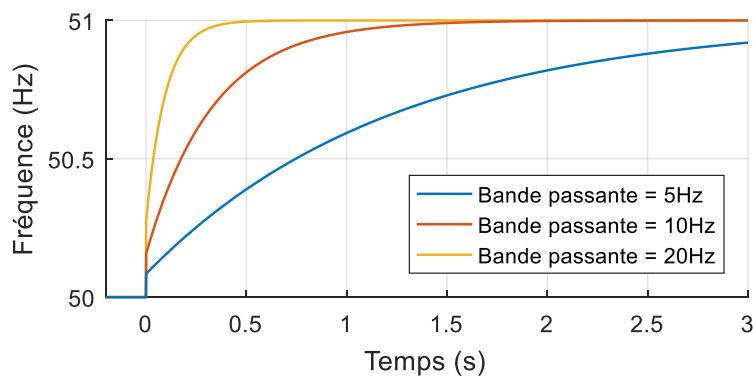


Figure III-22 — Impact de la bande-passante de la PLL sur la rapidité du transitoire en fréquence d'un ilot.

Bilan

Nous avons trouvé la solution générale aux équations décrivant l'évolution de la fréquence d'un système iloté onduleur-charge. Au commencement de l'ilot, la fréquence réalise d'abord un saut, puis converge comme une exponentielle décroissante vers sa valeur d'équilibre. Cette résolution analytique a permis d'isoler plusieurs paramètres influençant la dynamique de ce transitoire, du côté de la charge il s'agit de φ_{l0} et $\partial \varphi_l / \partial \omega$, et du côté de l'onduleur, il s'agit des paramètres du correcteur de la PLL, K_p et K_I . De manière plus générale, cette résolution analytique a permis de grandement améliorer notre compréhension des ilots, ces derniers sont loin de se comporter comme les réseaux de transport.

III.3 Applications des résultats analytiques à plusieurs cas d'études

Après avoir obtenu et résolu les équations décrivant l'évolution temporelle de la fréquence d'un ilot, nous allons maintenant appliquer ces résultats à plusieurs cas d'études afin d'améliorer notre compréhension des ilots. Les différentes sous-sections sont indépendantes. Nous appliquerons tout d'abord les résultats à plusieurs charges en III.3.1. Ensuite, une comparaison est proposée entre les courbes de fréquence obtenues par le calcul analytique, par simulation et par expérience en III.3.2. La rapidité de la dynamique des ilots est étudiée de manière formelle, ce qui nous permettra de déterminer les principaux paramètres ayant une influence sur celle-ci en III.3.3. Enfin, la condition de stabilité d'un ilot est déterminée, puis son lien avec plusieurs méthodes actives anti-ilotage est démontré en III.3.4.

III.3.1 Résolution pour plusieurs charges

Charge purement résistive

Pour une charge purement résistive, la phase de la charge φ_1 est nulle quelle que soit la fréquence. L'équation (III.16) décrivant l'évolution de la fréquence devient alors tout simplement (III.24). On obtient donc qu'après le saut de fréquence initial, la courbe de fréquence est une droite de pente $(-K_I \bar{V} \varphi_p / 2\pi)$. Si φ_p est nul, alors la fréquence reste constante : il y a dès le début équilibre entre le déphasage de la charge et le déphasage de l'ondeur.

$$\dot{\omega} = -K_I \bar{V} \varphi_p \quad (\text{III.24})$$

Charge RL série

La phase d'une charge RL série est $\varphi_1(\omega) = \tan^{-1}(L\omega/R)$. Quelle que soit la fréquence, φ_1 est positif ; or, si φ_p est nul ou négatif, alors on obtient que \bar{V}_q et $\dot{\omega}$ restent tout le temps positifs. La fréquence va donc toujours croître. Pour calculer l'évolution de la fréquence, on peut distinguer deux situations :

- Pour $L\omega \ll R$, l'équation différentielle décrivant la fréquence est (III.25). Sa résolution donnerait une fréquence croissant de manière exponentielle, et ce jusqu'à ce que l'hypothèse $L\omega \ll R$ ne soit plus vraie.

$$\begin{aligned} \dot{\omega} &= K_P \bar{V} \frac{L}{R} \dot{\omega} + K_I \bar{V} \left(\frac{L\omega}{R} - \varphi_p \right) \\ \dot{\omega} &= \frac{K_I \bar{V} \left(\frac{L\omega}{R} - \varphi_p \right)}{1 - K_P \bar{V} \frac{L}{R}} \end{aligned} \quad (\text{III.25})$$

- Pour $R \ll L\omega$, la phase de la charge tend vers $\pi/2$ et l'expression de $\dot{\omega}$ devient une constante positive (III.26). La courbe d'évolution de la fréquence est donc une droite croissante.

$$\dot{\omega} = K_I \bar{V} \left(\frac{\pi}{2} - \varphi_p \right) \quad (\text{III.26})$$

Charge RLC parallèle

L'expression de la phase de la charge RLC peut être linéarisée, les coefficients correspondants sont calculés dans l'Annexe A et repris dans (III.27).

$$\begin{aligned} \varphi_{10} &= 2q_f \frac{f_{RLC} - f_0}{f_{RLC}} \\ \frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} &= -\frac{2q_f}{\omega_{RLC}} \end{aligned} \quad (\text{III.27})$$

Il est donc possible de se ramener au cas général vu dans la sous-section précédente III.2.3 et d'écrire directement l'expression de la fréquence sous la forme d'un saut de fréquence suivi d'une convergence exponentielle vers f_∞ , voir (III.28).

$$f(t) = f_0 + \Delta f_i + (f_\infty - f_0 - \Delta f_i) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{ilot}}} \right)$$

$$\text{avec} \begin{cases} \Delta f_i = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{K_P \bar{V}}{1 + K_P \bar{V} \frac{q_f}{\pi f_{RLC}}} \cdot \left(2q_f \frac{f_{RLC} - f_0}{f_{RLC}} - \varphi_p \right) \\ f_\infty = f_{RLC} \left(1 - \frac{\varphi_p}{2q_f} \right) \\ \tau_{ilot} = \frac{K_P}{K_I} + \frac{\omega_{RLC}}{2q_f K_I \bar{V}} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

III.3.2 Comparaison entre expériences, simulations et calculs algébriques

Pour valider nos calculs algébriques, nous allons comparer l'évolution de la fréquence avec les résultats de simulations (obtenus à partir des modèles EMT décrits en sous-section II.2.4) et les résultats de mesures (essai n°53). Pour tracer cette évolution de fréquence, on reprend le modèle de charge RLC parallèle où l'inductance est imparfaite (voir schéma en Figure III-3). On linéarise l'expression de la phase, et on obtient pour l'essai n°53 les paramètres suivants : $\varphi_{10} = 0.033\text{rad}$ et $\partial\varphi_l/\partial\omega = -0.0049\text{s}$ (équivalent, en termes de pente, à un facteur de qualité $q_f = 0.76$). Les termes K_P et K_I de la PLL sont les mêmes que ceux identifiés en III.1.5. On applique alors directement les formules qui permettent de calculer l'évolution de la fréquence, (III.21) et (III.23), et on obtient la courbe rouge de la Figure III-23.

On peut voir que les trois courbes sont assez proches. Ceci nous permet de valider notre modèle obtenu par résolution analytique. Seuls les premiers instants ($t < 40\text{ms}$) sont approximatifs : cela est principalement dû à l'hypothèse consistant à négliger le filtre passe-bas de sortie du comparateur. L'erreur en régime permanent entre l'expérience et les deux autres courbes est faible mais non nulle. Elle provient des erreurs d'estimations des paramètres de la charge (lors de la résolution de (III.4) et (III.5)) et est identique aux écarts obtenus en Figure III-10.

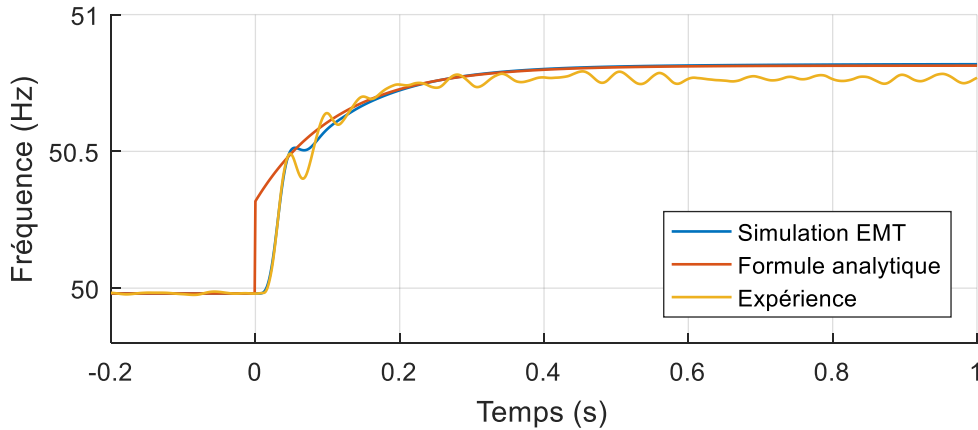


Figure III-23 — Comparaison de l'évolution de la fréquence entre simulation EMT, formule analytique et expérience — Essai n°53.

III.3.3 Rapidité du transitoire d'un ilot

Nous allons maintenant essayer d'estimer la rapidité du transitoire des ilots et les principaux paramètres ayant une influence sur cette rapidité. À notre connaissance, aucun article n'a été publié sur ce sujet. Pour quantifier la rapidité du transitoire, nous allons partir des résultats de nos calculs algébriques et calculer le temps de réponse à 63 % de la fréquence. Ces calculs permettront à la fois d'avoir des valeurs de temps de réponse et aussi de déterminer les paramètres ayant un impact sur celle-ci.

Le temps de réponse à 63 % peut être directement calculé en utilisant les formules décrivant l'évolution de la fréquence, (III.21) et (III.23). On obtient alors (III.29). Il est différent de la constante de temps à cause du saut de fréquence initial.

$$tr_{63\%} = \tau_{ilot} \cdot \ln \left(\frac{f_{\infty} - f_0 - \Delta f_i}{(1 - 0.63)(f_{\infty} - f_0)} \right)$$

$$tr_{63\%} = - \left(\frac{K_p}{K_I} + \frac{1}{K_I \bar{V} \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \right)} \right) \cdot \ln \left((1 - 0.63) \left(1 + K_p \bar{V} \left(-\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} \right) \right) \right) \quad (III.29)$$

Étude paramétrique

L'expression (III.29) permet d'exprimer $tr_{63\%}$ en fonction des seuls paramètres K_p , K_I , \bar{V} et $\partial \varphi_l / \partial \omega$. Pour avoir des ordres de grandeurs, et pour bien étudier l'influence des principaux paramètres, nous ferons une étude paramétrique. Faire varier les paramètres K_p et K_I de manière indépendante n'aurait pas de sens, car ils pourraient correspondre à une PLL instable, nous ferons donc plutôt varier la bande passante de la PLL. Le terme \bar{V} possède une plage de variation faible : son impact est secondaire et ne sera donc pas investigué. Enfin, le terme $\partial \varphi_l / \partial \omega$ sera étudié en faisant varier le facteur de qualité q_f , dont on connaît les valeurs standard.

On obtient alors le Tableau III-2 où l'on voit que les temps de réponse à 63 % peuvent être très variables, allant de la dizaine de millisecondes à plusieurs secondes. Comme illustré par la

Figure III-23, le modèle n'est pas précis pour les premières 40 ms (environ) ; les valeurs obtenues en dessous de ce seuil n'ont donc pas été reportées dans ce tableau.

Tableau III-2 — Temps de réponse à 63 % pour différentes valeurs de la bande passante de la PLL et différents facteurs de qualité q_f

Bande passante \ q_f	0.5	1	2
5 Hz	2.2 s	0.55 s	0.13 s
10 Hz	1.1 s	0.27 s	0.064 s
20 Hz	0.54 s	0.13 s	< 0.04 s
50 Hz	0.26 s	0.053 s	< 0.04 s

Ainsi, les deux paramètres considérés (la bande passante et le facteur de qualité) ont un impact déterminant sur la dynamique de la fréquence. Une bonne connaissance de ces deux paramètres est donc primordiale pour étudier les ilots et leur transitoire.

III.3.4 Condition de stabilité d'un ilot avec méthodes actives de type $\varphi(f)$

De nombreuses méthodes actives anti-ilottage peuvent être ramenées à une régulation de la fréquence par la puissance réactive [120], que l'on notera régulation $\varphi(f)$ (on peut aussi trouver la notation $Q(f)$). L'idée derrière cette régulation est de rendre instable le point d'équilibre en fréquence : une fois l'ilot commencé, la fréquence dévie et dépasse rapidement un des seuils en fréquence, entraînant la détection de l'ilot. Nous allons montrer ci-dessous sous quelles conditions le système est instable.

Démonstration des conditions de stabilité

Pour la démonstration, nous allons reprendre les équations décrivant l'évolution de la fréquence, mais en ne supposant plus que φ_p est constant ; il dépendra ici linéairement de la fréquence, en fonction d'un facteur $\partial\varphi_p/\partial\omega$, voir (III.30).

$$\varphi_p(\omega) = \varphi_{p0} + \frac{\partial\varphi_p}{\partial\omega} \cdot (\omega - \omega_0) \quad (\text{III.30})$$

Avec cette nouvelle dépendance, l'équation différentielle (III.22) devient (III.31).

$$\dot{\omega} = \frac{\varphi_{l0} - \varphi_{p0} + \left(\frac{\partial\varphi_l}{\partial\omega} - \frac{\partial\varphi_p}{\partial\omega}\right)(\omega - \omega_0)}{1 - K_p \bar{V} \left(\frac{\partial\varphi_l}{\partial\omega} - \frac{\partial\varphi_p}{\partial\omega}\right)} \quad (\text{III.31})$$

On obtient de nouveau une équation du premier ordre de la forme « $\dot{\omega} = a\omega + b$ », dont on peut voir que si l'inégalité (III.32) est vérifiée, alors le coefficient en facteur de ω est négatif et le système est stable. Il s'agit donc du critère de stabilité recherché.

$$\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} - \frac{\partial \varphi_p}{\partial \omega} < 0 \quad (\text{III.32})$$

$$\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} < \frac{\partial \varphi_p}{\partial \omega}$$

Analyse et illustration du critère de stabilité

Ainsi, le système est stable si la dépendance de la phase à la fréquence est plus faible pour la charge que pour la production. C'est sur ce principe que fonctionnent un certain nombre de méthodes actives anti-ilotages : elles font varier la phase de la production en fonction de la fréquence, et ce avec une pente plus élevée (en valeur absolue) que la plupart des charges sur le réseau. En pratique, dans les normes [17], [19]–[21], [44], ces méthodes anti-ilotages sont testées à l'aide de charge RLC parallèle dont on fixe la facteur de qualité, c'est-à-dire le principal paramètre influençant $\partial \varphi_l / \partial \omega$.

La condition de stabilité (III.32) est illustrée par la Figure III-24 où sont présentés deux points d'équilibre : l'un est stable avec $\varphi_p = 0$ car $\partial \varphi_p / \partial \omega$ est nul et est plus élevé que $\partial \varphi_l / \partial \omega$, et l'autre est instable avec une régulation $\varphi(f)$ car $\partial \varphi_p / \partial \omega$ est plus faible que $\partial \varphi_l / \partial \omega$. En partant de $f = 50$ Hz, sans régulation $\varphi(f)$, la fréquence convergerait vers 51 Hz, alors qu'avec régulation, la fréquence divergerait vers $+\infty$.

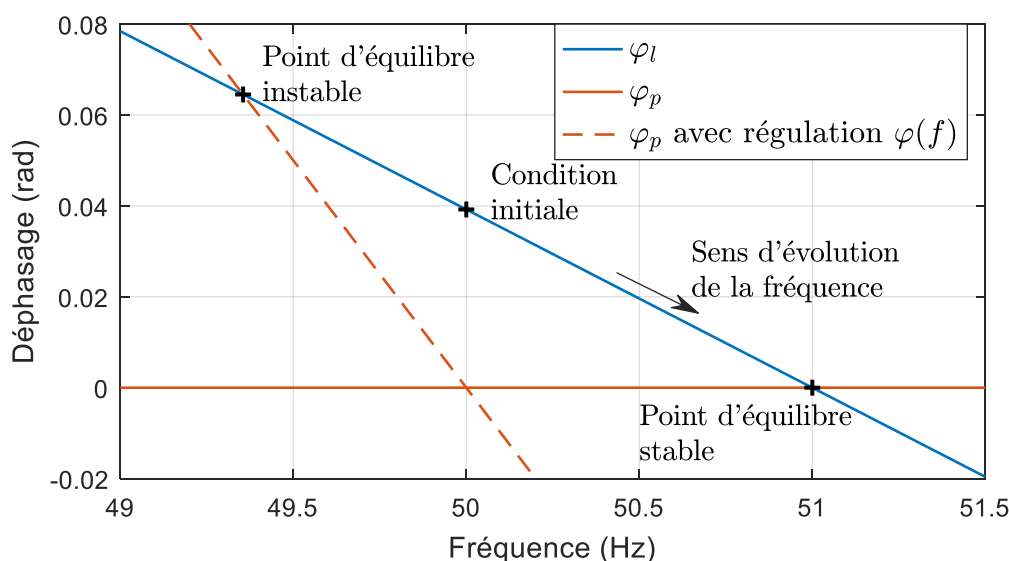


Figure III-24 — Exemple de points d'équilibres, l'un stable pour $\varphi_p = 0$, et l'autre instable avec une régulation $\varphi(f)$.

Remarques :

- La condition de stabilité (III.32) a déjà été présentée dans un article d'Enedis à CIRED [33], et avait déjà été démontrée par D. Dong dans [52] et [121], même si l'approche était légèrement différente.
- Dans l'équation différentielle (III.31), une autre possibilité pour que le coefficient en facteur de ω soit négatif (et donc que le système soit stable) est de vérifier $\frac{\partial \varphi_l}{\partial \omega} - \frac{\partial \varphi_p}{\partial \omega} > \frac{1}{K_P V}$. Il s'agit d'une condition opposée à la précédente dans le sens où elle est vérifiée si $\partial \varphi_p / \partial \omega$ est suffisamment faible (ou élevé en valeur absolue), ce qui peut

paraître très surprenant. Cependant, cette condition est à prendre avec prudence, car il s'avère qu'en prenant en compte un modèle plus complet, notamment en ne négligeant plus le filtre passe-bas en sortie du comparateur, cette condition change fortement, voire n'est plus valable. Le sujet mériterait donc plus d'investigations, mais nous ne le ferons pas ici : les méthodes actives ne sont pas au cœur de cette thèse et l'étude serait complexe à aborder car la diversité des filtres passe-bas implémentés dans les PLL des onduleurs est grande.

III.4 Conclusion

Des ilots ont été obtenus expérimentalement sur deux plateformes d'essais différentes, l'une au G2Elab, l'autre dans l'organisme de recherche CRIEPI. Les mesures faites ont permis de caractériser le comportement des ilots, à la fois en régime permanent et en régime transitoire. La rapidité des ilots a été évaluée, des temps de réponse à 63 % allant de 5 à 107 ms ont été observés, avec, au G2Elab, des valeurs moyennes de 55 ms pour la tension et de 38 ms pour la fréquence, et au CREIPI, des valeurs moyennes plus faibles : 14 ms pour la tension et 24 ms pour la fréquence. Les résultats expérimentaux ont aussi été comparés avec les simulations de notre modèle. Nous avons obtenu avec les simulations des résultats proches de nos expériences, à la fois en tension et en fréquence, ce qui nous a permis de valider notre modèle.

Les expériences et les simulations permettent d'obtenir des courbes d'évolution, mais ne permettent pas de bien comprendre quels paramètres sont importants. Pour les déterminer, nous avons proposé un modèle simple décrivant l'évolution de la fréquence qu'il est possible de résoudre de manière formelle. Les équations algébriques obtenues ont permis de montrer que la variation de la fréquence d'un ilot est liée à la différence entre le déphasage de la charge et la consigne de déphasage de l'onduleur. Lorsqu'il y a équilibre entre ces deux déphasages, alors la fréquence atteint son régime permanent.

Les équations analytiques obtenues ont permis de mettre en exergue les paramètres ayant une influence sur la rapidité du transitoire en fréquence. Les principaux paramètres sont, d'une part, la dépendance du déphasage de la charge à la fréquence et, d'autre part, la bande passante de la PLL ; et comme nous l'avons fait observer, ces résultats ne sont pas du tout ceux auxquels on pourrait s'attendre si l'on supposait que la dynamique d'un ilot est essentiellement la même que celle d'un grand réseau continental. Avoir une bonne compréhension de l'impact de chaque paramètre sur le comportement d'un ilot est fondamental pour étudier les ilots non-intentionnels et améliorer leur détection. Les équations analytiques ont aussi été utilisées pour démontrer le critère de stabilité en fréquence d'un ilot. Nous avons pu déduire de ce critère que si un onduleur possède une régulation $\phi(f)$ avec une pente négative suffisante, alors l'ilot est instable. C'est sur ce principe que fonctionnent beaucoup de méthodes actives anti-ilotage.

Chapitre IV – Efficacité des méthodes passives de détection d’ilotage

Introduction

La méthode la plus couramment utilisée pour estimer l’efficacité des méthodes passives de détection d’ilotage consiste à calculer la zone de non-détection (ZND). Dans un espace donné, généralement le déséquilibre initial en puissance ($\Delta P, \Delta Q$), la ZND correspond à l’ensemble des points pour lesquels l’ilot ne serait pas détecté. Plus la zone est petite, plus la méthode de détection est efficace. L’objectif de ce chapitre est de calculer la ZND dans plusieurs situations et ceci afin d’évaluer l’efficacité des protections anti-ilotage.

Nous verrons tout d’abord en section IV.1 qu’il existe plusieurs méthodes permettant de calculer une ZND. Deux méthodes seront comparées et seront illustrées en traçant la ZND dans le cas d’une charge RLC. La ZND dans le cas de la charge {rétablissement exponentiel + capacité} sera ensuite évaluée dans IV.2, où nous étudierons l’influence de plusieurs paramètres de la charge sur le risque de non-détection. La possible non-linéarité des charges n’est prise en compte dans aucun des modèles qui sont utilisés ailleurs dans ce manuscrit ; nous consacrerons la section IV.3 à l’étude de ce sujet. Enfin, l’efficacité des protections utilisant des seuils en ROCOF sera étudiée en IV.4. Les sections IV.2, IV.3 et IV.4 étudient des cas distincts et sont indépendantes les unes des autres.

IV.1 Comment calculer une ZND ?

Le choix de la méthode permettant de bien calculer la ZND n’est pas évident. Dans la littérature, plusieurs méthodes existent, certaines reposent sur des calculs analytiques et certaines autres reposent sur des simulations. Ces méthodes sont parfois complétées par des expérimentations. Même l’espace dans lequel les ZND sont calculées est variable suivant les cas et selon les auteurs, comme nous le verrons en sous-section IV.1.1. Pour les besoins de cette thèse, nous utiliserons exclusivement l’espace décrit par le déséquilibre initial en puissance ($\Delta P, \Delta Q$), que nous définirons plus précisément ci-après.

Ensuite, nous proposerons de distinguer deux grands types de ZND : d’une part, les ZND calculées à partir du régime permanent (que l’on notera ZND-RP), étudiées en IV.1.2 et d’autre part les ZND calculées à partir de l’évolution temporelle (que l’on notera ZND-ET), étudiées en IV.1.3. Leurs avantages et inconvénients seront aussi détaillés, ce qui nous permettra de déterminer quel type de ZND utiliser suivant les situations.

IV.1.1 Dans quel espace calculer la ZND ?

Espace ($\Delta P, \Delta Q$)

L’espace ($\Delta P, \Delta Q$) correspond au déséquilibre initial en puissance active et en puissance réactive, c’est-à-dire à la différence entre la consommation (notée P_l et Q_l) et la production (notée P_p et Q_p) telle que définie par (IV.1). La puissance active du générateur est gardée constante et sert de référence, on a donc $P_p = P_0$. Le déséquilibre ($\Delta P, \Delta Q$) voulu est atteint en changeant les caractéristiques de la charge. Cet espace est souvent utilisé pour calculer la ZND dans les publications, par exemple dans [27], [108], [117], [122], et sera utilisé tout au long de ce chapitre et du chapitre suivant.

$$\begin{aligned}\Delta P &= P_l - P_p = P_l - P_0 \\ \Delta Q &= Q_l - Q_p\end{aligned}\tag{IV.1}$$

Certaines publications [46], [97] préfèrent une définition alternative où ($\Delta P, \Delta Q$) est la différence entre la production et la consommation, ce qui correspond à un simple changement de signe par rapport à la première définition. Cette seconde définition est préférée lorsque la charge est gardée constante, le déséquilibre ($\Delta P, \Delta Q$) souhaité est alors atteint en faisant varier la production P_p et la consigne en réactif Q_p .

Espace (R,L,C)

Il est possible de tracer la ZND dans l’espace (R,L,C) comme proposé dans [23], [123]. Cet espace a pour principal inconvénient de ne pouvoir être utilisé que pour les charges RLC. Or nous aurons besoin de travailler avec des charges différentes pour les travaux de cette thèse, c’est pourquoi nous ne l’utiliserons pas. À l’inverse, l’espace ($\Delta P, \Delta Q$) peut s’adapter à tous types de charges.

Espace (f_{RLC}, q_f)

L’espace (f_{RLC}, q_f) est exclusivement utilisé pour étudier les méthodes actives de type $\varphi(f)$. Comme vu en sous-section III.3.4, ces méthodes actives peuvent ne pas détecter un ilot lorsque $\partial\varphi_1/\partial\omega$ est suffisamment élevé, ce qui revient à avoir un q_f élevé pour une charge RLC. Ainsi, dans l’espace (f_{RLC}, q_f) , la ZND devient non nulle lorsque q_f est suffisamment élevé. Des exemples de tracés de ces ZND sont donnés dans [120], [124], [125].

IV.1.2 ZND calculée à partir du régime permanent

La ZND peut être calculée à partir du régime permanent, c’est-à-dire que l’on estime si un ilot est détecté ou non à partir de la seule connaissance de l’état du réseau au régime permanent. On la notera alors ZND-RP (*SSB NDZ* en anglais, pour *steady state based non-detection zone*). La ZND ne prend donc pas en compte le régime transitoire, ce qui peut poser de sérieux problèmes dans certaines études, comme nous le verrons dans le chapitre V.

Calcul de ZND-RP

Dans certains cas simples, la ZND-RP peut être calculée à l’aide de calculs analytiques où l’on cherche à exprimer les points $(\Delta P, \Delta Q)$ délimitant le contour de la ZND-RP en fonction des seuils en tension et en fréquence de la protection. Pour illustrer ce calcul, nous utiliserons la charge RLC. On écrit tout d’abord l’équilibre en puissance précédent l’ilot (IV.2) et l’équilibre en puissance en régime permanent après le commencement de l’ilot (IV.3) où la tension et la fréquence atteintes en régime permanent sont notées U et f . La consigne de puissance réactive du générateur sera supposée nulle afin de simplifier les calculs.

Pour atteindre le déséquilibre voulu $(\Delta P, \Delta Q)$ en fonction des paramètres R , L et C , il est nécessaire de fixer un degré de liberté. Nous choisirons de fixer le facteur de qualité q_f (IV.4) à une valeur prédéfinie.

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{U_0^2}{R} - P_0 \\ \Delta Q = U_0^2 \left(\frac{1}{2\pi L f_0} - 2\pi C f_0 \right) \end{cases} \quad (\text{IV.2})$$

$$\begin{cases} 0 = \frac{U^2}{R} - P_0 \\ 0 = U^2 \left(\frac{1}{2\pi L f} - 2\pi C f \right) \end{cases} \quad (\text{IV.3})$$

$$q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (\text{IV.4})$$

On obtient donc un système de cinq équations que l’on résout de manière à obtenir l’expression de ΔP et ΔQ en fonction des seuils sur U et f , voir (IV.5).

$$\begin{cases} \frac{\Delta P}{P_0} = \left(\frac{U_0}{U}\right)^2 - 1 \\ \frac{\Delta Q}{P_0} = q_f \left(\frac{U_0}{U}\right)^2 \left(\frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f}\right) \end{cases} \quad (\text{IV.5})$$

L'expression (IV.5) va nous permettre de tracer la ZND-RP en transformant « la zone de variation dans l'espace (U, f) ne menant pas à une détection » en « la zone de variation dans l'espace $(\Delta P, \Delta Q)$ ne menant pas à une détection ». Par exemple, en prenant les seuils $(U_{\min}, U_{\max}) = (0.85, 1.15)$ pu et $(f_{\min}, f_{\max}) = (47.5, 51.5)$ Hz, et en fixant $q_f = 2$, on obtient la Figure IV-1.

On observe que les seuils en tension correspondent à des seuils en ΔP , ce qui se traduit graphiquement par des limites verticales. Les seuils en fréquence correspondent à des droites passant par le point $(\Delta P, \Delta Q) = (-1, 0)$ pu (ce qui peut facilement être montré à partir des équations (IV.5)).

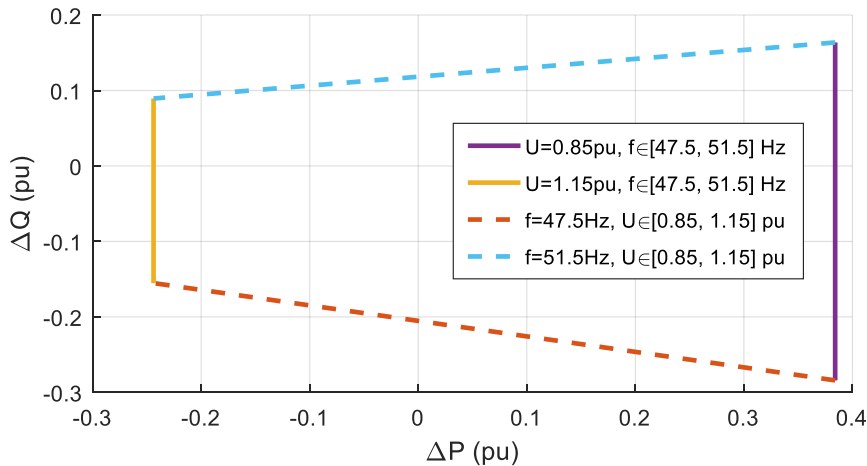


Figure IV-1 — ZND-RP d'une charge RLC avec $q_f = 2$.

Surface d'une ZND-RP

Plus une ZND est faible, plus la protection est efficace pour la détection d'ilot. Une grandeur permettant de synthétiser en une seule valeur la taille de la ZND est sa surface, notée S . Il s'agira donc d'une valeur que l'on calculera souvent afin de facilement comparer plusieurs ZND. La surface de la ZND est un bon indicateur pour quantifier et comparer le risque de non-détection, mais il n'est pas parfait : deux ZND peuvent avoir des surfaces identiques mais des risques de non-détection différents, il suffit pour cela que certaines valeurs de $(\Delta P, \Delta Q)$ soient plus probables que d'autres pour un réseau donné. Cependant, n'ayant pas d'informations, *a priori*, sur les valeurs $(\Delta P, \Delta Q)$ les plus probables, nous les supposons souvent comme quasi-équiprobable, ce qui nous permettra de faire le parallèle entre surface de ZND et risque de non-détection.

Le calcul de la surface d'une ZND-RP d'une charge RLC (comme la Figure IV-1) est facile : il s'agit de calculer l'aire d'un trapèze, son expression est décrite par (IV.6). En utilisant les paramètres de la Figure IV-1, on obtient par exemple $S = 0.2174$ pu.

$$S = \frac{1}{2} q_f \left(\frac{1}{U_{min}^4} - \frac{1}{U_{max}^4} \right) (\overline{f_{max}} - \overline{f_{min}}) \left(1 + \frac{1}{\overline{f_{min}} \cdot \overline{f_{max}}} \right) \quad (IV.6)$$

Afin de mieux comprendre l'influence de chaque paramètre, il est possible de réécrire l'expression de manière approximative en supposant que les seuils sont proches de la valeur nominale correspondante (U_0 ou f_0). On obtient alors (IV.7), où l'on peut voir que la surface est proportionnelle à trois termes : le facteur de qualité, l'écart (en pu) entre les seuils de tension et l'écart (en pu) entre les seuils en fréquence. Cela confirme ce que l'on a supposé en sous-section I.1.2 : lorsqu'on augmente d'un certain facteur la plage de fréquence autorisée par la protection, on augmente d'un même facteur la surface de la ZND, augmentant d'autant le risque de non-détection.

$$S \approx 4q_f (\overline{U_{max}} - \overline{U_{min}}) (\overline{f_{max}} - \overline{f_{min}}) \quad (IV.7)$$

IV.1.3 ZND calculée à partir de l'évolution temporelle

La ZND peut être calculée à partir de l'évolution temporelle, c'est-à-dire qu'elle est calculée en prenant en compte l'ensemble de l'évolution temporelle de la tension et de la fréquence, elle est alors notée ZND-ET (*TEB NDZ* en anglais, pour *time evolution based non-detection zone*). En pratique, l'évolution temporelle est calculée par simulation. Cependant, elle ne peut être calculée pour toutes les combinaisons possibles ($\Delta P, \Delta Q$) car celles-ci sont en nombre infini. On préfère donc échantillonner le plan ($\Delta P, \Delta Q$) à l'aide d'un nombre fini de points formant une grille. Pour chacun de ces points, on réalise alors une simulation pour déterminer l'évolution temporelle de la tension et de la fréquence après le commencement de l'ilot. Il est ensuite possible de déterminer si ce point serait ou non détecté par une protection.

Calcul de la ZND-ET

En pratique, le calcul se fait en deux étapes. Sur une première étape, l'ensemble des simulations est calculé et les évolutions temporelles sont enregistrées (où aucune protection n'est incluse dans le modèle). Sur une seconde étape, on détermine *a posteriori* quels points auraient été détectés ou non pour en déduire la ZND-ET. Cette séparation entre les étapes permet de changer facilement les paramètres des seuils de détection : si l'on souhaite changer un des seuils, il n'y a pas besoin de refaire les simulations de la première étape (qui sont les plus demandeuses en temps de calcul).

On calcule la ZND-ET dans le cas d'une charge RLC, avec $q_f = 2$, on obtient alors la Figure IV-2.

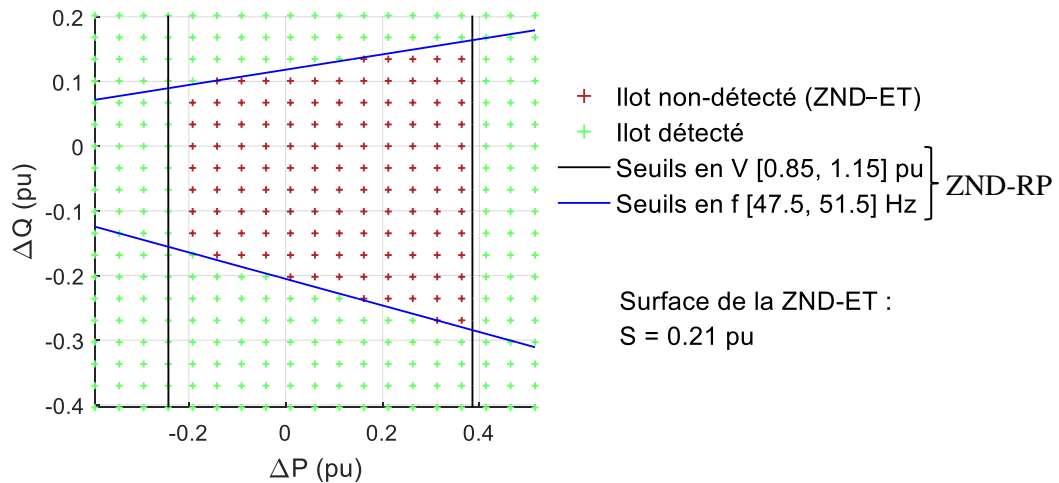


Figure IV-2 — ZND-ET d'une charge RLC avec $q_f = 2$.

La Figure IV-2 comprend deux tracés. Le premier indique chacune des simulations faites par une croix, verte si l'ilot simulé est déecté et rouge si non-déecté. L'ensemble des croix rouges forment la ZND-ET. Un second tracé correspond aux lignes délimitant les seuils en tension et en fréquence en régime permanent. Son obtention est faite en plusieurs étapes, comme illustrées en Figure IV-3 pour le cas des seuils en fréquence. On part de notre connaissance de la tension et de la fréquence atteintes en régime permanent (tracé a.). On réalise ensuite une interpolation linéaire pour estimer la valeur de V et f en régime permanent pour tout point $(\Delta P, \Delta Q)$ (tracé b.). Les limites correspondant aux seuils de la protection (tracé d.) correspondent alors à l'intersection entre f (ou V) et les seuils en fréquence (ou en tension), voir « tracé c. ». La zone délimitée par les seuils en tension et en fréquence est donc par définition la ZND-RP (car son tracé ne prend en compte que le régime permanent, et non l'évolution temporelle) ; elle est bien identique à la ZND-RP de la Figure IV-1, à ceci près qu'elle est ici calculée par simulation et non pas par un calcul analytique.

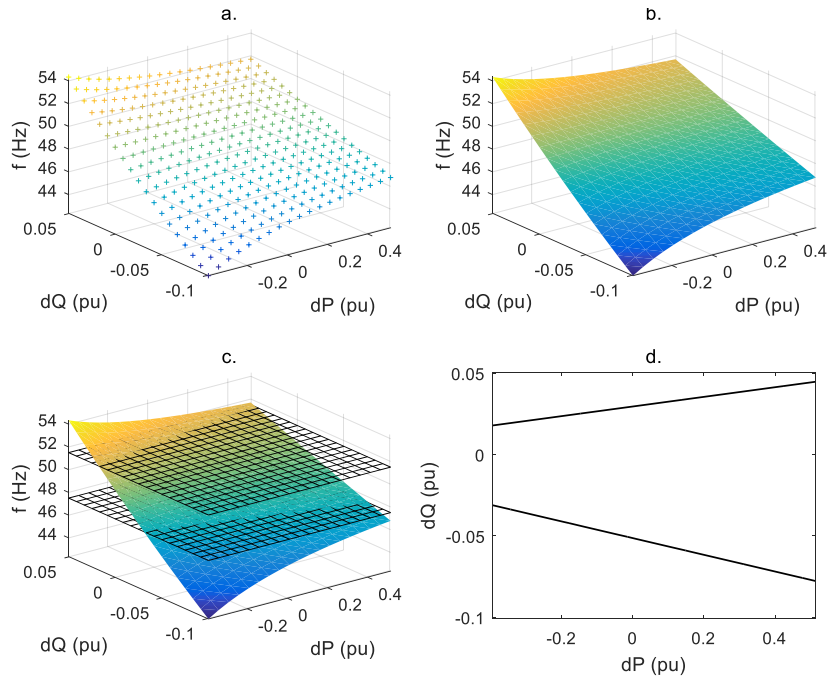


Figure IV-3 — Etapes de calcul des limites correspondant aux seuils en fréquence.

Calcul des surfaces

La *surface de la ZND-ET* est tout simplement calculée en multipliant le nombre de points rouges par la surface du rectangle entourant un point. Bien sûr, plus le nombre de points est élevé, plus l’estimation de la surface est précise. Par exemple, en appliquant cette méthode à la Figure IV-2, on obtient une surface $S = 0.214$ pu, ce qui est proche de la valeur exacte de la surface de la ZND-RP, calculée précédemment par la voie analytique.

La *surface de la ZND-RP* obtenue par simulation peut être calculée à partir des lignes tracées. Pour cela, on ordonne les points formant le contour fermé de la ZND-RP, l’ensemble forme les suites ΔP_i et ΔQ_i , pour $i = 1..N$. La surface est alors calculée à partir de la formule (IV.8) ; cette dernière peut être démontrée à partir du théorème de flux-divergence (ou théorème de Green-Ostrogradski). On obtient alors pour la Figure IV-2 une surface $S = 0.2176$ pu, ce qui est très proche du calcul théorique où on avait obtenu $S = 0.2174$ pu. L’écart provient du calcul fait par interpolation qui ne fait qu’estimer les valeurs de tension et de fréquence entre les points.

$$S = \sum_{i=1}^{N-1} (\Delta P_{i+1} - \Delta P_i) \cdot \frac{\Delta Q_{i+1} + \Delta Q_i}{2} + (\Delta P_1 - \Delta P_N) \cdot \frac{\Delta Q_1 + \Delta Q_N}{2} \quad (\text{IV.8})$$

IV.1.4 Comparaison entre ZND-RP et ZND-ET

La ZND-RP possède un certain nombre d’inconvénients qui limitent fortement son utilisation. En premier lieu, la ZND-RP ne prend pas en compte le régime transitoire, or nous verrons que dans plusieurs situations, le régime transitoire peut être déterminant dans la détection d’ilot. Par ailleurs, la ZND-RP ne peut être calculée si la détection se fait à l’aide de

grandeurs variant uniquement durant le transitoire, c'est par exemple le cas du ROCOF ou de la détection de saut de phase.

Pour ces raisons, la ZND-ET sera souvent préférée pour les travaux de cette thèse. L'ensemble des avantages et inconvénients de chacune des façons de calculer la ZND est plus amplement détaillé dans le Tableau I-1.

Tableau IV-1 — Principaux avantages et inconvénients des différents types de ZND.

Type de ZND	Avantages	Inconvénients
ZND-RP...	- Résultats précis	- Ne prend en compte que le régime permanent - Ne peut pas être calculée lorsque la détection est faite en mesurant des grandeurs ne variant que durant le régime transitoire (ROCOF)
...calculée analytiquement	- Calculs numériques rapides - Influence des paramètres parfaitement connus	- Ne peut être calculée lorsque le système est trop complexe
...calculée à partir de simulations	- Peut être calculée pour n'importe quel système	- L'étude de l'influence des paramètres est longue et complexe
ZND-ET	- Peut être calculée pour n'importe quel système - Peut être calculée pour n'importe quel type de seuil de détection - Prend en compte le régime transitoire	- Le temps de calcul peut être long - La précision est liée au nombre de points simulés (et donc au temps de calcul) - L'étude de l'influence des paramètres est longue et complexe

IV.2 ZND avec une charge {rétablissement exponentiel + capacité}

Nous avons sélectionné en sous-section II.3.4 la charge {rétablissement exponentiel + capacité} pour étudier la détection d’ilot, on rappelle qu’il s’agit d’un modèle construit comme la somme d’une charge purement inductive et d’une capacité, il est décrit par l’équation (IV.9). Cette charge possède de nombreux atouts : elle permet de prendre en compte la dépendance de la charge à la tension et à la fréquence, et ce même lorsque $Q_0 \approx 0$, et elle permet de modéliser les phénomènes à dynamiques rapides. Elle possède un dernier atout important : elle a été identifiée à partir d’un grand nombre de mesures dans [63], ce qui a permis de tracer un histogramme des valeurs identifiées pour chacun des paramètres. Dans cette section, nous allons calculer et analyser la ZND obtenue avec ce modèle. Nous le ferons tout d’abord dans IV.2.1 en prenant pour chaque paramètre la valeur médiane. Nous réaliserons ensuite dans IV.2.2 une étude paramétrique afin d’étudier l’influence de plusieurs de ces paramètres sur la ZND : favorisent-ils ou non la détection ?

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_{Ps}} \cdot \frac{1}{1 + T_{pS}} \left\{ \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P - \alpha_{Ps}} \left(1 + \frac{\beta_P}{100} \Delta f\right) \right\} \\
 Q &= \left(Q_0 - \frac{dQ}{dP} P_0\right) \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right) \\
 &\quad + \frac{dQ}{dP} P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_{Qs}} \cdot \frac{1}{1 + T_{qS}} \left\{ \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_Q - \alpha_{Qs}} \left(1 + \frac{\beta_Q}{100} \Delta f\right) \right\}
 \end{aligned} \tag{IV.9}$$

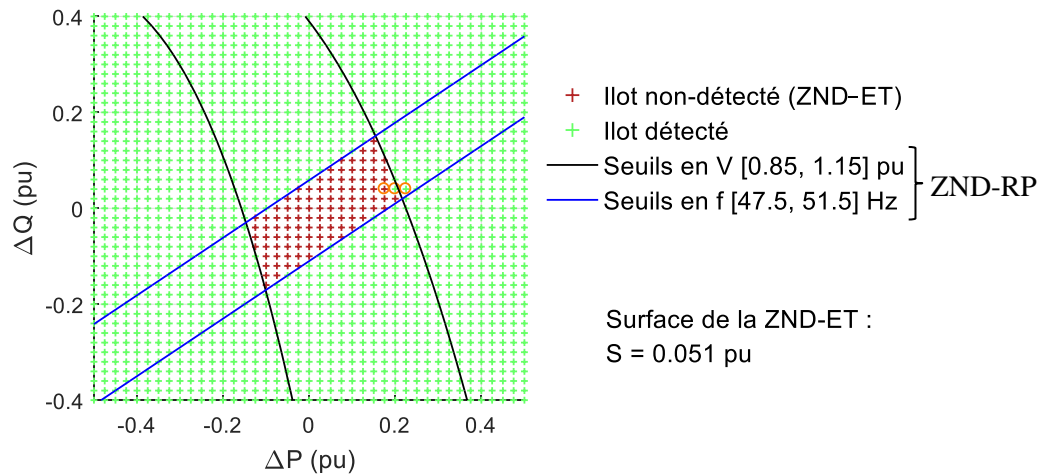
IV.2.1 ZND avec des paramètres standards

Le Tableau IV-2 résume les valeurs des paramètres identifiés dans [63] de la charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Il donne pour chaque paramètre sa valeur médiane ainsi que sa plage de variation à l’intérieur de laquelle la grande majorité des valeurs identifiées se trouvent.

Tableau IV-2 — Valeur médiane et plage de variation usuelle des paramètres identifiés dans [63].

	Valeur médiane	Plage de variation
α_P	1	[0.5 ; 2]
α_Q	3	[1.5 ; 6]
β_P (%/Hz)	1.3	[0 ; 4]
β_Q (%/Hz)	-3.5	[-12 ; 0]
α_{Ps}	2	[1.25 ; 2.5]
α_{Qs}	5.1	[4 ; 7]
T_P (ms)	51	[20 ; 100]
T_Q (ms)	44	[20 ; 100]
$\frac{dQ}{dP}$	0.6	[0.3 ; 0.8]

A l’aide du modèle RMS (décrit en II.2.4) et de la charge {rétablissement exponentiel + capacité} paramétrée avec les valeurs médianes, on calcule la ZND-ET, voir Figure IV-4. Elle est calculée à partir d’une grille de 41×41 points simulés.

**Figure IV-4** — ZND-ET d’une charge {rétablissement exponentiel + capacité} avec des paramètres médians.

La ZND-ET obtenue a une forme différente de la ZND-ET d’une charge RLC : les seuils en fréquence sont inclinés et quasiment parallèles, et les seuils en tension ne sont plus verticaux (car maintenant la puissance active dépend aussi de la fréquence, contrairement au cas de la charge RLC parallèle). Il est aussi possible d’observer que la ZND-RP (délimitée par les lignes noires et bleues) contient un point vert (encadré en orange), et est donc légèrement différente de la ZND-ET. Cette différence peut être comprise en traçant l’évolution temporelle de la tension et de la fréquence de ce point, voir courbe rouge de la Figure IV-5. Il est possible de voir que la tension décroît temporairement sous le seuil de 0.85 pu, l’ilot est donc bien détecté. La tension croît ensuite pour repasser au-dessus du seuil bas en tension, le point est donc à l’intérieur de la ZND-RP. Cette distinction n’avait pas été observée avec les charges RLC dans la section

précédente car aucun dépassement de seuil temporaire n’y est observé : la tension et la fréquence ont des évolutions monotones (croissantes ou décroissantes), et par conséquent la ZND-RP et la ZND-ET sont identiques.

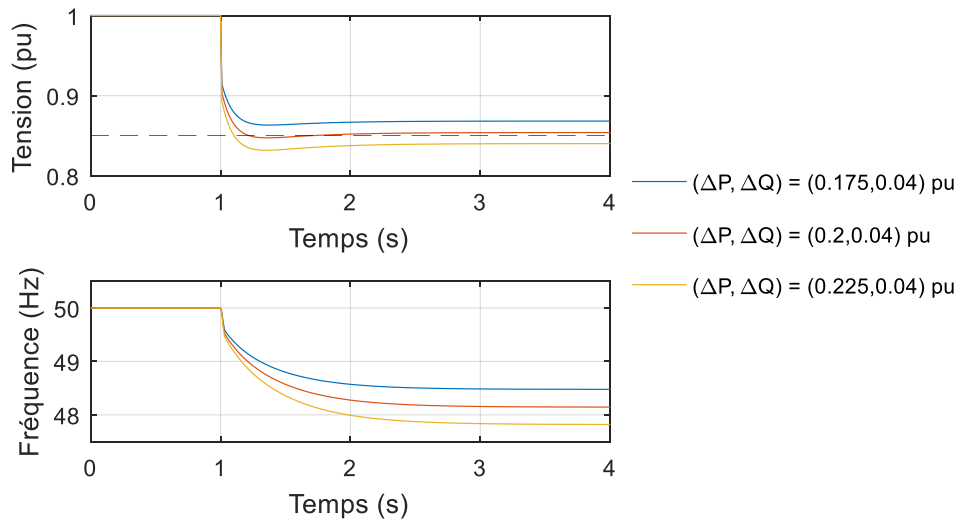


Figure IV-5 — Simulation des trois points encadrés en orange de la Figure IV-4. Le seuil en tension est représenté par des tirets noirs.

IV.2.2 Étude paramétrique

Nous allons maintenant étudier l’impact de plusieurs paramètres sur la ZND. Cette étude permettra de comprendre quelles caractéristiques physiques des charges ont une influence sur la détection d’ilot et si cette influence est positive ou non. La comparaison est réalisée en traçant trois ZND sur une même figure : une ZND avec les paramètres standards (médians), et deux correspondant aux paramètres extrêmes de la plage de variation. Pour gagner en clarté, seule la ZND-RP est tracée. Pour rendre la comparaison plus facile, l’ensemble des tracés sont faits sur la même échelle, avec $\Delta P \in [-0.5, 0.5]$ pu et $\Delta Q \in [-0.4, 0.4]$ pu.

Influence des paramètres α_P et α_Q caractérisant la dépendance à la tension

Les paramètres α_P et α_Q caractérisent respectivement la dépendance de la puissance active à la tension en régime permanent et la dépendance de la puissance réactive inductive⁸ à la tension en régime permanent (à fréquence fixée). L’impact de ces paramètres sur la ZND est illustré en Figure IV-6 et Figure IV-7.

On observe sur la Figure IV-6 que plus α_P est grand, plus la ZND est grande. Une forte dépendance de la consommation des charges à la tension réduit donc la déviation en tension et augmente les risques de non-détection. Ce résultat est logique : lorsque α_P est élevé, c’est-à-dire lorsque P est très sensible à U (à f fixée), alors inversement U est peu sensible à P (à f fixée aussi). Un plus grand déséquilibre en puissance active est alors nécessaire pour faire suffisamment varier la tension et dépasser un des seuils, et la ZND est plus grande.

⁸ Le modèle distingue la puissance réactive capacitive et la puissance réactive inductive. Les paramètres α_Q et β_Q ne caractérisent que les dépendances de la puissance réactive inductive.

De manière similaire, on observe sur la Figure IV-7 que plus α_Q est grand, plus la ZND est grande. Une forte dépendance de la puissance réactive inductive consommée par les charges à la tension réduit donc la déviation en tension associée à un certain déséquilibre en puissance réactive, et augmente les risques de non-détection. La logique sous-jacente est similaire au cas de α_P .

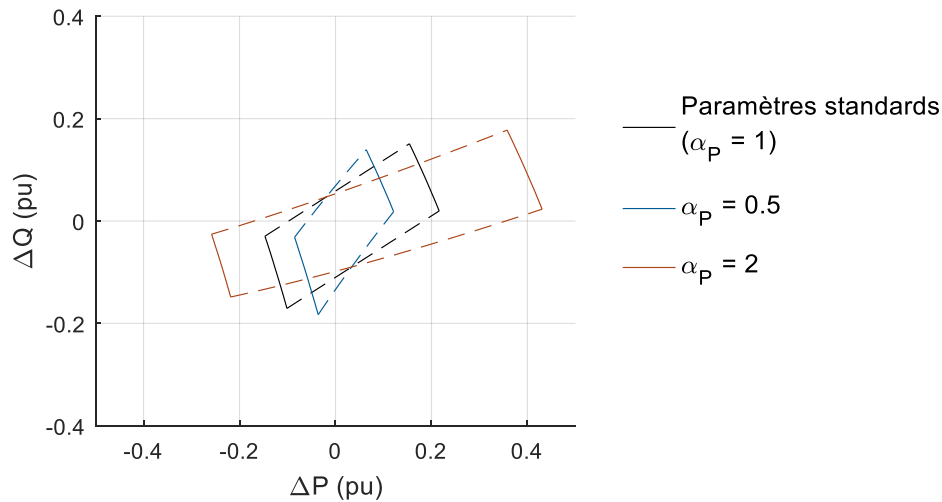


Figure IV-6 — Influence du paramètre α_P sur la ZND-ET d'une charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

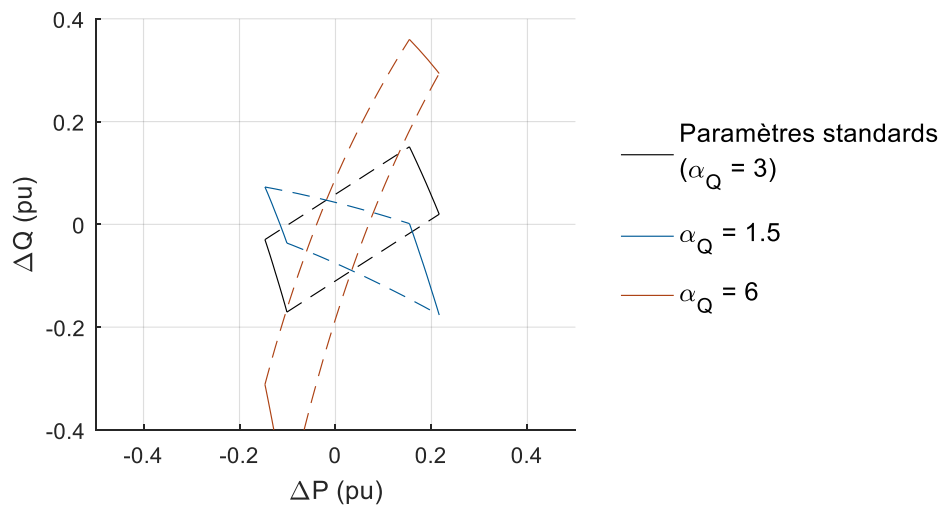


Figure IV-7 — Influence du paramètre α_Q sur la ZND-ET d'une charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

Influence des paramètres β_P et β_Q caractérisant la dépendance à la fréquence

Les paramètres β_P et β_Q caractérisent respectivement la dépendance de la puissance active à la fréquence en régime permanent et la dépendance de la puissance réactive inductive à la fréquence en régime permanent (à tension fixée). L'impact de ces paramètres sur la ZND est illustré en Figure IV-8 et Figure IV-9.

On observe sur la Figure IV-8 que plus β_P est grand, plus la ZND est grande. Une forte dépendance de la puissance active consommée à la fréquence réduit donc la déviation en fréquence et augmente les risques de non-détection. Là encore, le résultat est logique : lorsque β_P est grand, P est très sensible à la fréquence (à U fixée), autrement dit la fréquence est peu sensible à P (à U fixée) : une plus grande variation en puissance active est nécessaire pour faire suffisamment varier la fréquence et dépasser un des seuils. Ce phénomène avait déjà été montré dans [95] (bien qu'il ait été surestimé, comme montré dans [67]) où il est montré que la ZND augmente si l'on ajoute à la charge RLC une dépendance de la puissance active à la fréquence.

De manière similaire, on observe sur la Figure IV-9 que plus β_Q est grand, plus la ZND est grande. Une forte dépendance de la puissance réactive inductive consommée par les charges à la fréquence réduit donc la déviation en fréquence et augmente les risques de non-détection. La logique sous-jacente est similaire au cas de β_P .

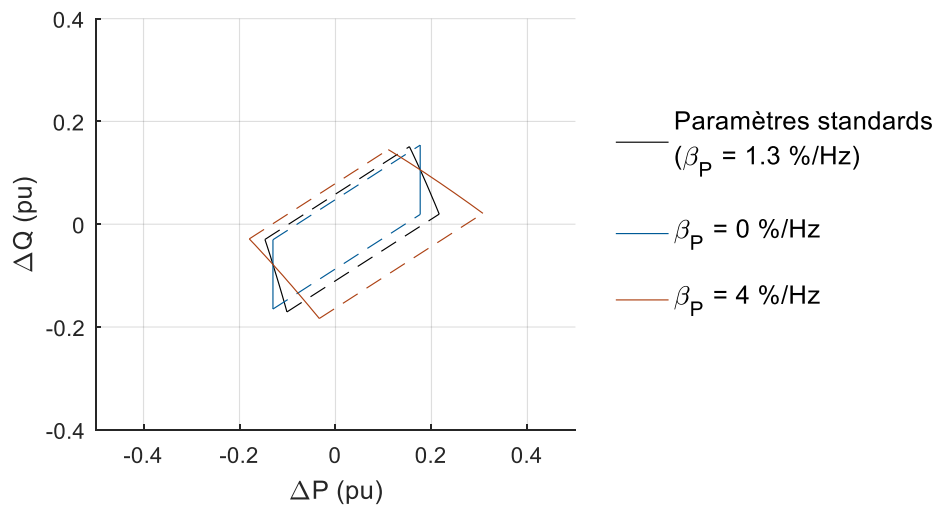


Figure IV-8 — Influence du paramètre β_P sur la ZND-ET d'une charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

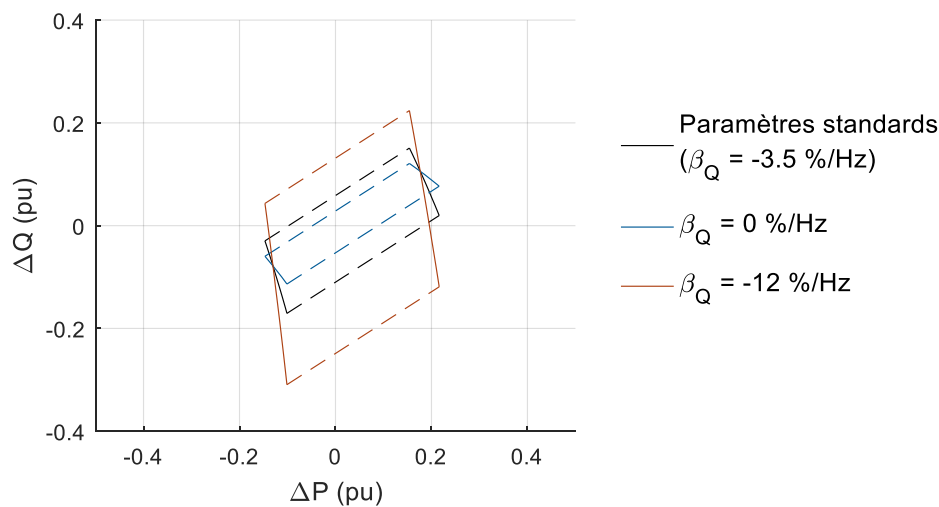


Figure IV-9 — Influence du paramètre β_Q sur la ZND-ET d'une charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

Influence du paramètre dQ/dP

Le paramètre dQ/dP caractérise la relation existant entre le réactif consommé par la charge et la puissance active consommée (comme illustré sur la Figure II-14). Plus le paramètre dQ/dP d’une charge est élevé plus la puissance réactive capacitive et la puissance réactive inductive sont élevées. En ce sens, le paramètre dQ/dP est similaire au facteur de qualité q_f de la charge RLC : ce dernier caractérise lui aussi l’importance des puissances réactives capacitives et inductives (comme vu en Annexe A). L’impact de dQ/dP sur la ZND est illustré en Figure IV-10.

De manière similaire à q_f , on peut observer que plus dQ/dP est grand, plus la ZND est grande. La logique sous-jacente à ce résultat ne semble pas intuitive, mais elle peut être comprise par analogie avec la charge RLC : plus dQ/dP (ou q_f par analogie) est important, plus la puissance réactive que produit (Q capacitif) et consomme (Q inductif) la charge sont élevées, et plus un éventuel déséquilibre en réactif (ΔQ) apparaît faible par rapport à ces dernières. Ainsi, ce même déséquilibre ΔQ influence d’autant moins la fréquence que dQ/dP est grand.

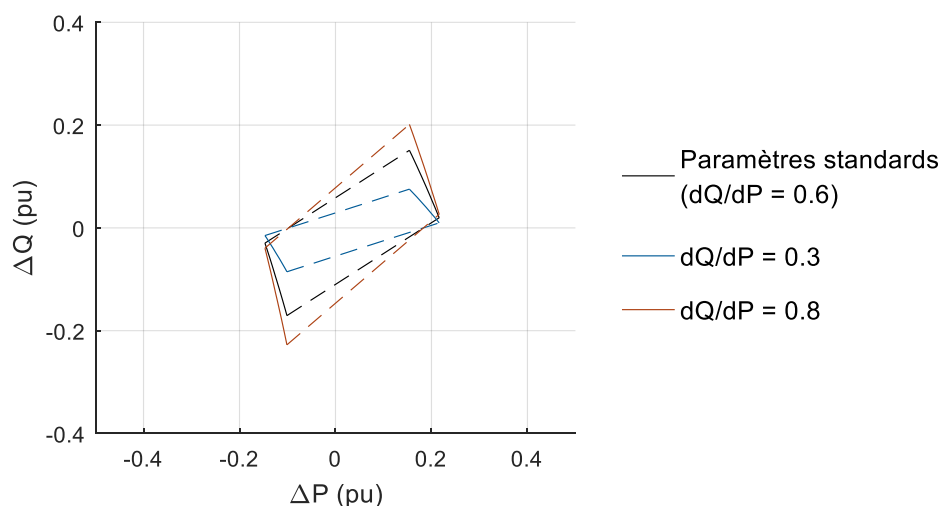


Figure IV-10 — Influence du paramètre dQ/dP sur la ZND-ET d’une charge {rétablissement exponentiel + capacité}. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

Bilan

L’étude paramétrique révèle que plus la charge est sensible à la fréquence et à la tension, moins la tension et la fréquence d’un ilot vont dévier de leur valeur nominale, et plus le risque de non-détection est élevé. Par ailleurs, ces paramètres ont une influence sur la forme de la ZND ; nous verrons en sous-section V.1.3 que cela peut avoir une influence importante. L’augmentation du paramètre dQ/dP tend elle aussi à augmenter les risques de non-détection. La ZND est fortement dépendante de ces paramètres, ce qui montre l’importance de bien les choisir pour obtenir des résultats réalistes.

IV.3 ZND avec des charges électroniques

Le fait que les charges soient non-linéaires, et puissent produire des harmoniques de courant alors même qu’elles sont alimentées par une source de tension sinusoïdale, est rarement considéré dans les études portant sur les ilots non-intentionnels. Pourtant, les appareils électroniques en produisent et leur proportion dans le mix de consommation a constamment augmenté ces vingt dernières années. Par ailleurs, il a été montré dans [15] que ces charges électroniques peuvent entraîner des « comportements originaux » durant un ilot non-intentionnel. L’objectif de cette section va être de comprendre l’origine de ces « comportements originaux », et de déterminer s’ils ont une influence sur les risques de non-détection d’un ilot.

Les travaux présentés ici ont fait l’objet d’une publication et d’une présentation à la conférence IEEE PowerTech 2017, voir [126].

IV.3.1 Modélisation et observations initiales

Modélisation

Pour étudier l’impact des charges électroniques, nous allons considérer un système où les charges sont composées d’un mix entre charge RLC et charge électronique, comme représenté sur la Figure IV-11. Le modèle RMS ne permettant pas de prendre en compte les harmoniques, les simulations sont faites à l’aide du modèle EMT.

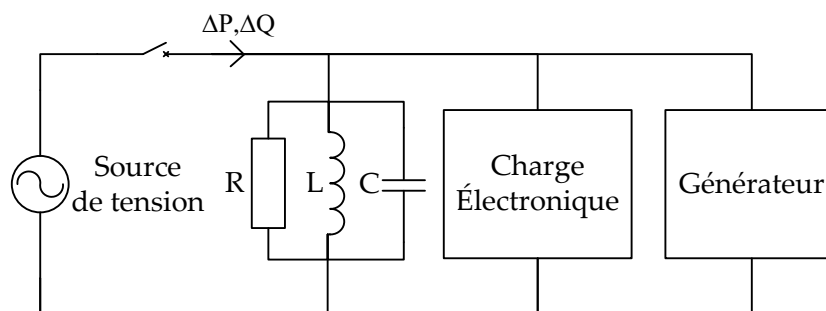


Figure IV-11 — Système avec charge électronique.

La charge électronique choisie est un redresseur triphasé à double alternance, voir Figure IV-12. L’inductance série côté AC est prise relativement faible afin d’avoir des harmoniques relativement élevés et d’amplifier le phénomène étudié. Le taux de distorsion harmonique du courant consommé par le redresseur est de 25.6 %.

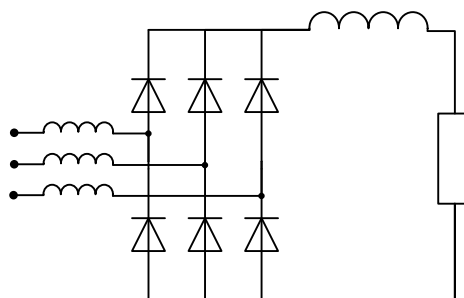


Figure IV-12 — Redresseur triphasé à double alternance.

Le mix de consommation est tel que 77 % de la puissance est consommée par la charge RLC, et 23 % est consommée par le redresseur. Le facteur de qualité q_f de la charge RLC sera pris égal à 0.1. Nous avons fait le choix d'une valeur faible afin de permettre à la fréquence de plus facilement dévier de sa valeur nominale et de rendre plus visible le phénomène étudié.

Ilotage avec équilibre initial parfait

Le phénomène observé par [15] est que, même avec un équilibre initial en puissance $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$, la fréquence de l'ilot s'écarte fortement de 50 Hz. Nous avons réalisé une simulation dans ces mêmes conditions et avons obtenu un résultat similaire, voir Figure IV-13. On peut voir que la fréquence décroît fortement et qu'elle passe même sous les 47.5 Hz. Ce résultat est au premier abord très surprenant : lorsque $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$, il est attendu que la fréquence et la tension ne varient pas et restent constantes. Un premier élément d'explication est qu'ici, en présence d'harmoniques, ΔP et ΔQ sont certes nuls⁹, mais ce n'est pas pour autant que le courant est nul : ce dernier peut très bien comporter des harmoniques.

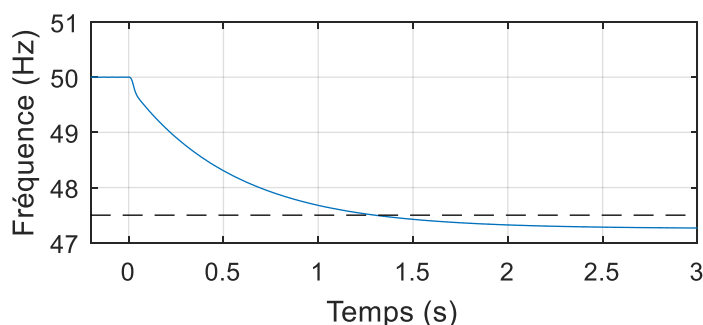


Figure IV-13 — Évolution de la fréquence de l'ilot avec $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$.
L'ilot commence à $t = 0$ s.

Pourquoi la fréquence décroît-elle ? Pour répondre à cette question, une première chose à regarder est la puissance réactive (qui influence directement la fréquence car comme nous l'avons vu dans la section III.2, la fréquence dépend du déséquilibre entre le déphasage de la production et le déphasage de la charge, et ces déphasages sont principalement dépendants de la puissance réactive). La Figure IV-14 regroupe l'évolution de la puissance réactive produite par chaque élément du système. On peut y voir que suite au commencement de l'ilot, la puissance réactive consommée par le redresseur marque une discontinuité et chute. Cette variation revient à introduire un déséquilibre de réactif après le commencement de l'ilot, ce qui explique la décroissance de la fréquence. Cette variation de la consommation de réactif est surprenante et sera expliquée en sous-section IV.3.3.

⁹ Pour les simulations EMT, les puissances actives et réactives sont calculées à l'aide de la méthode décrite en fin de sous-section III.1.3, voir équation (III.2).

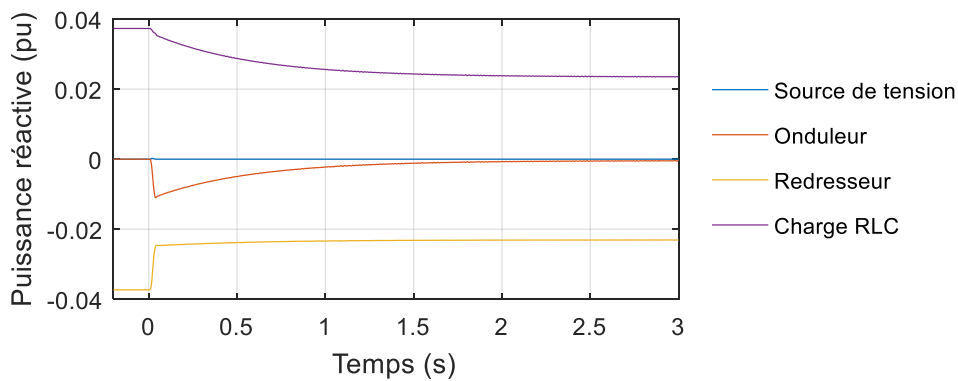


Figure IV-14 — Évolution des différentes puissances réactives produites par chaque élément, avec $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$. L’ilot commence à $t = 0$ s.

Ilotage avec un déséquilibre initial « approprié »

Pour confirmer que la variation en fréquence est bien due au changement de puissance réactive consommée par le redresseur, on réalise une seconde simulation dans laquelle un déséquilibre ΔQ « approprié » est introduit. Ce déséquilibre est choisi égal à la variation de réactif observée sur la Figure IV-14, *i.e.* $\Delta Q = 0.012$ pu. On obtient alors la courbe d’évolution de la fréquence et des différentes puissances réactives, voir Figure IV-15. On observe que, comme prévu, le déséquilibre initial ΔQ permet de compenser l’évolution de la consommation du redresseur et la fréquence reste quasiment constante tout le long de l’ilot.

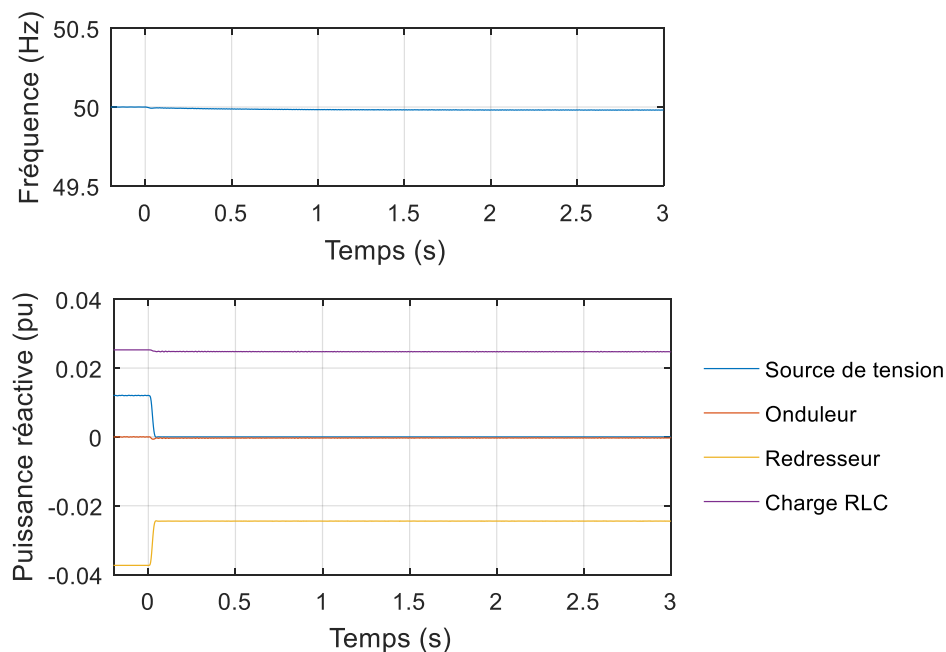


Figure IV-15 — Évolution de la fréquence et des différentes puissances réactives avec $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0.012)$ pu. L’ilot commence à $t = 0$ s.

Influence de la proportion de redresseurs

Jusqu’à présent les simulations ont été réalisées de manière à ce que le redresseur consomme 23 % de la puissance totale. Nous avons fait varier cette proportion et relevé à chaque fois la fréquence atteinte par l’ilot en régime permanent, ce qui nous a permis de tracer la Figure IV-

16. On peut observer que la fréquence de régime permanent est fortement influencée par la proportion de redresseurs. De plus, cette relation est non-linéaire : lorsque la proportion est de 7 % ou moins, la fréquence reste quasiment inchangée, alors que lorsque la proportion dépasse les 30 %, la fréquence chute de 10 Hz. Cette non-linéarité met en exergue toute la complexité de ce phénomène.

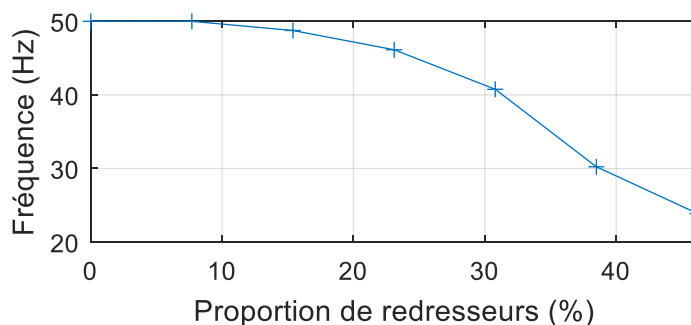


Figure IV-16 — Fréquence atteinte en régime permanent en fonction de la proportion de redresseurs (en terme de puissance), avec équilibre initial $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$.

IV.3.2 Influence de la charge électronique sur la ZND

Jusqu'à présent, seuls des cas particuliers de déséquilibre $(\Delta P, \Delta Q)$ ont été considérés pour étudier les ilots avec charges électroniques, ce qui ne permet pas d'avoir une vision d'ensemble. Pour combler ce déficit, nous avons calculé la ZND à l'aide de simulations, ce qui permet de prendre en compte un grand nombre de conditions initiales $(\Delta P, \Delta Q)$ différentes.

Calcul de la ZND

Afin de comprendre l'impact du redresseur, deux ZND seront tracées. La première, la ZND de référence, est tracée en considérant une charge composée à 100 % de RLC. La seconde est tracée dans les conditions utilisées précédemment, à savoir avec 23 % de redresseurs et 77 % de RLC. On obtient alors la Figure IV-17. On peut faire deux observations :

- d'une part, on peut passer d'une ZND à l'autre à l'aide d'une translation selon ΔQ d'une amplitude de l'ordre 0.01 pu, ce qui est très proche du déséquilibre trouvé précédemment ($\Delta Q = 0.012$ pu) ;
- d'autre part, les deux ZND ont des formes assez similaires et occupent des surfaces quasiment égales, ce qui signifie que la probabilité d'ilotage est peu influencée par la présence de redresseurs (rappel : cette conséquence est sous hypothèse d'équiprobabilité de chaque condition initiale $(\Delta P, \Delta Q)$).

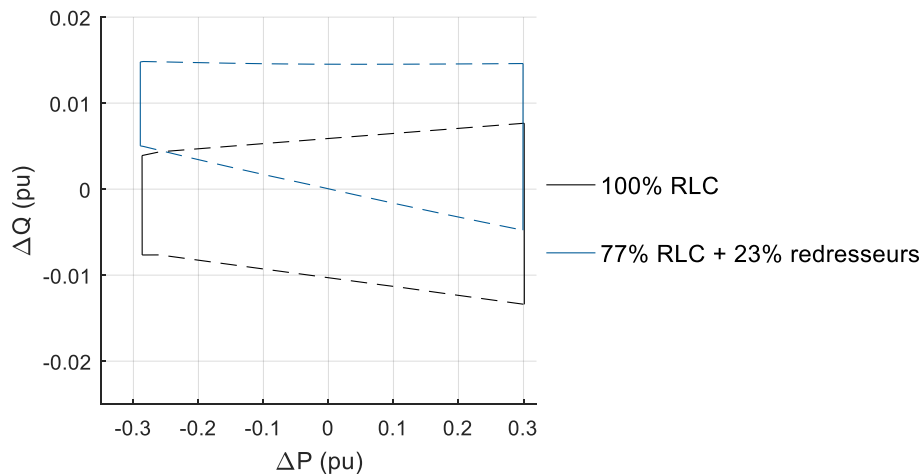


Figure IV-17 — ZND avec et sans redresseurs. Les seuils en tension sont représentés par des traits pleins et les seuils en fréquence par des tirets.

Bilan

Ainsi, comme observé dans [15], les charges électroniques telles que les redresseurs peuvent entraîner des comportements « originaux » et inhabituels dans le domaine de l’étude des ilots non-intentionnels. Par exemple, il a été observé que les redresseurs peuvent changer l’équilibre en réactif une fois iloté. Pour autant, il n’a pas été observé que cela ait une influence sur le risque de non-détection, tel que quantifié par la surface de la ZND. Il n’apparaît donc pas qu’il soit important de prendre en compte des charges électroniques pour étudier les ilots non-intentionnels.

IV.3.3 Redresseur alimenté par une source de tension ou une source de courant

L’origine de la variation de puissance réactive consommée par le redresseur reste à expliquer. Cette variation semble être liée au comportement non-linéaire du redresseur et aux harmoniques produits par le redresseur. Nous formulons l’hypothèse que ce phénomène est dû au passage d’une alimentation se comportant comme une source de tension (le réseau de transport) à une alimentation par un générateur se comportant comme une source de courant (l’onduleur). Dans le premier cas, la tension est parfaitement sinusoïdale et la source compense les harmoniques de courant générés par le redresseur. Dans le second cas, durant l’ilot, l’onduleur fournit un courant plus ou moins sinusoïdal et compense les harmoniques de tension générés par le redresseur.

Pour vérifier cette hypothèse, nous avons étudié la consommation de notre mix de charges suivant qu’il est alimenté par une source de tension ou une source de courant, voir Figure IV-18.

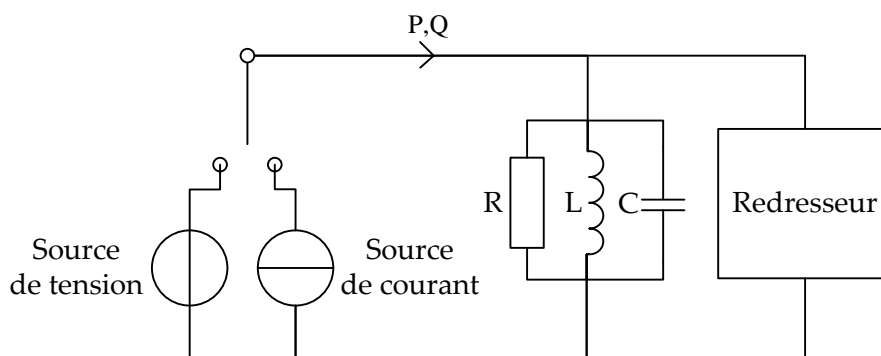


Figure IV-18 — *Modèle utilisé pour comparer la consommation de notre charge suivant le type de source.*

Pour rendre les mesures comparables, on règle l'amplitude de la source de courant de manière à ce que les charges consomment la même puissance active qu'avec la source de tension, ici 100 kW. Nous avons aussi initialement réglé la charge RLC afin qu'elle produise 3.7 kVAR, ce qui permet de compenser la puissance réactive consommée par le redresseur lorsqu'il est alimenté par une source de tension. Les résultats sont regroupés dans le Tableau IV-3.

Tableau IV-3 — *Puissances actives et puissances consommées par les charges alimentées par une source de tension ou une source de courant.*

	Source de tension		Source de courant	
	P (kW)	Q (kVAR)	P (kW)	Q (kVAR)
Source	-100.00	0.0	-100	1.72
RLC	77.2	-3.7	77.4	-3.50
Redresseur	22.8	3.7	22.6	1.8

On peut observer que la consommation de puissance réactive varie un peu en passant d'une source de tension à une source de courant. Cette variation est à l'origine des phénomènes inhabituels observés dans cette section, elle est due au comportement non-linéaire de la charge. La valeur de la variation observée ici (1.9 kVAR, soit 0.019 pu) est différente de la variation de 0.012 pu observée précédemment. Nous l'expliquons par le fait que l'onduleur ne se comporte pas comme une source de courant parfaitement sinusoïdale : la charge non-linéaire répond de manière légèrement différente suivant qu'il s'agisse d'une source de courant idéale ou d'un onduleur.

IV.4 ZND d'une protection en ROCOF

Les protections utilisant le ROCOF (*i.e.* dérivée de la fréquence) ont de plus en plus de succès en Europe. Elles doivent permettre de réduire le risque de non-détection des ilots non-intentionnels. Néanmoins, cette réduction du risque n'a, à notre connaissance, jamais été quantifiée. L'objectif de cette section va être de combler ce déficit en calculant la ZND de ces protections utilisant le ROCOF. Les calculs seront tout d'abord faits en IV.4.1 pour une protection déclenchant dès que le ROCOF dépasse un certain seuil. Nous étudierons ensuite en IV.4.2 les protections de type H3.1 d'Enedis [16], ces dernières ne déclenchent que si les seuils en fréquences et en ROCOF sont simultanément dépassés.

Remarque : une partie des résultats présentés dans cette section ont fait l'objet d'une publication à la conférence CIRED 2017, voir [127].

IV.4.1 ZND d'une protection en ROCOF

Le ROCOF étant nul en régime permanent, tracer sa ZND-RP n'aurait aucun sens, seule la ZND-ET sera donc calculée. Par ailleurs, une protection en ROCOF avec temporisation ne déclenche que si ROCOF dépasse le seuil durant une durée minimale prédéfinie. Nous distinguerons alors le cas sans temporisation de la protection, et le cas avec temporisation.

ZND-ET d'une protection en ROCOF – cas sans temporisation

Afin de comparer les différents types de seuils, nous avons tracé la ZND-ET pour différents seuils : des seuils en fréquence, avec une plage large ($[47.5, 51.5]$ Hz) et une plage étroite ($[49.5, 50.5]$ Hz) et des seuils en ROCOF avec une plage de $[-0.5, 0.5]$ Hz/s. Nous avons pu voir en fin de sous-section I.3.1 que la méthode de calcul du ROCOF est importante, nous étudierons cet aspect en faisant varier la période de calcul ; deux valeurs seront prises : $T = 0.2$ s et $T = 0.5$ s (rappel : le ROCOF correspondant est noté ROCOF_T). Enfin, l'ensemble de ces ZND sont tracées pour deux charges, la charge RLC parallèle et la charge {rétablissement exponentiel + capacité}, les résultats sont regroupés respectivement en Figure IV-19 et en Figure IV-20.

Remarques :

- ne pas avoir de temporisation nous a permis, pour chaque point simulé, de déterminer le ROCOF minimal et le ROCOF maximal atteint, puis par interpolation, de déterminer précisément la ZND de la protection en ROCOF : on obtient que la ZND est délimitée par des lignes relativement précises et n'est pas seulement composée d'un ensemble de points du plan ($\Delta P, \Delta Q$).
- sur la Figure IV-20, les seuils en ROCOF se croisent. Cela est dû au fait que dans certaines situations, la fréquence oscille ce qui entraîne que le ROCOF dépasse à la fois le seuil bas (-0.5Hz/s) et le seuil haut ($+0.5\text{Hz/s}$).

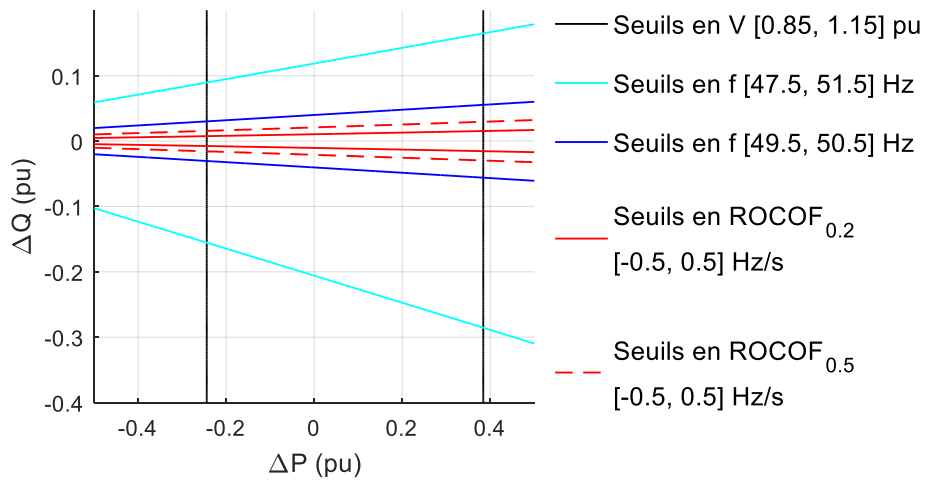


Figure IV-19 — ZND avec des seuils en fréquence et en ROCOF — Cas d'une charge RLC parallèle avec $q_f = 2$.

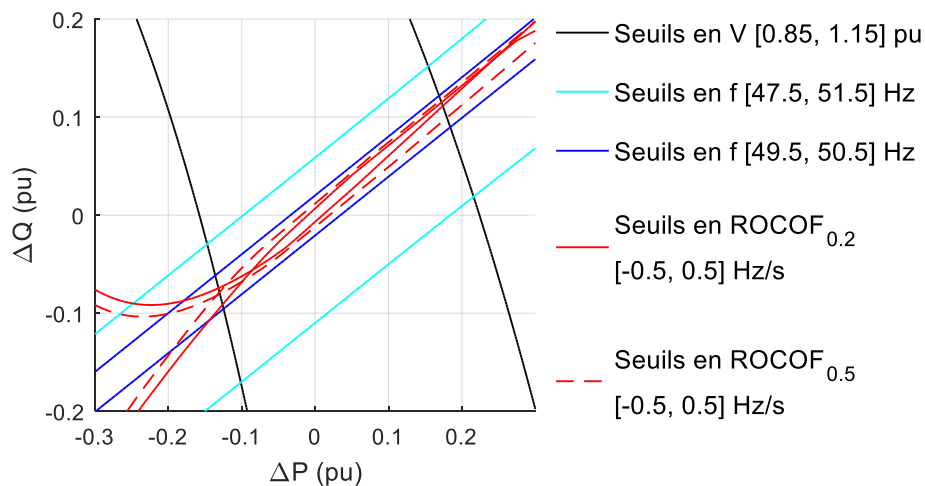


Figure IV-20 — ZND avec des seuils en fréquence et en ROCOF — Cas de la charge {rétablissement exponentiel + capacité} avec des paramètres standards (médiants).

Les surfaces des ZND tracées sur ces figures ont été calculées et sont regroupées dans le Tableau IV-4 et le Tableau IV-5.

Tableau IV-4 — Surface des ZND de la Figure IV-19.

La surface de référence, notée S_{ref} , correspond au seuil en fréquence [49.5, 50.5] Hz.

Seuils en tension [0.85, 1.15] pu + fréquence [49.5, 50.5] Hz	... fréquence [47.5, 51.5] Hz	... ROCOF _{0.2} [-0.5, 0.5] Hz/s	... ROCOF _{0.5} [-0.5, 0.5] Hz/s
Surface S	0.0537 pu	0.217 pu	0.0143 pu	0.0282 pu
Ratio S/S _{ref}	1	4.0	0.27	0.53

Tableau IV-5 — Surface des ZND de la Figure IV-20.
La surface de référence, notée S_{ref} , correspond au seuil en fréquence [49.5, 50.5] Hz.

Seuils en tension [0.85, 1.15] pu + fréquence [49.5, 50.5] Hz	... fréquence [47.5, 51.5] Hz	... ROCOF _{0.2} [-0.5, 0.5] Hz/s	... ROCOF _{0.5} [-0.5, 0.5] Hz/s
Surface S	0.0128 pu	0.0515 pu	0.00281 pu	0.00678 pu
Ratio S/S _{ref}	1	4.0	0.22	0.53

De cet ensemble de résultats, nous tirons plusieurs enseignements :

- La forme des limites en fréquence et en ROCOF sont similaires. Pour la charge RLC, ces limites sont toutes des droites passant par le point $(\Delta P, \Delta Q) = (-1, 0)$ pu. Pour la charge {rétablissement exponentiel + capacité}, les seuils en ROCOF ont un aspect légèrement différent, mais ont globalement une direction similaire aux seuils en fréquence.
- Sur les deux figures, les limites associées aux seuils en ROCOF sont toutes incluses dans les limites associées aux seuils en fréquence, y compris pour les seuils étroits [49.5, 50.5] Hz. Cela traduit un des résultats les plus importants de cette section : les seuils en ROCOF sont toujours plus efficaces que les seuils en fréquences pour détecter les ilots (du moins avec les paramètres considérés pour nos simulations). Avec nos paramètres, il a été obtenu que par rapport à la ZND avec des seuils [49.5, 50.5] Hz, la surface de la ZND avec ROCOF est réduite de 47 % pour $T = 0.5$ s et d’environ 75 % pour $T = 0.2$ s (mais avec un risque d’augmenter le risque de fausse détection, ce qui sera discuté en fin de section).
- La ZND associée aux seuils en ROCOF est bien plus étroite lorsque la période de calcul est de 0.2 s que lorsqu’elle est de 0.5 s. Ainsi, on confirme que la méthode de calcul du ROCOF est cruciale : plus le ROCOF est calculé rapidement (*i.e.* moins il est filtré) plus le risque de non-détection est faible.
- Les ratios S/S_{ref} sont quasiment identiques pour les deux charges, ce qui semble indiquer que le gain d’efficacité des protections en ROCOF est approximativement le même indépendamment de la charge considérée. C’est pour cette raison que pour la suite de la section, nous avons préféré ne tracer que les résultats obtenus avec la charge RLC (afin de ne pas doubler le nombre de figures).

Néanmoins, ces figures et ces tableaux ne nous permettent pas de déterminer précisément quelle est la réduction effective de la ZND et du risque de non-détection obtenu en utilisant des seuils en ROCOF. Pour le déterminer, il serait nécessaire d’avoir accès à des algorithmes qui sont effectivement implémentés par les fabricants pour calculer la fréquence et le ROCOF dans les protections, ainsi que les temporisations utilisées. En sous-section I.3.2, nous avons étudié la future norme portant sur ces protections (IEC 60255-181), il est possible que plusieurs fabricants s’adaptent à celle-ci, ce qui introduira des modifications dans les algorithmes qu’il est impossible de prendre en compte dans le cadre de cette thèse (en l’absence de contact direct avec ces fabricants).

ZND-ET d’une protection en ROCOF — cas avec temporisation

En pratique, les protections utilisent souvent des temporisations afin d’être plus robustes face à d’éventuelles perturbations. Pour que ces protections déclenchent, il est nécessaire que le seuil

soit dépassé durant une durée suffisante. Pour des seuils en tension et en fréquence, ces temporisations ont un impact marginal sur la détection d'ilotage car, souvent, la valeur atteinte en régime permanent suffit à détecter un ilot. À l'inverse, nous allons voir que pour les seuils en ROCOF, une temporisation a une influence déterminante : par nature, le ROCOF est transitoire et le dépassement de seuil par le ROCOF est donc temporaire. Cela est illustré par la Figure IV-21 où est comparé le cas sans temporisation et le cas avec une temporisation de 100 ms. Il y est possible de voir qu'effectivement, avec une temporisation, la ZND est plus grande.

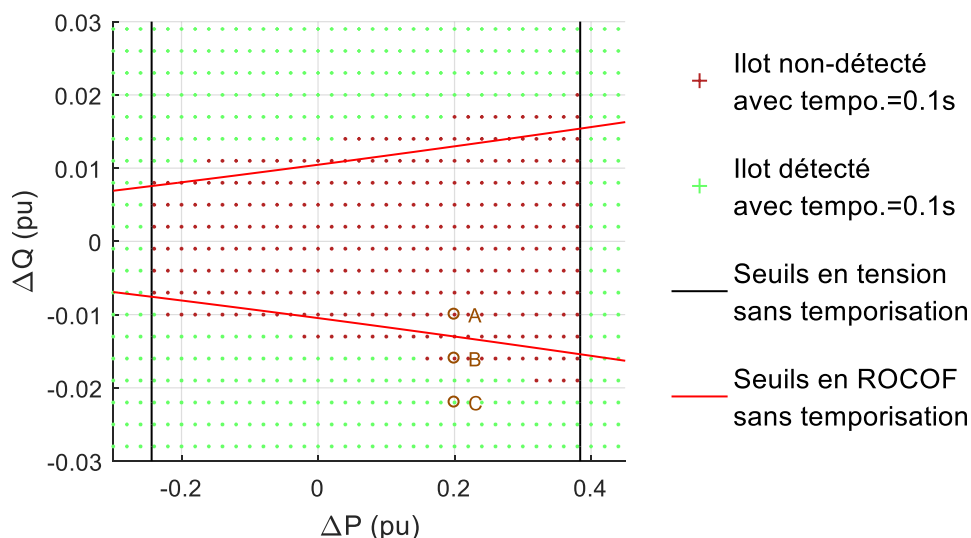


Figure IV-21 — ZND-ET avec des seuils en tension et en ROCOF_{0,2}, comparaison entre le cas sans temporisation et le cas avec une temporisation de 100 ms.

Afin de mieux comprendre la Figure IV-21, l'évolution en fréquence et en ROCOF a été tracée pour les trois points entourés en orange, voir Figure IV-22. Trois situations différentes y sont illustrées :

- la courbe bleue reste au-dessus du seuil de -0.5 Hz/s, l'ilot n'est donc pas détecté, avec ou sans temporisation ;
- la courbe rouge passe sous le seuil de -0.5 Hz/s, mais sur seulement 90ms, l'ilot n'est donc détecté que dans le cas sans temporisation ;
- la courbe jaune passe sous le seuil de -0.5 Hz/s durant 170 ms, l'ilot est donc détecté dans les deux cas.

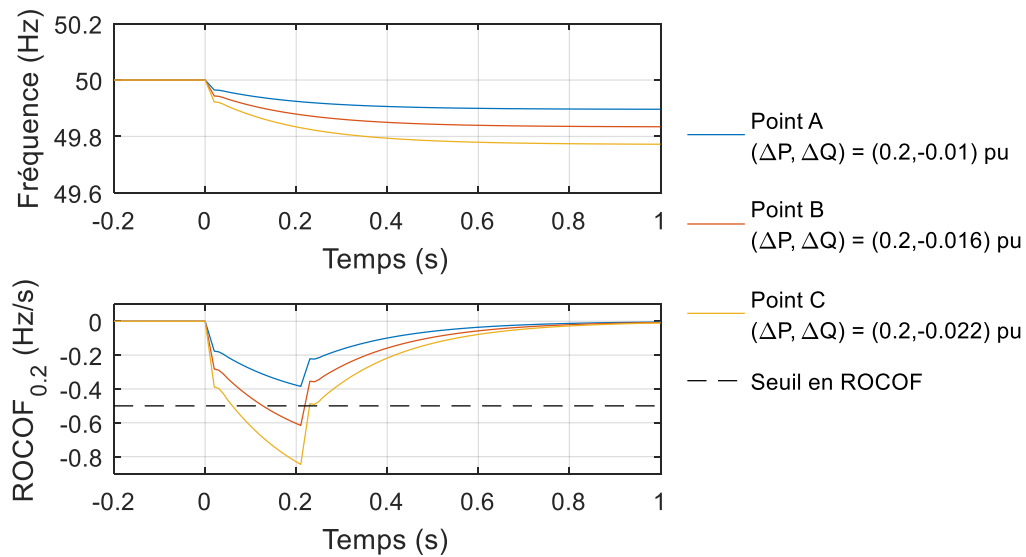


Figure IV-22 — Simulation des trois points encadrés en orange de la Figure IV-21.

Nous avons refait les calculs de la Figure IV-21 pour différentes temporisations et avons à chaque fois calculé la surface de la ZND-ET. Les résultats ont été regroupés et tracés en Figure IV-23. Il est possible de voir l'important impact de la temporisation sur la ZND et donc sur l'efficacité des protections en ROCOF. On peut voir qu'avec les paramètres choisis, la surface de la ZND est multipliée par 2 pour une temporisation supérieure à 200 ms et, à partir de 360 ms, elle dépasse même la ZND d'une protection en fréquence [49.5, 50.5] Hz. Bien sûr, cette courbe est elle-même dépendante de la méthode du calcul du ROCOF ; il est ici calculé avec une période de calcul de 0.2 s.

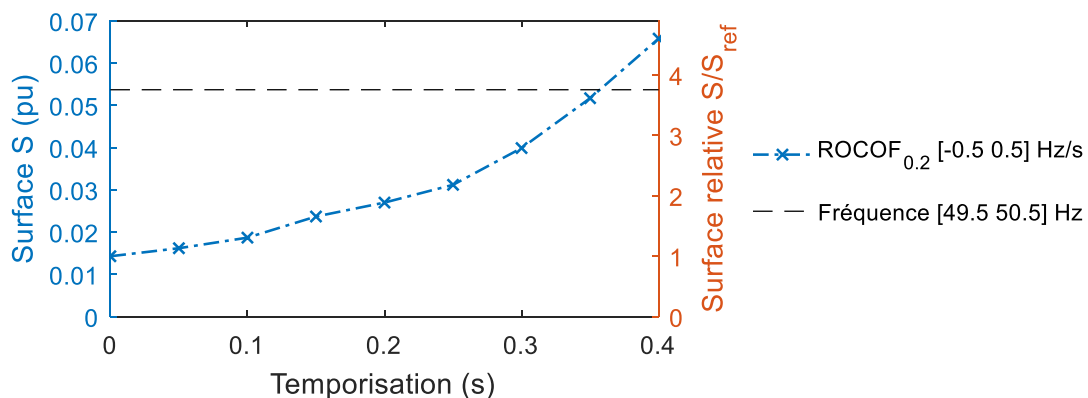


Figure IV-23 — Dépendance de la surface de la ZND-ET d'une protection avec seuils en tension et en ROCOF_{0.2}. Le calcul de surface relative est fait avec $S_{ref} = 0.0143$ pu, ce qui correspond au cas sans temporisation.

IV.4.2 ZND de la protection H3.1

Nous allons maintenant étudier la protection H3.1 d'Enedis. Il s'agit d'une protection changeant la plage de fréquence suivant la valeur du ROCOF : si le ROCOF est supérieur à 0.5 Hz/s, la plage de fréquence autorisée par la protection est rétrécie. De manière plus précise, la protection déclenche si la fréquence sort des bornes [47.5, 51.5] Hz ou s'il y a simultanément

un dépassement des seuils en fréquence [49.5, 50.5] Hz et des seuils en ROCOF [-0.5, 0.5] Hz/s. Par rapport à une protection en ROCOF seule, la protection H3.1 ajoute une condition sur la fréquence qui permet d’être plus robuste vis-à-vis d’évènements intempestifs. La pertinence de ce choix est l’un des objets d’étude de cette sous-section.

ZND de la protection H3.1

La ZND de la protection H3.1 a été tracée en Figure IV-24 en prenant le cas d’une charge RLC avec $q_f = 2$. Il peut être observé que la ZND de la protection H3.1 est légèrement plus large que la ZND d’une protection en fréquence [49.5, 50.5] Hz. Cette observation est cohérente avec les résultats précédents : il a été déjà vu que les seuils [49.5, 50.5] Hz détectent moins facilement les ilots que les seuils en ROCOF ; il est donc normal que ce soit principalement les seuils en fréquence qui définissent la ZND de la protection H3.1. Il apparaît donc que la protection H3.1 utilise le ROCOF mais sans entièrement profiter de tous ses bénéfices du point de vue de la détection d’ilotage : la ZND reste plus large qu’avec une protection en ROCOF seule.

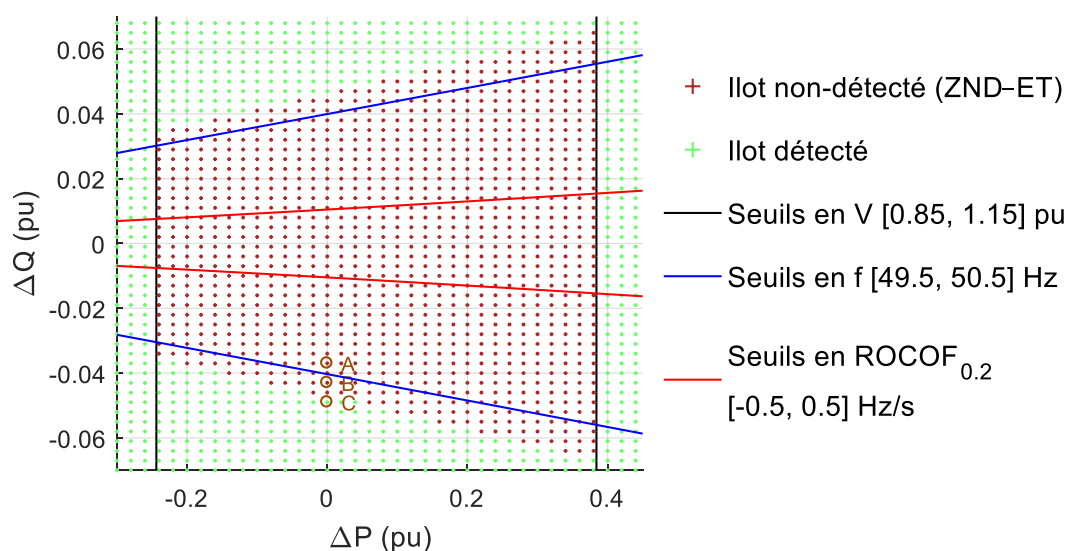


Figure IV-24 — ZND-ET de la protection H3.1 avec une charge RLC (avec $q_f = 2$). Une temporisation de 100 ms a été utilisée.

Une partie des points non-détectés (points rouges) sont à l’extérieur des seuils en fréquence [49.5, 50.5] Hz (*i.e.* les lignes bleues). Parmi eux, une partie des points ne sont pas détectés car les dépassements des seuils en fréquence et en ROCOF ne sont pas simultanés. Ce phénomène est une conséquence négative liée au fait que les seuils en fréquence et en ROCOF doivent être simultanément dépassés. Heureusement, l’impact de ce phénomène sur la ZND semble relativement marginal : la ZND (points rouges) n’est pas beaucoup plus grande que la zone délimitée par les seuils en fréquence [49.5, 50.5] Hz.

Ce phénomène est illustré par la Figure IV-25 où sont présentés les résultats de simulation des trois points entourés en orange de la Figure IV-24. Il peut être observé que les trois courbes dépassent le seuil en ROCOF. Quant à la fréquence, le comportement est différent suivant le cas considéré :

- La courbe bleue reste au-dessus des 49.5 Hz et l’ilot n’est donc pas détecté.

- La courbe rouge passe sous les 49.5 Hz, mais cela n’arrive qu’après que le ROCOF est redevenu supérieur à -0.5 Hz/s. Les deux seuils (fréquence et ROCOF) sont donc dépassés, mais pas de manière simultanée, l’ilot n’est donc pas détecté.
- La courbe jaune dépasse les deux seuils simultanément sur une durée supérieure à 100 ms, l’ilot est donc détecté.

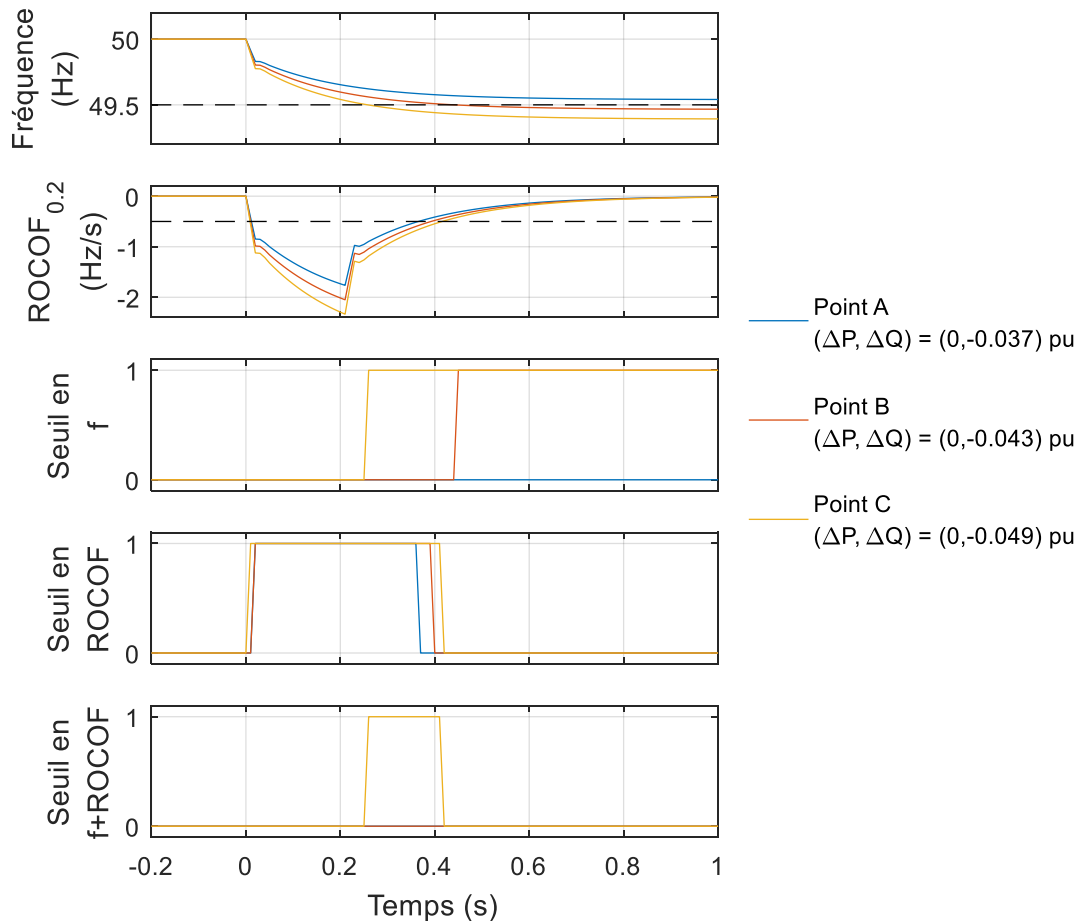


Figure IV-25 — Simulation des trois points encadrés en orange de la Figure IV-24. Les courbes tracées sont les évolutions temporelles de la fréquence, du ROCOF et des signaux binaires indiquant le dépassement d’un des seuils (fréquence, ROCOF, fréquence+ROCOF simultanément).

Une solution envisageable pour pallier ces problèmes de simultanéité pourrait être d’enregistrer pendant une certaine durée le fait que le ROCOF a dépassé son seuil, puis de déclencher si durant cette durée la fréquence dépasse elle aussi un de ses seuils. Néanmoins cette solution n’est pas indispensable car comme nous l’avons vu en Figure IV-24, le nombre de points concernés est relativement faible.

Faut-il réduire ou enlever le seuil de fréquence (qui est associé au ROCOF) ?

Nous allons maintenant analyser la possibilité et la pertinence de réduire ou d’enlever le seuil en fréquence qui est associé au ROCOF dans la protection H3.1. Bien sûr, cette possibilité est à considérer au regard du compromis (que doit trouver toute protection passive) entre le risque de non-détection et le risque de fausse détection.

Le *risque de non-détection* serait automatiquement diminué si on réduisait ou enlevait le seuil en fréquence associé au ROCOF. Pour quantifier cette possibilité, nous avons tracé en Figure IV-26 le cas où on réduit le seuil à [49.8, 50.2] Hz ; le cas sans seuil en fréquence a déjà été traité dans la sous-section précédente, voir Figure IV-21.

Avec une approche plus quantitative, les différentes situations peuvent être comparées en calculant la surface de leur ZND ; ces dernières ont été estimées et regroupées dans le Tableau IV-6. Il peut y être vu que les gains en termes de réduction de la ZND sont importants lorsque l’on réduit ou enlève les seuils en fréquence associés aux seuils en ROCOF. Dans le cas d’une réduction de la plage de fréquence, la surface de la ZND est réduite de 50 %, et dans le cas d’une simple suppression, la surface est réduite de 70 %. Les gains en termes de réduction du risque de non-détection sont donc importants.

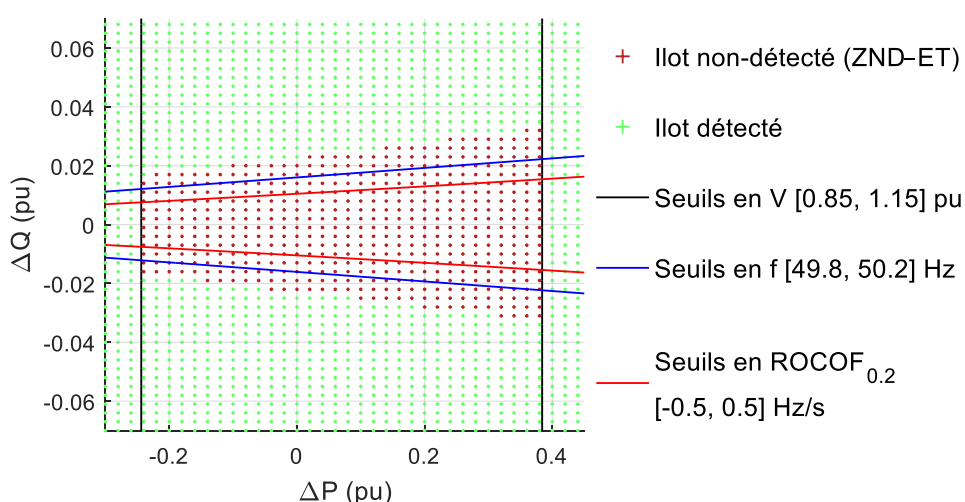


Figure IV-26 — ZND-ET d’une protection H3.1 modifiée dont les seuils étroits en fréquence sont [49.8, 50.2] Hz.

Tableau IV-6 — Surface de ZND de protection utilisant le ROCOF_{0.2} associé à différents seuils en fréquence. La surface de référence, notée S_{ref} , correspond à la ZND de la H3.1.

	[49.5, 50.5] Hz + [-0.5, 0.5] Hz/s (Figure IV-24)	[49.8, 50.2] Hz + [-0.5, 0.5] Hz/s (Figure IV-26)	[-0.5, 0.5] Hz/s (Figure IV-21)
Surface S	0.0646 pu	0.0317 pu	0.0187 pu
Ratio S/S _{ref}	1	0.5	0.3

Le *risque de fausse détection* augmenterait si l’on réduisait ou enlevait les seuils en fréquence associés au ROCOF. Cependant l’importance (ou non) de cette augmentation nous est inconnue, d’autant que cela dépendrait de beaucoup de choses (entre autres, du type d’évènement(s) intempêtif(s) considéré(s), de la méthode de calcul de la fréquence et de la méthode de calcul du ROCOF). Le sujet est pourtant d’importance et demanderait, en perspectives, de plus amples investigations.

Pour autant, si dans l’avenir les protections doivent respecter la norme IEC 60255-181, alors celles-ci devraient être sujettes à un risque limité de fausse détection. En effet, la norme prévoit plusieurs tests permettant de vérifier la robustesse des protections vis-à-vis d’évènements intempêtifs (parmi lesquels des sauts de phase, de tension et des harmoniques), dont nous

avons vu en fin de sous-section I.3.2 qu'ils sont relativement exigeants. Il apparaît donc plausible d'utiliser des protections en ROCOF (sans les associer à des seuils fréquence) si elles respectent la norme IEC 60255-181. Néanmoins, les tests étant relativement exigeants, il est possible que pour les passer, les fabricants de protections soient obligés :

- soit d'implémenter un calcul de ROCOF plus lent (*i.e.* avec une période de calcul élevée) dont on a vu en Figure IV-19 et Figure IV-20 que cela réduit l'efficacité de la détection ;
- soit d'ajouter (ou augmenter) la temporisation dont on a vu en Figure IV-21 que cela réduit l'efficacité de la détection.

Nous n'avons cependant pas eu accès à ces protections, il n'a donc pas pu être vérifié si le risque de non-détection est influencé de manière importante ou non.

IV.5 Conclusion

Le calcul de la ZND permet d'estimer et de comparer l'efficacité des protections pour détecter des ilots non intentionnels. Nous avons proposé de distinguer deux types de ZND selon qu'elles sont calculées à partir du régime permanent (ZND-RP) ou du régime transitoire (ZND-ET). Chaque méthode a ses avantages et ses inconvénients : la ZND-RP calculée analytiquement permet d'être plus précise et de mieux comprendre l'influence de chaque paramètre ; et la ZND-ET permet d'étudier le transitoire, ce qui est, entre autres choses, indispensable pour étudier les protections avec des seuils sur des grandeurs transitoires.

Trois cas d'études ont été traités à l'aide des ZND. En premier lieu, nous avons considéré la charge {rétablissement exponentiel + capacité}, dont nous avons fait varier les principaux paramètres afin d'étudier leur influence sur la ZND. Il a été vu que plus la charge est sensible à la variation de tension et à la variation de fréquence, plus le risque de non-détection augmente. Il a aussi été vu que plus une charge comporte d'éléments capacitifs et inductifs, plus le risque de non-détection augmente.

Le cas particulier des charges électroniques a ensuite été considéré. Ces charges sont assez présentes sur le réseau mais sont rarement considérées dans les études sur la détection d'ilotage. Il a été vu qu'elles peuvent introduire des comportements pouvant induire une variation de la puissance réactive consommée une fois l'ilot commencé. Ce phénomène est dû au passage d'une alimentation se comportant comme une source de tension (avant l'ilot) à une alimentation plus proche d'une source de courant (après l'ilot). Cependant, il a aussi été vu que ce changement de puissance réactive n'influence que marginalement la surface de la ZND. Il ne semble donc pas prioritaire de considérer les charges électroniques pour étudier les ilots non-intentionnels.

Enfin, les protections reposant sur la mesure du ROCOF ont été étudiées. Il a été vu que ces protections sont généralement plus efficaces que les protections en fréquence pour détecter les ilots non-intentionnels. Cette efficacité est directement dépendante de la manière dont ces protections sont implémentées. Il a été vu que deux paramètres ont une influence déterminante sur la ZND des protections en ROCOF : la période de calcul (traduisant la dynamique du calcul du ROCOF) et la temporisation. Plus ces deux paramètres sont grands, plus la ZND est importante et plus le risque de non-détection est élevé. Un autre aspect important est la robustesse des protections en ROCOF vis-à-vis des événements intempestifs, pour laquelle deux approches existent. Une première, retenue pour la protection H3.1, consiste à associer les seuils en ROCOF à des seuils étroits en fréquence. Une seconde, retenue par la norme IEC 60255-181, consiste à utiliser des tests définissant des événements durant lesquels la protection ne doit pas déclencher. Si le besoin d'être robuste est important, il a aussi été vu qu'augmenter la robustesse réduit l'efficacité des protections pour détecter les ilots non-intentionnels.

Chapitre V – Influence des régulations en puissance sur la détection d’ilotage

Introduction

Les régulations en puissance font parties des nouveaux services auxiliaires que fournissent de plus en plus fréquemment les générateurs décentralisés afin de contrôler la tension et la fréquence et de limiter leur déviation par rapport à la valeur nominale. Ainsi, si ces mêmes régulations étaient utilisées dans un îlot, on peut supposer qu’elles auraient pour effet de réduire également les déviations en tension et en fréquence, et donc d’augmenter les risques de non-détection des îlots non-intentionnels. L’objectif de ce chapitre est d’étudier si un tel résultat est à craindre. Nous répondrons à cette problématique, d’abord à l’aide de calculs de la ZND-RP en section V.1 où nous considérerons notamment l’influence des paramètres de la charge. Puis à l’aide de la ZND-ET en section V.2 où nous investiguerons l’influence de la variation de certaines constantes de temps. Une partie des résultats présentés dans ce chapitre ont fait l’objet d’une publication [118].

V.1 Influence des régulations sur la ZND-RP

Les deux régulations en puissance les plus communes seront étudiées : la régulation de la fréquence à l'aide de la puissance active, dite $P(f)$, et la régulation de la tension locale à l'aide de la puissance réactive, dite $Q(U)$. Le comportement et les paramètres de ces régulations ont déjà été décrits précédemment, voir la Figure I-4 et la Figure I-5. Nous allons ici étudier leur influence sur les risques de non-détection. Cette question a déjà fait l'objet de travaux, notamment dans [119] où la ZND-RP est estimée dans l'espace (R,L,C) et dans [128] où la ZND est estimée dans des conditions différentes : la charge est une impédance constante, et la régulation $P(f)$ atteint 0 pour $f \geq 51.5$ Hz. Si les résultats qui seront présentés dans cette section (notamment les ZND-RP) sont intéressants, ils sont néanmoins à prendre avec précaution. En effet, nous verrons dans la section suivante (V.2) que prendre en compte l'évolution temporelle (avec la ZND-ET) est extrêmement important pour étudier les régulations, et change fortement les résultats et les déductions que l'on peut en tirer.

V.1.1 Calcul et tracé de la ZND-RP – Cas de la charge RLC

Calcul formel de la ZND-RP

Afin de tracer la ZND-RP, il est nécessaire de déterminer l'expression du déséquilibre initial $(\Delta P, \Delta Q)$ en fonction de la tension et de la fréquence atteint en régime permanent. Pour cela, nous reprenons les calculs faits dans la sous-section IV.1.2 où nous remplaçons l'équation (IV.3) par (V.1).

$$\begin{cases} 0 = \frac{U^2}{R} - P_p(f) \\ 0 = U^2 \left(\frac{1}{2\pi Lf} - 2\pi Cf \right) - Q_p(U) \end{cases} \quad (V.1)$$

La résolution du système d'équation donne l'expression attendue de ΔP et ΔQ en fonction des seuils U et f , voir (V.2).

$$\begin{cases} \frac{\Delta P}{P_0} = \left(\frac{U_0}{U} \right)^2 \frac{P_p(f)}{P_0} - 1 \\ \frac{\Delta Q}{P_0} = \left(\frac{U_0}{U} \right)^2 \left(\left(\frac{f}{f_0} + \frac{f_0}{f} \right) \frac{Q_p(U)}{2P_0} + \left(\frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f} \right) \sqrt{\left(\frac{Q_p(U)}{2P_0} \right)^2 + \left(q_f \frac{P_p(f)}{P_0} \right)^2} \right) \end{cases} \quad (V.2)$$

Tracé et analyse des ZND-RP

L'équation (V.2) permet de directement tracer la ZND-RP, avec ou sans régulations. Les quatre situations possibles sont tracées en Figure V-1. Les surfaces correspondantes à ces ZND sont répertoriées dans le Tableau V-1. À noter que sur la Figure V-1, la ZND avec $P(f)$ et $Q(U)$ n'est plus seulement délimitée par les valeurs minimales et maximales autorisées par les plages de tension et de fréquence : la ZND est aussi délimitée par le seuil en tension à 1.05 pu. Cette dernière valeur correspond à un des paramètres de la régulation $Q(U)$ (visible en Figure I-5).

Les courbes rouges et vertes se croisent, ce qui indique qu’en présence des deux régulations, un même déséquilibre initial peut mener à deux points d’équilibres distincts en termes de tension et de fréquence. Cette observation soulève des questions sur la stabilité du régime permanent ; cet aspect sera abordé en sous-section V.2.1.

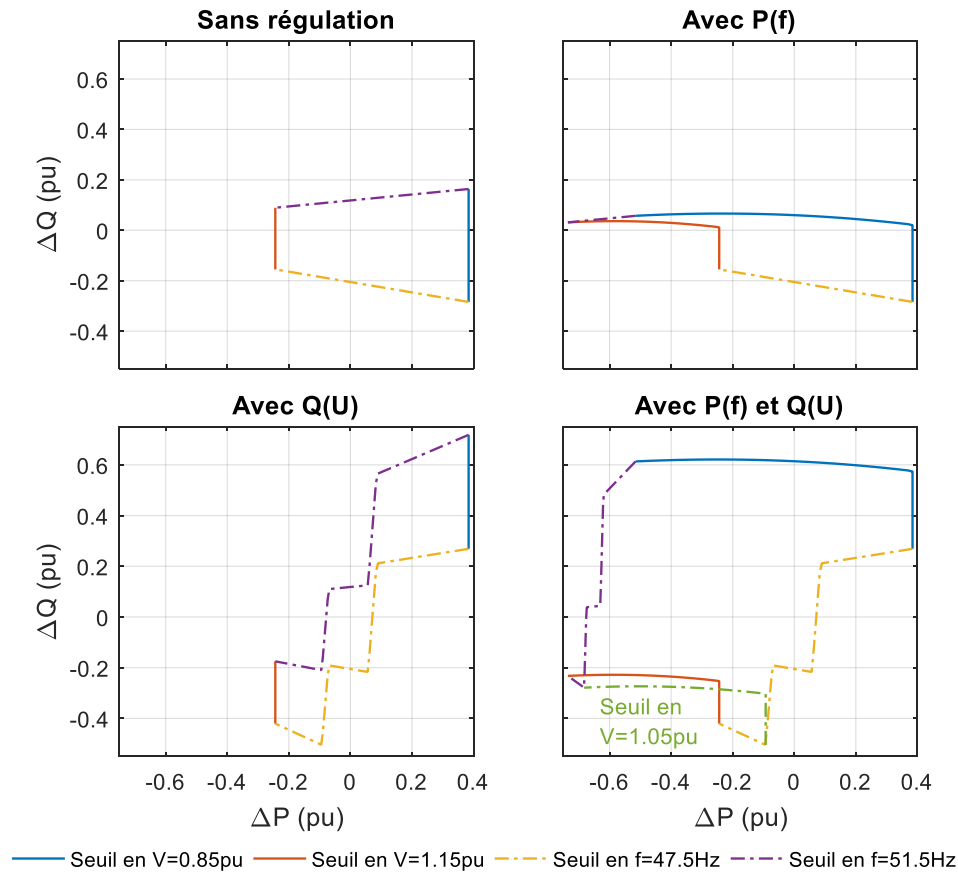


Figure V-1 — ZND-RP avec et sans régulations – cas d’une charge RLC de facteur de qualité $q_f = 2$.

Tableau V-1 — Surfaces des ZND-RP de la Figure V-1. La surface de référence S_{ref} correspond au cas sans régulation.

	Sans rég.	Avec P(f)	Avec Q(U)	Avec P(f) et Q(U)
Surface S	0.217 pu	0.182 pu	0.218 pu	0.743 pu
Ratio S/S_{ref}	1	0.84	1.00	3.4

Il est possible de voir que les régulations ont un grand impact et déforment fortement les ZND-RP, ce qui signifie que les conditions ($\Delta P, \Delta Q$) permettant à l’ilot de ne pas être détecté sont fortement changées. On observe aussi que la surface de la ZND-RP est légèrement diminuée par la régulation P(f), n’est pas influencée par la régulation Q(U), et augmente fortement (d’un facteur 3.4) lorsque les deux régulations, P(f) et Q(U) sont utilisées de manière simultanée. Ainsi, il apparaît qu’individuellement, les régulations auraient peu d’influence sur le risque de non-détection, mais que combinées, elles augmenteraient fortement ce risque.

Ce dernier résultat est en parfait accord avec les analyses faites dans [46], [119] où il avait aussi été observé que la combinaison des deux régulations augmente fortement la ZND. Néanmoins, contrairement à [46], on n'obtient pas que la régulation P(f) seule suffit à fortement augmenter la ZND, nous verrons l'origine de cette différence de résultat en sous-section V.1.3.

V.1.2 Calcul et tracé de la ZND-RP – Cas de la charge {rétablissement exponentiel + capacité}

Calcul formel de la ZND-RP

De même que pour la charge RLC, il est possible d'écrire les équations décrivant l'équilibre en puissance avant l'ilot et après l'ilot (en régime permanent). Après résolution de ces équations, on obtient l'expression de $(\Delta P, \Delta Q)$ en fonction de U et f et permettant de tracer la ZND-RP, voir (V.3).

$$\begin{cases} \frac{\Delta P}{P_0} = \overline{P_{l0}} - 1 \\ \frac{\Delta Q}{P_0} = \frac{dQ}{dP} \overline{P_{l0}} + \frac{Q_p(U)}{P_0} - \frac{dQ}{dP} \cdot \overline{P_{l0}} \cdot \overline{V}^{\alpha_Q} \left(1 + \frac{\beta_Q}{100} \Delta f\right) \\ \overline{V}^2 (1 + \Delta f) \end{cases} \quad (V.3)$$

$$\text{où } \overline{P_{l0}} = \frac{1}{\overline{V}^{\alpha_P} \left(1 + \frac{\alpha_P}{100} \Delta f\right)} \cdot \frac{P_p(f)}{P_0}$$

Tracé et analyse des ZND-RP

À l'aide de l'expression (V.3), on calcule les ZND-RP avec et sans régulations, voir Figure V-2, ainsi que leur surface correspondante, voir Tableau V-2.

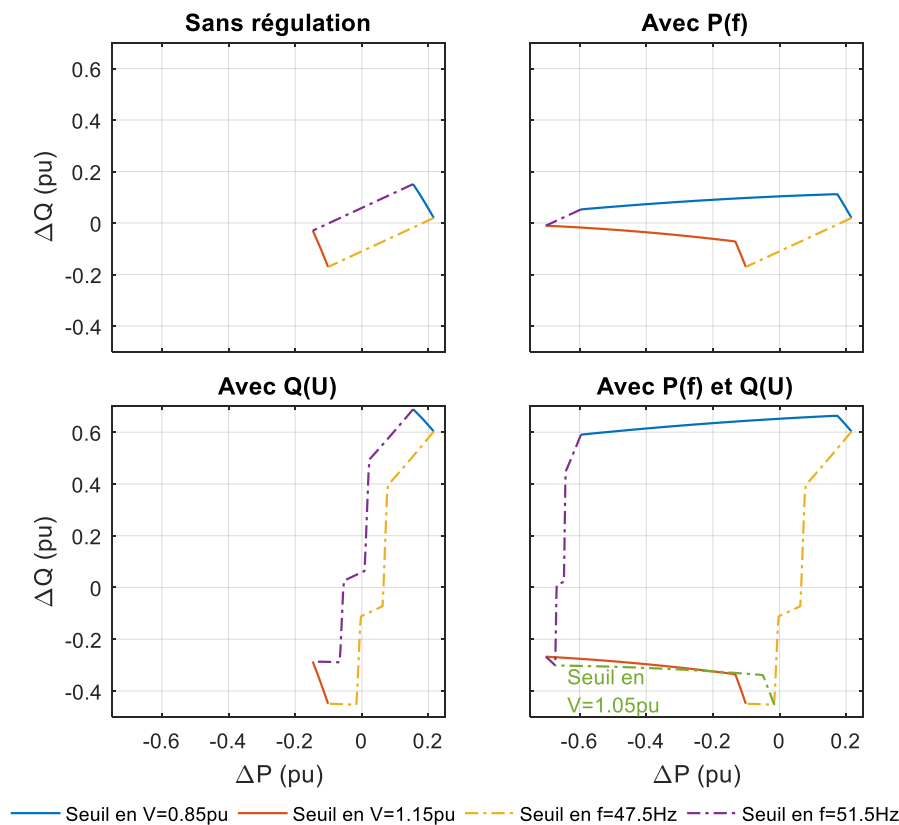


Figure V-2 — ZND-RP avec et sans régulations – cas d’une charge {rétablissement exponentiel + capacité} avec des paramètres médians.

Tableau V-2 — Surfaces des ZND-RP de la Figure V-2. La surface de référence S_{ref} correspond au cas sans régulation.

	Sans rég.	Avec P(f)	Avec Q(U)	Avec P(f) et Q(U)
Surface S	0.052 pu	0.121 pu	0.093 pu	0.687 pu
Ratio S/S_{ref}	1	2.3	1.8	13

Il est possible de voir que les déformations géométriques de la ZND-RP dues aux régulations sont similaires pour les deux charges. Néanmoins, en termes de gain en surface, les valeurs obtenues sont bien plus importantes pour la charge {redressement exponentiel + capacité} : avec une seule régulation, la surface est multipliée par 2.3 ou par 1.8 et, lorsque les deux régulations sont combinées, la surface est multipliée par 13. Ce dernier gain est bien plus important que le facteur 3.4 obtenu avec la charge RLC, mais il cache une autre réalité : avec les deux régulations, les deux charges ont des ZND à peu près aussi grande, mais comme la ZND sans régulation est bien plus petite pour la charge {rétablissement exponentiel + capacité}, le gain (relatif au cas sans régulation) en devient bien plus élevé.

Pour ce qui est de la régulation Q(U), on peut observer que, géométriquement, la régulation a (grossièrement) pour impact de translater les limites en tension selon l’axe ΔQ , voir Figure V-3. Ainsi il est possible d’émettre l’hypothèse que plus la projection de ces limites en tension sur l’axe horizontal (ΔP) est large, plus cette translation entraîne un gain en surface important. Cela expliquerait la différence de gain entraîné par Q(U) suivant la charge étudiée.

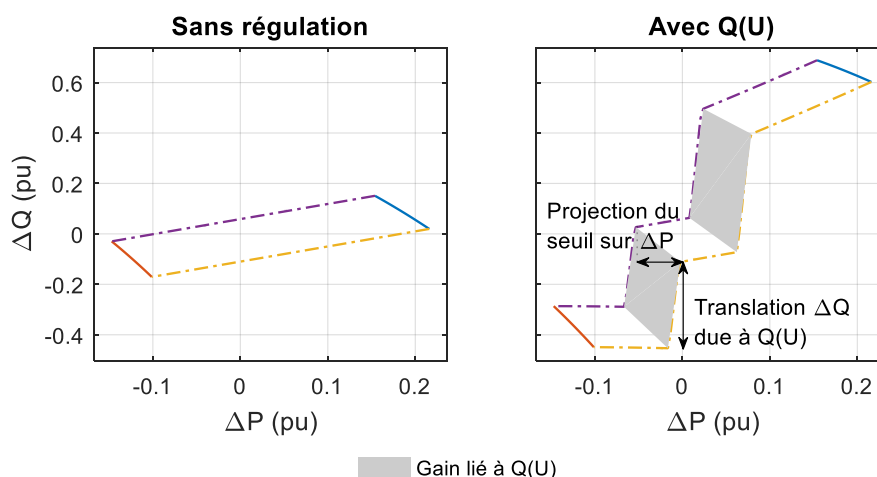


Figure V-3 — Illustration du gain de ZND-RP dû à la régulation $Q(U)$.

En suivant une logique similaire, on peut observer que, géométriquement, la régulation $P(f)$ a (grossièrement) pour influence de traduire la limite en fréquence haute (51.5 Hz) vers la gauche (selon l’axe ΔP). Ainsi, il est possible d’émettre l’hypothèse que plus la projection de cette limite en fréquence haute sur l’axe vertical (ΔQ) est large, plus cette translation entraîne un gain en surface important. Cela expliquerait la différence de gain entraîné par $P(f)$ suivant la charge étudiée.

La sous-section suivante vise à confirmer les deux hypothèses décrites dans les deux paragraphes précédents.

V.1.3 Influence des paramètres de charge sur l’impact de $P(f)$ et $Q(U)$ sur la ZND-RP

Etude de l’influence de α_Q sur l’impact de $P(f)$ sur la ZND-RP

En analysant l’ensemble de courbes tracées lors de l’analyse paramétrique faite en sous-section IV.2.2, il apparaît que le principal paramètre influençant la « taille de la projection de la limite en fréquence haute sur l’axe ΔQ » est le terme α_Q , c’est-à-dire le paramètre décrivant la sensibilité de la puissance réactive inductive à la tension.

Nous avons tracé la ZND-RP avec et sans régulation $P(f)$ et ce pour différentes valeurs de α_Q , allant de 1.5 à 6 (avec une valeur médiane de 3), voir Figure V-4 ; les surfaces des ZND-RP sont regroupées dans le Tableau V-3. À noter que sur la Figure V-4, la ZND avec $P(f)$ et $\alpha_Q = 1.5$ n’est plus seulement délimitée par les valeurs minimales et maximales autorisées par les plages de tension et de fréquence : la ZND est aussi délimitée par le seuil en fréquence à 50.2 Hz. Cette dernière valeur correspond à l’un des paramètres de la régulation $P(f)$ (visible en Figure I-4).

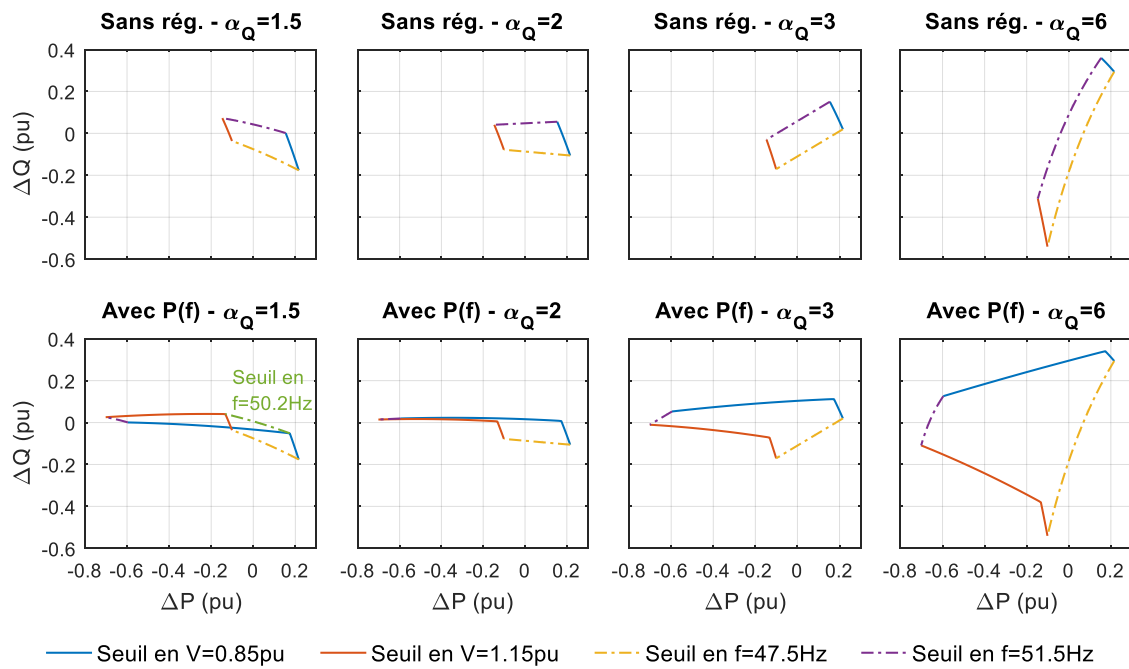


Figure V-4 — ZND-RP avec et sans $P(f)$ et pour différentes valeurs de α_Q .

Tableau V-3 — Surface des ZND-RP de la Figure V-4 et ratio entre la surface avec régulation $P(f)$ et la surface sans régulation.

	$\alpha_Q = 1.5$	$\alpha_Q = 2$	$\alpha_Q = 3$	$\alpha_Q = 6$
S (sans rég.)	0.038 pu	0.043 pu	0.052 pu	0.081 pu
S (avec $P(f)$)	0.051 pu	0.037 pu	0.121 pu	0.366 pu
S (avec $P(f)$) / S (sans rég.)	1.3	0.85	2.3	4.5

On observe que la régulation $P(f)$ diminue légèrement la ZND-RP lorsque $\alpha_Q \approx 2$, mais l’augmente dans les autres situations, et ce d’autant plus qu’on s’éloigne de $\alpha_Q \approx 2$. Le gain est maximal (avec une surface multipliée par 4.5) lorsque $\alpha_Q = 6$. Dans le même temps, il est possible de voir que la projection de la limite en fréquence haute sur l’axe ΔQ est elle aussi minimale pour $\alpha_Q \approx 2$ et augmente lorsqu’on s’éloigne de cette valeur.

Ainsi, ces résultats confirment l’hypothèse faite précédemment : la régulation $P(f)$ augmente d’autant plus la ZND-RP que la projection de la limite en fréquence haute sur l’axe ΔQ est grande. Ce résultat, bien qu’intuitif lorsque l’on étudie les tracés des ZND-RP, est, d’un point de vue pratique, difficile à expliquer. On notera enfin qu’il est cohérent avec les résultats obtenus dans [46] où il a été observé que la régulation $P(f)$ agrandit la ZND. En effet il s’avère qu’avec la charge considérée dans [46], la projection de la limite en fréquence haute sur l’axe ΔQ était importante.

Etude de l’influence de β_P sur l’impact de $Q(U)$ sur la ZND-RP

Nous allons maintenant étudier l’influence des paramètres de la charge sur l’impact de la régulation $Q(U)$. En analysant l’ensemble de courbes tracées lors de l’analyse paramétrique faite

en sous-section IV.2.2, il apparait que le principal paramètre influençant la « taille de la projection des limites en tensions sur l’axe ΔP » est le terme β_p , c’est-à-dire le paramètre décrivant la sensibilité de la puissance active à la fréquence.

Nous avons tracé la ZND-RP avec et sans régulation $Q(U)$ et ce pour des valeurs de β_p allant de 0 à 4 %/Hz (avec une valeur médiane de 1.3 Hz/s), voir Figure V-5 ; les surfaces des ZND-RP sont regroupées dans le Tableau V-4.

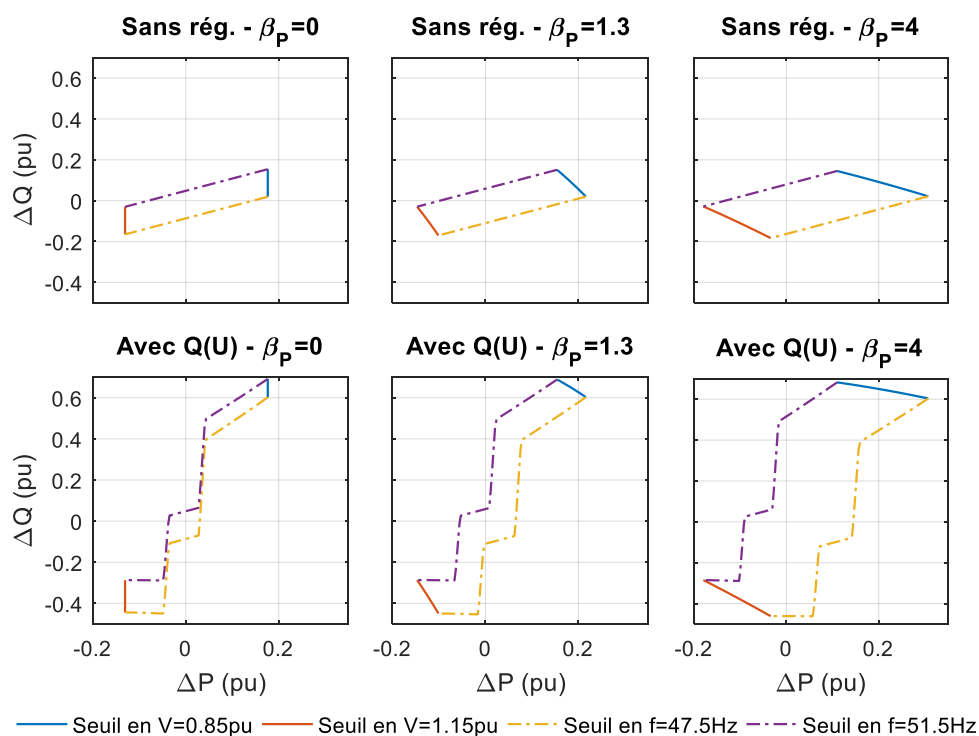


Figure V-5 — ZND-RP avec et sans $Q(U)$ et pour différentes valeurs de β_p .

Tableau V-4 — Surface des ZND-RP de la Figure V-5 et ratio entre la surface avec régulation $Q(U)$ et la surface sans régulation.

	$\beta_p = 0 \text{ \%}/\text{Hz}$	$\beta_p = 1.3 \text{ \%}/\text{Hz}$	$\beta_p = 4 \text{ \%}/\text{Hz}$
S (sans rég.)	0.041 pu	0.052 pu	0.077 pu
S (avec $Q(U)$)	0.038 pu	0.093 pu	0.215 pu
S (avec $Q(U)$) / S (sans rég.)	0.91	1.8	2.8

On observe que la régulation $Q(U)$ diminue légèrement la ZND-RP lorsque $\beta_p=0$, et l’augmente dans les autres situations, et ce d’autant plus que β_p est élevé, jusqu’à atteindre une surface multipliée par 2.8 pour $\beta_p = 4 \text{ \%}/\text{Hz}$. Dans un même temps, il est possible de voir que la projection des limites en tension sur l’axe ΔP est quasiment proportionnelle à β_p .

Ainsi, ces résultats confirment l’hypothèse faite précédemment : la régulation $Q(U)$ augmente d’autant plus la ZND-RP que la projection des limites en tension sur l’axe ΔP est grande.

On observe une certaine symétrie des résultats : l’impact de la régulation $P(f)$ est influencé par le paramètre α_Q , reliant Q et U , et l’impact de la régulation $Q(U)$ est influencé par le paramètre β_P , reliant P et f .

V.2 Influence des régulations sur la ZND-ET

V.2.1 Tracé et analyse des ZND-ET

Nous allons maintenant étudier l’influence des régulations en considérant l’ensemble de l’évolution temporelle, et non plus seulement le régime permanent. Nous allons voir que cela change radicalement les résultats. Nous avons vu dans la section précédente que les paramètres α_Q et β_P ont une influence déterminante, c’est pourquoi nous ne considérerons ici que la charge {rétablissement exponentiel + capacité} et non la charge RLC, cette dernière ne permettant pas de régler ces paramètres.

Dynamique des régulations en puissance

Nous allons voir que pour calculer la ZND-ET, bien modéliser le comportement dynamique des régulations est important et peut fortement influencer les résultats. La dynamique voulue pour la régulation $P(f)$ sera obtenue en appliquant un filtre du premier ordre en sortie du calcul de $P(f)$ avec une constante de temps τ . La constante de temps sera, par défaut, prise égale à 1 s, et lors des études paramétriques, nous la ferons varier de 0.1 s à 10 s. Il aurait aussi été possible de régler la dynamique en faisant par exemple varier la bande passante des boucles de contrôle, comme dans [128], [129], ou en ajoutant des retards à l’activation.

De même que pour la régulation $P(f)$, la dynamique voulue pour la régulation $Q(U)$ sera obtenue en appliquant un filtre du premier ordre en sortie du calcul de $Q(U)$, avec une constante de temps τ . Dans certaines situations, nous appliquerons aussi une moyenne glissante sur 10 secondes (avec un pas de temps de 1 s) pour calculer la tension (en pu) ; cette méthode est proposée par Enedis dans le document technique [13].

La Figure V-6 synthétise le comportement dynamique de ces régulations $P(f)$ et $Q(U)$.

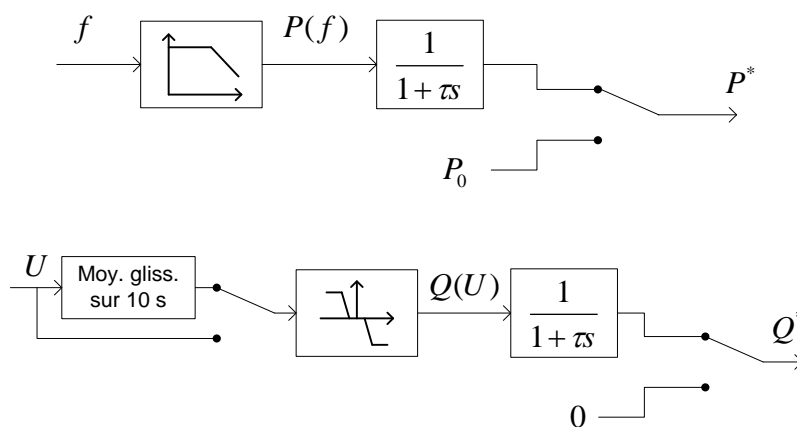


Figure V-6 — Dynamique des régulations en $P(f)$ et $Q(U)$.

Tracé des ZND-ET

La ZND-ET est calculée à partir de l’ensemble de l’évolution temporelle de la tension et de la fréquence. Afin de mieux comprendre et analyser l’influence des régulations, nous tracerons aussi ce que nous appellerons des « ZND-ET temporaires ». Il s’agit de ZND uniquement calculées à partir des évolutions temporelles de la tension et de la fréquence jusqu’à un certain

instant t (et non l'ensemble de l'évolution comme pour la ZND-ET). Ainsi, elles permettent d'avoir à un instant t une photographie du comportement de l'ensemble des simulations. On notera qu'une fois détectés, les points restent par la suite détectés. Ainsi, lorsque t progresse, les points ne peuvent que passer d'un état non-détecté (rouge) à un état détecté (vert), et non l'inverse.

Quatre situations ont été étudiées : sans régulation (voir Figure V-7), avec $P(f)$ seule (voir Figure V-8), avec $Q(U)$ seule (voir Figure V-9) et avec $P(f)$ et $Q(U)$ simultanément (voir Figure V-10). Dans chaque cas, cinq ZND temporaires ont été tracées, elles correspondent à une durée $t = [0.3 \ 0.6 \ 1 \ 2 \ 5] \text{ s}$ après le commencement de l'ilot. La charge considérée est le système {rétablissement exponentiel + capacité} avec des paramètres médians (donnés au Tableau IV-2). La temporisation de la protection est de 100 ms. Les surfaces correspondant à ces quatre ZND-ET sont répertoriées dans le Tableau V-5.

La tension et la fréquence convergent relativement rapidement et on considérera qu'elles ont atteint leur régime permanent pour $t = 5 \text{ s}$ (avec une exception pour la Figure V-10 où nous verrons que, dans certaines situations, le système iloté oscille et ne converge pas). La dernière figure (avec $t = 5 \text{ s}$) correspond donc à la ZND-ET finale (*i.e.* non temporaire).

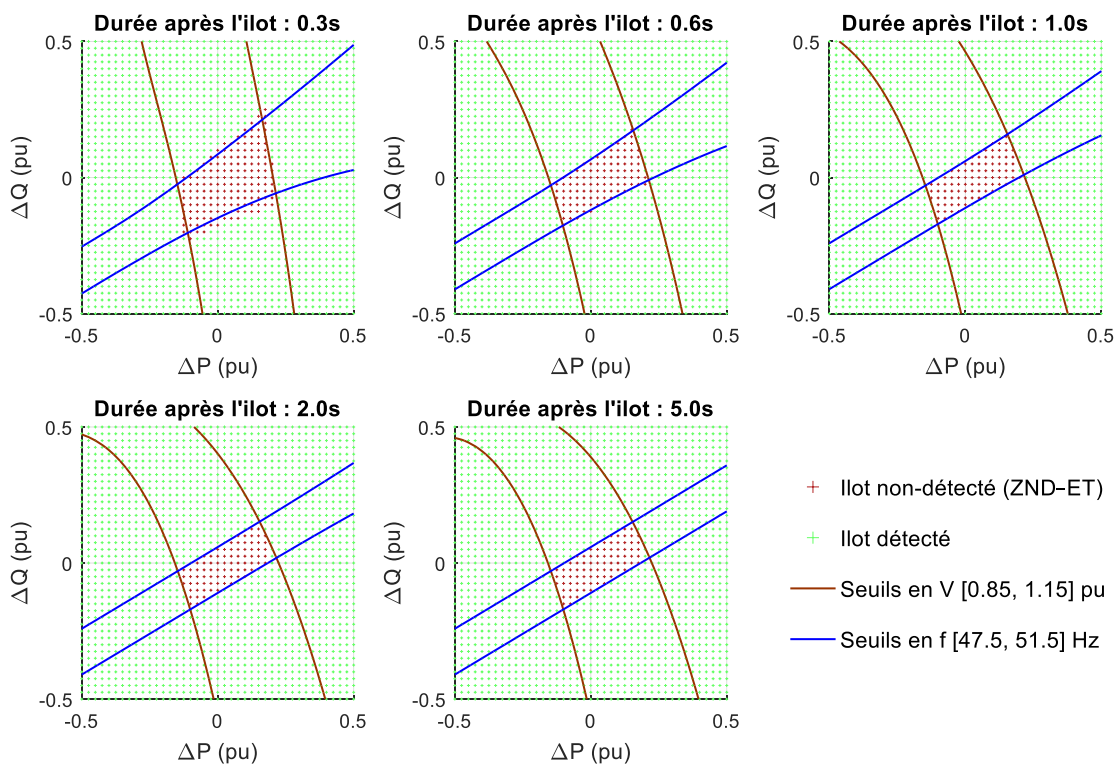


Figure V-7 — ZND-ET temporaires dans le cas sans régulation.

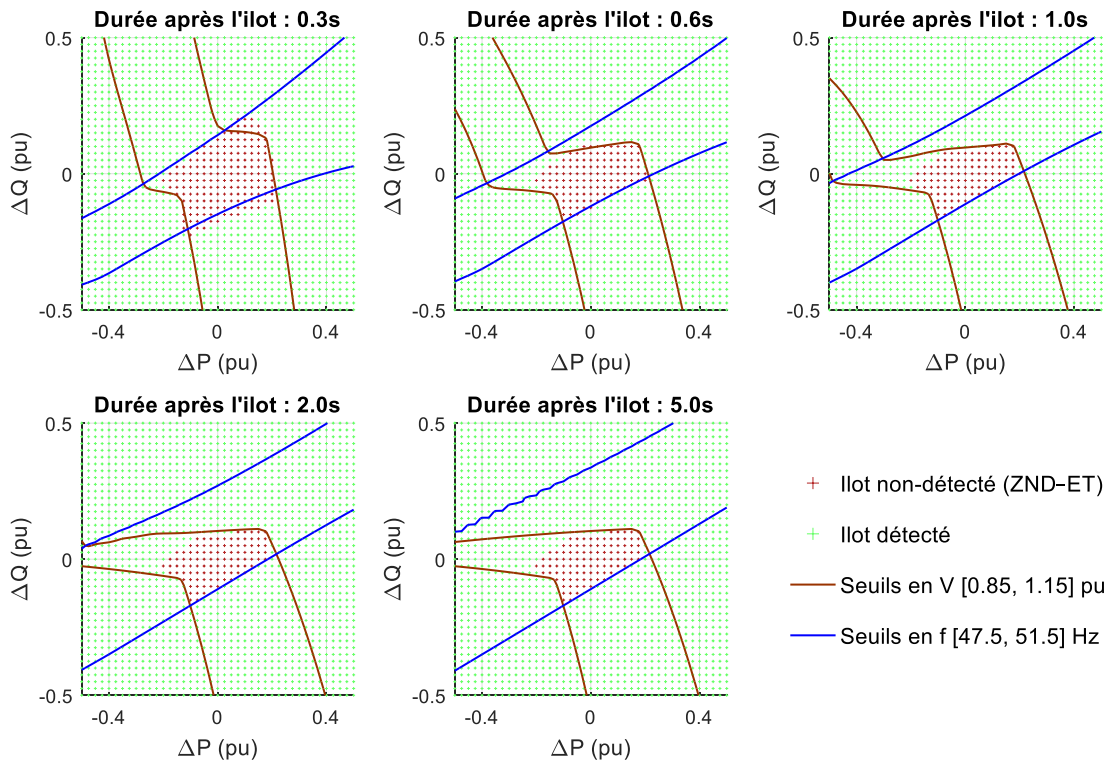


Figure V-8 — ZND-ET temporaires dans le cas d'une régulation $P(f)$ seule.

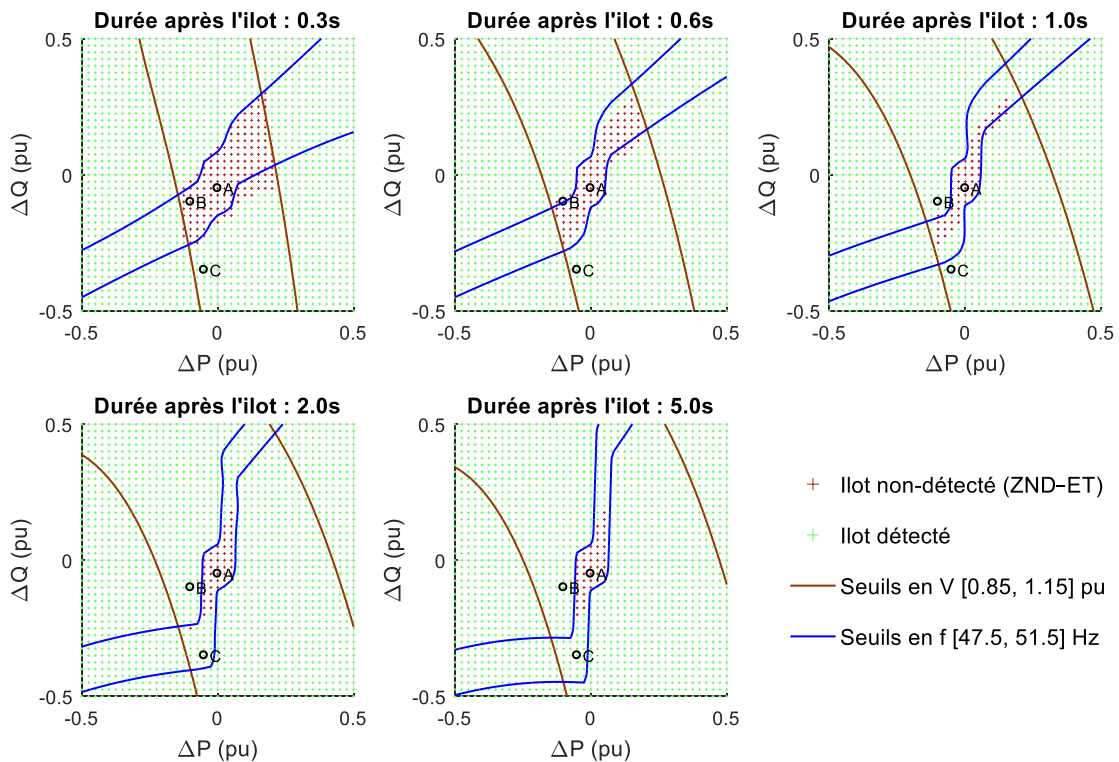


Figure V-9 — ZND-ET temporaires dans le cas d'une régulation $Q(U)$ seule.

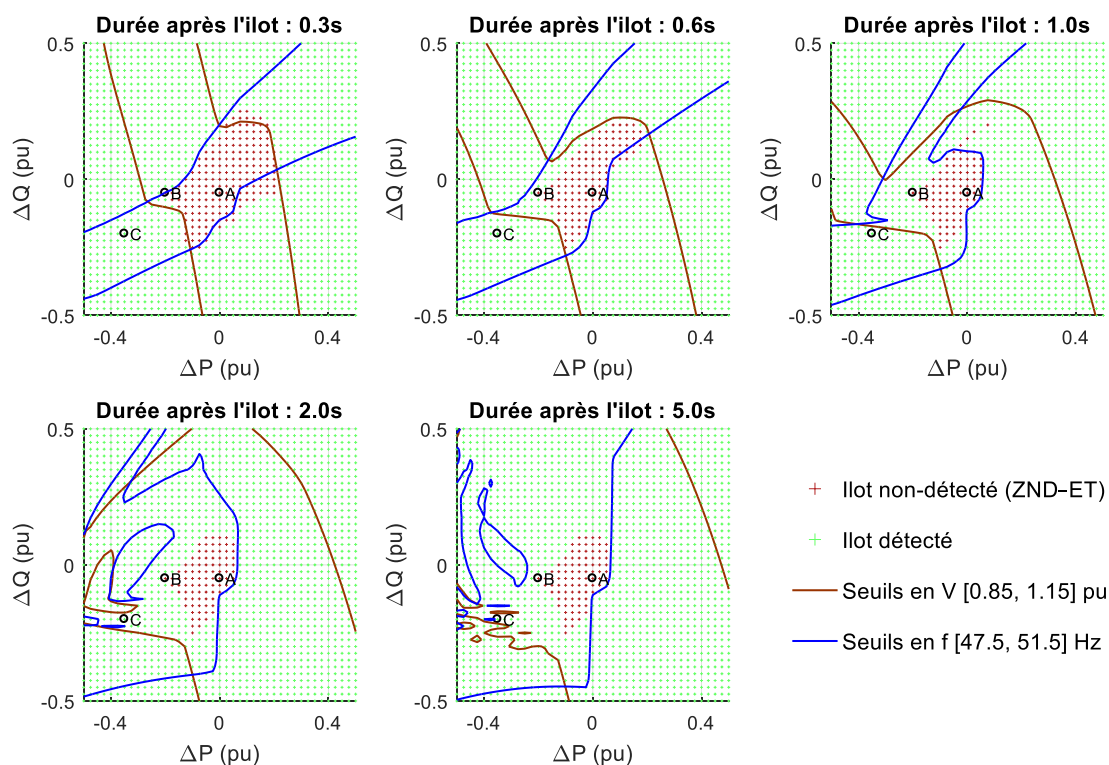


Figure V-10 — ZND-ET temporaires dans le cas d'une double régulation, $P(f)$ et $Q(U)$.

Tableau V-5 — Surfaces des ZND-ET avec et sans régulations en puissance. La surface de référence S_{ref} correspond au cas sans régulation.

	Sans rég.	Avec P(f)	Avec Q(U)	Avec P(f) et Q(U)
Surface S	0.050 pu	0.0625 pu	0.0275 pu	0.0544 pu
Ratio S/S_{ref}	1	1.25	0.55	1.09

Analyse des ZND-ET temporaires

Le cas sans régulation est relativement simple : globalement, la tension et la fréquence convergent rapidement vers leur régime permanent et la ZND-ET est très proche de la ZND-RP (avec une petite différence, que l'on a déjà étudiée dans la sous-section IV.2.1). On peut observer sur les ZND-ET temporaires que certains points restent rouges (donc non détectés) alors qu'ils sont en dehors des seuils en tension ou en en fréquence. Cela est la conséquence de la temporisation de 100 ms de la protection.

Les ZND-ET avec des régulations montrent que la ZND-ET (points rouges) est différente de la ZND-RP (Figure V-2) et est bien plus petite, il s'agit là d'un des résultats les plus importants de cette section. Pour mieux comprendre cette différence, nous avons tracé en Figure V-11 les résultats de simulations correspondant aux points A, B et C de la Figure V-9 (cas $Q(U)$ seule). Les trois points correspondent à des scénarios différents :

- Le point A n'observe pas une variation suffisante pour dépasser les seuils de la protection ou pour activer la régulation $Q(U)$. Le point est donc non-détecté et fait partie de la ZND-ET.

- Le point B n’est détecté qu’après 0.6 s. Sans régulation, la tension et la fréquence seraient restées entre les bornes, mais comme la tension dépasse les 1.05 pu, la régulation $Q(U)$ s’active pleinement et l’onduleur consomme une grande quantité de puissance réactive. Il en résulte une forte déviation de la fréquence entraînant la détection de l’ilot.
- Le point C observe dès le début une grande déviation en fréquence conduisant à sa détection. Ensuite, la tension ayant dépassé les 1.05 pu, la régulation $Q(U)$ s’active ce qui introduit progressivement de la puissance réactive (avec une constante de temps de 1 s) et ramène progressivement la fréquence à l’intérieur des bornes en fréquence de la protection. Ainsi, en régime permanent, la tension et la fréquence du point C sont à l’intérieur des seuils autorisés par la protection, le point fait donc partie de la ZND-RP. Il ne fait néanmoins pas partie de la ZND-ET car il a été détecté au commencement de l’ilot.

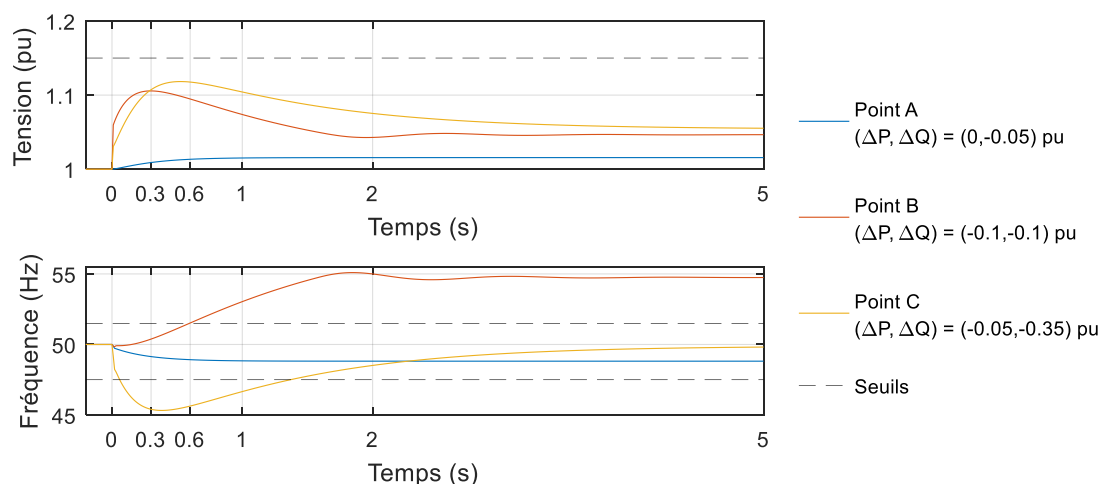


Figure V-11 — Evolutions temporelles de la tension et de la fréquence des points A, B et C de la Figure V-9 (avec $Q(U)$ seul)

En termes de surface, le constat est le même : les surfaces des ZND-ET (voir Tableau V-5) sont bien plus petites que les surfaces des ZND-RP (voir Tableau V-2). Ainsi, il apparaît que la régulation $P(f)$ augmente bien la ZND, mais « seulement » de 25 % et la régulation $Q(U)$ s’avère en réalité diminuer la ZND, avec une réduction de 45 %. Enfin, contrairement à ce que l’on avait observé avec les ZND-RP, la combinaison des deux régulations n’augmente pas fortement la ZND (d’un facteur 13), mais ne l’augmente que légèrement, de 9 %, ce qui change drastiquement l’idée que l’on peut se faire de l’influence des régulations sur les risques d’ilotage. Ces résultats permettent de mettre en exergue l’importance de calculer la ZND-ET pour étudier l’influence des régulations plutôt que la ZND-RP.

À quelle condition obtient-on que la ZND-ET est bien plus faible que la ZND-RP ? Avec nos paramètres de simulation, nous avons obtenu des ZND-ET bien plus faibles que les ZND-RP lorsque des régulations en puissance sont utilisées. Nous avons pu voir au travers de l’exemple du point C (Figure V-11) qu’un certain nombre de points faisant partie de la ZND-RP sont en réalité détectés, et ce juste après le commencement de l’ilot. Cette détection semble possible grâce à la distinction de deux phases de détection ayant des échelles de temps distinctes :

- Dans une première phase, la tension et la fréquence évoluent indépendamment des régulations, avec des temps de réponses relativement faibles (dont on a vu avec les expérimentations en section III.1, qu'elles peuvent être de l'ordre de plusieurs dizaines de millisecondes). Les tensions et les fréquences atteintes entraînent une première vague de points détectés, ceux-ci correspondent approximativement aux points ne faisant pas partie de la ZND-RP sans régulation.
- Dans une seconde phase, les régulations s'activent avec leur dynamique propre (ici modélisée par une constante de temps de 1 s). Un certain nombre de points atteignent alors un nouvel équilibre en tension et en fréquence, ce qui conduit à une seconde vague de points détectés ; ceux-ci correspondent approximativement aux points ne faisant pas partie de la ZND-RP avec régulation. En combinant les deux vagues de détections, on obtient la ZND-ET finale.

La confirmation de cette explication (qui affirme que l'on peut distinguer deux phases grâce à la différence entre les constantes de temps) fera l'objet d'investigations dans la sous-section suivante (V.2.2).

Oscillations en présence de P(f) et Q(U)

Il est possible de voir sur la Figure V-10 que les limites dues aux seuils en tension et en fréquence observent des formes pouvant paraître chaotiques. Ces formes sont dues à des oscillations de la tension et de la fréquence qui croisent de manière périodique les seuils de la protection. Ces oscillations sont dues à des interactions entre les deux régulations en puissance qui s'activent et se désactivent de manière périodique. Il est possible d'observer ce phénomène sur la Figure V-12 où sont tracés les résultats de simulation des points A, B et C de la Figure V-10. Les trois points illustrent des situations différentes pouvant arriver lorsque les deux régulations P(f) et Q(U) sont utilisées simultanément :

- Pour le point A, la tension et la fréquence n'atteignent pas les seuils à partir desquels les régulations s'activent. Le système se comporte donc comme si aucune régulation n'était présente.
- Pour le point B, la tension et la fréquence subissent une forte déviation initiale puis oscillent, mais sans jamais dépasser un des seuils de la protection plus de 100 ms ; le point fait donc partie de la ZND-ET (même s'il est à la limite).
- Pour le point C, la tension et la fréquence subissent une déviation initiale encore plus importante, ce qui aboutit ensuite à des oscillations (non sinusoïdales) de la tension et de la fréquence qui dépassent de manière périodique certains seuils de la protection (ce qui explique les formes particulières de la Figure V-10).

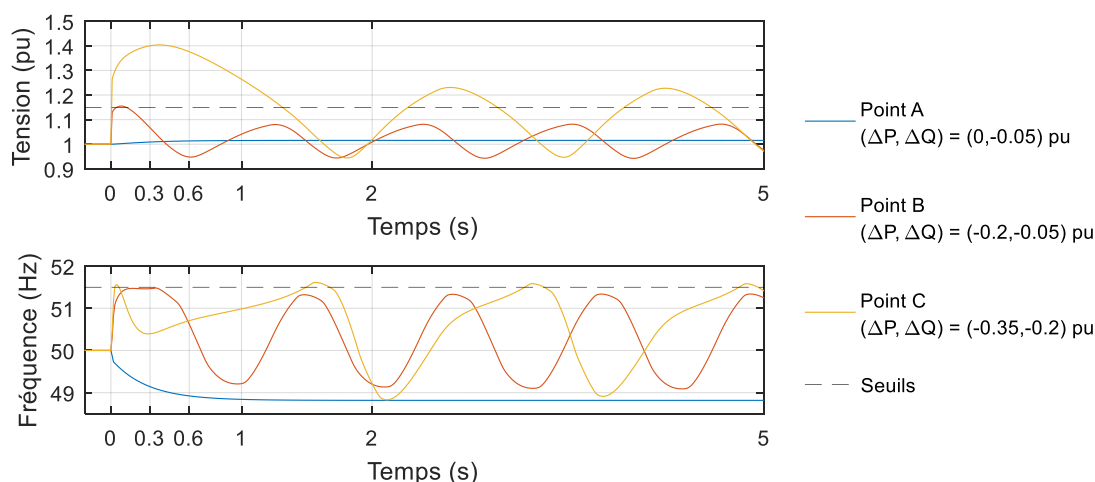


Figure V-12 — Evolutions temporelles de la tension et de la fréquence des points A, B et C de la Figure V-10 (avec $P(f)$ et $Q(U)$).

Ainsi, lorsque $P(f)$ et $Q(U)$ sont activés, un certain nombre de cas n’atteignent jamais un régime permanent et oscillent indéfiniment. Pour autant, le fait qu’un point soit détecté ou non ne change plus à partir d’un certain moment : la ZND-ET temporaire reste bien stable. Ces oscillations révèlent un nouveau défaut des ZND-RP : lors de leur calcul, la stabilité ou non des points faisant partie de la ZND n’est pas vérifiée, et comme le montre le cas de la Figure V-12, cette stabilité n’est pas garantie dans toutes les situations.

V.2.2 Etude paramétrique de la ZND-ET

Nous avons précédemment émis l’hypothèse que la surface de la ZND-ET n’est pas grandement augmentée par l’utilisation de régulation en puissance car il est possible de distinguer deux phases de détections, où les points détectés de la seconde phase s’ajoutent aux points détectés de la première. Cette distinction entre les phases repose sur la dichotomie entre les temps de réponse de la tension et de la fréquence de l’ilot (que l’on a déjà étudié en chapitre III) et le temps de réponse des régulations (qui est *a priori* plus long).

Pour vérifier cela, nous allons étudier l’influence de deux paramètres agissant sur ces constantes de temps. Le premier est la bande passante de la PLL, dont nous avons vu en fin de sous-section III.2.3 qu’elle influe directement sur le temps de réponse en fréquence du système iloté. Le second est tout simplement la constante de temps τ du filtre de premier ordre appliqué en sortie des régulations en puissance $P(f)$ et $Q(U)$.

Influence de la bande passante de la PLL

La bande passante de la PLL a été variée entre 5 et 20 Hz en choisissant les paramètres détaillés dans le Tableau II-3. Nous avons ensuite seulement considéré le cas où les deux régulations $P(f)$ et $Q(U)$ sont activées et nous avons calculé les ZND-ET ainsi que leur surface. Ces dernières sont résumées dans le Tableau V-6.

Tableau V-6 — Surfaces des ZND-ET (avec $P(f)$ et $Q(U)$) pour différentes valeurs de bande passante de la PLL. La surface de référence S_{ref} correspond au cas sans régulation ($S_{ref} = 0.050$ pu, cette dernière valeur n’est pas influencée par la bande passante).

Bande passante	5 Hz	10 Hz	20 Hz
Surface S	0.074 pu	0.054 pu	0.043 pu
Ratio S/S_{ref}	1.5	1.09	0.86

Les surfaces calculées montrent que plus la bande passante de la PLL est élevée (i.e. plus la PLL est rapide), plus la surface de la ZND-ET est faible. Bien sûr, ce résultat ne peut être utilisé pour améliorer la détection des ilots car la bande passante de la PLL ne fait pas partie des paramètres d’ajustement. Néanmoins, ce résultat tend à confirmer notre hypothèse : plus la PLL est rapide, plus la fréquence converge rapidement (par rapport aux régulations), et plus le nombre de détections pouvant être faites dans la première phase sont élevées.

Influence de la constante de temps de $P(f)$ et $Q(U)$

Nous avons aussi fait varier la constante de temps τ des régulations pour des valeurs allant de 0.1 s à 10 s, et à chaque fois nous avons calculé la ZND-ET et sa surface. Nous avons aussi considéré le cas où une moyenne glissante de 10 s est utilisée pour calculer la tension en entrée de la régulation $Q(U)$. L’ensemble des surfaces calculées sont regroupées dans le Tableau V-7,

Tableau V-7 — Surfaces des ZND-ET pour différentes dynamiques des régulations $P(f)$ et $Q(U)$. La surface de référence S_{ref} correspond au cas sans régulation ($S_{ref} = 0.050$ pu).

	$\tau = 0.1$ s	$\tau = 0.3$ s	$\tau = 1$ s	$\tau = 3$ s	$\tau = 10$ s	Moyenne glissante de 10s et $\tau = 1$ s
Surface S	0.184 pu	0.092 pu	0.054 pu	0.041 pu	0.036 pu	0.023 pu
Ratio S/S_{ref}	3.7	1.8	1.09	0.83	0.73	0.46

On observe que plus la constante de temps est élevée, plus la surface de la ZND-ET est faible, et ce dans des ordres de grandeur assez importants : pour $\tau = 0.1$ s, la surface est augmentée de 270 % (par rapport au cas sans régulation) alors qu’avec $\tau = 10$ s, la surface est réduite de 27 %. Ces résultats tendent à confirmer l’hypothèse faite : plus la constante de temps est grande par rapport au temps de réponse du réseau, plus les deux phases de détection sont distinctes, et plus la ZND-ET est faible.

Afin d’illustrer l’impact de la constante de temps, l’évolution temporelle de la tension a été tracée pour un déséquilibre spécifique $(\Delta P, \Delta Q) = (-0.1, -0.25)$ pu et pour différentes valeurs de τ , voir la Figure V-13. Il est possible de voir que plus les régulations ont des constantes de temps faibles, plus elles réagissent rapidement aux variations de tension et de fréquence, et plus elles stabilisent rapidement ces dernières. Pour $\tau \leq 1$ s, cette rapidité est même suffisante pour éviter la détection de l’ilot en évitant le dépassement des seuils de la protection (en tirets noirs) au début de l’ilot.

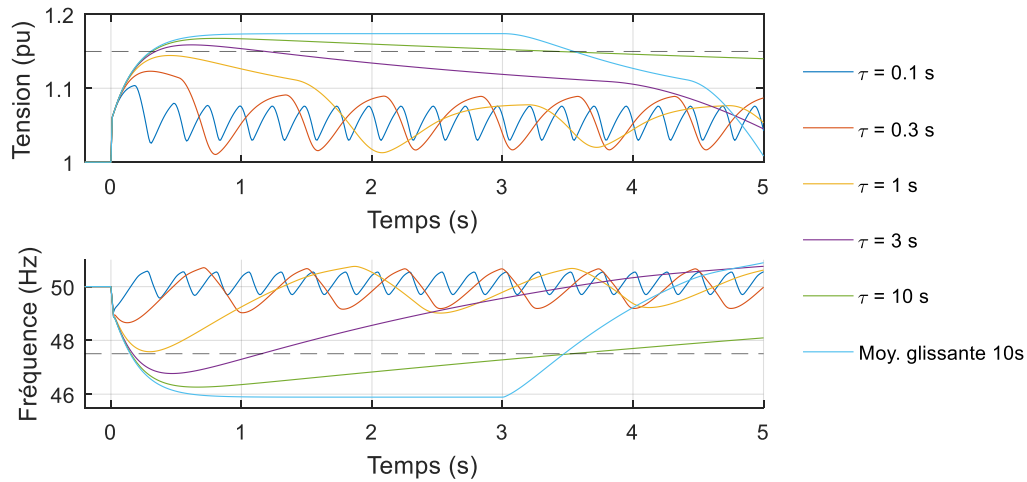


Figure V-13 — Simulation pour différentes valeurs de la constante de temps des régulations.
Le déséquilibre initial est de $(\Delta P, \Delta Q) = (-0.1, -0.25)$ pu.

Ainsi, pour limiter le risque de non-détection des ilots non-intentionnels, il apparait comme important que les régulations aient une dynamique relativement lente par rapport aux dynamiques d'un ilot. Si tel est le cas, alors nous avons vu sur notre cas d'étude que les régulations peuvent même avoir un impact positif et diminuer les risques de non-détection. D'après le Tableau V-5, cette réduction du risque est particulièrement vraie lorsque la régulation Q(U) est utilisée.

V.3 Conclusion

L’influence des régulations en puissance de type $P(f)$ et $Q(U)$ sur le risque de non-détection des ilots non-intentionnels a été étudiée et quantifiée. Il a été montré que l’étude de cet impact doit être faite en considérant tout l’évolution temporelle du système et en calculant la ZND-ET de préférence à la ZND-RP, dont on a vu que les résultats sont parfois trompeurs.

Il a été vu que l’impact de ces régulations dépend des paramètres de la charge considérée, ce qui montre l’importance du choix de modèle de charge. Il a notamment été montré que, d’une part, l’influence de la régulation $P(f)$ est amplifiée lorsque la puissance réactive inductive de la charge est fortement dépendante de la tension, et d’autre part, l’influence de la régulation $Q(U)$ est amplifiée lorsque la puissance active consommée par la charge est fortement dépendante de la fréquence.

Nous avons aussi vu que la ZND-ET est moins grande lorsque la dynamique des régulations est plus lente (par exemple avec une grande constante de temps). Lorsque la régulation $Q(U)$ est utilisée, on obtient même une réduction nette de la ZND-ET par rapport aux cas sans régulation. Cette réduction est rendue possible par la distinction entre deux phases de détection qui ont chacune des dynamiques différentes. Durant une première phase, la tension et la fréquence atteignent rapidement une première valeur (alors que les régulations n’ont pas eu le temps de s’activer) ce qui entraîne une première vague de détections. Ensuite, durant une seconde phase, les régulations s’activent et changent l’équilibre de l’ilot, ce qui entraîne une seconde vague de détections. Au final, les points détectés des deux phases se cumulent, et lorsqu’elles sont bien distinctes (en termes de dynamique), cela se traduit par une réduction des risques de non-détection. Ces résultats permettent de mettre en exergue l’importance que les régulations en puissance $P(f)$ et $Q(U)$ aient des dynamiques lentes par rapports aux dynamiques que peut avoir un ilot non-intentionnel.

Conclusion générale

Les ilots non-intentionnels peuvent apparaître et se maintenir lorsqu'il existe un certain équilibre local entre la production et la consommation, en termes de puissance active et réactive, et que le réseau local est déconnecté du réseau amont. Ce phénomène, dont le comportement est complexe, est non-voulu et présente des risques pour les personnes et pour le matériel électrique. C'est pour cela qu'il est demandé aux générateurs de se déconnecter lorsqu'un tel évènement est détecté. Le risque d'apparition d'un ilot s'est probablement accru ces dernières années avec l'installation continue de générateurs décentralisés sur le réseau, et avec l'apparition de nouvelles contraintes sur les méthodes permettant de détecter ces ilots.

Dans un premier temps de la thèse, notre compréhension du comportement des ilots non-intentionnels a été améliorée à l'aide d'une triple approche : une résolution formelle, des simulations et des expérimentations. Par la suite, cette amélioration de la compréhension nous a permis d'améliorer notre compréhension des méthodes de détection des ilots. Parmi elles, les méthodes passives ont fait l'objet d'une attention particulière ; leur étude a principalement été faite au travers du calcul de zones de non-détection (ZND). Nous avons proposé de distinguer les ZND calculées à partir du régime permanent et les ZND calculées à partir de l'ensemble de l'évolution temporelle. Il a été montré que cette distinction est importante, elle permet de grandement améliorer l'estimation de l'impact des régulations en puissance sur les risques d'ilotage, et permet d'évaluer l'efficacité des protections en ROCOF (*i.e.* dérivée de la fréquence). Nous avons par ailleurs aussi étudié l'influence des paramètres d'une charge sur le risque de non-détection et avons étudié l'influence que peuvent avoir les charges non-linéaires. Les principales contributions sont plus amplement détaillées ci-dessous.

Contribution à la compréhension des ilots non-intentionnels

Le comportement des ilots est relativement complexe, on dispose de très peu de données mesurées sur le terrain. Pour améliorer leur compréhension, nous avons résolu de manière analytique le comportement d'un système simple iloté dans le chapitre III, ce qui nous a permis de connaître les principaux mécanismes entrant en jeu dans l'évolution de la fréquence d'un ilot. Il a été identifié que l'évolution de la fréquence dépend de l'interaction au niveau de la PLL entre la phase de l'onduleur et la phase de la charge. Ainsi, le comportement dynamique de la fréquence dépend à la fois des paramètres de la PLL et des caractéristiques de la charge, notamment le terme $\partial\varphi_1/\partial\omega$. Ce comportement est très différent de la fréquence des réseaux de transports qui dépend de l'équilibre en puissance et de l'inertie des machines synchrones. Le modèle décrit a aussi permis de redémontrer le critère de stabilité de la fréquence d'un ilot. Ce critère est au cœur de la compréhension d'un certain nombre de méthodes actives anti-ilotage.

Les résultats des calculs analytiques ont été confrontés aux résultats d'expérimentations et aux résultats de simulations, et se sont avérés cohérents avec ces ceux-ci. Les expérimentations ont aussi permis, entre autres, d'avoir des exemples d'ordre de grandeur de temps de réponse en tension et en fréquence d'un ilot. Des valeurs de l'ordre de plusieurs dizaines de millisecondes ont été obtenues.

Nous avons concentré nos efforts sur la compréhension de l'évolution de la fréquence en résolvant de manière analytique un modèle simple. Il pourrait être intéressant, en perspectives, de réaliser des travaux similaires sur l'évolution de la tension et de combiner les deux modèles (sur la tension et sur la fréquence) en un unique modèle.

Contribution à la modélisation des charges pour étudier les ilots

Nous avons étudié quel modèle de charge choisir pour étudier les ilots dans le chapitre II. Il a été possible de voir qu'une majorité d'études utilisent la charge RLC parallèle, bien que cette dernière ne permette pas de prendre en compte plusieurs caractéristiques de charge, notamment la dépendance de P à f ou l'impossibilité de changer la dépendance de P et Q à U . Pour choisir un modèle de charge plus complet, nous avons confronté un certain nombre de modèles de charge présentés dans la littérature à plusieurs critères d'évaluations qui ont été préalablement décrits. Nous avons ainsi retenu la charge {rétablissement exponentiel + capacité} car elle valide presque tous les critères.

Par ailleurs, nous avons pu estimer qu'en France, environ 71 % de la génération installée sur les réseaux de distribution à départ mixte est interfacée par des onduleurs. C'est pourquoi, nous avons choisi de concentrer nos travaux sur les onduleurs, mais en perspectives, il pourrait être intéressant de considérer les autres moyens de productions, à savoir les MADAs et les machines synchrones.

Contribution à la compréhension de l'influence des charges sur la ZND

Dans le chapitre IV, nous avons fait varier plusieurs paramètres de charge afin de comprendre leur influence sur la ZND. Il a été vu que plus les charges ont une forte dépendance à la tension ou à la fréquence, plus la ZND est grande, et plus les risques de non-détection des ilots non-intentionnel sont élevés. Ce résultat révèle aussi l'importance du modèle de charge et de ses paramètres.

Les charges non-linéaires ont aussi été considérées dans une étude à part où il a été montré qu'elles peuvent légèrement changer leur niveau de consommation entre le moment précédent l'ilot et le moment suivant le commencement de l'ilot, ce qui change un peu les équilibres entre production et consommation. Cependant, il n'a pas été observé que cela puisse avoir un effet significatif sur la surface de la ZND, il ne semble donc pas prioritaire de prendre en compte les charges non-linéaires pour étudier les ilots non-intentionnels. Néanmoins, plusieurs pistes pourraient être considérées pour poursuivre ce travail : d'une part, il pourrait être intéressant de calculer de manière formelle la variation de puissance réactive, d'autre part, d'autres types de charges non-linéaires pourraient être considérés, autres que le redresseur à double alternance.

Contribution à l'étude de l'efficacité des protections en ROCOF

Dans le chapitre IV, nous avons calculé la ZND des protections en ROCOF, où deux manières différentes ont été considérées pour calculer le ROCOF, la première avec une période de calcul de 0.2 s et la seconde avec une période de calcul de 0.5 s. Il a été montré que, d'une part, le ROCOF calculé sur une période de calcul plus courte permet d'avoir une ZND plus étroite, et d'autre part que pour les deux périodes de calcul T , le seuil de 0.5 Hz/s sur le ROCOF permet d'obtenir une ZND plus étroite que les seuils en fréquence [49.5 50.5] Hz.

Nous avons aussi vu l'importance de la méthode de calcul de la fréquence et du ROCOF dans les protections. Cette dernière fait l'objet d'un compromis entre le risque de non-détection

de l'ilot et le risque de fausse détection. Pour réduire le premier risque, il est préférable d'avoir des calculs rapides de la fréquence et du ROCOF, alors que pour réduire le second, il serait préférable d'avoir des calculs lents et stables. En fin de chapitre I, nous avons étudié la récente norme IEC 60255-181 apporte des éléments de réponse à ces problématiques. En perspectives de la thèse, il serait très intéressant de refaire le calcul de la ZND des protections en ROCOF où une protection ayant passé les tests de la norme serait implémentée dans le modèle simulé.

Contribution à la compréhension de l'influence des régulations en puissance

Dans le chapitre V, nous avons étudié l'influence des régulations en puissance sur la ZND. Pour calculer la ZND, nous avons considéré l'ensemble de l'évolution temporelle de la fréquence et de la tension (et non seulement le régime permanent). Cela a permis de grandement améliorer l'évaluation de cette influence par rapport aux précédents travaux. Nous avons obtenu que les régulations P(f) et Q(U) n'augmentent que faiblement voire diminuent la ZND. Les régulations en puissance n'augmentent donc pas fortement les risques de non-détection des ilots non-intentionnels. Ce résultat est la conséquence de la nette différence entre la dynamique des régulations en puissance et la dynamique de la tension et de la fréquence de l'ilot. Il a alors été montré que pour réduire les risques de non-détection, il est important que les régulations en puissance aient des dynamiques relativement lentes par rapport à la dynamique de l'ilot.

Annexes

Annexe A. Equations liées à la charge RLC parallèle

A.1 Impédance, facteur de qualité et fréquence de résonance

La charge RLC parallèle, dite charge résonante, est très utilisée pour étudier la détection d'ilots. Nous détaillerons ici l'ensemble des équations décrivant le comportement de cette charge. Une bonne compréhension de ces équations est importante si l'on veut réaliser des études sur la détection des ilots, à la fois pour faire des simulations, des expériences, pour bien choisir les paramètres RLC et pour interpréter les résultats.

L'impédance de la charge RLC est décrite par l'équation (A.1), son expression peut être reformulée sous la forme canonique d'une fonction de transfert du second ordre, voir équation (A.2).

$$\underline{Z}(\omega) = \frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{1}{jL\omega} + jC\omega} \quad (\text{A.1})$$

$$\underline{Z}(\omega) = \frac{jL\omega}{1 + j\frac{L}{R}\omega - LC\omega^2} = \frac{jL\omega}{1 + j\frac{\omega}{\omega_{RLC} \cdot q_f} - \frac{\omega^2}{\omega_{RLC}^2}} \quad (\text{A.2})$$

Nous pouvons déduire de cette nouvelle formulation la fréquence de résonance et le facteur de qualité de la charge RLC, respectivement notés¹⁰ f_{RLC} et q_f . Les équations (A.3) et (A.4) donnent leurs expressions en fonction de R, L et C, et les équations (A.5) et (A.6) reformulent leur expression en fonction de ω , P, Q_L et Q_C , respectivement pulsation de l'alimentation, puissance active consommée par la résistance, puissance réactive consommée par l'inductance, et puissance réactive produite par la capacité.

$$q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (\text{A.3})$$

$$f_{RLC} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{A.4})$$

¹⁰ Les notations usuelles sont plutôt f_0 et Q_f , cependant nous ne les avons pas utilisées car f_0 est déjà utilisé pour désigner la fréquence nominale du réseau, et le Q majuscule fait usuellement référence à la puissance réactive dans les réseaux électriques.

$$q_f = \frac{3V^2}{P} \sqrt{\frac{Q_c}{\frac{3\omega V^2}{\omega Q_L}}} = \frac{\sqrt{Q_L Q_c}}{P} \quad (\text{A.5})$$

$$f_{RLC} = \frac{1}{2\pi \sqrt{\frac{3V^2}{\omega Q_L} \cdot \frac{Q_c}{3\omega V^2}}} = f \sqrt{\frac{Q_L}{Q_c}} \quad (\text{A.6})$$

L'expression (A.5) permet de bien montrer le lien direct entre le facteur de qualité et la proportion de puissance réactive de la charge RLC relative à sa puissance active. Une charge RLC avec un facteur de qualité important aura d'importants échanges d'énergie entre la capacité et l'inductance ce qui contribue à stabiliser la fréquence. La fréquence étant plus difficile à changer, pendant un ilotage, elle restera plus facilement proche de la fréquence initiale, ce qui rend l'ilot plus difficile à détecter.

L'expression (A.6) reste vraie avant le début d'un ilot, et montre que s'il y a un équilibre entre les deux puissances réactives ($Q_{L0} = Q_{C0}$) alors la fréquence de résonance va être égale à la fréquence nominale du réseau, f_0 .

A.2 Phase

La phase de la charge RLC (notée φ_{RLC}) peut être calculée à partir des différentes puissances, voir équation (A.7).

$$\begin{aligned} \varphi_{RLC} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_L - Q_C}{P} \right) \\ &= \tan^{-1} \left(\frac{\frac{3V^2}{L\omega} - 3C\omega V^2}{\frac{3V^2}{R}} \right) \\ &= \tan^{-1} \left(R \left(\frac{1}{L\omega} - C\omega \right) \right) \\ &= \tan^{-1} \left(q_f \left(\frac{\omega_{RLC}}{\omega} - \frac{\omega}{\omega_{RLC}} \right) \right) \\ &= \tan^{-1} \left(q_f \frac{(\omega_{RLC} - \omega)(\omega_{RLC} + \omega)}{\omega \omega_{RLC}} \right) \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Pour certains calculs analytiques, nous simplifierons l'expression de φ_{RLC} en faisant l'hypothèse que la fréquence s'éloigne peu de la fréquence de résonance, autrement dit, nous ferons l'hypothèse que $\frac{|\omega - \omega_{RLC}|}{\omega_{RLC}} \ll 1$. On obtient alors l'équation (A.8). Notons que l'hypothèse n'est pas très forte, comme l'illustre la Figure A-1 où on peut voir que les deux courbes se superposent si on reste sur la plage de fréquence encadrée par des tirets rouges (les fréquences en dehors de cette plage ne sont jamais atteintes sur un réseau, même iloté).

$$\varphi_{RLC} \approx 2q_f \frac{\omega_{RLC} - \omega}{\omega_{RLC}} \quad (\text{A.8})$$

On peut observer sur l'équation (A.8) que φ_{RLC} est proportionnel à $\omega_{RLC} - \omega$, et que la pente est toujours négative, et proportionnelle à q_f , voir équation (A.10).

$$\varphi_{RLC}(\omega_0) = 2q_f \frac{\omega_{RLC} - \omega_0}{\omega_{RLC}} \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{d\varphi_{RLC}}{d\omega} \approx -\frac{2q_f}{\omega_{RLC}} \quad (\text{A.10})$$

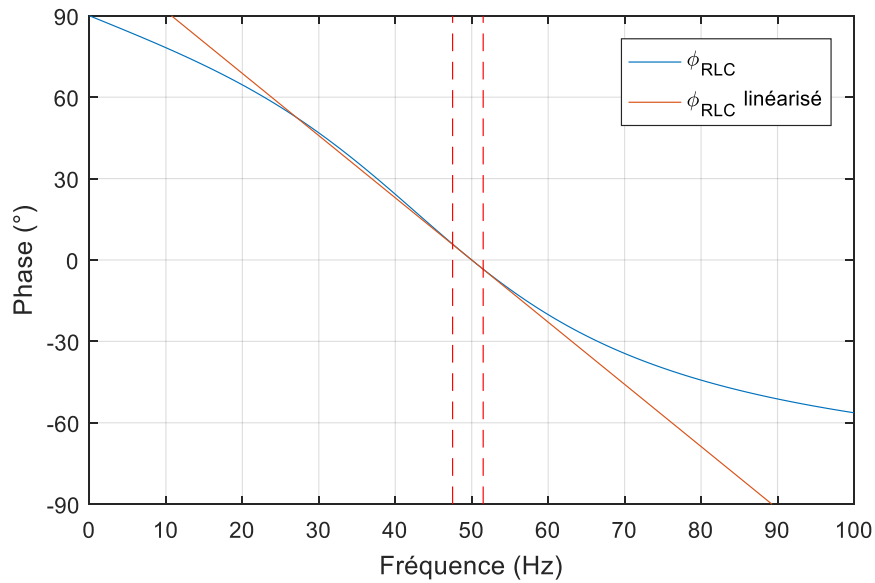


Figure A-1 — Phase d'une charge RLC avec et sans linéarisation (avec $f_{RLC} = 50$ Hz et $q_f = 1$).

Annexe B. Modèles EMT, RMS et phaseur : définitions et hypothèses

Dans les réseaux électriques, trois types de modèle peuvent être rencontrés : les modèles EMT (*electromagnetic transient*), les modèles RMS (*root mean square*) et les phaseurs. Si les modèles EMT et phaseurs peuvent être définis de manière claire, ce n'est pas le cas des modèles RMS pour lesquels il est difficile de trouver une définition unique dans la littérature. L'objectif de cette annexe est de proposer une définition pour chacun de ces trois modèles, ainsi que leurs hypothèses d'utilisation et leurs différences.

Afin d'illustrer ces différents modèles, nous les appliquerons à l'impédance présentée en Figure B-2. Cette charge a été choisie afin d'avoir un système simple, tout en ayant des équations du second ordre sur la tension et du premier ordre sur le courant.

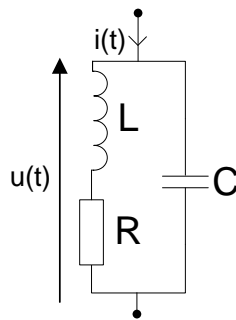


Figure B-2 — Charge $(LR)/C$.

B.1 Modèle EMT

Définition

Un modèle EMT est un modèle de système électrique décrit par des équations différentielles temporelles reliant courants et tensions.

Hypothèse d'utilisation

Les équations EMT peuvent être obtenues à partir des équations de Maxwell en faisant l'approximation des régimes quasi-stationnaires (ARQS), ce qui consiste à négliger le temps de propagation des ondes électromagnétiques devant la période du signal. Pour une fréquence de 50 Hz, l'ARQS est vérifiée si les distances entre deux points du circuit sont négligeables devant la période spatiale $\lambda = \frac{c}{f} = \frac{3 \cdot 10^8}{50} = 6\,000$ km.

Mise en équation

En EMT, $i(t)$ et $u(t)$ sont quelconques (*e.g.* AC, DC, de caractéristiques variables avec le temps, avec harmoniques, etc.). Dans la Figure B-2, ils sont reliés par l'équation différentielle linéaire du second ordre (B.13). On peut obtenir (B.13) en appliquant une loi des nœuds (équation (B.11)), une loi des mailles (équation (B.12)), puis en isolant i_L dans (B.12) que l'on réinjecte dans (B.11).

$$u(t) = Ri_L(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} \quad (\text{B.11})$$

$$i(t) = C \frac{du(t)}{dt} + i_L(t) \quad (\text{B.12})$$

$$u(t) + RC \frac{du(t)}{dt} + LC \frac{d^2u(t)}{dt^2} = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{B.13})$$

En passant l'équation (B.13) dans le domaine de Laplace, on peut définir l'impédance du système $Z(s)$ comme une fonction de transfert entre $U(s)$ et $I(s)$, voir équation (B.14).

$$Z(s) = \frac{U(s)}{I(s)} = \frac{R + Ls}{1 + RCs + LCs^2} \quad (\text{B.14})$$

La puissance instantanée est définie par l'équation (B.15). Ensuite, pour les signaux périodiques (qui ne sont bien sûr pas le cas général) dont on note la période T , il est possible de définir la puissance active P comme la moyenne de la puissance instantanée (B.16), et de définir la puissance apparente S comme le produit de la tension efficace et du courant efficace, voir équation (B.17). La notion de puissance réactive est aussi bien définie pour le fondamental, mais n'a pas de définition unique pour un signal périodique quelconque [130]. Pour plus d'informations, voir les normes [131], [132] ou bien le document [130].

$$p(t) = u(t) \cdot i(t) \quad (\text{B.15})$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) \cdot i(t) dt \quad (\text{B.16})$$

$$S = U_{eff} \cdot I_{eff} \quad (\text{B.17})$$

$$\text{avec} \begin{cases} U_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u(t)^2 dt} \\ I_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} \end{cases}$$

B.2 Modèle phaseur

Définition

Un modèle phaseur est un modèle de système électrique fonctionnant en alternatif dans lequel l'amplitude, la fréquence et la phase ne dépendent pas du temps. Par rapport à un modèle EMT, il permet de simplifier les calculs (analytiques et numériques) et donc d'économiser du temps.

Hypothèses d'utilisation

- Vérifier l'ARQS ;
- le système électrique est en régime permanent ;
- les courants et tensions sont des sinusoïdes, sans harmoniques.

Mise en équation

Les amplitudes, la fréquence et les phases étant constants, on peut écrire le courant et la tension sous la forme d'un phaseur, voir équations (B.18) et (B.19). Ainsi, après avoir fixé la fréquence du circuit, seules deux grandeurs sont nécessaires pour définir chaque tension ou courant : son amplitude (ou valeur efficace) et sa phase.

$$\begin{aligned}\underline{u}(t) &= \sqrt{2}U_{eff}e^{j(\omega t - \varphi_u)} \\ u(t) &= \text{Re}(\underline{u}(t)) = \sqrt{2}U_{eff} \cos(\omega t - \varphi_u)\end{aligned}\quad (\text{B.18})$$

$$\begin{aligned}\underline{i}(t) &= \sqrt{2}I_{eff}e^{j(\omega t - \varphi_i)} \\ i(t) &= \text{Re}(\underline{i}(t)) = \sqrt{2}I_{eff} \cos(\omega t - \varphi_i)\end{aligned}\quad (\text{B.19})$$

Avec un modèle phaseur, les équations différentielles peuvent être grandement simplifiées : dériver revient à multiplier par $j\omega$. Ainsi l'équation différentielle (B.13) devient (B.20) et la fonction de transfert $Z(p)$ (B.14) devient une impédance complexe, ce qui permet de relier $\underline{u}(t)$ et $\underline{i}(t)$ par une simple multiplication, voir (B.21). L'équation (B.21) peut être transformée en (B.22) afin de directement relier les amplitudes et phases de la tension et du courant.

$$[1 + RC \cdot (j\omega) + LC \cdot (j\omega)^2] \times \underline{u}(t) = [R + L \cdot (j\omega)] \times \underline{i}(t) \quad (\text{B.20})$$

$$\underline{u}(t) = \underline{Z}(j\omega) \cdot \underline{i}(t) \quad (\text{B.21})$$

$$\begin{cases} U_{eff} = |\underline{Z}(j\omega)| I_{eff} \\ \varphi_u = \varphi_i + \arg(\underline{Z}(j\omega)) \end{cases} \quad (\text{B.22})$$

La puissance active, la puissance réactive et la puissance apparente peuvent être calculées à l'aide des formules ci-dessous (équations (B.23), (B.24) et (B.25)).

$$\underline{S} = P + jQ = \frac{1}{2} \underline{u}(t) \cdot \text{conj}(\underline{i}(t)) = U_{eff} \cdot I_{eff} \cdot e^{j(\varphi_i - \varphi_u)} \quad (\text{B.23})$$

$$S = |\underline{S}| = \sqrt{P^2 + Q^2} = U_{eff} \cdot I_{eff}$$

$$P = \text{Re}(\underline{S}) = U_{eff} \cdot I_{eff} \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_u) \quad (\text{B.24})$$

$$Q = \text{Im}(\underline{S}) = U_{eff} \cdot I_{eff} \cdot \sin(\varphi_i - \varphi_u) \quad (\text{B.25})$$

B.3 Modèle RMS

Définition

Un modèle RMS est un modèle dont les équations reliant les différentes grandeurs du système électrique (tensions, courants, puissances) sont identiques aux équations d'un modèle phaseur, mais sans en vérifier la condition de régime permanent : la fréquence, les amplitudes et les phases peuvent varier. Le modèle RMS peut être vu comme un modèle phaseur généralisé où la condition de régime permanent est remplacée par une condition moins restrictive de variations temporelles suffisamment faibles des amplitudes, des phases et de la fréquence.

Par rapport à un modèle EMT, le modèle RMS permet de simplifier les calculs (analytiques et numériques) et donc d'économiser du temps.

Hypothèse d'utilisation

- Vérifier l'ARQS ;
- les courants et tensions sont des sinusoïdes, sans harmoniques ;
- [hypothèse justifiée ci-après] les variations temporelles en tension ou courant dues à une variation d'amplitude, de fréquence ou de phase sont négligeables devant les variations dues au fondamental.

Mise en équation

La tension $u(t)$ et le courant $i(t)$ s'expriment de manière similaire à un phaseur, mais avec une amplitude, une fréquence, et une phase dépendant du temps, voir équations (B.26) et (B.27).

$$\begin{aligned} \underline{u}(t) &= \sqrt{2}U_{eff}(t)e^{j(\int \omega(t)dt - \varphi_u(t))} \\ u(t) &= Re(\underline{u}(t)) = \sqrt{2}U_{eff}(t) \cos\left(\int \omega(t)dt - \varphi_u(t)\right) \end{aligned} \quad (B.26)$$

$$\begin{aligned} \underline{i}(t) &= \sqrt{2}I_{eff}(t)e^{j(\int \omega(t)dt - \varphi_i(t))} \\ i(t) &= Re(\underline{i}(t)) = \sqrt{2}I_{eff}(t) \cos\left(\int \omega(t)dt - \varphi_i(t)\right) \end{aligned} \quad (B.27)$$

Ensuite, l'ensemble des équations reliant courants, tensions et puissances sont identiques à celles d'un phaseur (équations (B.20) à (B.25)), nous ne les recopions donc pas.

Condition de passage d'un modèle EMT vers un modèle RMS

Les équations du modèle phaseur reposent sur le fait que dériver le courant ou la tension revient à les multiplier par $j\omega$; or cela n'est plus vérifié lorsque l'amplitude, la fréquence ou la phase varient. Au lieu de cela, la dérivée première devient (B.28), avec $U = \sqrt{2}U_{eff}$. Nous ferons les calculs pour la tension, mais ils seraient similaires avec le courant.

Si l'on veut approximer la dérivée (B.28) par $\dot{\underline{u}} = j\omega\underline{u}$ et retrouver les équations du modèle phaseur, il est nécessaire de vérifier (B.29), ce qui revient à vérifier que les variations de tensions dues aux variations d'amplitude \dot{U} ou de phase $\dot{\varphi}_u U$ sont négligeables devant les variations dues au fondamental ωU . En pratique, cette condition est vérifiée à condition qu'il

n'y ait pas de variations trop importantes sur des temps trop courts (inférieurs à ~ 10 ms). Par exemple, pour $f = 50\text{Hz}$, un saut d'amplitude de 10% doit se faire sur un temps $\Delta t \gg \left(\frac{\Delta U}{\omega U} = \frac{0.1U}{\omega U} = \frac{0.1}{2\pi 50} \approx 0.3\text{ms}\right)$ et un saut de phase de 30° doit se faire sur un temps $\Delta t \gg \left(\frac{\Delta \varphi_u}{\omega} = \frac{\pi/6}{2\pi 50} \approx 1.7\text{ms}\right)$.

$$\underline{\dot{u}} = \sqrt{2}[\dot{U} + j\omega U - j\dot{\varphi}_u U]e^{j(j\omega dt - \varphi_u)} \quad (\text{B.28})$$

$$\begin{cases} \omega U \gg \dot{U} \\ \omega U \gg \dot{\varphi}_u U \end{cases} \quad (\text{B.29})$$

Le même raisonnement peut être fait avec une dérivée seconde, on obtient alors (B.30) et les approximations permettant de se ramener à un phaseur deviennent (B.31), où l'on peut voir que la dérivée de la fréquence intervient (en plus des dérivées d'amplitude et de phase).

$$\underline{\ddot{u}} = \sqrt{2}[\ddot{U} + j2\dot{U}(\omega - \dot{\varphi}_u) + jU(\dot{\omega} - \ddot{\varphi}_u) - U(\omega - \dot{\varphi}_u)^2]e^{j(j\omega dt - \varphi_u)} \quad (\text{B.30})$$

$$\omega^2 U \gg \{\ddot{U}, 2\dot{U}(\omega - \dot{\varphi}_u), U(\dot{\omega} - \ddot{\varphi}_u), 2U\omega\dot{\varphi}_u, U\dot{\varphi}_u^2\} \quad (\text{B.31})$$

Bilan : Ainsi, on peut voir se dégager une condition générale permettant que les calculs RMS soient valides : il faut que les variations dues aux variations en tension, fréquence, ou phase soient négligeables devant les variations dues au fondamental. De manière plus formelle, pour un système d'ordre n , il faut que dans chaque dérivée q -ème de u ($u^{(q)}$ avec $q \leq n$), le terme $U\omega^q$ soit prépondérant par rapport aux autres termes (ces derniers étant dus à des variations d'amplitude, de fréquence et de phase).

Bibliographie

- [1] CRE, « Description générale des réseaux publics d'électricité », *Commission de régulation de l'énergie (CRE)*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/description-generale>. [Consulté le: 02-mars-2018].
- [2] ENTSO-E, « High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS) », mars-2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://docs.entsoe.eu/cnc-al/2017/08/10/igd-update/>. [Consulté le: 23-janv-2018].
- [3] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatzigargyriou, et A. Dimeas, « Microgrids management », *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, n° 3, p. 54-65, mai 2008.
- [4] N. Hadjsaid, R. Caire, et B. Raison, « Decentralized operating modes for electrical distribution systems with distributed energy resources », in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2009, p. 1-4.
- [5] Enedis, « Bilan Électrique Enedis 2016 », 2017. [En ligne]. Disponible sur: http://www.enedis.fr/sites/default/files/Bilan_Electrique_Enedis_Analyse_Annuelle_2016.pdf. [Consulté le: 12-mars-2018].
- [6] « Enedis Open Data ». [En ligne]. Disponible sur: <https://data.enedis.fr/page/accueil/>. [Consulté le: 15-janv-2018].
- [7] ENTSO-E, « Dispersed generation impact on CE region security ». ENTSO-E SPD REPORT, 11-déc-2014.
- [8] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg, et H. Wang, « Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid », *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 21, n° 5, p. 21-31, sept. 2015.
- [9] M. Braun *et al.*, « Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 20, n° 6, p. 681-697, sept. 2012.
- [10] Legifrance, *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*. 2008.
- [11] Enedis, « Modalités du contrôle de performances des Installations de Production raccordées en haute tension (HTA) au Réseau Public de Distribution géré par Enedis ». Enedis-PRO-RES_64, mars-2017.
- [12] European Commission, « Network code for requirements for grid connection applicable to all generators », 16-avr-2016. [En ligne]. Disponible sur: <http://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>. [Consulté le: 05-mars-2018].
- [13] Enedis, « Principe et conditions de mise en œuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA ». Enedis-NOI-RES_60E, mars-2017.
- [14] ADEeF et Enedis, « Valorisation économique des smart grids ». 2017.

- [15] J. Bruschi, « Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution », Manuscrit de thèse, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [16] Enedis, « Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution ». Enedis-NOI-RES_13E, juill-2016.
- [17] « Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid ». Standard DIN VDE 0126-1-1, févr-2006.
- [18] « IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems », *IEEE Std 15472-2008*, p. 1-217, avr. 2009.
- [19] « IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems », *IEEE Std 1547-2003*, p. 1-28, juill. 2003.
- [20] « Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources ». UL 1741.
- [21] « Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures ». IEC 62116.
- [22] J. A. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, A. H. A. Bakar, et H. Mohamad, « Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review », *Energy Convers. Manag.*, vol. 88, p. 139-152, déc. 2014.
- [23] W. Bower et M. Ropp, « Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems ». Sandia report SAND, 2002.
- [24] H. Colin, C. Duvauchelle, Y. Tanguy, B. Gaiddon, et T. Tran-Quoc, « Ilotage des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique : réglementation, méthodes de détection et retours de terrain ». Esprit, déc-2011.
- [25] M. Ropp *et al.*, « Discussion of a Power Line Carrier Communications-Based Anti-Islanding Scheme using a Commercial Automatic Meter Reading System », in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, 2006, vol. 2, p. 2351-2354.
- [26] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. A. Kern, S. Bonn R. H., et S. Gonzalez, « Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 15, n° 3, p. 290-296, sept. 2000.
- [27] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, et R. Walling, « Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, n° 5, p. 1171-1176, sept. 2004.
- [28] Adrianti et A. Dyško, « Risk assessment analysis to find optimum ROCOF protection settings », in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 2014, p. 1-6.
- [29] « Engineering Recommendation G59/3 – Recommendations for the Connection of Generating Plant to the Distribution Systems of Licensed Distribution Network Operators ». Energy Networks Association (ENA), sept-2015.
- [30] M. E. Ropp, M. Begovic, et A. Rohatgi, « Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 14, n° 3, p. 810-816, sept. 1999.
- [31] C. Jeraputra, P. N. Enjeti, et I. H. Hwang, « Development of a robust antiislanding algorithm for utility interconnection of distributed fuel cell powered generation », in

- Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04*, 2004, vol. 3, p. 1534-1540 Vol.3.
- [32] H. H. Zeineldin, « A Q-f Droop Curve for Facilitating Islanding Detection of Inverter-Based Distributed Generation », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, n° 3, p. 665-673, mars 2009.
- [33] V. Gabrion, L. Capely, F. Colas, et S. Grenard, « Potential risk for power system stability of massive use of escalating frequency shift islanding detection method », présenté à CIREN 2015, 2015, vol. Paper 507.
- [34] A. Timbus, A. Oudalov, et C. N. M. Ho, « Islanding detection in smart grids », in *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2010, p. 3631-3637.
- [35] Enedis, « Étude de la protection de découplage pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA ». Enedis-PRO-RES_10E, juill-2016.
- [36] D. Gabor, « Theory of communication. Part 1: The analysis of information », *J. Inst. Electr. Eng. - Part III Radio Commun. Eng.*, vol. 93, n° 26, p. 429-441, nov. 1946.
- [37] J. Ville, « Théorie et applications de la notion de signal analytique », *Cables Transm.*, vol. 2, n° 1, p. 61-74, 1948.
- [38] S. Saliu, « Definition of instantaneous frequency on real signals », in *2000 10th European Signal Processing Conference*, 2000, p. 1-4.
- [39] L. Cohen et C. Lee, « Instantaneous frequency and time-frequency distributions », in *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 1989, p. 1231-1234 vol.2.
- [40] P. M. Oliveira et V. Barroso, « Instantaneous frequency of multicomponent signals », *IEEE Signal Process. Lett.*, vol. 6, n° 4, p. 81-83, avr. 1999.
- [41] « IEEE/IEC Draft International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power system - Measurements », p. 1-75, janv. 2018.
- [42] PPA Energy, « Rate of Change of Frequency (ROCOF)-Review of TSO and Generator Submissions Final Report ». Commission for Energy Regulation (CER), mai-2013.
- [43] « Measuring relays and protection equipment – Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements ». IEC/IEEE 60255-118-1 ED1, 2018.
- [44] « IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems », *IEEE Std 929-2000*, p. i-, 2000.
- [45] D. Dong, B. Wen, P. Mattavelli, D. Boroyevich, et Y. Xue, « Grid-synchronization modeling and its stability analysis for multi-paralleled three-phase inverter systems », in *2013 Twenty-Eighth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2013, p. 439-446.
- [46] R. Sgarbossa, « Unintentional Islanding in Distribution Networks with Large Penetration of Power Electronics and Renewable Energy Systems », Manuscrit de thèse, Padoue, 2017.
- [47] « Bilans électriques 2015 », *RTE France*, 15-sept-2014. [En ligne]. Disponible sur: http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf. [Consulté le: 15-janv-2018].
- [48] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, et A. V. Timbus, « Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, n° 5, p. 1398-1409, oct. 2006.

- [49] « JRC Wind Energy Status Report: 2016 Edition - EU Science Hub - European Commission », *EU Science Hub*, 28-mars-2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://ec.europa.eu/jrc/en/news/jrc-wind-energy-status-report-2016-edition>. [Consulté le: 15-janv-2018].
- [50] K. Yamashita *et al.*, « Industrial Recommendation of Modeling of Inverter-Based Generators for Power System Dynamic Studies With Focus on Photovoltaic », *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 5, n° 1, p. 1-10, mars 2018.
- [51] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, et F. Blaabjerg, « Synchronization methods for three phase distributed power generation systems - An overview and evaluation », in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, 2005, p. 2474-2481.
- [52] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, et Y. Xue, « Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Stability in Three-Phase Grid-Connected Power Converters Considering Impedance Interactions », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, n° 1, p. 310-321, janv. 2015.
- [53] A. Nicastrì et A. Nagliero, « Comparison and evaluation of the PLL techniques for the design of the grid-connected inverter systems », in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2010, p. 3865-3870.
- [54] R. Longchamp, *Commande numérique de systèmes dynamiques: cours d'automatique*. PPUR presses polytechniques, 2006.
- [55] C. Concordia et S. Ihara, « Load Representation in Power System Stability Studies », *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, n° 4, p. 969-977, avr. 1982.
- [56] RTE, « Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France », RTE, 2016 edition, 2016.
- [57] B. Multon, « L'énergie électrique: analyse des ressources et de la production », in *Journées de la section électrotechnique du club EEA 1999*, Paris, France, 1999, p. 22.
- [58] Négawatt, « Scénario négaWatt 2017-2050 ». janv-2017.
- [59] T. Bohlin, *Interactive System Identification: Prospects and Pitfalls*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [60] « Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, n° 1, p. 523-538, févr. 1995.
- [61] J. V. Milanovic, K. Yamashita, S. M. Villanueva, S. Ž. Djokic, et L. M. Korunović, « International Industry Practice on Power System Load Modeling », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n° 3, p. 3038-3046, août 2013.
- [62] « Load representation for dynamic performance analysis [of power systems] », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, n° 2, p. 472-482, mai 1993.
- [63] K. Yamashita, M. Asada, et K. Yoshimura, « A development of dynamic load model parameter derivation method », in *IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09*, 2009, p. 1-8.
- [64] Kundur, Prabha, *Power System Stability and Control*, 1st edition. McGraw-Hill Education, 1994.
- [65] W. W. Price, K. A. Wirgau, A. Murdoch, J. V. Mitsche, E. Vaahedi, et M. El-Kady, « Load modeling for power flow and transient stability computer studies », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, n° 1, p. 180-187, févr. 1988.

- [66] T. Gentile, S. Ihara, A. Murdoch, et N. Simons, « Determining load characteristics for transient performance. Volume 3. Load-composition data analysis. Final report », General Electric Co., Schenectady, NY (USA). Electric Utility Systems Engineering Dept., EPRI-EL-850(Vo.3), mars 1981.
- [67] O. Arguence, B. Raison, et F. Cadoux, « Comments on “Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method” », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, n° 9, p. 7277-7279, sept. 2017.
- [68] D. Karlsson et D. J. Hill, « Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n° 1, p. 157-166, févr. 1994.
- [69] D. J. Hill, « Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, n° 1, p. 166-176, févr. 1993.
- [70] P. Ju, E. Handschin, et D. Karlsson, « Nonlinear dynamic load modelling: model and parameter estimation », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, n° 4, p. 1689-1697, nov. 1996.
- [71] I. R. Navarro, O. Samuelsson, et S. Lindahl, « Influence of normalization in dynamic reactive load models », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n° 2, p. 972-973, mai 2003.
- [72] W.-S. Kao, « The effect of load models on unstable low-frequency oscillation damping in Taipower system experience w/wo power system stabilizers », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, n° 3, p. 463-472, août 2001.
- [73] B. C. Lesieutre, P. W. Sauer, et A. Pai, « Development and comparative study of induction machine based dynamic P, Q load models », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, n° 1, p. 182-191, févr. 1995.
- [74] H. Renmu, M. Jin, et D. J. Hill, « Composite load modeling via measurement approach », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, n° 2, p. 663-672, mai 2006.
- [75] J. Ma, D. Han, R. M. He, Z. Y. Dong, et D. J. Hill, « Reducing Identified Parameters of Measurement-Based Composite Load Model », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, n° 1, p. 76-83, févr. 2008.
- [76] S. Son *et al.*, « Improvement of Composite Load Modeling Based on Parameter Sensitivity and Dependency Analyses », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n° 1, p. 242-250, janv. 2014.
- [77] J.-K. Kim *et al.*, « Fast and Reliable Estimation of Composite Load Model Parameters Using Analytical Similarity of Parameter Sensitivity », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n° 1, p. 663-671, janv. 2016.
- [78] C. J. Lin *et al.*, « Dynamic load models in power systems using the measurement approach », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, n° 1, p. 309-315, févr. 1993.
- [79] B.-K. Choi *et al.*, « Measurement-based dynamic load models: derivation, comparison, and validation », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, n° 3, p. 1276-1283, août 2006.
- [80] S. Ihara, M. Tani, et K. Tomiyama, « Residential load characteristics observed at KEPCO power system », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n° 2, p. 1092-1101, mai 1994.
- [81] P. Regulski, D. S. Vilchis-Rodriguez, S. Djurović, et V. Terzija, « Estimation of Composite Load Model Parameters Using an Improved Particle Swarm Optimization Method », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, n° 2, p. 553-560, avr. 2015.
- [82] J. Pedra et F. Corcoles, « Estimation of induction motor double-cage model parameters from manufacturer data », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, n° 2, p. 310-317, juin-2004.

- [83] R. Azim *et al.*, « A comparative analysis of intelligent classifiers for passive islanding detection in microgrids », in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 2015, p. 1-6.
- [84] F. Belloni, P. Gropelli, C. Chiappa, R. Chiumeo, et C. Gandolfi, « Test of anti-islanding protections according to IEC 62116: An experimental feasibility assessment », in *Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities'*, 2013, p. 1-6.
- [85] W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso, et Z. Huang, « Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, n° 2, p. 1315-1324, avr. 2005.
- [86] B. Guha, R. J. Haddad, et Y. Kalaani, « A passive islanding detection approach for inverter-based distributed generation using rate of change of frequency analysis », in *SoutheastCon 2015*, 2015, p. 1-6.
- [87] G.-K. Hung, C.-C. Chang, et C.-L. Chen, « Automatic phase-shift method for islanding detection of grid-connected photovoltaic inverters », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 18, n° 1, p. 169-173, mars 2003.
- [88] H. Laaksonen, « Advanced Islanding Detection Functionality for Future Electricity Distribution Networks », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, n° 4, p. 2056-2064, oct. 2013.
- [89] L. A. C. Lopes et H. Sun, « Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, n° 1, p. 171-180, mars 2006.
- [90] A. H. M. Niaki et S. Afsharnia, « Performance assessment of IMF-based passive islanding detection method in various islanding and non-islanding events », in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 2015, p. 1-6.
- [91] S. Palm et P. Schegner, « Fundamentals of detectability and detection methods of unintentional electrical islands », in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 2015, p. 1-6.
- [92] O. Raipala, A. Mäkinen, S. Repo, et P. Järventausta, « An Anti-Islanding Protection Method Based on Reactive Power Injection and ROCOF », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, n° 1, p. 401-410, févr. 2017.
- [93] C. F. Ten et P. A. Crossley, « Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation », in *IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008*, 2008, p. 523-528.
- [94] J. C. M. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, et A. Morelato, « Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications », *Gener. Transm. Distrib. IEE Proc.*, vol. 153, n° 4, p. 399-406, juill. 2006.
- [95] H. H. Zeineldin et M. M. A. Salama, « Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n° 1, p. 139-146, janv. 2011.
- [96] D. Reigosa, F. Briz, C. Blanco, P. García, et J. M. Guerrero, « Active Islanding Detection for Multiple Parallel-Connected Inverter-Based Distributed Generators Using High-Frequency Signal Injection », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 3, p. 1192-1199, mars 2014.
- [97] R. Sgarbossa, S. Lissandron, P. Mattavelli, R. Turri, et A. Cerretti, « Analysis of Area of Uncontrolled Islanding in Low-Voltage Grids With PV Generators », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, n° 3, p. 2387-2396, mai 2016.

- [98] M. R. Alam, K. M. Muttaqi, et A. Bouzerdoum, « An Approach for Assessing the Effectiveness of Multiple-Feature-Based SVM Method for Islanding Detection of Distributed Generation », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, n° 4, p. 2844-2852, juill. 2014.
- [99] S. Alshareef, S. Talwar, et W. G. Morsi, « A New Approach Based on Wavelet Design and Machine Learning for Islanding Detection of Distributed Generation », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n° 4, p. 1575-1583, juill. 2014.
- [100] J. Zhang, D. Xu, G. Shen, Y. Zhu, N. He, et J. Ma, « An Improved Islanding Detection Method for a Grid-Connected Inverter With Intermittent Bilateral Reactive Power Variation », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, n° 1, p. 268-278, janv. 2013.
- [101] X. Chen et Y. Li, « An Islanding Detection Algorithm for Inverter-Based Distributed Generation Based on Reactive Power Control », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 9, p. 4672-4683, sept. 2014.
- [102] W. Cai, B. Liu, S. Duan, et C. Zou, « An Islanding Detection Method Based on Dual-Frequency Harmonic Current Injection Under Grid Impedance Unbalanced Condition », *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 9, n° 2, p. 1178-1187, mai 2013.
- [103] Y. Zhu *et al.*, « A Novel RPV (Reactive-Power-Variation) Antiislanding Method Based on Adapted Reactive Power Perturbation », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, n° 11, p. 4998-5012, nov. 2013.
- [104] M. Tedde et K. Smedley, « Anti-Islanding for Three-Phase One-Cycle Control Grid Tied Inverter », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 7, p. 3330-3345, juill. 2014.
- [105] O. N. Faqhrudin, E. F. El-Saadany, et H. H. Zeineldin, « A Universal Islanding Detection Technique for Distributed Generation Using Pattern Recognition », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n° 4, p. 1985-1992, juill. 2014.
- [106] P. Gupta, R. S. Bhatia, et D. K. Jain, « Average Absolute Frequency Deviation Value Based Active Islanding Detection Technique », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, n° 1, p. 26-35, janv. 2015.
- [107] S. R. Mohanty, N. Kishor, P. K. Ray, et J. P. S. Catalo, « Comparative Study of Advanced Signal Processing Techniques for Islanding Detection in a Hybrid Distributed Generation System », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n° 1, p. 122-131, janv. 2015.
- [108] Y. Zhou, H. Li, et L. Liu, « Integrated Autonomous Voltage Regulation and Islanding Detection for High Penetration PV Applications », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, n° 6, p. 2826-2841, juin 2013.
- [109] A. Samui et S. R. Samantaray, « Wavelet Singular Entropy-Based Islanding Detection in Distributed Generation », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, n° 1, p. 411-418, janv. 2013.
- [110] B. Indu Rani, M. Srikanth, G. Saravana Ilango, et C. Nagamani, « An active islanding detection technique for current controlled inverter », *Renew. Energy*, vol. 51, n° Supplement C, p. 189-196, mars 2013.
- [111] Hajir Pourbabak et A. Kazemi, « A new technique for islanding detection using voltage phase angle of inverter-based DGs », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, n° Supplement C, p. 198-205, mai 2014.
- [112] K. Jia *et al.*, « Failure mechanism study of conventional active methods based on inverter disturbances and a novel islanding detection method », in *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2015, p. 1056-1062.

- [113] J. Merino, P. Mendoza-Araya, G. Venkataramanan, et M. Baysal, « Islanding Detection in Microgrids Using Harmonic Signatures », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, n° 5, p. 2102-2109, oct. 2015.
- [114] E. Kamyab et J. Sadeh, « Islanding detection method for photovoltaic distributed generation based on voltage drifting », *IET Gener. Transm. Amp Distrib.*, vol. 7, n° 6, p. 584-592, juin 2013.
- [115] Q. Cui, K. El-Arroudi, et G. Joos, « Islanding Detection of Hybrid Distributed Generation under Reduced Non-detection Zone », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. PP, n° 99, p. 1-1, 2017.
- [116] V. Gabrion, F. Colas, et L. Karsenti, « Risk of Stabilisation of Islanding Situations by Local Regulations », in *CIREC 2014 Workshop*, 2014, p. 11–12.
- [117] F. De Mango, M. Liserre, A. D. Aquila, et A. Pigazo, « Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods », in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International*, 2006, p. 1878-1883.
- [118] O. Arguence, F. Cadoux, B. Raison, et L. D. Alvaro, « Impact of Power Regulations on Unwanted Islanding Detection », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. PP, n° 99, p. 1-1, 2017.
- [119] J. Bruschi, F. Cadoux, B. Raison, Y. Besanger, et S. Grenard, « Impact of new European grid codes requirements on anti-islanding protection, a case study », in *CIREC 2015 - The 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, France, 2015.
- [120] L. A. C. Lopes et H. Sun, « Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, n° 1, p. 171-180, mars 2006.
- [121] D. Dong, B. Wen, P. Mattavelli, D. Boroyevich, et Y. Xue, « Modeling and Design of Islanding Detection Using Phase-Locked Loops in Three-Phase Grid-Interface Power Converters », *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 2, n° 4, p. 1032-1040, déc. 2014.
- [122] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, et M. M. A. Salama, « Impact of DG interface control on islanding detection and nondetection zones », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, n° 3, p. 1515-1523, juill. 2006.
- [123] J. Bruschi, F. Cadoux, B. Raison, Y. Besanger, et S. Grenard, « Impact of new European grid codes requirements on anti-islanding protection, a case study », in *CIREC 2015 - The 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, France, 2015.
- [124] H. H. Zeineldin et S. Kennedy, « Instability criterion to eliminate the Non-Detection Zone of the Sandia Frequency Shift method », in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, p. 1-5.
- [125] B. H. Kim et S. K. Sul, « Comparison of Non-Detection Zone of frequency drift anti-islanding with closed-loop power controlled Distributed Generators », in *2015 IEEE 2nd International Future Energy Electronics Conference (IFEEC)*, 2015, p. 1-5.
- [126] O. Arguence, F. Cadoux, et B. Raison, « Influence of electronic-based loads on unwanted islanding », in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, p. 1-5.
- [127] O. Arguence, F. Cadoux, B. Raison, et L. De Alvaro Garcia, « NDZ of an anti-islanding protection with ROCOF threshold », in *CIREC 2017 - 24th International Conference on Electricity Distribution*, Glasgow, United Kingdom, 2017.

- [128] R. Sgarbossa, S. Lissandron, P. Mattavelli, R. Turri, et A. Cerretti, « Analysis of dP-dQ Area of Uncontrolled Islanding in Low-Voltage Grids With PV Generators », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, n° 3, p. 2387-2396, mai 2016.
- [129] X. Chen et Y. Li, « An Islanding Detection Algorithm for Inverter-Based Distributed Generation Based on Reactive Power Control », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 9, p. 4672-4683, sept. 2014.
- [130] C. Benachaiba, « Synthèse des théories des définitions des puissances en régime non sinusoïdal ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.geea.org/spip.php?article337>. [Consulté le: 20-janv-2018].
- [131] « IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions », *IEEE Std 1459-2010 Revis. IEEE Std 1459-2000*, p. 1-50, mars 2010.
- [132] « Quantities and units—Part 6: Electromagnetism ». IEC 80000-6:2008, 2008.