



HAL
open science

Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution

Julien Bruschi

► **To cite this version:**

Julien Bruschi. Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français. NNT : 2016GREAT058 . tel-01438779

HAL Id: tel-01438779

<https://theses.hal.science/tel-01438779>

Submitted on 18 Jan 2017

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE
GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **Génie Électrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Julien BRUSCHI

Thèse dirigée par **Bertrand RAISON** et
codirigée par **Yvon BÉSANGER**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble
(G2ELab)**
dans l'**École Doctorale d'Électronique, Électrotechnique,
Automatique et Traitement du Signal (EEATS)**

Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution

Thèse soutenue publiquement le **12/09/2016**,
devant le jury composé de :

M. Bertrand RAISON

Professeur, Directeur de thèse, Université Grenoble Alpes

M. Yvon BÉSANGER

Professeur, Co-directeur de thèse, Grenoble INP

M. Florent CADOUX

Docteur, Co-encadrant de thèse, Grenoble INP

M. Sébastien GRENARD

Docteur, Examineur, Enedis

M. Jean-Claude MAUN

Professeur, Rapporteur, Université libre de Bruxelles

M. Serge PIERFEDERICI

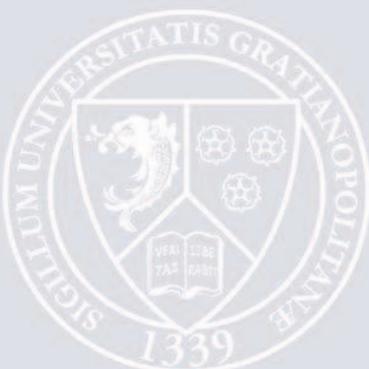
Professeur, Rapporteur, Université de Lorraine

M. Benoît BLETTERIE

Ingénieur, Examineur, Austrian Institute of Technology

M. Philippe ALIBERT

Ingénieur, Examineur, Schneider Electric SAS



Remerciements

J'aimerais, avant toute chose, remercier messieurs Serge Pierfederici, Jean-Claude Maun, Benoît Bletterie et Philippe Alibert pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de faire partie de mon jury de thèse. Partager et de discuter de mes travaux en leur compagnie a été un plaisir.

Je souhaiterais remercier Michel Albert pour m'avoir accordé sa confiance et celle d'Enedis à travers la chaire industrielle d'excellence "Smartgrid" d'Enedis à Grenoble-INP. Je le remercie de m'avoir donné l'opportunité de travailler sur un sujet passionnant, au croisement du sujet académique et des considérations industrielles. Travailler en collaboration avec Enedis a été un moteur, et un véritable plaisir.

Je suis également redevable envers mes encadrants de thèse. Je remercie donc chaleureusement Bertrand Raison, mon directeur de thèse, pour tous ses conseils avisés dans la direction de ces travaux. Sa bienveillance et son sens de l'humour ont sans conteste égayé ces trois années de travaux de thèse. Je souhaiterais aussi remercier Yvon Bésanger, qui avant de devenir mon co-directeur de thèse, a d'abord été mon professeur, puis mon tuteur de stage de fin d'étude. Je n'oublierais jamais la confiance qu'il a su me témoigner, et sa rigueur scientifique tant sur le fond que sur la forme. J'aimerais exprimer toute ma gratitude à Florent Cadoux, co-encadrant de thèse et titulaire de la chaire industrielle d'excellence « Smartgrids » d'Enedis. Son implication et son intérêt dans ces travaux ont grandement contribué à leurs succès. J'adresse également de chaleureux remerciements à Sébastien Grenard, encadrant côté Enedis, pour sa bienveillance, le temps qu'il a consacré au suivi des travaux et pour toutes ses remarques constructives.

Je ne peux pas oublier de remercier messieurs Axel Rumeau, Cédric Boudinet, Thierry Braconnier et Antoine Labonne, pour m'avoir aidé à mettre en place mes expérimentations en laboratoire. Celles-ci n'auraient pas pu être possibles sans un travail d'équipe de qualité.

J'exprime ma gratitude à la direction du laboratoire G2ELab pour m'avoir accueilli dès mon stage de fin d'études, puis en thèse. Je remercie également Elise du service administratif, pour avoir traité mes ordres de mission, ainsi que le service informatique du laboratoire pour leur travail au quotidien.

Un petit mot spécial pour mes anciens voisins de bureau et amis : Lyubo, Fabien, Kalle, Quentin, Stéphane, Bhargav et Aurel, le meilleur d'entre nous. Nos discussions intéressantes et la bonne humeur qui émanait de nos salles ont contribué à ce que je garde un moral à toute épreuve, et ce même lors des creux de motivation caractéristiques de tout travail de recherche. J'aimerais souhaiter bonne chance au futur de la chaire Enedis, dont la nouvelle génération de doctorants est constituée de Mahana, Olivier et Barnabé. Je n'ai pas de doutes sur le fait qu'ils contribueront à la réussite de la chaire.

Enfin, je voudrais remercier infiniment ma famille pour tous les encouragements et le soutien qu'ils ont su m'apporter. Je leur serai éternellement reconnaissant pour les sacrifices qu'ils ont consentis afin de me donner la chance d'en arriver aujourd'hui, à la conclusion de la rédaction de mes remerciements de thèse.

Table des matières

REMERCIEMENTS.....	3
TABLE DES MATIERES	5
GLOSSAIRE.....	10
INTRODUCTION GENERALE.....	12
I. ENJEUX DE LA THESE	13
II. CONTENU DES CHAPITRES.....	14
CHAPITRE I CONTEXTE ET POSITIONNEMENT.....	16
I. INTRODUCTION.....	18
II. LE SYSTEME ELECTRIQUE	18
II.1. Un système complexe en constante évolution	18
II.2. Le réseau de transport et de répartition.....	20
II.3. Les réseaux de distribution	21
III. L'ÎLOTAGE NON-INTENTIONNEL	22
III.1. Une situation mal connue par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD).....	23
III.2. Définition de l'îlotage non-intentionnel dans le cadre de ces travaux	25
III.3. Conséquences de l'îlotage non-intentionnel	26
III.4. Plan de protection	27
III.4.1. Types de défauts.....	28
III.4.2. Régime de mise à la terre des transformateurs HTB/HTA.....	29
III.4.3. Dispositifs d'ouverture.....	31
III.4.4. Automates de reprise de service.....	32
III.4.5. La protection de découplage	34
III.4.5.1. En BT.....	34
III.4.5.2. En HTA.....	36
III.5. De nouvelles réglementations	39
III.5.1. Etude de l'ENTSO-E.....	39
III.5.2. De nouvelles fonctions de régulation	41
III.5.2.1. P(f) imposée par les codes de réseaux européens	41
III.5.2.2. Q(U) proposée en HTA.....	41
III.6. Etude théorique	42
III.6.1. Test du circuit oscillant	42
III.6.1.1. Définition	42
III.6.1.2. Simulation	43
III.6.2. Etude statique	44
III.6.2.1. Mise en équation	44
III.6.2.2. Zone de non-détection (ZND).....	45
III.7. Méthodes de détection de l'îlotage non-intentionnel	47
III.7.1. Méthodes passives.....	47
III.7.2. Méthodes actives.....	49

III.7.3. Méthodes hybrides	52
III.7.4. Méthode reposant sur les télécommunications.....	52
IV. CONCLUSION	53
CHAPITRE II MISE EN EVIDENCE EXPERIMENTALE.....	54
I. EXPLOITATION DES RELEVES DES DISPOSITIFS PRESENCE TENSION (DPU)	56
I.1. Exemples d'occurrences de présence tension	57
I.2. Etude de quelques départs	62
I.3. Conclusion	64
II. EXPERIMENTATIONS D'ILOTAGES EN LABORATOIRE	64
II.1. Introduction et motivations	64
II.2. Matériel	65
II.3. Protocole expérimental	67
II.4. Moyens disponibles pour obtenir l'équilibre	68
II.5. Résultats	68
II.5.1. Ilotages stables	68
II.5.2. Protection de découplage de l'onduleur	70
II.5.3. Le réglage précis de l'équilibre production / consommation dans l'îlot	72
II.5.4. Problèmes de répétabilité	73
II.5.5. Recommandations pour la création d'un banc d'essai spécifique aux essais d'îlotages	76
III. SYSTEME D'OBSERVABILITE IN SITU.....	77
IV. CONCLUSION ET TRAVAUX FUTURS	79
CHAPITRE III SIMULATIONS ET ANALYSE DE CAS D'ETUDES.....	82
I. SIMULATIONS D'ILOTAGES AVEC DIFFERENTS TYPES DE CHARGES.....	84
I.1. Passerelle de PowerFactory à Simulink	85
I.2. Définition des modèles.....	87
I.2.1. Réseau HTB	87
I.2.2. Système photovoltaïque.....	88
I.2.2.1. Panneaux photovoltaïques	88
I.2.2.2. Modèle moyen du système photovoltaïque	90
I.2.3. Modèles de charges	92
I.2.3.1. Introduction	92
I.2.3.2. Charge à électronique de puissance : le redresseur.....	92
I.2.3.3. Charge RLC parallèle	93
I.2.3.4. Charge à puissances P et Q contrôlées.....	94
I.3. Simulations.....	95
I.3.1. Principe et méthodologie	95
I.3.2. Résultats	97
I.3.2.1. Avec des charges de type RL.....	97
I.3.2.2. Avec des charges de type PQ contrôlées	100
I.3.2.3. Avec des charges non-linéaires de type électronique de puissance	101
I.4. Conclusion	102
II. DEFAUT MONOPHASE SUR LA HTA NON-DETECTE PAR LA BT.....	103
II.1. Problème de la détection des défauts monophasés sur la HTA par la BT.....	103

II.2. Description du système étudié	104
II.3. Protection en tête de départ fermé.....	105
II.3.1. Mise en équation	105
II.3.2. Choix des paramètres	106
II.3.3. Résultats	108
II.4. Protection en tête de départ ouverte.....	109
II.4.1. Description du système étudié.....	109
II.4.2. Mise en équation	110
II.4.3. Choix des paramètres	111
II.4.4. Résultats	111
II.5. Probabilité de non-détection	111
II.5.1. Défaut fugitif	112
II.5.2. Défaut permanent	114
II.6. Recherche de critère.....	114
II.6.1. Protection en tête de départ fermée	115
II.6.2. Protection en tête de départ ouverte	116
II.7. Conclusion	117

CHAPITRE IV IMPACT DES NOUVELLES FONCTIONS DE REGULATION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR L'ILOTAGE NON-INTENTIONNEL..... 118

I. ETUDE STATIQUE.....	120
I.1. Zone de non-détection dans l'espace tridimensionnel RLC.....	120
I.2. Types de régulations considérées.....	120
I.2.1. Régulation dite « Q(U) »	120
I.2.2. Régulation dite « P(f) »	121
I.3. Calcul des points d'équilibre statiques.....	122
I.3.1. En l'absence de régulation.....	122
I.3.2. Hypothèses et validations	122
I.3.3. Avec régulation de P (et Q constant).....	122
I.3.4. Avec régulation de Q (et P constant).....	123
I.3.5. Avec régulation de P et Q simultanément	124
I.4. Méthodes de calcul de volumes dans l'espace des (R,L,C)	125
I.4.1. Méthode par discrétisation	125
I.4.2. Méthode analytique	126
I.5. Application du calcul de volume au problème.....	127
I.5.1. Frontières de la ZND en l'absence de régulation	127
I.5.2. Divergence du volume de la ZND pour les valeurs extrêmes du facteur de qualité.....	128
I.5.3. Autres difficultés liées aux valeurs extrêmes de Qf	128
I.5.4. Etude asymptotique quand Qf tend vers l'infini.....	129
I.6. Application de la méthode par discrétisation	130
I.6.1. Volume de la zone de non-détection en fonction de Qf	130
I.6.2. Déplacement de la zone de non-détection dans l'espace RLC	131
I.7. Plage de variation de la fréquence de résonance à l'intérieur de la zone de non-détection .	132
I.7.1. Motivation	132
I.7.2. Expression de la fréquence de résonance	132

1.7.3. Application au cas « sans régulation » ($Q = 0$).....	134
1.7.4. Application à la régulation de type « $Q(U)$ »	134
1.7.5. Cas avec statisme $P(f)$ (à $Q = 0$).....	135
1.7.6. Cas avec statisme en $P(f)$ et avec régulation en $Q(U)$	136
1.8. Conclusion	136
II. EVALUATION DE L'INFLUENCE DES REGULATIONS SUR LES DUREES D'ILOTAGE VIA EXPERIENCES	137
II.1. Objectif de l'étude.....	137
II.2. Validation des régulations $P(f)$ et $Q(U)$	137
II.3. Schéma de l'installation	138
II.4. Résultats des essais avec et sans régulation	138
II.4.1. Cas avec $P(f)$	139
II.4.2. Cas avec $P(f)$ et $Q(U)$	140
II.5. Conclusion sur la deuxième partie	141
III. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	141
CHAPITRE V IMPACT DU FOISONNEMENT DU DECOUPLAGE EN FREQUENCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION SUR LA STABILITE D'UN SYSTEME ELECTRIQUE	144
I. SCENARIO DE L'ENTSO-E.....	146
II. RECHERCHE EXPERIMENTALE DES REGLAGES DE PROTECTIONS DE DECOUPLAGE	148
II.1. Mode opératoire	148
II.2. Résultats	150
II.2.1. Onduleur monophasé « A ».....	151
II.2.2. Onduleur monophasé « B »	151
II.2.3. Onduleur monophasé « C »	151
II.2.4. Onduleur triphasé « D »	152
II.2.5. Paramètres des protections retenus.....	153
III. SIMULATIONS	153
III.1. Simulations en mode phaseur (RMS)	154
III.1.1. Modèles de la simulation RMS	154
III.1.2. Résultats des simulations RMS	156
III.2. Simulations en domaine temporel (EMT).....	157
III.2.1. Modèles de la simulation EMT	157
III.2.2. Comparaison des simulations EMT / RMS	159
III.2.3. Résultats des simulations EMT	160
III.2.4. Estimation de la fréquence au niveau de l'onduleur	162
III.2.4.1. Saut de phase.....	163
III.2.4.2. Saut d'amplitude	164
IV. EXPERIENCES.....	166
V. ANALYSE THEORIQUE.....	168
VI. COMPARAISONS THEORIE / SIMULATIONS	170
VI.1. Etude paramétrique sur l'inertie	170
VI.2. Comparaison critère théorique / simulations	171
VII. CONCLUSION	172

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	174
RÉFÉRENCES	178
ANNEXES.....	186
ANNEXE A : RESULTATS DU QUESTIONNAIRE A L'ATTENTION DES DISTRIBUTEURS EUROPEENS CONCERNANT L'ILOTAGE NON-INTENTIONNEL (VERSION ANGLAISE)	187
ANNEXE B : ETAT DE L'ART DES METHODES DE DETECTION DE L'ILOTAGE NON-INTENTIONNEL DANS LE CADRE DU TEST DU CIRCUIT OSCILLANT.....	201
ANNEXE C : DETAIL DES RESULTATS OBTENUS LORS DES EXPERIENCES MENEES EN LABORATOIRE	239
ANNEXE E : IMPACT DE LA MESURE DE FREQUENCE SUR LES CHARGES A PQ CONTROLEES DE SIMULINK	265
ANNEXE G : LA TRANSFORMATION DE FORTESCUE	276
ANNEXE H : LE SCHEMA SYMETRIQUE EQUIVALENT DU DEFAUT MONOPHASE	277
ANNEXE I : RAPPEL DES FORMULES POUR LES EQUATIONS DE DEGRE TROIS	279

Glossaire

AC	Courant alternatif
ACR	Agence de conduite régionale
AGCP	Appareil Général de Commande et de Protection
AMEPS	Agence de Maintenance et d'Exploitation des Postes Sources
BT	Basse tension
DC	Courant continu
DPU	Données présence tension
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EMT	Electromagnetic Transient
ENSE3	Ecole Nationale Supérieure de l'Energie, l'Eau et l'Environnement
ERDF	Electricité et réseau de distribution de France
ETARESO	Système d'information d'Enedis
ESSAI	Essai
G2ELab	Laboratoire de génie électrique de Grenoble
GED	Générateur d'énergie dispersé
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
HTA	Haute tension A
HTB	Haute tension B
INC	Incident
MAS	Machine asynchrone
MCC	Machine à courant continu
MetaPV	Metamorphosis of Power Distribution : System Services from Photovoltaics
MPP	Point de puissance maximum (Maximum Power Point)
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MS	Machine Synchrone
NF	Normalement fermé
NO	Normalement ouvert
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P	Puissance active
Pa	Poste asservi
PLL	Phase Locked Loop
PREDIS	Plateforme d'expérimentation et de simulation temps réel au G2ELab
Q	Puissance réactive
RD	Réseau de distribution (urbain et péri-urbain)
RfG	Code réseau : « Requirement for Generators »
RI	Réseau industriel
RMS	Root Mean Square
RTE	Réseau Transport d'Electricité
SIT-R	Système d'information temps-réel
TM	Télémesure
TS	Télésignalisation
TVX	Travaux
ZND	Zone de non-détection (NDZ en anglais)

Introduction générale

I. Enjeux de la thèse

L'augmentation croissante de la population mondiale couplée à l'industrialisation des pays conduisent le monde vers des besoins énergétiques de plus en plus importants. Pour pallier cette demande et limiter les effets néfastes de l'utilisation des énergies fossiles, le monde entre progressivement dans une ère de transition énergétique ayant pour but de limiter entre autres les conséquences climatiques provoquées par notre mode de vie. Les énergies renouvelables tiennent une place importante au sein des moyens récents mis en œuvre pour lutter contre le réchauffement. En effet, ce n'est que depuis quelques années que les modules photovoltaïques, les éoliennes et tout autre type de production renouvelable (hors hydraulique) sont raccordés massivement au réseau électrique.

Le réseau électrique est traditionnellement découpé en deux parties gérées par deux entités différentes : le réseau de transport (très haute tension) où sont raccordées toutes les centrales à très forte puissance, et le réseau de distribution (moyenne et basse tension) où sont généralement raccordés les consommateurs, hors très grosses industries. Ce dernier évolue à mesure que la production d'énergie renouvelable est intégrée au réseau. Celui-ci n'avait auparavant pas ou peu de fonction système, c'est-à-dire qu'il ne contribuait pas activement (ou rarement) à la stabilité en fréquence du réseau électrique. L'arrivée des producteurs décentralisés change progressivement la donne et les distributeurs se préparent à maîtriser de nouvelles fonctions système, appelées fonctions ADA (« Advanced Distribution Automation functions » en anglais pour fonctions avancées de réseau) dans le contexte « Smart Grid ».

Les fonctions systèmes ne sont pas les seuls changements, car l'augmentation de la production sur le réseau de distribution contribue également à de nouvelles contraintes techniques sur le réseau électrique. En effet, le réseau a été dimensionné pour des flux de puissances unidirectionnels, ainsi, des ajustements sont nécessaires pour conserver la même qualité de fourniture de l'énergie. Parmi les domaines à repenser se trouvent : la gestion du plan de tension, car les énergies renouvelables le modifie en redistribuant les flux de puissance, la planification doit être repensée en prenant compte la production décentralisée, ou encore, le plan de protection est à réévaluer. Pour toutes ces raisons, la gestion des réseaux électriques est en cours d'évolution et les réglementations concernant le raccordement des énergies renouvelables doivent être adaptées.

Parmi les nouveaux défis engendrés par l'augmentation du nombre d'installations de production décentralisée au niveau du réseau de distribution, se trouve la détection de l'îlotage non-intentionnel. L'îlotage non-intentionnel est la situation pendant laquelle une partie de réseau, déconnectée du réseau global par l'ouverture d'une protection, reste sous tension, alimentée par la production locale. Cet événement, jadis très peu fréquent voire impossible, ne l'est potentiellement plus aujourd'hui à mesure que la proportion d'énergie renouvelable sur le réseau augmente et peut égaler la consommation locale. Par ailleurs, sa probabilité d'occurrence n'augmente pas seulement via l'augmentation du taux de production d'énergie décentralisée, en effet, les gestionnaires de réseau de transport demandent, pour des problèmes de sécurité du système que les nouveaux producteurs se déconnectent moins rapidement qu'avant lors d'un événement en fréquence haute. Ces deux constatations couplées à de nouvelles fonctions de régulation dans la production décentralisée, amènent à penser que la probabilité d'îlotage augmentera et le phénomène mérite d'être caractérisé.

Le phénomène d'îlotage non-intentionnel est craint par les distributeurs car il pose, par exemple, des problèmes de sécurité pour les personnes et des problèmes de gestion de plan de protection. C'est dans ce contexte qu'Enedis a lancé un programme de recherche sur le sujet aboutissant sur ces travaux de thèse, dans le cadre plus global de la chaire industrielle d'excellence « Smartgrids », financée depuis 2013 à l'Institut Polytechnique de Grenoble (Grenoble INP). Cette chaire finance une équipe de recherche constituée de doctorants et d'encadrants au laboratoire de génie électrique de Grenoble (G2ELab) et d'un post-doctorant au laboratoire d'informatique de Grenoble (LIG). Les travaux de la chaire ont pour mission principale de couvrir un large panel de thématiques reliées aux réseaux électriques « Smartgrids ». Les différents axes étudiés sont :

- La gestion opérationnelle des systèmes électriques locaux ;
- La planification des investissements et des choix d'architecture dans les réseaux de distribution ;
- La conception et la coordination des protections ;
- La gestion des données, l'architecture des systèmes d'information.

Les travaux sur l'îlotage non-intentionnel se situent dans la thématique liée aux protections. L'objectif de ces travaux est de comprendre l'îlotage non-intentionnel, d'évaluer le risque qu'il se produise, et de trouver des parades pour éviter que cette situation n'arrive.

II. Contenu des chapitres

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse sont répartis dans la suite de ce mémoire dans les cinq chapitres suivants :

- Chapitre 1 : Il s'agit d'un chapitre de contexte et de positionnement de la problématique où la majorité des concepts fondamentaux est présentée. Le contexte des travaux dans le cadre de cette thèse est défini de prime abord. Les réseaux de distribution, de répartition et de transport sont ensuite décrits, puis, le phénomène d'îlotage non-intentionnel est introduit via les résultats d'un questionnaire à l'attention des distributeurs européens, sur les connaissances de l'îlotage non-intentionnel. Le plan de protection est alors brièvement exposé avec un œil particulier sur la protection de découplage des générateurs d'énergie dispersés. Quelques calculs théoriques simples permettent de décrire la zone de non-détection de ces protections et donc la potentialité d'îlotage non-intentionnel. Enfin, l'état de l'art académique sur l'îlotage non-intentionnel est résumé dans ce premier chapitre.
- Chapitre 2 : Le cadre ayant été défini, ce deuxième chapitre concerne la mise en évidence expérimentale de l'îlotage non-intentionnel. L'îlotage non-intentionnel est un phénomène très rare à ce jour (les plus sceptiques diront qu'il est impossible) et il a été nécessaire de prouver son existence. Pour cela, des données réelles ont été exploitées et ont permis d'évaluer les durées typiques pour lesquelles la tension dans des réseaux de distribution reste présente après la séparation du réseau principal. Ensuite, des résultats d'expériences d'îlotages obtenus en laboratoire sont exposés, ce qui prouve l'existence du phénomène. Enfin, une expérience en réseau montée par Enedis qui permettra, à terme, de récolter des données précieuses pour la compréhension du phénomène, est présentée.

- Chapitre 3 : Le phénomène ayant été mis en évidence dans la partie précédente, ce chapitre porte sur la simulation numérique de deux cas d'étude. Les modèles numériques utilisés (charge, onduleur, etc.) ainsi que les cas d'étude sont décrits. Le premier concerne l'étude d'un départ HTA sur lequel Enedis sait que le cycle de ré-enclenchement est perturbé, on étudiera à ce titre l'îlotage en fonction du type de charge. Le second concerne l'évaluation de la probabilité d'avoir un défaut à la terre sur la HTA non-détecté par les installations de production situées en BT, ce qui pourrait mener à des îlotages non-intentionnels.
- Chapitre 4 : Les nouvelles prescriptions techniques demandent à ce que production décentralisée soit capable de participer à la stabilité en fréquence du réseau électrique en diminuant leur puissance de sortie dès que la fréquence dépasse un seuil. L'impact de cette nouvelle régulation associée à une probable future régulation des flux de réactif en fonction de la tension a été évalué par deux différentes études. La première a consisté en une étude statique avec la charge décrite dans le test du circuit oscillant ; la seconde a consisté à expérimenter en laboratoire leur impact sur la durée d'îlotage non-intentionnel.
- Chapitre 5 : Ce chapitre décrit une étude sur l'impact du foisonnement des seuils des protections de découplage. Les protections de découplage des onduleurs photovoltaïques doivent répondre à des normes relativement peu restrictives en termes de réglages, ce qui amène à penser qu'il pourrait y avoir du foisonnement. L'hypothèse habituellement formulée dans les études de déconnexion des onduleurs photovoltaïques, à savoir, la déconnexion massive sur seuil unique de fréquence, est remise en question. Les conclusions de l'étude théorique ont pu être corroborées par des expériences menées avec de vrais onduleurs du commerce supposés avoir le même seuil de déconnexion en fréquence haute. Enfin, un critère théorique simple est présenté pour évaluer l'inertie minimale du réseau global permettant d'éviter la déconnexion de deux protections ayant des réglages très proches.

Pour finir, cette thèse se terminera par une conclusion générale, suivie de la liste des références bibliographiques et des annexes.

Chapitre I

Contexte et positionnement

CHAPITRE I CONTEXTE ET POSITIONNEMENT	16
I. INTRODUCTION.....	18
II. LE SYSTEME ELECTRIQUE	18
II.1. Un système complexe en constante évolution	18
II.2. Le réseau de transport et de répartition	20
II.3. Les réseaux de distribution	21
III. L'ÎLOTAGE NON-INTENTIONNEL	22
III.1. Une situation mal connue par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)	23
III.2. Définition de l'îlotage non-intentionnel dans le cadre de ces travaux	25
III.3. Conséquences de l'îlotage non-intentionnel	26
III.4. Plan de protection	27
III.4.1. Types de défauts.....	28
III.4.2. Régime de mise à la terre des transformateurs HTB/HTA.....	29
III.4.3. Dispositifs d'ouverture.....	31
III.4.4. Automates de reprise de service.....	32
III.4.5. La protection de découplage	34
III.5. De nouvelles réglementations	39
III.5.1. Etude de l'ENTSO-E.....	39
III.5.2. De nouvelles fonctions de régulation	41
III.6. Etude théorique	42
III.6.1. Test du circuit oscillant	42
III.6.2. Etude statique	44
III.7. Méthodes de détection de l'îlotage non-intentionnel	47
III.7.1. Méthodes passives.....	47
III.7.2. Méthodes actives.....	49
III.7.3. Méthodes hybrides	52
III.7.4. Méthode reposant sur les télécommunications.....	52
IV. CONCLUSION	53

I. Introduction

La construction des premiers réseaux électriques remonte à la fin du XIX^{ème} siècle lorsque des micro-réseaux ont été créés afin d'alimenter les divers moyens de transport électriques dans les villes. Ceux-ci n'étaient pas interconnectés et fonctionnaient à des niveaux de tensions et des fréquences différentes les uns des autres. Ce n'est que dans les années 1930 que la construction d'interconnexions de forte tension inter-régions est décidée. A la fin de cette même décennie, la France lance un plan d'interconnexion national qui permettra au réseau français de devenir le réseau le plus dense à cette époque. S'en suivent de nombreuses années à améliorer la qualité de service et la sécurité sur ces réseaux. Près d'un demi-siècle plus tard, un grand changement commence à s'opérer : l'avènement des énergies renouvelables. L'énergie électrique n'est plus seulement produite par les grandes centrales mais l'est également par des générateurs d'énergie décentralisés (GED). Ce changement mène le réseau électrique vers l'ère des réseaux intelligents (« smartgrids ») et comporte de nombreux défis comme la modification des outils de planification ou la réévaluation du plan de protection ; ce dernier comprend le sujet principal de ces travaux, à savoir, l'étude du phénomène d'îlotage non-intentionnel.

Ce chapitre présente des généralités nécessaires à la compréhension de la suite des travaux. Le réseau électrique est décrit ainsi que le phénomène d'îlotage non-intentionnel. Un état de l'art concernant les méthodes de détection académiques de l'îlotage non-intentionnel est présenté (seules méthodes accessibles pour des raisons de confidentialité de la part des équipementiers). Cette partie expose également quelques évolutions à venir, comme l'ajout de fonctions de régulation dans les onduleurs photovoltaïques et l'accroissement de la production décentralisée, qui pourraient augmenter le risque d'îlotage non-intentionnel. Ces bouleversements ajoutés à l'augmentation du nombre de producteurs décentralisés dans le réseau, pourraient mener, à terme, à des risques d'îlotages non-intentionnels plus élevés qu'auparavant.

II. Le système électrique

II.1. Un système complexe en constante évolution

Le système électrique est complexe par de nombreux points [CAI04]. D'abord, le nombre de composants tels que les lignes, transformateurs, charges ou les producteurs est très important. Ensuite, le réseau est très grand, l'emplacement des producteurs ainsi que des clients n'est pas maîtrisé par les gestionnaires de réseau et est en constante évolution. On peut ajouter également la nécessité de conserver un équilibre entre les puissances produites et les puissances consommées à tout instant et à ce titre, d'être capable de prévoir la consommation à l'avance afin de pouvoir ajuster la production (des mécanismes d'équilibrage dits « de réglage de fréquence » aident à l'ajustement « exact » de l'équilibre production = consommation en temps-réel). Enfin, les nombreux phénomènes physiques comme les échanges thermiques, les phénomènes de propagation des ondes, ainsi que la taille des réseaux, rendent ce système difficile à modéliser et à simuler entièrement avec la puissance de calcul actuelle de nos ordinateurs. La structure verticalement intégrée du réseau électrique traditionnel est présentée en Figure I-1. La Figure I-2 représente le réseau électrique dans le contexte des « smartgrids » avec les nouveaux équipements sur le réseau électrique de distribution comme les GED, les véhicules électriques ou les compteurs communicants. On y voit plusieurs niveaux de tension

définis en France par l'UTE C 18-510 qui correspondent aux différents niveaux de tension sur le réseau [LEG88]. Les grandes centrales de production produisent à des niveaux de tension de l'ordre de 15 à 20 kV, la puissance transite ensuite via différents niveaux de tension avant d'atteindre les clients ; elle passe ainsi de 400 kV sur le réseau de transport, ce qui correspond à de la haute tension B (HTB), à 63 kV sur le réseau de répartition (HTB également) via des niveaux intermédiaires de 225 kV et 90 kV, pour passer ensuite à 20 kV sur le réseau de distribution haute tension A (HTA), enfin à 400 V sur les réseaux de distribution basse tension (BT).

Ces niveaux de tensions ne sont pas choisis arbitrairement, le but principal recherché est de transporter l'énergie électrique tout en limitant les pertes par effet Joule. Ces pertes dépendent du carré du courant efficace. A puissance injectée égale, plus le niveau de tension est élevé, moins il y a de courant et donc moins il y a de pertes. D'autres paramètres limitants entrent en jeu dans le choix du niveau de tension comme, par exemple, l'augmentation de l'encombrement du réseau pour se prémunir du risque de décharge partielle qui augmente avec la tension. Ou encore, le compromis entre le coût d'investissement, qui dépend pour une grande part du point précédent, et le coût de fonctionnement qui dépend beaucoup des pertes Joules.

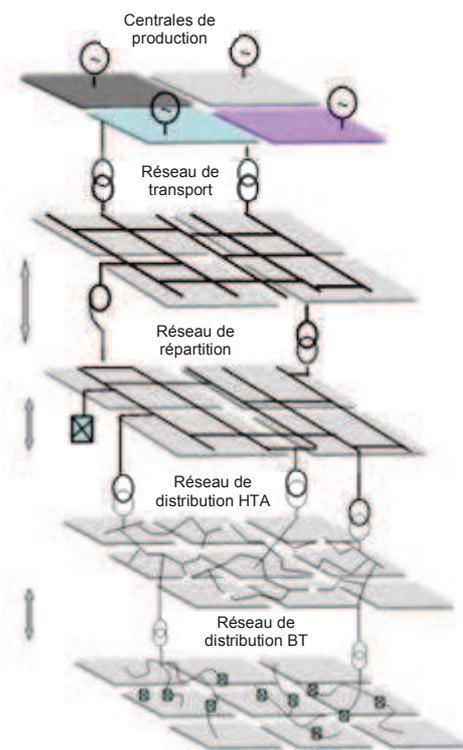


Figure I-1 – Organisation du système électrique « traditionnel » [JEC11]

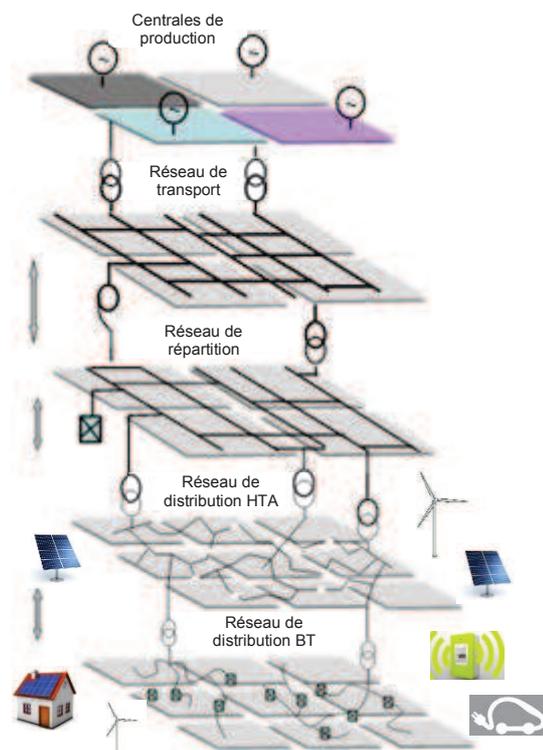


Figure I-2 – Organisation du système électrique dans le contexte « smartgrid »

Nous avons présenté dans cette partie le système électrique et donné quelques informations sur sa complexité. Nous allons maintenant nous intéresser aux réseaux électriques en commençant par le réseau de transport et de répartition.

II.2. Le réseau de transport et de répartition

Le réseau de transport et le réseau de répartition, réunis sous l'appellation unique de réseau de transport aujourd'hui, sont gérés, en France, par l'opérateur Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Il s'agit d'un réseau maillé, c'est-à-dire que l'électricité peut alimenter un nœud suivant plusieurs itinéraires, ce qui a pour avantage de conserver une excellente qualité de service même lors de la perte d'un ouvrage. En France, le réseau de transport représente environ 100 000 km de lignes électriques. La Figure I-3 présente un visuel des lignes du réseau de transport en France.

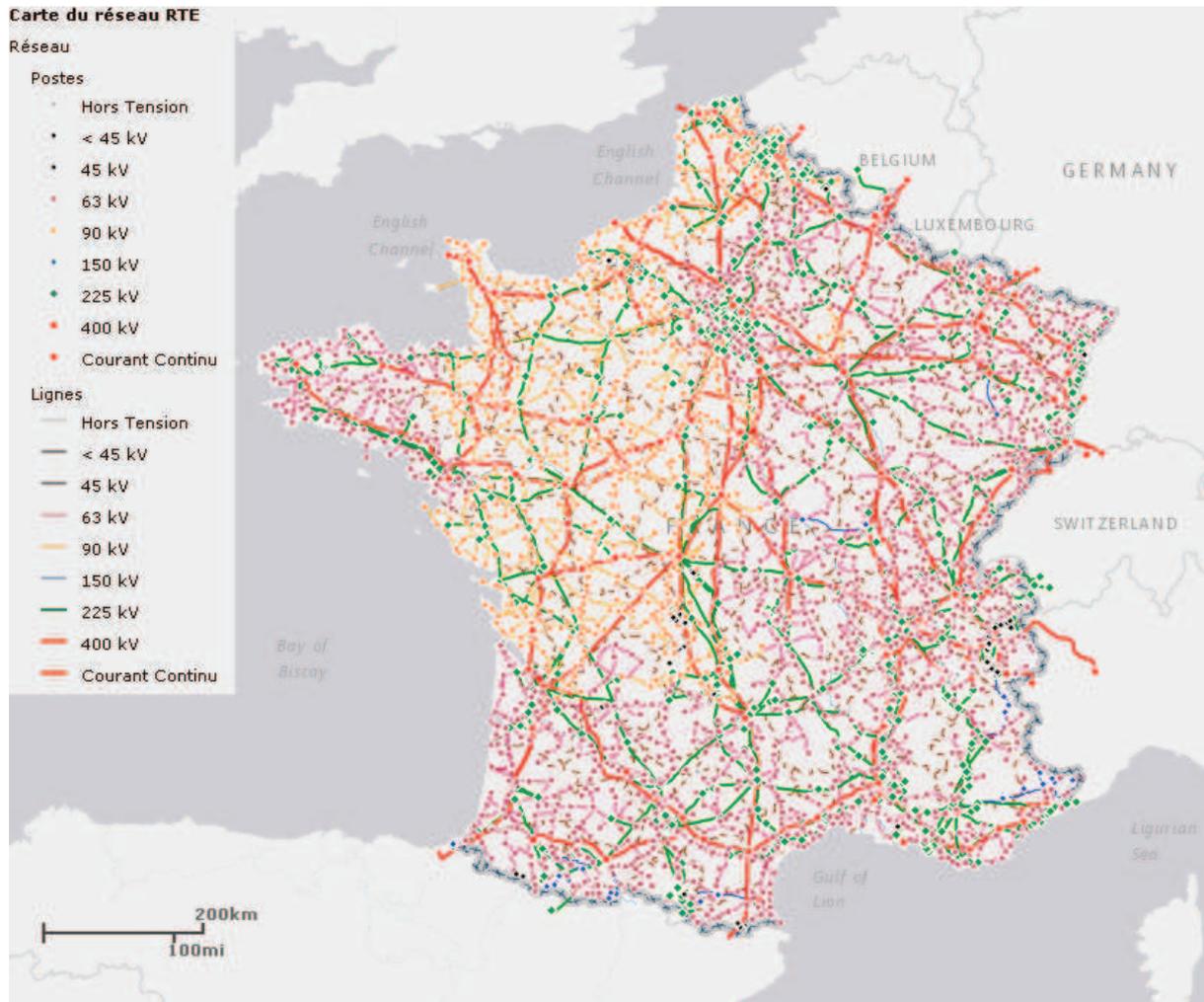


Figure I-3 – Carte des lignes haute tension en France métropolitaine [RTE16]

En Europe, les réseaux de transport sont interconnectés, ce qui favorise les échanges commerciaux et l'entraide en cas d'incident. L'intérêt de l'interconnexion réside également dans la mise en commun des moyens de réglage de fréquence, car il est moins coûteux pour un réseau de grande taille, de conserver une fréquence proche de sa fréquence de consigne en mutualisant les moyens de réglage. Les gestionnaires de réseau de transport doivent conserver assez de réserve immédiatement mobilisable, typiquement des centrales en charge partielle ou en attente, afin de remplacer la puissance « perdue ». Les différents mécanismes de réglage de fréquence sont explicités en section III.5.1.

Note : l'interconnexion ne comporte pas uniquement des effets positifs, car elle peut favoriser la propagation d'incidents et mener à des « blackouts » (pannes généralisées) de grande ampleur.

II.3. Les réseaux de distribution

En France métropolitaine, près de 95 % des réseaux publics de distribution sont gérés par l'opérateur Enedis. Les 5 % restants sont gérés par des régies et des entreprises locales de distribution (ELD). Enedis gère environ 1.3 million de kilomètres de lignes pour desservir 35 millions de clients et plus de 320 000 sites de production. Pour distribuer l'énergie, Enedis exploite 769 494 postes de transformation HTA/BT et 2247 postes sources (chiffres de 2014) [ENE16].

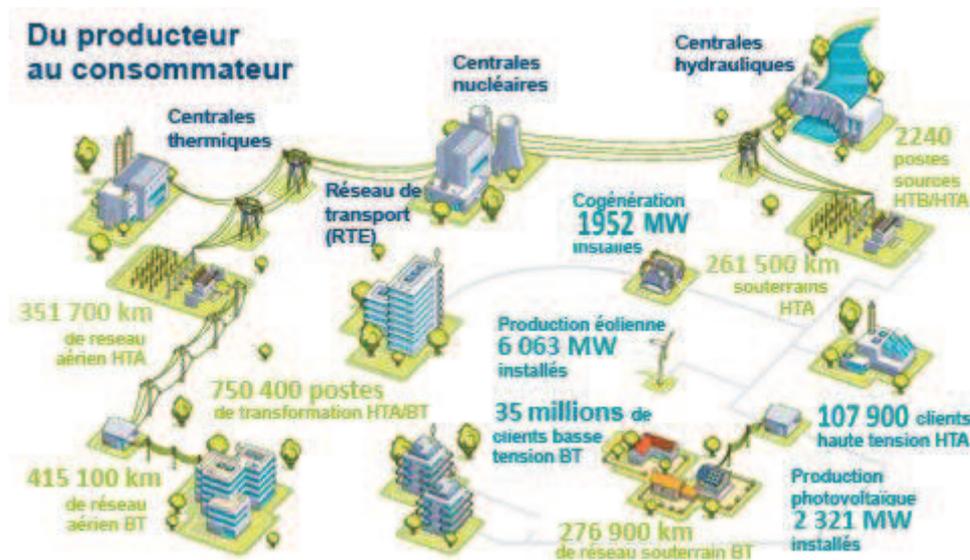


Figure I-4 – Quelques chiffres concernant le réseau de distribution géré par Enedis en France [ENE16]

Le réseau de distribution français est créé bouclé (maillage « léger ») mais il est exploité, en régime normal, en architecture radiale. Cela veut dire qu'en fonctionnement normal, les boucles sont ouvertes, et qu'en cas d'incident, on peut en fermer certaines tout en ouvrant d'autres (pour rester en opération radiale), afin de reconfigurer le réseau et isoler le défaut. La Figure I-5 présente un exemple d'architecture radiale ; il met notamment en évidence différents schémas d'alimentation (coupure d'artère, double dérivation et simple dérivation), trois postes sources HTB/HTA (A, B et C), des départs (A1 à A5, B1, B2, C1 et C2), les états en régime normal d'exploitation des interrupteurs (NF : normalement fermé et NO : normalement ouvert) et une multitude de postes HTA/BT. La raison principale de ce mode d'exploitation se situe au niveau du plan de protection. En effet, le choix et les réglages des protections sont plus complexes lorsque les flux peuvent être bi-directionnels. De plus, l'exploitation du réseau en maillé engendrerait des circulations de puissances inutiles et des pertes car les tensions des secondaires des postes sources sont différentes (via les régulateurs en charge). Il convient de noter qu'Enedis peut par exemple boucler son réseau, sur de courtes durées, pour transférer une partie de réseau HTA d'un poste source à un autre.

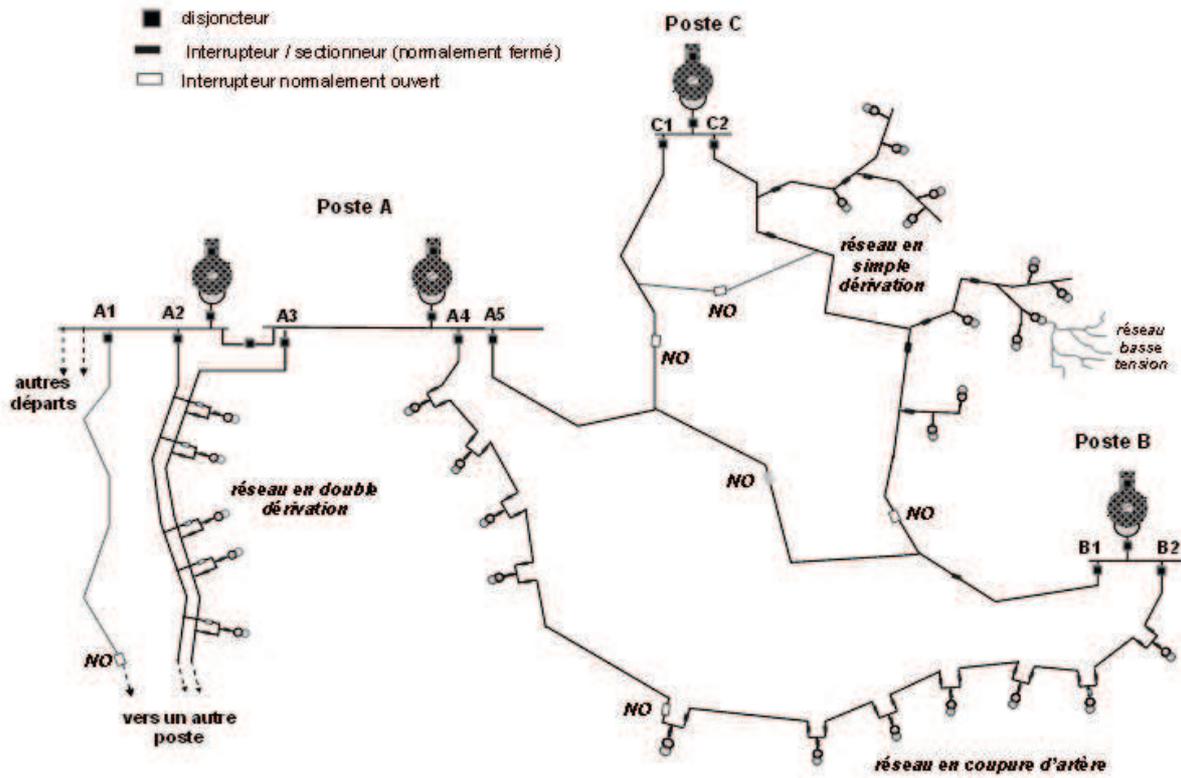


Figure I-5 – Structure des réseaux de distribution en France [JEC11]

Nous allons maintenant introduire la notion d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution qui est le cœur de ces travaux.

III. L'îlotage non-intentionnel

Parmi les nouveaux défis qu'amène la production décentralisée, se trouve l'îlotage non-intentionnel. Il s'agit de la situation qui consiste à ce qu'une partie du réseau, électriquement déconnectée du réseau global via l'ouverture d'une protection, reste alimentée par la production locale.

Les Figure I-6 et la Figure I-7 présentent respectivement le fonctionnement normal du réseau électrique de distribution et l'îlotage de ce même réseau.

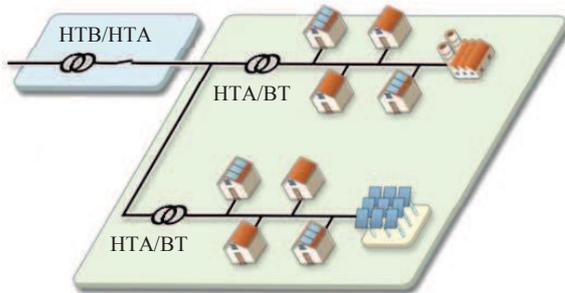


Figure I-6 – Fonctionnement normal d'un réseau de distribution

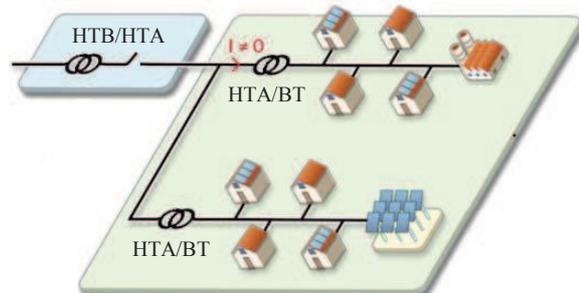


Figure I-7 – Situation îlotée d'un réseau de distribution

III.1. Une situation mal connue par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)

Un questionnaire a été élaboré dans le cadre des travaux de thèse puis envoyé au groupe de travail « Distribution System Design » d'Eurelectric (association des industries de l'électricité en Europe [EUR16]) entre juillet et août 2014. Le but étant d'évaluer le niveau de connaissances général sur l'îlotage des grands gestionnaires de réseaux de distribution européens. Nous avons obtenu en tout neuf réponses de GRD provenant de sept pays différents. Le questionnaire était divisé en trois parties comprenant les thèmes :

- L'expérience actuelle concernant l'îlotage et les critères de détection contre l'îlotage.
- L'évaluation de la probabilité de l'îlotage et les risques associés.
- Le futur des protections anti-îlotage et les voies de recherche.

Les participants avaient le choix entre des réponses prédéfinies, et/ou l'option « autre », qui leur permettait d'entrer une réponse personnalisée. Nous n'avons pas limité le nombre de choix de réponses, ce qui fait que les participants en ont très souvent sélectionnés plusieurs. Les réponses aux trois questions suivantes ont notamment attiré notre attention concernant la connaissance globale de l'îlotage. Le rapport complet anonymisé et envoyé aux participants est disponible en Annexe A.

La première question posée dans le questionnaire était la suivante : si un îlotage non-intentionnel apparaissait sur votre réseau, comment l'identifieriez-vous ? Les réponses des participants sont disponibles dans le Tableau I-1.

Tableau I-1 – Réponses de grands distributeurs européens à la question : si un îlotage non-intentionnel apparaissait sur votre réseau, comment l'identifieriez-vous ?

Si un îlotage non-intentionnel apparaissait sur votre réseau, comment l'identifieriez-vous ?	Nombre de réponses
Détecteur de présence tension	2
Tests de présence tension par les opérateurs	4
Compteurs communicants	1
Nous ne l'identifierions probablement pas	6
Autre	9

On peut facilement voir, à la vue du tableau, qu'il n'y a pas de consensus entre les participants concernant le moyen avec lequel ils détecteraient l'îlotage. On peut noter que parmi les réponses « Autre » (pour laquelle il y avait la possibilité d'écrire manuellement des réponses), quelques participants ont répondu clairement que la situation d'îlotage n'arrivait « jamais » ou qu'elle est « physiquement impossible ». D'autres participants ont expliqué que la situation est possible, mais que les protections sont faites pour l'empêcher. Un autre participant a répondu que la situation pouvait exister mais qu'elle serait facilement détectée par les techniciens sur le terrain, il en conclut que l'îlotage non-intentionnel est virtuellement « impossible » (ce dernier commentaire n'est pas vraiment clair et laisse penser que le participant envisage qu'un technicien serait dépêché sur place, lors d'un îlotage). Les derniers participants ont répondu qu'il était possible qu'un îlotage apparaisse et qu'il pouvait rester non-détecté. Enfin, six des neuf participants ont sélectionné la réponse : « Nous ne

l'identifierions probablement pas » ce qui met en avant le fait que ce phénomène déjà vraisemblablement très rare ne sera pas ou presque jamais détecté.

Des informations supplémentaires ont été récupérées au cours de la présentation des résultats de ce questionnaire, suivie de discussions lors d'une réunion du groupe de travail à Eurelectric à Bruxelles le 18/09/14. Le point de vue consistant à penser que l'îlotage est impossible peut être spécifique à la façon dont les GRD gèrent leur réseau, leur plan de protection, ainsi que les stratégies d'exploitation. Le mot îlotage a pu être interprété de différentes manières par les participants du fait que la durée d'îlotage n'était pas spécifiée. Il y a également pu avoir une confusion entre « détecter » un îlotage non-intentionnel et « l'identifier ». Par exemple, un technicien sur place qui teste la tension sur un départ îloté pourrait voir de la tension et penser, à tort, que la tension provient de l'alimentation via un autre départ ou bien que l'appareil de test est victime de dysfonctionnement.

Une autre question était la suivante : avez-vous des preuves qu'un îlotage non-intentionnel est apparu sur votre réseau ? Les réponses à cette question sont disponibles dans la Figure I-8.

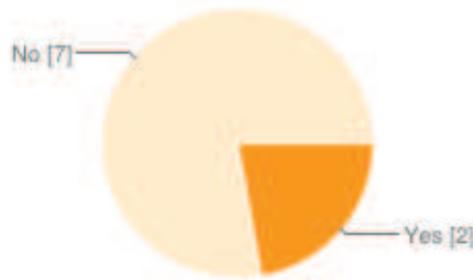


Figure I-8 – Réponses de grands distributeurs européens à la question : avez-vous des preuves qu'un îlotage non-intentionnel est apparu sur votre réseau ?

La majorité de réponse « non » corrobore les avis émis lors de la première question, à savoir que l'îlotage non-intentionnel n'est pas possible pour une partie importante des participants. Deux participants ont répondu « oui » et ont chacun décrit brièvement les causes des événements. Dans un cas, la cause n'a pas été explicitée alors que dans l'autre, le participant explique que l'ouverture de la protection qui mène à l'îlotage provenait d'un dysfonctionnement de la chaîne de communication entre postes sources.

La dernière question que nous expliciterons dans ce chapitre concerne l'évaluation de la probabilité et des risques d'îlotage non-intentionnel. La question posée était : quelle serait la cause d'un îlotage non-intentionnel ? Les réponses des participants sont disponibles en Tableau I-2.

Tableau I-2 – Réponses de grands distributeurs européens à la question : quelle serait la cause d'un îlotage non-intentionnel ?

Quelle serait la cause d'un îlotage non-intentionnel ?	Nombre de réponses
L'ouverture d'une protection	8
Opération de maintenance	5
Incident causé par une personne (par exemple une pelleteuse qui touche des câbles souterrains, chute d'arbre sur des lignes, etc.)	4
Autre	4

Très logiquement, huit des neuf participants ont répondu que l'ouverture d'une protection est une condition nécessaire à l'îlotage non-intentionnel. Pour des raisons inconnues, un des participants n'a pas sélectionné cette réponse. Nous n'avons pas reçu d'informations supplémentaires à ce sujet, mais il aurait été intéressant de savoir pourquoi cette réponse n'a pas été sélectionnée par ce participant. Les résultats des autres choix de réponses sont équilibrés, ce qui montre un manque de consensus parmi les participants sur ce sujet. Les commentaires personnalisés expliquent que l'îlotage non-intentionnel peut apparaître après une erreur humaine ou après l'ouverture d'un organe de manœuvre sans défaut.

Ce sondage nous a permis non seulement de mettre en évidence le fait que le monde industriel avait des voix discordantes sur le sujet. Il nous a également permis de noter qu'il était nécessaire de définir très précisément les termes utilisés, car ceux-ci peuvent mener à une mauvaise compréhension.

III.2. Définition de l'îlotage non-intentionnel dans le cadre de ces travaux

Les résultats du questionnaire présentés dans la partie précédente nous ont permis de remarquer qu'il n'y a pas à ce jour de définition claire de ce qu'est l'îlotage non-intentionnel. Pour éviter toute ambiguïté, nous avons défini, dans le Tableau I-3, différents termes d'îlotages suivant la durée de la présence tension qu'on y détecterait (la présence tension correspond à la détection d'une tension supérieure à 20 % de la valeur de la tension nominale).

Tableau I-3 – Dénomination des îlotages dans ces travaux de thèse

Dénomination	Durée t
Îlotage transitoire	$t < 1 \text{ s}$
Îlotage non-intentionnel	$t \geq 1 \text{ s}$

Nous appellerons îlotage transitoire, toute situation menant à un îlotage de durée inférieure à une seconde. Les durées supérieures seront définies comme des îlotages non-intentionnels. Le seuil fixé à une seconde correspond volontairement à la durée minimum pour laquelle Enedis doit compter une coupure brève.

Nous allons maintenant présenter les conséquences négatives engendrées par l'îlotage non-intentionnel.

III.3. Conséquences de l'îlotage non-intentionnel

De prime abord, on pourrait être tenté de croire que l'îlotage non-intentionnel a un effet positif. En effet, si on se place du point de vue d'un client, lors de l'ouverture d'une protection sur le réseau de distribution sur lequel il est raccordé, celui-ci devrait être déconnecté et l'énergie électrique lui serait indisponible. Or, lors d'un îlotage non-intentionnel, celui-ci conserverait l'accès au réseau en « mode îloté » et ne se douterait pas de la perte du réseau global en amont, ce qui peut paraître positif. En réalité, l'îlotage non-intentionnel cause de nombreux problèmes. Par exemple, la sécurité des personnes n'est plus à son meilleur niveau, en effet, Enedis ne dispose pas de moyen de vérifier, en temps-réel et à distance, si le réseau continue à être alimenté ou non. Ceci entraînerait donc des risques pour les personnes intervenant sur les réseaux. L'îlotage non-intentionnel provoque également un danger pour le matériel raccordé au réseau îloté. Lors d'un îlotage non-intentionnel, la tension et la fréquence varient selon les charges et les productions dans l'îlot. Les équipements sur le réseau et chez les consommateurs ne sont, a priori, pas dimensionnés pour fonctionner lors de variations brutales de fréquence et/ou de tension, ce qui pourrait conduire à leur dégradation. Cette situation pose également des problèmes concernant la qualité de l'énergie. La commission de régulation de l'énergie (CRE) définit la qualité de l'énergie par trois différentes notions [CRE16] :

- La qualité de l'onde de tension comprend les perturbations concernant la forme de l'onde de tension comme les creux de tension ou le taux d'harmonique.
- La qualité de service recouvre les relations entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseau associé (voire même un fournisseur). Cela comprend par exemple des délais de remise en service et les notifications de coupure programmée.
- La continuité d'alimentation (qui englobe les coupures ainsi que les interruptions subies par les utilisateurs). L'article 1 de l'arrêté modificatif du 18 février 2010 modifiant l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport de l'électricité [LEG07] définit les termes de « coupure brève » (interruption de l'alimentation pour une durée supérieure à une seconde et inférieure à trois minutes) et de « coupure longue » (interruption de l'alimentation pour toute durée supérieure à trois minutes). Les coupures inférieures à une seconde ne sont pas classées et sont considérées comme des creux de tension.

Il est très important de noter que les règles imposent à Enedis de décompter les coupures brèves dans le cas où le client est déconnecté du réseau principal et non pas quand le client n'est plus alimenté. Imaginons la situation (très hypothétique) dans laquelle un îlotage non-intentionnel de cinq minutes apparaît sur un départ HTA aérien, avec un dispositif d'inhibition sur un ré-enclencheur en tête de départ (dispositif servant à empêcher la fermeture la protection si une tension est détectée en aval). Dans ce cas, les clients resteraient alimentés par la production locale (sans certitude sur la qualité de l'alimentation car les onduleurs photovoltaïques sont producteurs d'harmoniques) mais Enedis devrait tout de même compter et annoncer une coupure longue à la CRE et ce, même si les clients sont déconnectés pendant une durée inférieure à trois minutes. Cet exemple mène Enedis à s'interroger sur l'impact de la production décentralisée sur la durée d'interruption de l'alimentation. Cet effet n'est pas le seul qui aurait des conséquences négatives. Si un îlotage non-intentionnel apparaît et que le départ en question n'a pas de fonction d'inhibition sur critère de présence tension, alors il se pourrait que le

ré-enclencheur se referme sur un îlot qui a une phase et une tension efficace différentes de la tension du nœud raccordé au réseau global. Enedis limite ce risque en installant des détecteurs de présence tension sur les départs fortement producteurs.

Note : le chapitre II comporte une étude sur les durées typiques des ouvertures des protections en tête de départ comportant de la production.

III.4. Plan de protection

Le plan de protection a pour objectif principal d'éliminer les défauts sur le réseau électrique pouvant présenter un danger pour les techniciens, les personnes, et le matériel raccordé au réseau. Un plan de protection est correctement dimensionné si des dispositions sont prises pour qu'il soit capable :

- d'éliminer un défaut en découplant la partie du réseau défectueuse du système électrique global ;
- d'éliminer un défaut via l'ouverture d'une protection en ne mettant pas en péril le plan de protection de secours (qui correspond au nouveau plan de protection sans cette protection) ;
- de protéger les éléments du réseau (transformateurs, machines tournantes, etc.) ;
- de permettre la modification temporaire du réglage des protections (sensibilité, rapidité) afin que certaines opérations de maintenance soient possibles et en sécurité.

Il doit être sélectif pour ne pas déclencher à tort lors d'un défaut situé sur un autre départ et suffisamment rapide pour protéger les éléments du réseau¹. Il doit aussi être capable de distinguer les défauts sur : un transformateur HTB/HTA, un départ HTA et le jeu de barres HTA afin de consigner la partie du réseau en défaut.

Le plan de protection du réseau de distribution français est coordonné. La Figure I-9 présente un schéma de principe du plan de protection [ENE13A]. On peut voir deux protections de découplage (une en HTA, l'autre en BT) les protections du poste source, la protection du poste HTA/BT ainsi que la protection du réseau BT. La protection en tête de départ nous intéresse tout particulièrement dans ces travaux, car c'est son déclenchement qui pourrait mener à un îlotage non-intentionnel d'un départ. Elle déclenche sur critère de sur-intensité temporisé et, sous conditions explicitées par la suite, est parfois associée à un mécanisme de ré-enclenchement automatique (section III.4.4).

¹ A ce titre, sur le réseau de distribution, des temporisations plus ou moins longues sont associées aux grandeurs mesurées afin de limiter les déconnexions injustifiées. Il s'agit de la sélectivité chronométrique. De plus, certaines limites existent en coordination avec le réseau de transport notamment sur la temporisation des protections.

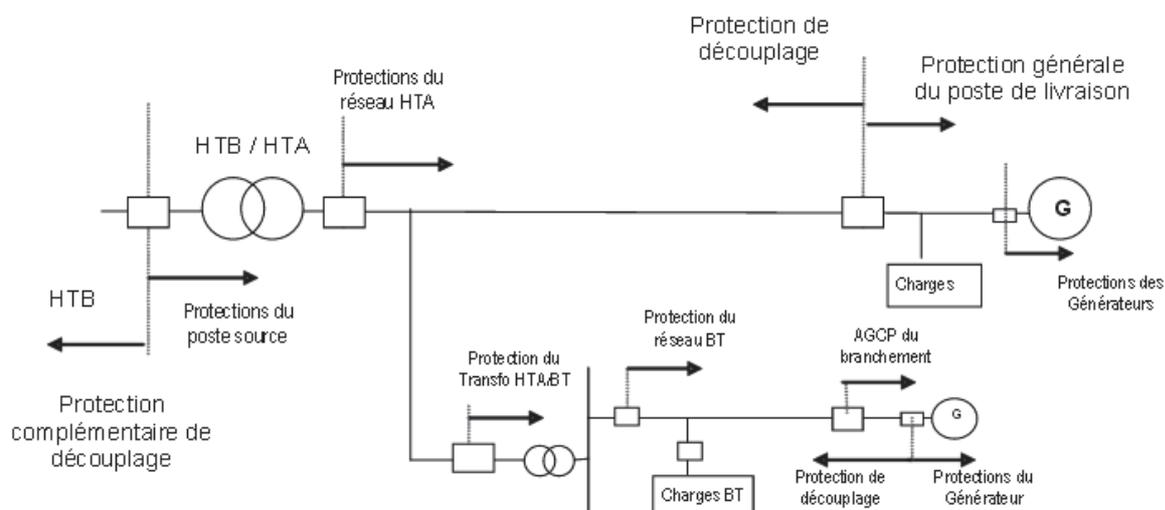


Figure I-9 – Eléments du plan de protection coordonné [ENE13A] (AGCP : Appareil Général de Commande et de Protection)

Nous allons maintenant présenter les défauts en réseau. Dans le cadre de ces travaux, les défauts tels que les défauts sur jeux de barres, dans les transformateurs ou dans les machines ne sont pas étudiés.

III.4.1. Types de défauts

Il existe plusieurs types de défauts sur le réseau électrique. Enedis a mis en place son plan de protection afin d'éliminer les défauts non-permanents sur le réseau en un temps minimum. Le Tableau I-4 décrit les types de défauts tandis que le Tableau I-5 présente leur statistique d'apparition.

Tableau I-4 – Différents types de défauts sur les réseaux HTA [EDF94]

Type de défaut	Origine	Localisation	Traitement par le distributeur	Impact sur le client
Auto Extincteur	Paille, oiseau, humidité	Réseau aérien	Aucun traitement nécessaire	Creux de tension ¹
Fugitif et semi-permanent	Branche, foudre, pollution	Réseau aérien	Automatismes et entretien des réseaux	Coupures de 300 ms à 15 secondes
Permanent Monophasé	Défaillance matériel, agression câble	Réseau souterrain et aérien	Automatisme et dépannage par exploitant	Coupures de quelques secondes à plusieurs heures
Permanent Polyphasé	Défaut câble ou boîte de jonction	Réseau souterrain et aérien	Automatisme et dépannage par exploitant	Coupures et éventuellement creux de tension

¹ Le creux de tension est défini comme une diminution de 10 à 100 % de l'amplitude de la tension pendant un intervalle de temps de 10 ms à 1 s [EDF94].

Tableau I-5 – Statistiques d’apparition des défauts [EDF94]

Types de défauts		Pourcentage	Pourcentage total
Non permanent	Monophasé	76 %	96.6 %
	Biphasé isolé	3 %	
	Biphasé terre	4 %	
	Triphasé	8 %	
	Evolutif	4 %	
	Double	5 %	
Permanent	Monophasé	67 %	3.4 %
	Biphasé isolé	5 %	
	Biphasé terre	4 %	
	Triphasé	7 %	
	Evolutif	17 %	

Nous avons décrit les différents types de défauts ainsi que leur pourcentage d’apparition. Nous allons maintenant voir les régimes de mise à la terre mis en place par les distributeurs pour limiter l’impact des défauts.

III.4.2. Régime de mise à la terre des transformateurs HTB/HTA

Le régime de mise à la terre du neutre HTA détermine essentiellement les caractéristiques des tensions et des courants lors de défauts à la terre. Il existe principalement six solutions techniques de mise à la terre des transformateurs HTB/HTA :

- Le régime de neutre isolé.
- Le régime de neutre à la terre par impédance de compensation (souvent nommé « neutre compensé »).
- Les deux régimes de neutre mis à la terre par impédance limitatrice (dits « neutre résistif » et « neutre réactif »).
- Le neutre directement mis à la terre.
- Le neutre directement mis à la terre et distribué.

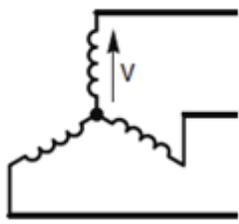
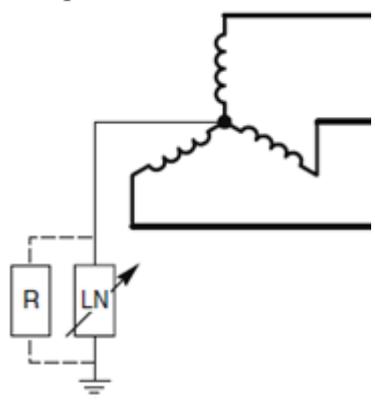
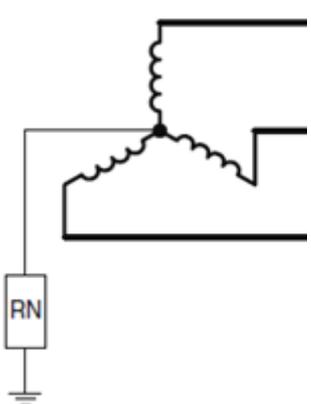
La solution retenue par le distributeur dépend de ses objectifs ; en effet, il n’est pas possible d’avoir une mise à la terre qui permet :

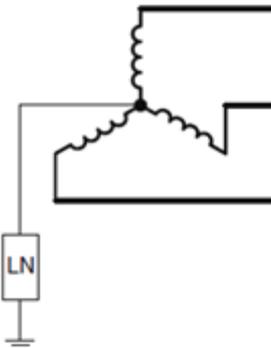
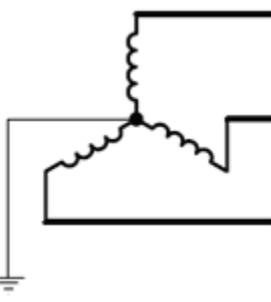
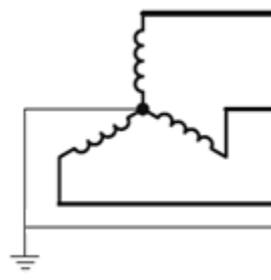
- de limiter les surtensions et les courants de défaut (contraintes techniques),
- d’assurer la sécurité des personnes (contraintes de sécurité),
- d’avoir une excellente continuité de service (contraintes d’exploitation),
- de limiter le coût de mise en œuvre et d’exploitation (contraintes de coûts).

Les distributeurs font donc essentiellement un compromis entre ces critères pour définir leur mode de mise à la terre.

Nous avons répertorié les avantages et les inconvénients de chacune des mises à la terre des transformateurs existantes dans le monde.

Tableau I-6 – Les différents types de protection de découplage des installations en BT [MER05] [EDF94]

Régime de neutre	Avantages	Inconvénients
<p>Isolé</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Fournit une très bonne qualité de service car ne déclenche pas instantanément lors d'un défaut. C'est le second défaut (s'il y en a un) qui fera déclencher les protections. 	<ul style="list-style-type: none"> - Surtensions transitoires par écoulement à la terre potentiellement élevées ; - Sur défaut monophasé franc, les tensions simples atteignent le niveau des tensions composées par rapport à la terre (augmentation de la probabilité d'un second défaut) ; - Surveillance de l'isolement obligatoire afin de garantir que le réseau ne maintient pas un défaut ; - Mise en œuvre des protections sélectives au premier défaut délicate ; - Risques de surtensions créées par ferrorésonance.
<p>Compensé</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminue l'amplitude des courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande ; - Limite les tensions de contact au lieu du défaut ; - Continuité de service de l'installation même en cas de défaut permanent ; - La détection du défaut est signalée par le passage du courant dans la bobine du neutre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé car il faut un mécanisme d'ajustement de la valeur de la réactance afin d'ajuster la compensation ; - Il faut s'assurer que le courant résiduel circulant pendant un défaut n'est pas dangereux pour les personnes ou les biens ; - Surtensions transitoires potentiellement importantes ; - Mise en œuvre des protections sélectives délicates pour le premier défaut.
<p>Résistif</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Bon compromis entre surtension faible et courant de défaut faible ; - N'exige pas l'utilisation de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour les tensions composées ; - Protections adéquates simples, sélectives. 	<ul style="list-style-type: none"> - Moins bonne continuité de service qu'en neutre isolé (déclenchement au premier défaut) ; - Le coût de la mise à la terre croît avec le courant et la tension limités.

<p>Réactif</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Limite les amplitudes des courants de défaut ; - Sélectivité simple si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau ; - Dimensionnement de la bobine peu onéreuse car elle ne doit pas dissiper énormément d'énergie ; - Coût moins important que le neutre résistif. 	<ul style="list-style-type: none"> - Continuité de service moins bonne qu'en neutre isolé ; - L'élimination des défauts phase terre peut engendrer des surtensions dues à la résonance entre la réactance et la capacité du réseau.
<p>Direct à la terre</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Idéal pour l'écoulement des surtensions ; - Pas de protections spécifiques nécessaires, les défauts phase terre sont éliminés par les protections à maximum de courant de phase. 	<ul style="list-style-type: none"> - Forte intensité dans la mise à la terre : danger pour les personnes et pour le matériel ; - Continuité de service impossible ; - Forte augmentation des tensions de contact : dangereux pour le personnel exploitant.
<p>Direct à la terre et distribué</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Bonne maîtrise des surtensions. 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût important (un câble de plus à distribuer).

En France, le neutre HTA n'est jamais distribué ; les régimes de neutre se limitent au neutre résistif (40Ω et 80Ω en aérien, 40Ω en souterrain), au neutre « impédant » ($40 + 40j$ et $40 + 12j$ en aérien et $12 + 12j$ en souterrain) ou au neutre réactif ($40j$ en aérien et $12j$ en souterrain). A titre indicatif, le neutre résistif tend à être remplacé par le neutre compensé. Ces valeurs de mise à la terre seront utiles dans le chapitre III pour l'étude des défauts monophasés sur la HTA invisibles pour la BT.

Nous avons présenté les différents régimes de neutre possibles, nous allons maintenant voir quelques automates de reprise présents sur les réseaux HTA.

III.4.3. Dispositifs d'ouverture

Il existe plusieurs types d'organes de coupure sur les réseaux électriques. Par exemple, le disjoncteur est un dispositif électromécanique de protection dont la fonction est d'interrompre le courant de défaut sur un circuit électrique ; il dispose donc d'un pouvoir de coupure. Le sectionneur est un dispositif de

protection qui permet de désolidariser mécaniquement deux parties d'un réseau. Contrairement au disjoncteur, il n'a pas de pouvoir de coupure, ce qui implique qu'il faut que le réseau ne soit pas alimenté pour l'utiliser sans risquer des dommages. Enfin, le fusible (notamment utilisé en BT) est un organe de sécurité dont le rôle est de fondre lors d'un passage de courant trop élevé, ouvrant ainsi le circuit électrique.

III.4.4. Automates de reprise de service

Dans l'esprit de [EDF94], il existe quatre types d'automates de reprise de service sur les réseaux HTA aérien. Le premier consiste à mettre directement à la terre une phase en défaut monophasé pour éliminer l'arc électrique (disjoncteur shunt). Un exemple de défaut monophasé à la terre est visible en Figure I-10, dans cet exemple, la phase 1 est en défaut, l'automate de reprise de service va alors mettre à la terre temporairement la phase 1 afin d'éteindre l'arc électrique. Si le défaut n'est pas permanent, l'arc ne réapparaît pas lorsque la mise à la terre est retirée.

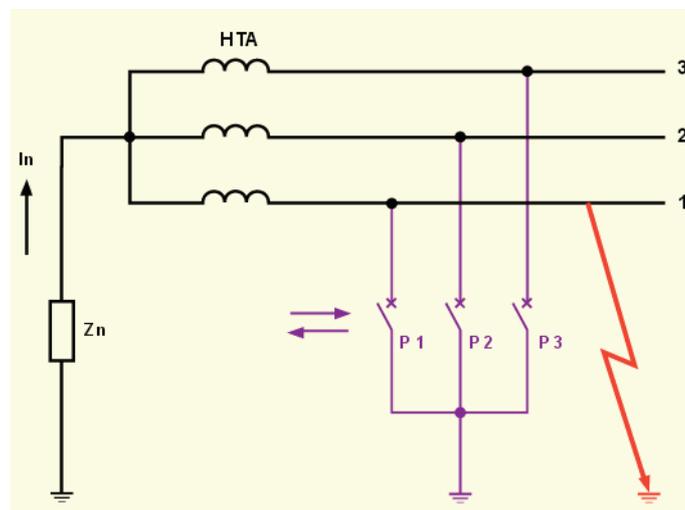


Figure I-10 – Dispositif de mise à la terre d'une phase sur défaut monophasé à la terre [EDF94]

Le deuxième automate s'appelle le chercheur de terre résistive, il a pour objectif de déterminer lequel des départs est en défaut, dans le cas d'un défaut fortement résistif, en ouvrant successivement les départs en aval tout en surveillant le courant à la terre. Si le courant à la terre disparaît à l'ouverture d'un départ alors il s'agit du départ en défaut. Le troisième automate se nomme l'automatisme de permutation transformateur, il permet de reprendre automatiquement la charge d'un transformateur en défaut, en fermant un interrupteur de couplage normalement ouvert situé entre le transformateur sain et le transformateur en défaut. Enfin, le dernier automate de reprise de service s'appelle le ré-enclencheur automatique. Le disjoncteur en tête de départ d'un réseau aérien peut-être équipé d'un automate lui imposant un cycle automatique d'ouvertures et de fermetures. Ce type d'automate se trouve uniquement sur les réseaux aériens et mixtes car ceux-ci sont sujets aux aléas climatiques et naturels (on considère qu'un défaut sur un départ souterrain est permanent). Un cycle type de ré-enclencheur est visible en Figure I-11.

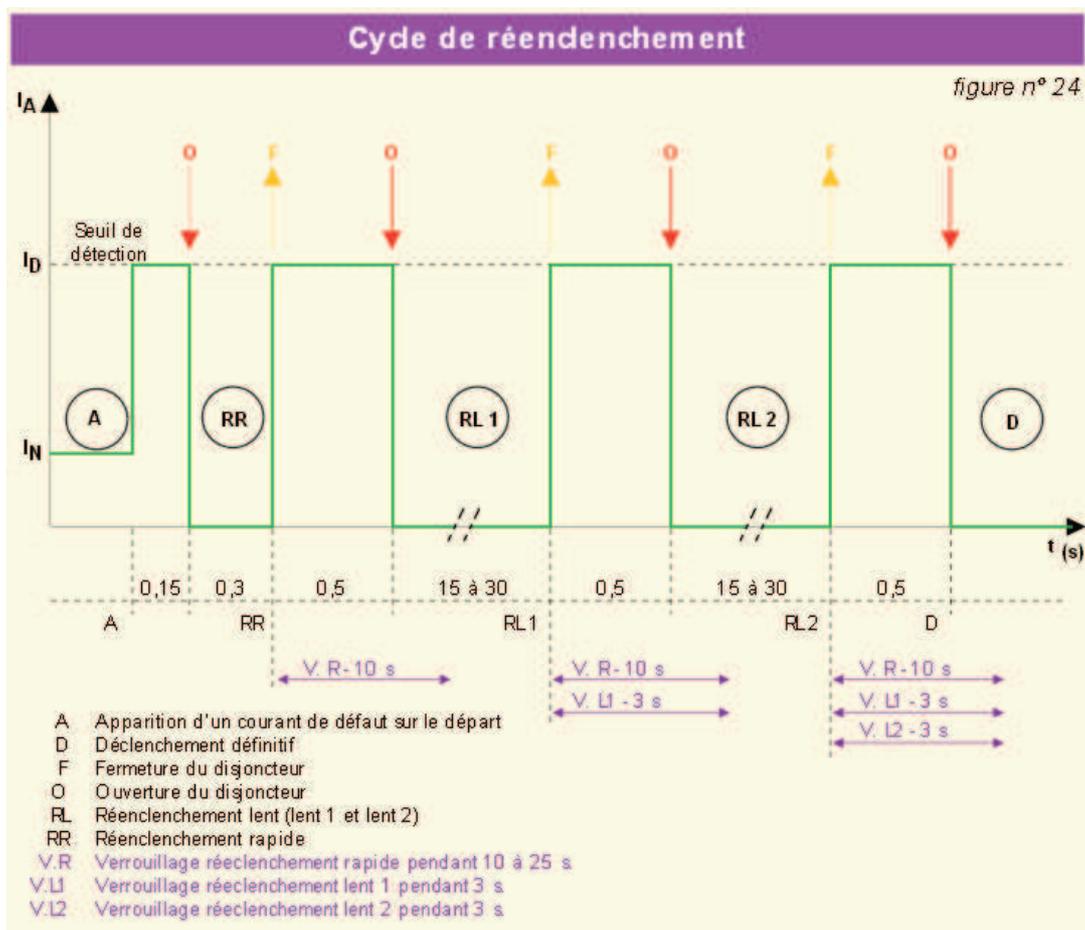


Figure I-11 – Cycle de ré-enclenchement typique d'un automate de reprise de service sur un départ HTA aérien [EDF94]

Ce cycle a été étudié afin d'éliminer un maximum de défauts non-permanents sans nécessiter d'intervention humaine sur le terrain. La protection commence par être inhibée 60 ms pour laisser le temps aux défauts auto-extincteurs de s'éteindre d'eux-mêmes. Ensuite, si le défaut se maintient entre 60 et 100 ms, la protection réagit en fonction de la forme d'onde du courant de défaut (qui correspond au passage par zéro du courant). La chaîne de commande de la protection doit envoyer un ordre d'ouverture si le défaut dure plus de 100 ms. Les 150 ms annoncées correspondent au temps total de réaction de la chaîne. Les 300 ms de durée d'ouverture permettent d'éliminer les défauts fugitifs et d'attendre l'ouverture effective de la protection, en effet, les arcs électriques vont naturellement se désioniser pour ne plus réapparaître lors de la fermeture. Ensuite, l'ouverture dite « longue » (de 15 à 30 s) permet d'éliminer les défauts semi-permanents. Enfin, si le défaut se maintient, le ré-enclencheur va reprendre une séquence d'ouverture longue et si le défaut persiste, va définitivement s'ouvrir jusqu'à une intervention humaine consistant à localiser le défaut puis dépanner le départ. Dans ce cas, l'Agence de Conduite Régionale des réseaux (ACR) va entreprendre des manœuvres à distance afin d'alimenter, par d'autres voies, les parties saines du réseau hors tension.

Note : pour les départs HTA sur lesquels il y a un producteur, Enedis peut installer un « détecteur de présence tension » qui a pour fonction d'inhiber le cycle de ré-enclenchement du disjoncteur en tête de départ, lorsqu'une tension non négligeable est détectée en aval.

III.4.5. La protection de découplage

Toute installation de production d'électricité est équipée d'une protection de découplage destinée à déconnecter le moyen de production, en cas de situation perturbée sur le réseau public de distribution auquel il est raccordé, en particulier sur incident. Aujourd'hui, en France, la détection est réalisée en comparant des mesures de tension et de fréquence à des seuils ; si la mesure est en dehors de la plage autorisée, la protection déclenche (suivant la temporisation associée au seuil).

III.4.5.1. En BT

En France, à ce jour, la protection de découplage en BT est soumise à la prénorme : DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014 [DIN13]. Celle-ci traite du dispositif de déconnexion automatique entre un système et le réseau public basse tension. En fonction du type de protection installée, les seuils sont plus ou moins proches de la fréquence nominale et de la tension nominale. Le Tableau I-7 présente les types de protections de découplage installés en BT. La protection de type B.1 est peu répandue, et est réservée aux installations de production raccordées à la BT. La protection de découplage selon les prénormes de type « DIN VDE » est généralement intégrée dans l'onduleur ou dans le sectionneur automatique. A ce jour, la prénorme en vigueur prévoit que tout site de production photovoltaïque en BT doit être raccordé avec ce type de protection (tandis qu'auparavant, l'ancienne prénorme préconisait cette protection pour des puissances inférieures à 5 kWc [DUV10]).

Tableau I-7 – Les différents types de protection de découplage des installations en BT [ENE13A]

Protections de découplage BT	Type B.1	Sectionneur automatique DIN VDE 0126	Sectionneur automatique DIN VDE 0126-1-1 et DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2013-VFR 2014 (Pré-norme en vigueur)	
Détection des défauts monophasés HTA	Non réalisée	Non réalisée	Non réalisée	
Séparation du réseau amont	Non réalisée	Max impédance raccordement amont $Z_{rac} < 1,25$ puis $1,75\Omega$ $\Delta Z_{rac} < +0.5 \Omega$ Temporisée 5 secondes	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	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	Mini de V Instantanée 80% V_n	
	Max de V Instantanée 115% 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 49,8 Hz	Mini de f Instantanée 47,5 Hz	
	Maxi de f Instantanée 50,5 Hz	Maxi de f Instantanée 50,2 Hz	Maxi de f Instantanée	
DIN VDE 0126-1-1			DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2013	DIN VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014
Demandes qualifiées jusqu'au 31.08.2013			Demande qualifiée à partir du 01.05.2013 et jusqu'au 30.06.2014	Demande qualifiée à partir du 01.05.2014
		50,2 Hz	50,4 Hz	50,6 Hz

Où V est la tension simple efficace et f est la mesure de fréquence.

Le test du circuit oscillant évoqué à la ligne « Séparation du réseau amont » du tableau ci-dessus est très important dans ces travaux et sera explicité en section III.6.1. Cette ligne sert à détecter la perte du réseau en amont du producteur BT et ainsi détecter d'éventuels débuts d'îlotages.

III.4.5.2. En HTA

Les six types de protections de découplage exclusives à la HTA sont présentés dans le Tableau I-8.

Tableau I-8 – Les six différents types de protection de découplage des installations en HTA [ENE13A]

Type de protection / Fonction à assurer	Type H.1	Type H.2	Type H.3	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 49,5 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47,5 Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47Hz	Mini de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 47Hz
	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 51 Hz	Maxi de f instantanée 50,5 Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 51Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 52Hz	Maxi de f temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 52Hz
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)

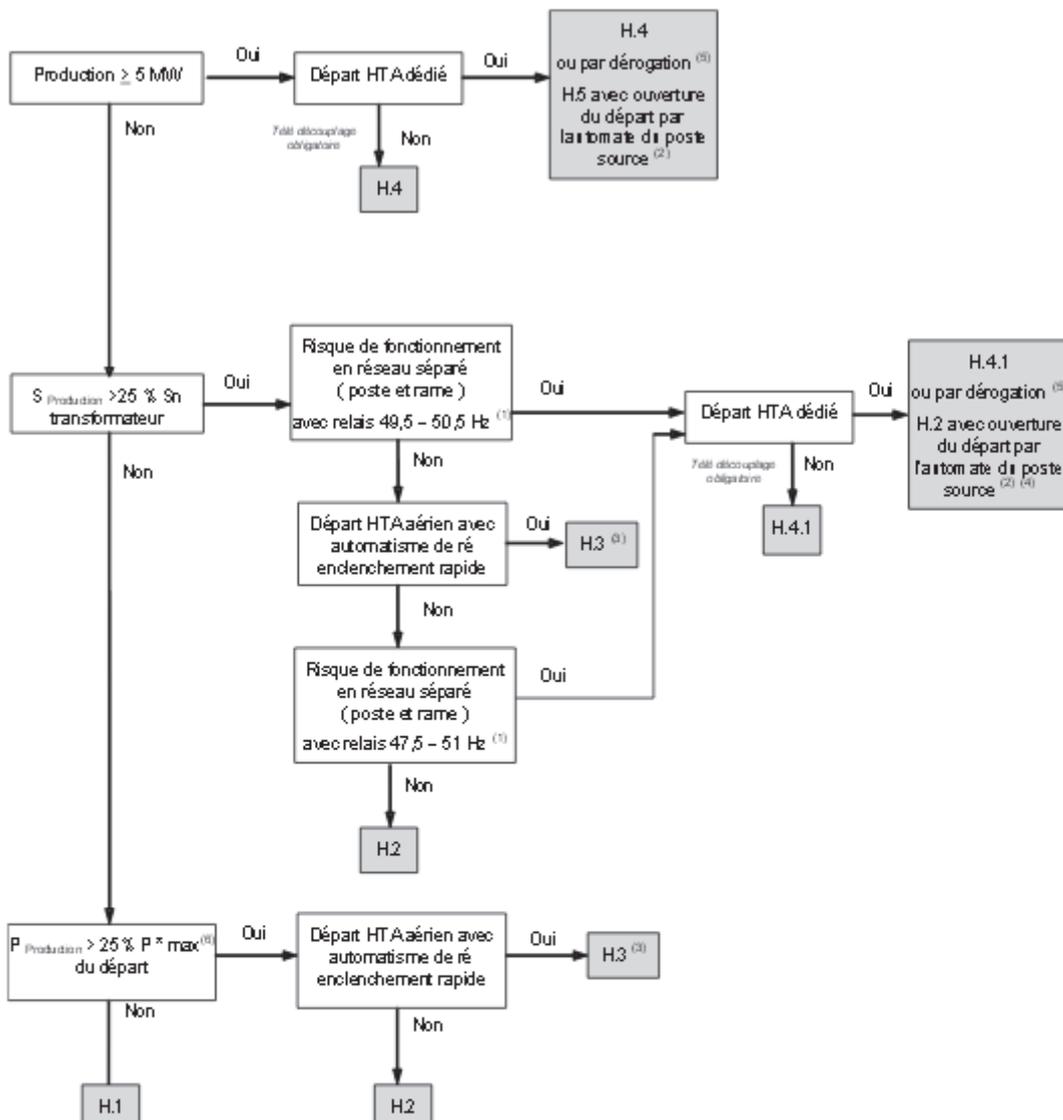
Où : V_n est la tension nominale phase terre, U_m est la tension nominale entre phase, V_0 est la tension homopolaire et U représente la tension efficace entre phase.

Le choix de la protection à installer dépend de l'arbre de décision présenté en Figure I-12. Cet arbre évalue le potentiel d'un départ à fonctionner en réseau séparé via différents critères comme la capacité de l'installation de production à alimenter la consommation locale. En fonction du résultat des tests à ces différents critères, les seuils et les temporisations de la protection de découplage sont plus ou moins élevés.

Les protections de types H.1 et H.2 sont préconisées lorsqu'il y a peu de risque de marche en réseau séparé. Pour la protection H.1, les seuils ne sont pas associés à des temporisations, ce qui rend la protection très sensible et par conséquent sujette à des déconnexions injustifiées. Cette protection est installée uniquement si la perte de la production impacte très faiblement la tension locale (inférieure à 1 %). La protection H.2, similaire à la protection H.1, est moins sujette aux déconnexions intempestives du fait de sa temporisation sur le critère concernant les défauts monophasés. Pour les départs avec ré-enclencheur automatique, Enedis souhaite que les installations de production se déconnectent avant la première reconnexion du ré-enclencheur. Par conséquent, Enedis propose une protection de découplage à seuils resserrés afin d'assurer un découplage rapide. Cette protection pose aujourd'hui des problèmes car l'ENTSO-E demande à ce que ces seuils resserrés soient élargis (cf. section III.5.1). En effet, l'ENTSO-E craint, qu'à très court terme, la fréquence varie suffisamment pour qu'elle sorte des seuils des protections de type H.3 et que les installations de production avec cette protection se découplent aggravant ainsi le déséquilibre production/consommation dans le système électrique¹. L'élargissement de ces seuils mène Enedis à se questionner sur son impact ; on peut facilement envisager que l'élargissement des seuils entraîne un ralentissement, voire un dysfonctionnement des ré-enclencheurs, augmentant ainsi le nombre de coupures brèves ou bien pouvant transformer des coupures brèves en des coupures longues. Enedis travaille actuellement sur la définition d'un nouveau critère permettant de respecter la demande de l'ENTSO-E sans diminuer la sensibilité de la protection à l'îlotage non-intentionnel. Les protections de types H.4.1 et H.4 sont particulières car elles intègrent une fonction de télé-découplage. La protection H.4 est sélectionnée quand la puissance de l'installation est supérieure à 5 MW et que celle-ci est raccordée à un départ dédié. Enedis demande à ce qu'une protection H.4.1 soit installée lorsqu'il y a des risques avérés de fonctionnement en réseau séparé pour des installations de production inférieures à 5 MW et un rapport production maximale sur puissance nominale du transformateur supérieur à 0.25. Enfin, la protection de type H.5 est uniquement choisie pour un producteur de puissance nominale supérieure à 5 MW sur un départ dédié avec l'obtention d'une dérogation. Le producteur s'engage à installer une fonction de télé-découplage si après raccordement d'un autre utilisateur et après étude, Enedis considère qu'il y a un nouveau risque.

Remarque : la protection de type H.3 devrait être remplacée dans un futur très proche, par une protection de type H.3.1 comportant un nouveau critère sur le df/dt .

¹ Il y a aujourd'hui environ 1000 installations de production raccordées avec une protection de type H.3 dont à proportion égale, de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque.



(1) Voir § - Détermination du risque de maintien en réseau séparé.

(2) Le départ P producteur est ouvert par ordre de l'automate du poste source, notamment en cas de permutation automatique de transformateur, de déclenchement d'une Protection Voltmétrique Homopolaire HTB, d'ouverture de l'arrivée du transformateur.

(3) La protection de type H.3 est associée à un relais de présence tension en retour pour permettre l'extinction du défaut et prévenir les faux couplages.

(4) Dans le cas rare d'un départ dédié en aérien avec automate de ré enclenchement rapide, le type de protection de découplage minimal est le type H.3

(5) La dérogation, à valider par le Demandeur, consiste à installer selon le cas une protection H.5 ou H.2 tant qu'il n'y a pas d'autres utilisateurs sur le départ. Si, par la suite, le départ accueille d'autres utilisateurs, l'étude est refaite. ERDF pourra demander l'installation d'une protection H.4 ou H.4.1 (ajout d'un télé-découplage) par avenant à la Convention de Raccordement.

(5) Voir la définition de P* max dans le Glossaire.

Figure I-12 – Arbre de décision pour les sites de puissance supérieure à 250 kVA sur la HTA [ENE13A]

Nous avons défini dans cette partie le plan de protection mis en place par Enedis pour lutter contre les défauts et l'îlotage non-intentionnel. Nous allons maintenant voir l'impact des nouvelles réglementations sur le phénomène d'îlotage non-intentionnel.

III.5. De nouvelles réglementations

III.5.1. Etude de l'ENTSO-E

Un rapport de l'ENTSO-E (« European Network of Transmission System Operators for Electricity ») a alerté les gestionnaires de réseaux européens, au sujet des seuils de fréquences utilisés dans les protections de découplage des onduleurs photovoltaïques [ENT14A]. Cet organisme s'est questionné sur les conséquences d'un déclenchement massif de tous les onduleurs photovoltaïques dans un cas où la fréquence dépasse 50.2 Hz (probabilité d'occurrence de deux événements tous les dix ans). C'est notamment à partir de cette étude que le seuil en fréquence haute a graduellement été augmenté en France, pour les installations de production situées en BT (sans effet rétroactif). Aujourd'hui, le seuil en fréquence haute est de 50.6 Hz ; cette valeur n'a pas été choisie arbitrairement, car une étude des seuils des pays voisins a été réalisée afin d'éviter d'autres modes communs. Le Tableau I-9 présente, après recalibrage des protections en Italie et en Allemagne, les puissances installées dans les pays principaux producteurs d'énergie décentralisée en Europe en fonction des seuils de fréquence haute des protections de découplage.

Tableau I-9 – Puissance des GED installée (en MW) pour quelques pays d'Europe après recalibrage en Allemagne et en Italie (d'après un questionnaire de l'ENTSO-E de 2014) [ENT14B]

	49.5 Hz	49.6 Hz	49.7 Hz	49.8 Hz	50.2 Hz	50.3 Hz	50.4 Hz	50.5 Hz
PV	3 985	0	307	959	6 657	1 337	0	4 804
Eolien	1 333	201	10	388	415	690	201	2 513
Autre	1 783	201	0	894	1 109	290	0	1 674
Total	7 101	402	317	2 241	8 181	2 317	201	8 991

Nous remarquons que de nombreuses installations photovoltaïques en Europe ont des seuils très proches de la fréquence nominale du réseau. Nous allons nous intéresser plus particulièrement au seuil de 50.2 Hz car il s'agit non seulement du seuil le plus proche de 50 Hz avec la plus grande puissance installée, mais en plus du seuil réglé dans un grand nombre d'onduleurs BT en France.

Pour aller plus loin, il est nécessaire de présenter le réglage de fréquence mis en place sur le réseau européen. La fréquence est, par construction du réseau, le miroir du déséquilibre en puissance active production-consommation dans le système. Lorsque cette différence est positive, la fréquence augmente, et réciproquement, lorsqu'elle est négative, la fréquence diminue. Sans régulation spécifique ni anticipation parfaite de la consommation, ce système est instable. Pour conserver la fréquence dans des seuils acceptables et limiter les effets des erreurs de prévision, les centrales de production qui participent au réglage de la fréquence ajustent leur production en fonction de la fréquence mesurée.

Il existe un mécanisme hiérarchique de réglage de fréquence en trois étapes appelé réglages primaire, secondaire et tertiaire. Le réglage primaire est automatique et local (sur les groupes de production) et il repose sur un correcteur proportionnel qui permet de revenir à l'équilibre production = consommation. Les exigences réglementaires européennes de l'ENTSO-E, prévoient que la réserve primaire doit pouvoir être mobilisée en totalité en moins de 30 s dont 50 % de cette réserve doit être mobilisable en moins de 15 s [RTE09]. Le réglage secondaire est automatique, centralisé (dans un centre de conduite) et repose sur un correcteur proportionnel-intégrateur afin de résorber l'écart de fréquence statique (que

le réglage primaire n'est par construction pas capable d'atténuer). Il permet de ramener les échanges aux interconnexions aux valeurs d'avant le déséquilibre. La constante de temps de ce réglage est plus importante que pour le réglage primaire afin de laisser le temps à la fréquence de se stabiliser. Enfin, le réglage tertiaire correspond à un réglage de la fréquence manuel, technico-économique, qui sert à reconstituer les réserves primaire et secondaire qui ont été mises à contribution par les réactions automatiques des réglages primaire et secondaire, et à optimiser les pertes et les coûts de production (« redispatching »). En Europe, la réserve de réglage primaire correspond à 3 GW (dont 700 MW de participation de la France) [RTE09], ce qui représente la somme en puissance des deux plus gros groupes de production dans cette zone d'interconnexion. Si à un instant donné la somme des puissances produites par des producteurs décentralisés installés avec une protection à 50.2 Hz dépasse ces 3 GW, il est tout à fait possible que le réglage primaire ne soit pas suffisant pour limiter les excursions en fréquence ; celle-ci pourrait chuter jusqu'à 49 Hz activant ainsi le plan de défense. L'ENTSO-E s'est penché sur cette problématique et propose que ses membres prennent des mesures pour que les nouvelles installations de production soient en accord avec les nouveaux codes de réseaux (seuil à 51.5 Hz avec un statisme en sur-fréquence) et ce avant même que ces codes de réseaux soient officiellement applicables [ENT14A].

Enedis s'est penché sur ce problème dès 2012 et cela a débouché sur des mesures préventives [ENE13B]. Le raisonnement était le suivant : fin 2012, la capacité de production photovoltaïque totale en France était d'environ 3 GW. Environ deux tiers de cette puissance installée, soit 2 GW, répondaient à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et avaient un réglage natif de fréquence haute de 50.2 Hz. Dans un scénario où la fréquence dépasse 50.2 Hz en pleine journée d'été à 14h (midi en heure solaire) par temps clair, 75 % de cette puissance installée pourrait être en production maximale, soit environ 1.5 GW ce qui représenterait, en ne considérant que la France, environ $1.5/220 = 0.68\%$ de la puissance totale générée en Europe à cet instant précis. Ce chiffre peut paraître marginal mais cela représente près de la moitié des 3 GW de réserve primaire du réseau européen. C'est notamment pour cette raison que l'ENTSO-E a été amenée à se positionner sur la conduite à tenir pour la sécurité du système.

Enedis a pris les devants afin d'éviter « d'empirer » la situation à mesure que le nombre de raccordement de nouveaux producteurs augmente. La solution choisie a été d'échelonner les seuils de fréquence supérieurs afin d'éviter d'augmenter la puissance installée au seuil de 50.2 Hz en France. Enedis a augmenté progressivement le seuil en fréquence haute selon le calendrier présenté en Figure I-13.



Figure I-13 – Calendrier de l'échelonnement de l'élargissement des seuils de protection de découplage [ENE13B]

L'élargissement des seuils de fréquence n'a pas d'effet rétroactif. Cela signifie que tous les nouveaux producteurs décentralisés raccordés avant le 1^{er} mai 2013 disposeront toujours du seuil de 50.2 Hz. Ce

fait pose également des problèmes à l'ENTSO-E qui envisage de demander le recalibrage du seuil en fréquence haute des onduleurs réglés à 50.2 Hz.

III.5.2. De nouvelles fonctions de régulation

III.5.2.1. P(f) imposée par les codes de réseaux européens

L'élargissement du seuil en fréquence haute de la protection n'est pas le seul changement susceptible de modifier la zone de non-détection et la probabilité d'îlotage. En effet, le nouveau code de réseaux européen RfG (« Requirements for Generators ») introduit l'obligation que tout nouveau producteur de puissance nominale supérieure à 800 W devra intégrer, dans l'onduleur, une fonction de régulation qui correspond à un statisme en fréquence haute (fonction P(f)) [COM16].

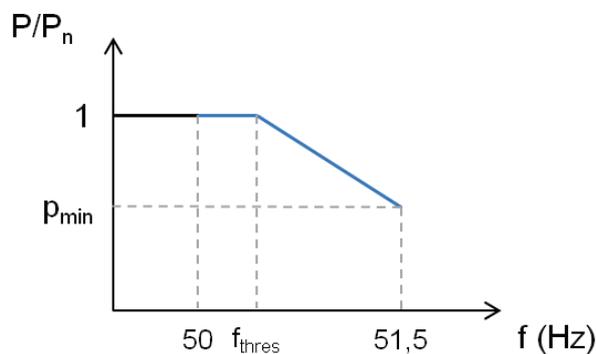


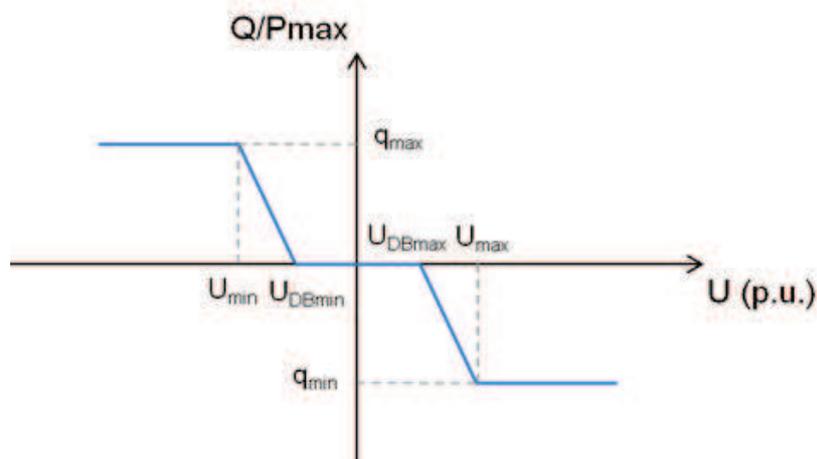
Figure I-14 – Exemple de régulation P(f) requis par les codes réseaux

Dans cette régulation en P(f), la puissance de sortie des onduleurs doit diminuer linéairement à mesure que la fréquence dépasse le seuil f_{thres} (dont la valeur est discutée au chapitre IV) ; l'objectif recherché étant de limiter la montée en fréquence lors d'un événement système. De plus, ce code réseau demande que les installations de production aient la capacité constructive de rester connectées jusqu'à 51.5 Hz tout en limitant la puissance de sortie de l'installation, suivant une pente à définir, dès qu'un seuil f_{thres} est dépassé. Ce code réseau s'appliquera aux nouvelles installations de production raccordées à partir de 2019.

III.5.2.2. Q(U) proposée en HTA

La régulation en P(f) n'est pas la seule régulation attendue dans le futur. Depuis peu, Enedis peut proposer aux installations de production voulant se raccorder en HTA, une fonction de régulation en Q(U) afin d'éviter les coûts d'un renforcement au producteur. En effet, si un nouveau producteur veut se raccorder au réseau mais engendre le dépassement d'une contrainte, Enedis demandait traditionnellement à ce producteur de payer le renforcement d'une partie de réseau. Il est aujourd'hui possible qu'Enedis propose (dans des cas particuliers) une régulation en Q(U) permettant au producteur de ne plus engendrer de contrainte sur le réseau et lui évitant ainsi le coût de renforcement.

Les détails de ces régulations sont présentés dans le chapitre IV qui a pour objectif d'évaluer la modification des zones de non-détection suivant la (ou les) régulation(s) utilisée(s).

Figure I-15 – Exemple de régulation $Q(U)$ envisagée

Les fonctions de régulation envisagées dans le futur ont été présentées. Nous allons maintenant introduire une étude théorique concernant ce phénomène d'îlotage non-intentionnel pour notamment décrire le test standard du circuit oscillant et définir la zone de non-détection d'une protection de découplage.

III.6. Etude théorique

Le niveau de connaissance de l'îlotage ainsi que la définition, dans ces travaux, des termes sur l'îlotage ont été présentés en section III.2. Nous allons maintenant décrire le test normalisé du circuit oscillant.

III.6.1. Test du circuit oscillant

III.6.1.1. Définition

L'îlotage non-intentionnel est un sujet étudié depuis de nombreuses années dans la littérature académique. Lorsque la proportion de GED sur le réseau était très faible, il s'agissait plus d'un problème théorique qu'une situation réaliste, étant donné que la production décentralisée était bien trop faible pour alimenter une partie de réseau déconnectée. La prénorme DIN VDE 0126, datant de 1994, propose un test dit du « circuit oscillant », qui mène par construction à une situation d'îlotage. Ce test, également décrit dans une norme IEEE [IEE00] et dans une norme américaine [UL00], consiste à équilibrer les échanges de puissance d'un oscillateur harmonique (une charge RLC parallèle) avec la production d'un onduleur photovoltaïque, puis à ouvrir une protection qui désolidarise ce circuit du réseau global. D'un point de vue théorique, ce système est par construction à l'équilibre. Nous avons constaté empiriquement, par simulation, que celui-ci est stable avec notre modèle d'onduleur lorsqu'aucune régulation spécifique n'est employée pour déstabiliser volontairement ce système. Dans ce cas, la fréquence et la tension restent, après îlotage, entre les seuils de la protection de découplage de l'onduleur. Le test a donc pour but de vérifier que l'onduleur sera capable, en situation d'îlotage, soit de déstabiliser suffisamment l'îlot pour que la tension et/ou la fréquence sortent des seuils en tension et en fréquence normatifs, soit de détecter l'existence de l'îlot via d'autres méthodes.

Dans le test du circuit oscillant, le premier essai consiste à tester l'onduleur avec un oscillateur harmonique réglé à 50 Hz. Le facteur de qualité de la charge RLC parallèle doit être strictement supérieur à 2. L'essai est considéré comme valide si l'onduleur se déconnecte en moins de cinq secondes après l'ouverture de l'interrupteur. Ce test est ensuite répété pour différentes valeurs de L ou C (par variations de $\pm 1\%$ avec un maximum de $\pm 5\%$) avec pour contrainte sur le facteur de qualité de la charge qu'il soit supérieur à deux (nous reviendrons sur ce point dans le chapitre IV). Le test est également répété pour une nouvelle puissance d'entrée de l'onduleur (25 %, 50 %, 75 % et 100 % de la puissance maximale admissible par l'onduleur). Le test du circuit oscillant est considéré comme réussi si l'onduleur se déconnecte à chaque test en moins de cinq secondes.

III.6.1.2. Simulation

La Figure I-16 présente les résultats d'une simulation dynamique de test du circuit oscillant. On peut y voir la fréquence mesurée par la PLL d'un onduleur (« phase locked loop » en anglais, boucle à verrouillage de phase, un dispositif qui permet entre autres la mesure de fréquence) lors d'une simulation dynamique d'îlotage non-intentionnel. L'onduleur triphasé génère $P = 100\text{ kW}$ et $Q = 0\text{ kVAR}$. Les paramètres R, L et C sont fixés respectivement à $4000\ \Omega$, 6.4062 H et $1.5915\ \mu\text{F}$ (ce qui correspond d'après (I-3) à une fréquence de résonance de 49.844 Hz).

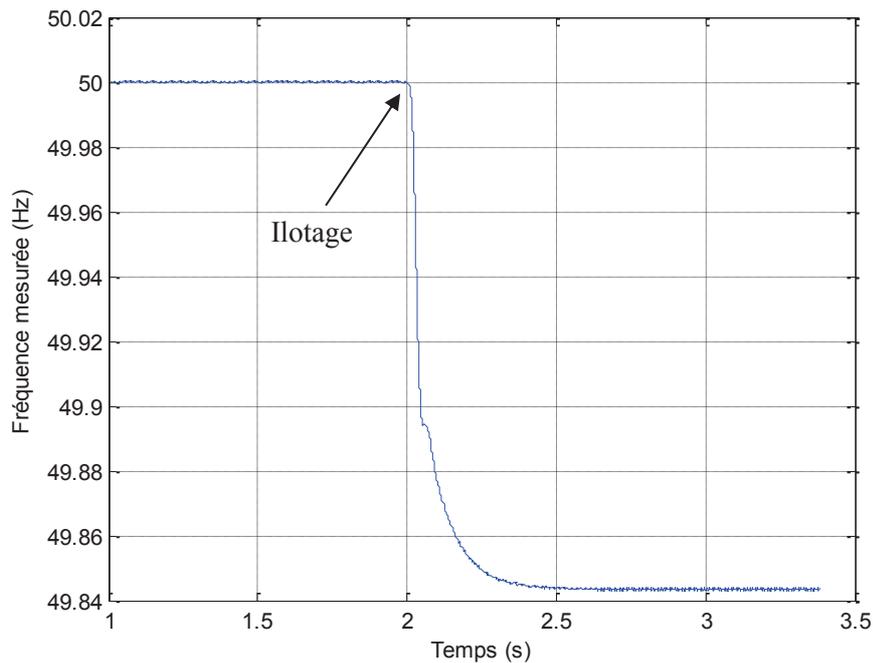


Figure I-16 – Mesure de la fréquence par l'onduleur lors d'un îlotage

La fréquence en régime permanent de ce système correspond à la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (des calculs théoriques le prouvent dans la section suivante) ; elle est atteinte en six dixièmes de seconde environ. Dans ce cas précis, c'est-à-dire sans critère particulier dans l'onduleur permettant de passer le test du circuit oscillant, l'îlotage ne serait pas détecté car la fréquence reste supérieure au seuil de fréquence basse de la protection de découplage.

Note : en réalité, les onduleurs raccordés au réseau électrique disposent d'une méthode de détection de l'îlotage, pas forcément identique, qui permet à l'onduleur de passer le test du circuit oscillant. Une étude bibliographique a été menée sur le sujet et est présentée en section III.7.

Nous avons expliqué et illustré en quoi consiste le test du circuit oscillant. Nous allons maintenant définir, via une étude statique du problème, ce qu'est la zone de non-détection d'une protection de découplage.

III.6.2. Etude statique

III.6.2.1. Mise en équation

Dans cette section, nous avons choisi de montrer la ZND usuelle d'une protection de découplage dans le plan $(\Delta Q, \Delta P)$. Le système onduleur photovoltaïque associé à une charge RLC parallèle présentée en Figure I-17 est assez simple d'un point de vue théorique. En effet, on peut régler les paramètres du système pour que le régime permanent reste entre les seuils en tension et en fréquence de la protection de découplage.

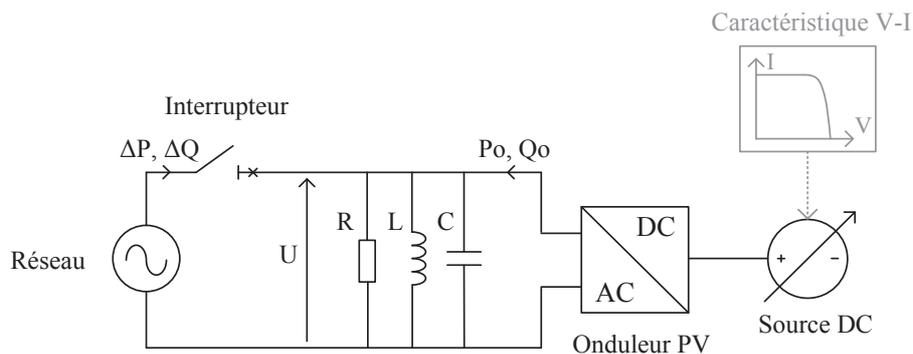


Figure I-17 – Schéma du système onduleur photovoltaïque débitant dans une charge RLC parallèle.

P_0 et Q_0 sont les puissances active et réactive fournies par l'onduleur photovoltaïque. ΔP et ΔQ sont les puissances active et réactive fournies par le réseau avant l'ouverture de l'interrupteur. U est la tension aux bornes de l'onduleur et de la charge RLC parallèle.

Pour l'étude statique, on fait l'hypothèse que l'onduleur génère des puissances active et réactive constantes. Le régime permanent d'un tel système est régi par les équations suivantes :

$$U = \sqrt{R \cdot P_0} \quad (I-1)$$

$$RCP_0\omega^2 + Q_0\omega - \frac{RP_0}{L} = 0 \quad (I-2)$$

Où : $\omega = 2\pi f$ est la pulsation du système.

La résolution de (I-2) permet d'exprimer la fréquence en régime permanent du système :

$$f = \frac{-\frac{1}{R} \frac{Q_0}{P_0} + \sqrt{\left(\frac{1}{R} \frac{Q_0}{P_0}\right)^2 + \frac{4C}{L}}}{4\pi C} \quad (\text{I-3})$$

Note : Si $Q_0 = 0$ alors le problème se simplifie et on remarque que la fréquence en régime permanent du système est exactement la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle. La fréquence de résonance de la charge RLC parallèle correspond à la fréquence vers laquelle la charge va naturellement tendre si aucune source n'impose sa propre fréquence. Dans ce cas :

$$f = f_{RLC} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

III.6.2.2. Zone de non-détection (ZND)

Les universitaires ont pour habitude de décrire la « zone de non-détection » des protections de découplage. Celle-ci consiste à étudier le système onduleur photovoltaïque débitant dans une charge RLC parallèle (soit le même circuit que le test du circuit oscillant décrit dans la section précédente). Celle-ci correspond à la zone pour laquelle l'îlotage ne peut pas être détecté par la protection d'un onduleur sans fonction de régulation ou d'algorithme de détection spécifique. Elle est généralement présentée dans le plan $(\Delta Q, \Delta P)$ [ZEI06] [FUN03], mais elle l'est parfois aussi dans l'espace des RLC (soit les valeurs des paramètres de la charge RLC parallèle) [BOW02].

Une étude théorique en régime statique montre l'impact de l'augmentation du seuil de fréquence haute sur la zone de non-détection. Le schéma du système électrique étudié est celui de la Figure I-17, l'augmentation de la zone de non-détection est présentée en Figure I-18.

En fixant P_0 et Q_0 , on cherche une charge RLC parallèle qui consomme exactement les puissances P_0 et Q_0 injectées par l'onduleur à tension et fréquence nominales. Cela laisse un degré de liberté que nous figeons en imposant le facteur de qualité de la charge RLC parallèle.

$$\begin{cases} U = \sqrt{R \cdot P_0} \\ Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} \\ f_{rés} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} R = \frac{U^2}{P_0} \\ L = \frac{R}{2\pi f_{rés} Q_f} \\ C = \frac{Q_f}{2\pi f_{rés} R} \end{cases} \quad (\text{I-4})$$

Les paramètres P_0 , Q_0 , R , L et C sont maintenant fixés, nous allons définir les différences de puissances ΔP et ΔQ pour que les valeurs de la fréquence et de la tension en régime permanent se situent entre les seuils de la protection de découplage. On fixe alors la fréquence (respectivement la tension) à une valeur seuil de la protection de découplage, ce qui détermine une courbe dans le plan $(\Delta Q, \Delta P)$. La zone de non-détection est la zone délimitée par les quatre morceaux de courbe provenant des quatre seuils de la protection de découplage et qui contient par construction le point (Q_0, P_0) .

$$\frac{Q_0 + \Delta Q}{P_0 + \Delta P} = 2\pi f_{seuil} RC - \frac{R}{2\pi f_{seuil} L} \quad (I-5)$$

En prenant les seuils des protections de découplage de la section III.6.2.2 ($0.8 \text{ p.u.} < U < 1.15 \text{ p.u.}$ et $47.5 \text{ Hz} < f < f_{\max}$), en fixant le facteur de qualité de la charge à $Q_f = 2$ (soit le seuil du test du circuit oscillant que nous avons évoqué en III.6.1) et en fixant la fréquence de résonance de la charge à $f_{\text{rés}} = 50 \text{ Hz}$, on obtient les frontières de la zone de non-détection dans le plan $(\Delta Q, \Delta P)$ de la protection de découplage présentés en Figure I-18.

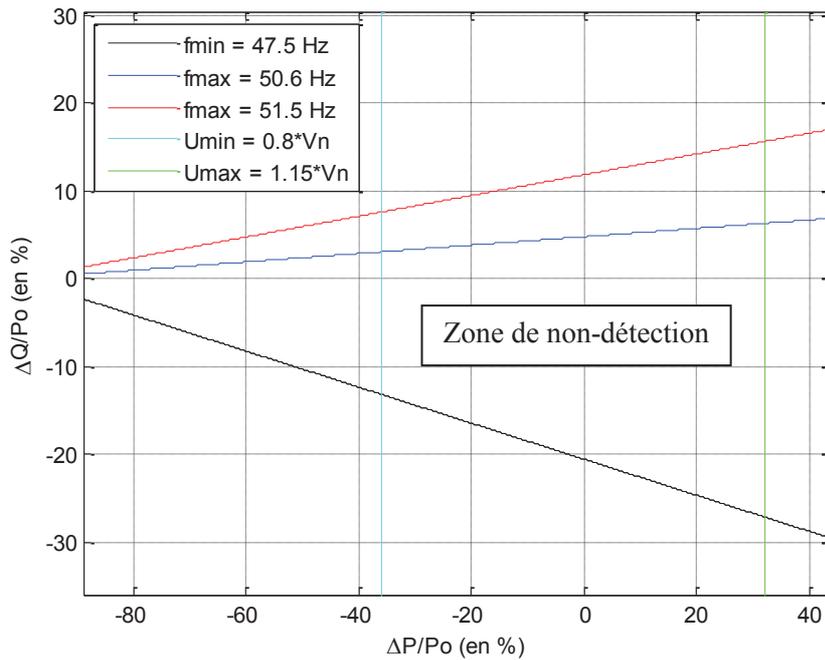


Figure I-18 – Zone de non-détection d’une protection de découplage pour $P_0 = 6 \text{ kW}$; $Q_0 = 0$; $R = 8.817 \Omega$; $Q_f = 2$ et $f_{\text{rés}} = 50 \text{ Hz}$.

D’abord on peut voir que la ZND est plus large sur l’axe des abscisses que sur l’axe des ordonnées, ce qui indique que la notion d’équilibre doit être pensée en terme de puissance active et de manière plus prépondérante en puissance réactive. Les seuils de fréquence donnent des lignes plutôt horizontales tandis que les seuils de tension donnent des lignes verticales. La qualité de l’équilibre en puissance active détermine la tension en régime permanent, tandis que la qualité de l’équilibre en puissance réactive détermine la fréquence en régime permanent. Ce résultat n’est pas forcément intuitif car cela ne correspond pas à ce qu’il existe dans le système électrique complet avec notamment l’équilibre en actif qui régit la fréquence. Par ailleurs, on voit bien que la zone de non-détection augmente lorsque le seuil de fréquence haute toléré est de 51.5 Hz. Ainsi, il est fort probable que ces mesures augmentent la probabilité d’îlotage non-intentionnel. Autrement dit, la mesure imposée par les nouveaux codes de réseaux améliore la stabilité en fréquence du réseau européen, mais augmente la probabilité d’îlotage non-intentionnel. C’est là tout l’enjeu de ces travaux, à savoir, trouver des pistes pour limiter le risque d’îlotage non-intentionnel tout en répondant aux exigences de stabilité du système électrique. Une

étude concernant l'impact des régulations en $P(f)$ et $Q(U)$ sur les zones de non-détection est disponible au chapitre IV.

Nous avons défini le problème via une étude statique en présentant les équations ainsi que la zone de non-détection d'une protection de découplage. Nous allons maintenant nous intéresser aux méthodes de détection de l'îlotage non-intentionnel.

III.7. Méthodes de détection de l'îlotage non-intentionnel

De nombreux universitaires se sont intéressés à la détection de l'îlotage non-intentionnel et ont développé un grand nombre de méthodes. Il en existe plusieurs types, que nous avons détaillés dans cette section.

Les quatre types de méthodes de détection d'îlotage sont :

- Les méthodes passives, c'est-à-dire qu'elles ne font que mesurer des signaux, puis les comparer à des seuils ;
- Les méthodes actives, qui modifient légèrement la commande de l'onduleur, ou ajoutent un élément physique à l'onduleur afin de déstabiliser un éventuel îlotage en cours ;
- Les méthodes hybrides, qui sont souvent une association d'une méthode passive et d'une méthode active ;
- Les méthodes utilisant les télécommunications.

Les méthodes utilisant les télécommunications sont théoriquement les méthodes les plus efficaces tout en ne perturbant pas le réseau en fonctionnement normal. Le problème de l'îlotage non-intentionnel serait résolu si nous avions un moyen de communiquer de manière très rapide, très fiable et économique avec le poste source pour que l'onduleur sache s'il est toujours raccordé à un poste source ou non. Or, il n'existe pas à ce jour de vecteur de communication comportant ces caractéristiques sans qu'il ne soit extrêmement coûteux, et il est inenvisageable d'imaginer son déploiement sur tous les sites de productions en HTA et en BT. Ce type de méthode est donc donné à titre indicatif dans cette section, mais ne sera pas étudié plus en détails (en France, ce type de méthode est utilisé pour les protections de type H.4 et H.4.1).

Un état de l'art a été fait concernant les méthodes de détection de l'îlotage. Les sous-sections ci-dessous présentent les noms de treize méthodes passives, vingt méthodes actives, deux méthodes hybrides et trois utilisant les télécommunications. Une méthode parmi chaque type est décrite à titre indicatif.

III.7.1. Méthodes passives

Les différentes méthodes passives découvertes dans la littérature associées à leurs avantages et leurs inconvénients sont présentés dans le Tableau I-10.

Tableau I-10 – Caractéristiques des méthodes passives de détection de l’ilotage non-intentionnel proposées dans la littérature

Méthodes passives	Avantages	Inconvénients
Détection du seuil de tension [ESP11]	- Peu onéreux.	- Grande ZND.
Détection du seuil de fréquence [ESP11]	- Peu onéreux.	- Grande ZND.
Détection de variation de la dérivée en fréquence (<i>Rate of Change of Frequency : RoCoF en anglais</i>) [BRÜ06]	- Plus efficace que les méthodes à détection de seuils ; - Implémentation facile.	- Déclenchements intempestifs possibles ; - Non déclenchements possibles ; - Difficulté de réglages des seuils.
Détection de variation dV/dP [ESP11]	- Idem RoCoF.	- Idem RoCoF.
Détection de variation dV/dt [ESP11]	- Idem RoCoF.	- Idem RoCoF.
Détection de variation dP/dt [ESP11]	- Idem RoCoF.	- Idem RoCoF.
Détection de variation dQ/dt [ESP11]	- Idem RoCoF.	- Idem RoCoF.
Détection du saut de phase de tension [BOW02] [RAI11]	- Peu onéreux.	- Difficultés de réglages des seuils.
Détection du saut de vecteur [PAN04] [ROP00]	- Facile à implémenter ; - Efficace avec un grand nombre d'onduleurs.	- Difficultés de réglages des seuils ; - Certains moteurs peuvent générer des sauts de phase transitoires.
Détection du taux de distorsion harmonique de tension [PAN04] [INT99] [SIM00]	- En théorie performante car l'influence d'autres onduleurs en parallèle est nulle.	- Difficulté de réglages des seuils ; - Certains filtres passe-bas peuvent diminuer le taux de distorsion harmonique.
Déséquilibre des phases [ESP11]	- ZND la plus petite de toutes les méthodes passives.	- Ne fonctionne qu'en triphasé ; - Difficulté de réglages des seuils.
Proportional Power Spectral Density [YIN08]	- Théoriquement performant.	- Quid de la détection en cas de fluctuation normale du réseau ?
Ondelettes [SYS09]	- Si l'ondelette est bien choisie, cette méthode donne d'excellents résultats.	- Difficulté de réglages des seuils ; - Choix de l'ondelette mère compliqué, il faut savoir précisément ce qu'on recherche.

Un exemple de méthode passive est la détection de la dérivée de fréquence. L’onduleur dispose d’une mesure de fréquence qu’il dérive numériquement pour comparer la valeur obtenue à des seuils. Aussitôt que la mesure de la dérivée de fréquence sort de la plage autorisée, la protection de l’onduleur déclenche.

III.7.2. Méthodes actives

Les différentes méthodes actives proposées dans la littérature avec leurs avantages et leurs inconvénients sont présentées en Tableau I-11.

Tableau I-11 – Caractéristiques des méthodes actives de détection de l'îlotage non-intentionnel proposées dans la littérature

Méthodes actives	Avantages	Inconvénients
Insertion d'impédance [ESP11]	- Méthode très efficace ; - Impédances déjà disponibles sur le marché.	- Quid du rendement ? - La détection est plus lente que pour les autres méthodes
Mesure d'impédance par injection d'impulsion de courant [PAN04]	- Méthode efficace même si $P_{\text{conso}} = P_{\text{prod}}$.	- Méthode potentiellement très perturbatrice en cas de haute densité d'onduleurs (somme des impulsions) ; - Détérioré la qualité de l'énergie par pollution harmonique.
Mesure d'impédance par injection d'harmoniques sur plusieurs périodes [MAN06]	- Méthode peu onéreuse.	- Les seuils sont très dépendants du réseau (rural ou urbain, très chargé ou non) ; - Détérioré la qualité de l'énergie ; - Mode commun potentiellement néfaste
Slip Mode frequency Shift (SMS) [PAN04] [MAH08] [BOW02]	- Très efficace même pour plusieurs onduleurs ; - Facile à implémenter	- Méthode inefficace pour certains types de charge RLC parallèle (possibilité d'un seul état stable) ; - Méthode très perturbatrice en cas de forte densité d'onduleurs.
Active Frequency Drift (AFD) [ROP99] [BOW02] [HUN03] [ROP00]	- Facile à implémenter ; - Fonctionne très bien avec des charges résistives pures et un $\cos(\varphi)$ proche de 1.	- L'onduleur peut aider à stabiliser un îlot ; - La discontinuité du courant peut causer des interférences dans les ondes radio ; - Petite dégradation de la qualité de l'énergie.
Automatic Phase Shift (APS) [HUN03] [MAH08]	- Fonctionne avec plusieurs onduleurs en parallèle si les paramètres sont choisis adéquatement.	- Peut être lent et ne pas détecter certaines charges RLC.
Automatic Logic Phase Shift (ALPS) [YIN05]	- Idem APS ; - Perturbe moins le réseau (qu'APS) en fonctionnement non îloté.	- Idem APS.

Sandia Frequency Shift (SFS) [ROP99] [NAT03] [ROP00]	- Facile à implémenter ; - Plus petite NDZ des méthodes actives ; - Méthode efficace en présence d'autres onduleurs.	- Dégrade la qualité de l'énergie ; - Très perturbateur si le réseau est peu puissant ; - Les onduleurs peuvent avoir des filtres de bonne qualité qui diminuent l'efficacité de la méthode ; - Peut théoriquement injecter des subharmoniques.
Sandia Voltage Shift (SVS) [NAT03] [BOW02]	- Méthode simple à implémenter ; - Le facteur de qualité de la charge a peu d'influence pour cette méthode.	- Réduction de la qualité de l'énergie ; - Perturbe fortement le réseau s'il n'est pas assez puissant.
SFS + SVS [PAN04]	- Méthode facile à implémenter ; - ZND très petite.	- Problèmes potentiels de réponse du système si la densité d'onduleurs est très élevée ; - Baisse de la qualité de l'énergie.
Frequency Jump (FJ) [PAN04] [ESP11]	- Méthode potentiellement très efficace ; - Dégradation de l'énergie plus faible que pour AFD.	- Perte d'efficacité en présence de beaucoup d'onduleurs, nécessite une synchronisation des onduleurs.
Differential level Voltage Shift (DVS) [ESP11]	- Méthode efficace.	- Déclenchements intempestifs possibles en cas de forte densité d'onduleurs.
Random Noise Injection [ESP11]	- Méthode dégradant peu l'énergie (l'amplitude du bruit blanc est faible) ; - Méthode très efficace.	- Seuils difficiles à déterminer ; - Mode commun potentiellement important.
Frequency Feedback Scheme (FFS) [ESP11]	- Méthode peu perturbatrice.	- Méthode moins fiable que les autres méthodes actives.
Voltage Feedback Scheme (VFS)	- Injecte peu de signal perturbateur.	- Méthode moins fiable que FFS.
Reactive-Power-Variation (RPV) [JER04]	- ZND théoriquement nulle.	- Méthode et calculs fondés sur la charge RLC ; - Perturbe beaucoup le réseau en cas de forte densité d'onduleurs ; - Peut perturber le réseau si la puissance réactive est injectée uniquement sur l'une des phases.
Intermittent Bilateral Adaptive Reactive Power (IBARP)	- Idem RPV ; - Atténue les perturbations de RPV.	- Idem RPV.
Adaptive Reactive-Power-Variation (ARPV) [ZHU12]	- Idem IBARP ; - Limite les perturbations d'IBARP.	- Idem IBARP.

Negative Sequence current injection [KAR08]	<ul style="list-style-type: none"> - Détection des îlots extrêmement rapide ; - Non sensible aux variations de charge ; - Méthode immunisée au bruit ; - ZND nulle. 	<ul style="list-style-type: none"> - Très perturbateur en cas de forte densité d'onduleurs ; - Ne fonctionne plus avec un taux de déséquilibre supérieur à 5 % ; - Déclenchements intempestifs si le réseau est peu puissant.
--	---	--

Un exemple de méthode active est la méthode Frequency Feedback Scheme (FFS). L'onduleur est contrôlé pour injecter de la puissance réactive Q en fonction de la différence entre la mesure de fréquence f et la fréquence de référence $f_{réf}$ suivant un gain proportionnel G .

$$Q = (f - f_{réf}) \cdot G \quad (I-6)$$

On peut fixer G pour que la régulation de l'onduleur présente une boucle de contre-réaction positive sur la puissance réactive. En effet, l'onduleur va injecter (ou consommer) de la puissance réactive non pas pour contre balancer l'écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence, mais pour augmenter cet écart. La Figure I-19 présente la fréquence mesurée par un onduleur simulé, lors de deux simulations dont l'une est identique à celle de la Figure I-16 (donc sans régulation FFS dans l'onduleur) et l'autre dispose en plus de la régulation FFS activée dans l'onduleur (gain proportionnel $G = 20$ kVAR/Hz). On peut voir que la fréquence dans le cas sans régulation reste dans les seuils de la protection de découplage, tandis qu'avec la méthode FFS, la fréquence passe le seuil de 47.5 Hz en moins de 260 ms.

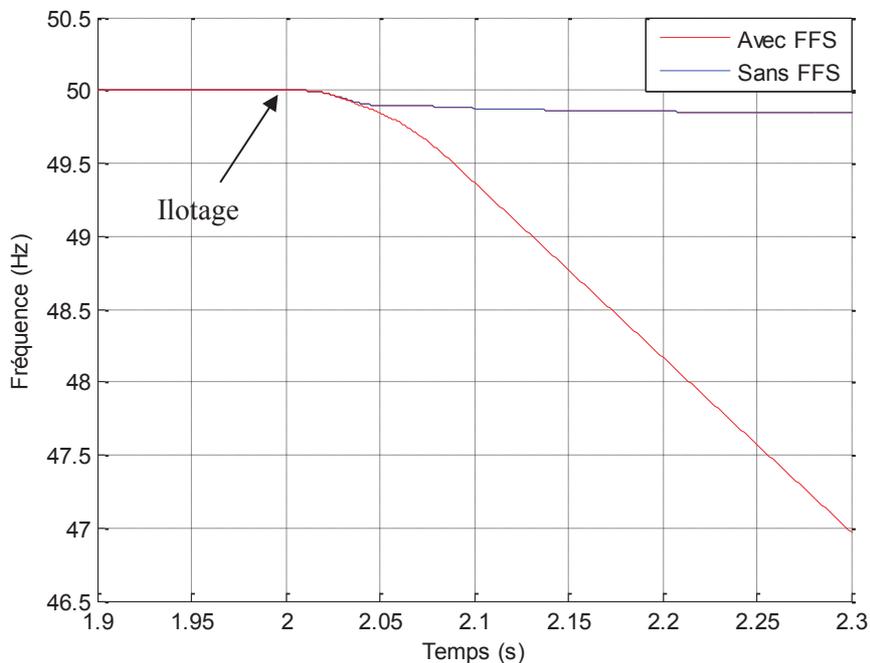


Figure I-19 – Comparaison de la fréquence mesurée par un onduleur avec et sans régulation de type FFS.

III.7.3. Méthodes hybrides

Les différentes méthodes hybrides proposées dans la littérature ainsi que leurs avantages et inconvénients sont présentés dans le Tableau I-12.

Tableau I-12 – Caractéristiques des méthodes hybrides de détection de l’îlotage non-intentionnel proposées dans la littérature

Méthodes hybrides	Avantages	Inconvénients
Voltage Unbalance and Frequency set point [MEN07]	- Meilleurs résultats dans le choix d’îlotage ou non ; - Seuls les onduleurs proches perturbent le réseau.	Pas d’information.
Rate of Voltage Change and Real Power Shift [MAH09]	- Perturbe moins le réseau que RPS ; - ZND amoindrie.	- Seuils difficiles à déterminer.

La première méthode consiste à surveiller en temps réel le déséquilibre en tension. Aussitôt que celui-ci sort des seuils définis au préalable, la consigne en fréquence de l’onduleur est modifiée (par exemple de 50 Hz à 49 Hz) pendant une durée de l’ordre de la seconde. Si la fréquence mesurée descend en dessous du seuil préétabli (mais supérieur à 49 Hz), l’onduleur considère qu’il y a un îlotage en cours et un ordre d’ouverture est envoyé à la protection de découplage.

III.7.4. Méthode reposant sur les télécommunications

Les différentes méthodes reposant sur les télécommunications proposées dans la littérature avec leurs avantages et leurs inconvénients sont présentées dans le Tableau I-13.

Tableau I-13 – Etat de l’art sur les méthodes de détection de l’îlotage non-intentionnel reposant sur les télécommunications

Méthodes avec télécommunications	Avantages	Inconvénients
Signal produit par déconnexion [BOW02]	- Efficace en théorie ; - Permet la commande des onduleurs par le GRD ; - ZND inexistante.	- Relativement cher ; - Difficile à mettre en œuvre ; - Nécessité en réseau rural d’ajouter des régénérateurs de signal ; - Quid de la reconfiguration et de l’ouverture des protections ?
Communication via les lignes électriques [BOW02]	- ZND infime ; - Dégradation faible de l’énergie sur le réseau - Utilise le réseau électrique actuel ; - Limite les déclenchements intempestifs.	- Coût élevé. - Economiquement viable qu’en cas de forte densité d’onduleurs ; - Quid de la reconfiguration et de l’ouverture des protections ?
Comparison of Rate of Change of Frequency [LAV08] [BRI01]	- Elimine une faille de la méthode RoCoF.	- Peut « rater » des îlotages ; - Nécessite des moyens de communications supplémentaires.

Toutes ces méthodes se fondent sur un vecteur de communication soit par courant porteur de ligne (CPL), soit pas un autre biais. Les onduleurs communiquent soit entre eux, soit avec le poste source afin de déterminer s'ils sont toujours raccordés au poste source. Comme nous l'avons indiqué précédemment, ces méthodes sont données à titre indicatif mais ne seront pas étudiées plus en détails dans la suite de ces travaux.

IV. Conclusion

Nous avons vu dans ce premier chapitre une description du système électrique avec la présentation des réseaux de transport, de répartition et de distribution. La notion d'îlotage non-intentionnel a été présentée avec notamment les résultats d'une enquête à l'attention des GRD européens qui prouve que le phénomène est, à ce jour, mal connu et les causes mal identifiées. La logique du plan de protection du réseau de distribution français a été décrite ainsi que les différents critères de sélection de la protection de découplage des GED.

L'augmentation du seuil des installations de production, imposée par l'ENTSO-E, a été introduite en soulignant la dualité entre les besoins « système », à savoir, la stabilité de la fréquence et les contraintes locales, c'est-à-dire, la nécessité d'éviter l'îlotage non-intentionnel. Ces nouvelles mesures combinées aux nouveaux codes de réseaux pourraient augmenter la probabilité d'îlotage non-intentionnel. Par ailleurs, une nouvelle fonction de régulation en Q(U), actuellement à l'étude, a été présentée et pourrait également modifier la zone de non-détection.

Des calculs théoriques simples ont également montré que l'îlotage non-intentionnel était un problème, en mettant en évidence la zone de non-détection d'une protection de découplage. Enfin, nous avons présenté un état de l'art concernant les nombreuses méthodes de détection de l'îlotage proposées dans la littérature académique qui permettent de passer et de valider le test du circuit oscillant.

Le chapitre suivant concerne la mise en évidence expérimentale du phénomène d'îlotage non-intentionnel, deux moyens y sont utilisés. Des expériences sur un réseau de test en laboratoire confirment l'existence physique du phénomène, tandis qu'une étude de données réelles permet d'évaluer les durées typiques de « présence tension » dans les réseaux de distribution. Une expérience mise en place sur le réseau Enedis est également décrite et devrait permettre, à terme, de mieux comprendre ce qui se passe lors de la « présence tension ».

Chapitre II

Mise en évidence expérimentale

CHAPITRE II MISE EN EVIDENCE EXPERIMENTALE	54
I. EXPLOITATION DES RELEVES DES DISPOSITIFS PRESENCE TENSION (DPU)	56
I.1. Exemples d'occurrences de présence tension	57
I.2. Etude de quelques départs	62
I.3. Conclusion	64
II. EXPERIMENTATIONS D'ILOTAGES EN LABORATOIRE	64
II.1. Introduction et motivations	64
II.2. Matériel	65
II.3. Protocole expérimental	67
II.4. Moyens disponibles pour obtenir l'équilibre	68
II.5. Résultats	68
II.5.1. Ilotages stables	68
II.5.2. Protection de découplage de l'onduleur	70
II.5.3. Le réglage précis de l'équilibre production / consommation dans l'îlot	72
II.5.4. Problèmes de répétabilité	73
II.5.5. Recommandations pour la création d'un banc d'essai spécifique aux essais d'îlotages	76
III. SYSTEME D'OBSERVABILITE IN SITU	77
IV. CONCLUSION ET TRAVAUX FUTURS	79

Le premier objectif de la thèse a été de mettre en évidence expérimentalement le phénomène d'îlotage non-intentionnel. En effet, comme le démontre le sondage que nous avons réalisé auprès de plusieurs distributeurs européens (cf. section III.1 du chapitre I), l'îlotage est parfois considéré comme un phénomène improbable, voire impossible. Ce chapitre tente d'apporter des preuves que l'îlotage n'est pas uniquement la solution d'un problème théorique. Pour cela, nous avons utilisé trois moyens différents. Le premier a consisté à étudier des données enregistrées par Enedis via des téléseignalisations (TS) et des télémesures (TM). Ces données correspondent aux durées de présence tension en tête des départs HTA équipés de ré-enclencheurs automatiques d'une part, et aux amplitudes des courants en tête de départ HTA remontées toutes les dix minutes. Les premières donneront une tendance sur les durées typiques de présence tension après l'ouverture de la protection en tête de départ, tandis que les secondes, couplées aux premières, pourront nous donner une indication sur l'éventuelle influence de l'amplitude du courant sur la durée de la présence tension. Le deuxième moyen mis en œuvre a consisté à mener des expériences en laboratoire qui nous ont permis d'obtenir des îlotages et qui ont abouti à la définition d'un protocole expérimental permettant d'améliorer la répétabilité de ce type d'expérience. Enfin, nous avons mis en place, en collaboration avec Enedis, un système d'observabilité *in situ* sur un départ HTA d'un poste source. Celui-ci consiste à surveiller en temps réel les courants et les tensions instantanés d'un départ pour les enregistrer aussitôt que la protection en tête de départ s'ouvre. Cela permettra de capturer les signaux électriques (tension et courant) entre l'ouverture de la protection en tête de départ et le découplage du producteur raccordé sur le réseau HTA.

I. Exploitation des relevés des dispositifs présence tension (DPU)

Enedis dispose de différents systèmes d'information pour remonter et archiver les données remontées par les TS et les TM. Le poste source est constitué d'un contrôle commande (différents paliers existent, dont le palier numérique est la dernière génération). Dans ce contrôle commande, des informations sont récupérées localement. Suivant les besoins d'Enedis, certaines informations sont ensuite envoyées à l'ACR (via l'outil de conduite SIT-R) qui reçoit ces informations au cours du temps. Certaines de ces données sont ensuite archivées dans le système d'information (SI) ETARESO ; ces données deviennent alors consultables via une interface sur ordinateur.

L'indicateur qui nous intéresse pour cette étude est appelée la « présence tension » ; on peut l'observer sur les départs HTA qui sont équipés non seulement d'un ré-enclencheur automatique, mais aussi d'un « dispositif de présence de tension », ou « DPU » (ce qui est le cas quand un producteur est raccordé à un départ HTA avec ré-enclencheur). Après apparition d'un défaut, la protection en tête de départ s'ouvre et le ré-enclencheur engage alors son cycle de fonctionnement automatique. Si une tension non négligeable¹ est présente en aval du disjoncteur au moment où le ré-enclencheur ordonne une refermeture, le DPU associé au ré-enclencheur inhibe le ré-enclenchement afin d'éviter tout faux couplage. Cet automatisme génère des téléseignalisations qui sont ensuite interprétées comme étant des

¹ La « présence tension » est déclarée tant que la tension entre-phases dépasse 20% de sa valeur nominale sur au moins l'une des trois paires de phases. La mesure est effectuée à l'aide d'un pont diviseur capacitif.

« débuts de présence tension » et « fins de présence tension » horodatées qui sont archivées dans le SI ETARESO ; ces messages nous permettent donc de déterminer des durées, et ainsi de déterminer l'ordre de grandeur de la durée typique de présence tension.

1.1. Exemples d'occurrences de présence tension

Le Tableau II-1 montre une partie de l'extraction faite via le SI ETARESO de toutes les occurrences de présence tension recensées entre le 1^{er} janvier 2012 et le 4 janvier 2012 dans la région Rhône-Alpes. La première colonne renseigne la date de l'occurrence, les deux colonnes suivantes informent sur la localisation du départ où a été signifiée la présence tension, la quatrième colonne indique le libellé de l'indicateur recherché (ici la présence tension), l'avant dernière colonne rapporte l'état de l'indicateur (début ou fin), puis la dernière colonne renseigne la circonstance de l'événement (PRES U = Présence tension, Pa = Poste asservi, TS = télésignalisation, INC = incident, TVX = travaux et ESSAI = essai).

Tableau II-1 – Exemple de données brutes extraites sur ETARESO

	Date	Poste Source	Tranche ou Pa	Libellé TS ou Direction	Etat	Circonstance
17						
18	2012-01-02 07:48:35.04	M1	B2	PRES U	FIN	INC
19	2012-01-02 07:48:35.18	M1	B2	PRES U		INC
20	2012-01-02 07:48:35.92	M1	B2	PRES U	FIN	INC
21	2012-01-02 07:48:50.74	M1	B2	PRES U		INC
22	2012-01-03 03:52:57.50	A1	A3	PRES U		INC
23	2012-01-03 03:52:57.76	A1	A3	PRES U	FIN	INC
24	2012-01-03 03:53:03.63	A1	A3	PRES U		INC
25	2012-01-03 03:53:03.72	A1	A3	PRES U	FIN	INC
26	2012-01-03 03:53:51.02	A1	A3	PRES U		INC
27	2012-01-03 03:53:51.23	A1	A3	PRES U	FIN	INC
28	2012-01-03 14:30:00.45	B1	F1	PRES U		INC
29	2012-01-03 14:30:00.49	B1	F1	PRES U	FIN	INC
30	2012-01-03 14:30:00.70	A2	M2	PRES U		INC
31	2012-01-03 14:30:00.74	A2	M2	PRES U	FIN	INC
32	2012-01-03 14:30:01.25	B1	F1	PRES U		INC
33	2012-01-03 14:30:01.29	B1	F1	PRES U	FIN	INC
34	2012-01-03 14:30:11.22	A2	M2	PRES U		ESSAI
35	2012-01-03 14:30:11.34	A2	M2	PRES U	FIN	ESSAI
36	2012-01-03 14:30:16.95	B1	F1	PRES U		INC
37	2012-01-03 14:30:17.00	B1	F1	PRES U	FIN	INC
38	2012-01-03 14:30:23.54	A2	M2	PRES U		ESSAI
39	2012-01-03 14:30:23.56	A2	M2	PRES U	FIN	ESSAI
40	2012-01-03 14:30:37.56	A2	M2	PRES U		ESSAI
41	2012-01-03 14:30:37.62	A2	M2	PRES U	FIN	ESSAI
42	2012-01-03 14:31:27.08	B1	F1	PRES U		ESSAI
43	2012-01-03 14:31:27.13	B1	F1	PRES U	FIN	ESSAI
44	2012-01-04 08:30:46.06	C1	B3	PRES U		TVX
45	2012-01-04 08:45:57.22	C1	B3	PRES U	FIN	TVX
46	2012-01-04 10:30:19.43	C1	B3	PRES U		TVX

En théorie, nous avons donc avec ces données tous les cas de présence tension répertoriés depuis plusieurs années, sur les départs équipés d'un ré-enclencheur automatique de cette région. En réalité, les données DPU seules sont difficiles à interpréter. Comme toutes données issues de mesures réelles, elles sont susceptibles de comporter des erreurs/incertitudes introduites par des défaillances de la chaîne de mesure. Seule l'aide d'un expert, et une analyse au cas-par-cas utilisant des recoupements avec d'autres données archivées dans ETARESO, permettent de comprendre la nature des différents événements. Il peut arriver par exemple que la remontée de l'information soit mal câblée ; dans le Tableau II-1 ci-dessus, on peut facilement voir que la ligne de « fin » située à la ligne 18 correspond en réalité à un « début » et donc que la remontée de la présence tension de ce départ a probablement été câblée à l'envers. Ce problème n'est pas le seul que nous pouvons rencontrer dans les données. En effet, une visite à l'Agence de Maintenance et d'Exploitation des Postes Sources (AMEPS) d'Enedis à Grenoble a permis de déterminer les causes de différents cas de présence tension qui n'étaient en réalité pas des îlotages.

Tableau II-2 – Cas incertain dans les télémesures : deux fins consécutives

2012-10-05 10:53:31.26	C2	P1	PRES U	FIN	INC
2012-12-21 16:44:01.00	C2	P1	PRES U	FIN	INC

Le Tableau II-2 contient deux fins consécutives. Celles-ci sont dues à un problème du calculateur du poste source (« état douteux »). En effet, le début correspondant à la fin de la dernière ligne n'a pas été reçu pour une raison non expliquée.

Tableau II-3 – Cas incertain dans les télémesures : durée de plus de neuf minutes

2013-03-20 15:51:01.57	C2	P1	PRES U		INC
2013-03-20 16:00:14.09	C2	P1	PRES U	FIN	INC

Le Tableau II-3 montre une présence tension qui a duré 9 minutes. L'explication la plus probable est que l'ACR a maillé le départ HTA avant l'arrivée du technicien sur place. La présence du technicien est nette dans le SI ETARESO si on extrait tous les événements possibles du poste. Il y a manifestement une intervention manuelle avec notamment un débrogage de protection pour des tests. La présence tension est donc réelle, mais n'est pas la conséquence d'un îlotage.

Tableau II-4 – Cas incertains dans les télémesures : quatre « fins » consécutives

2013-10-16 16:15:11.00	C2	P1	PRES U	FIN	INC
2014-01-07 00:04:02.00	C2	P1	PRES U	FIN	INC
2014-02-09 12:03:26.00	C2	P1	PRES U	FIN	INC
2014-04-28 11:54:49.00	C2	P1	PRES U	FIN	INC

Enfin, le Tableau II-4 contient une suite de « fins » dont l'explication vient d'un problème de communication. Une ligne « PC douteux » apparaît dans le SI ETARESO plus ou moins simultanément avec un problème de communication. On peut noter également que les horodatages sont eux-mêmes douteux car ils finissent toujours par « 00 ».

La majorité des données semble rester cohérente, car les durées obtenues paraissent raisonnables pour un îlotage (c'est-à-dire des durées inférieures à quelques minutes). Néanmoins, un nombre important

de données doit être traité afin d'éliminer un maximum de durées irréalistes dues à des événements autres. Pour cela, nous avons appliqué un traitement puis un filtrage aux données brutes.

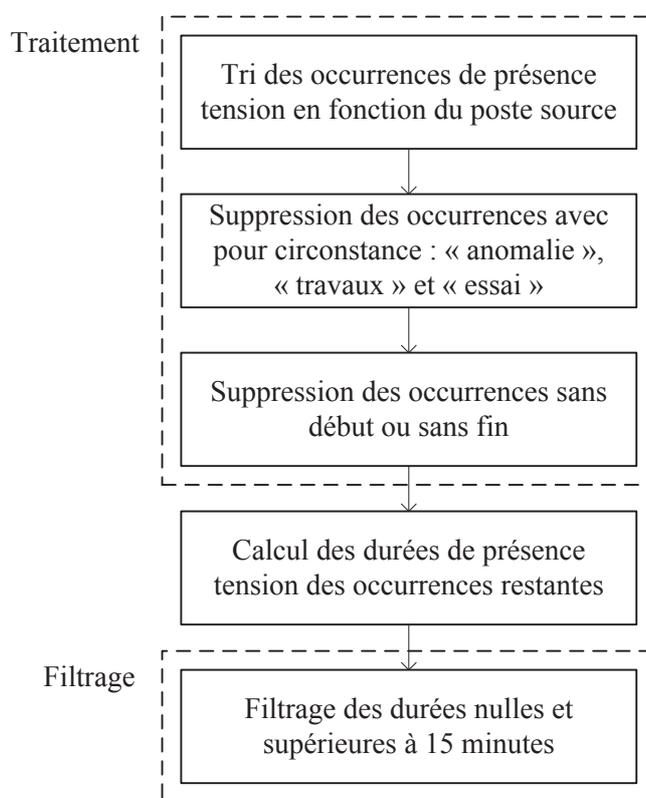


Figure II-1 – Diagramme explicatif du traitement appliqué aux données « présence tension »

Le traitement appliqué supprime un nombre de lignes important. En effet, sur les 11816 lignes contenues dans les relevés DPU, seules 8940 sont retenues après traitement, puis 7486 sont finalement conservées après filtrage.

Tableau II-5 – Récapitulatif des nombres de lignes avant et après filtrage

Intitulé	Nombre de lignes
<i>Lignes totales</i>	<i>11816</i>
Après traitement	8940
Après filtrage	7486

Note : les lignes « travaux » ne sont pas forcément des travaux tout comme les lignes « incident » peuvent être des lignes « travaux ». Cet indicateur est entré manuellement par une tierce personne et peut donc contenir des erreurs.

Les 7486 lignes que nous conservons correspondent à 3743 durées ce qui est un nombre important que nous pouvons considérer comme suffisant pour en faire des statistiques. Certains histogrammes de résultats donnent des durées de présence tension courtes (inférieures à 2 secondes) où a priori, il n'y a pas de problèmes particuliers de mesure ou d'analyse. D'autres donnent des résultats intermédiaires

avec des durées allant jusqu'à 10 minutes où nous nous interrogeons sur la possibilité que des îlotages soient la cause de ces occurrences (les quelques cas de durées supérieures à quelques minutes étudiés en détails à l'AMEPS n'étaient pas une conséquence d'îlotage), tandis que l'autre partie des résultats met en évidence des durées beaucoup plus longues pour lesquelles il paraît improbable qu'elles aient été les conséquences d'îlotages.

Nous avons tracé deux histogrammes reprenant toutes les durées de tous les postes retenues après filtrage. Le premier est visible ci-dessous et comprend toutes les occurrences inférieures à 5 secondes.

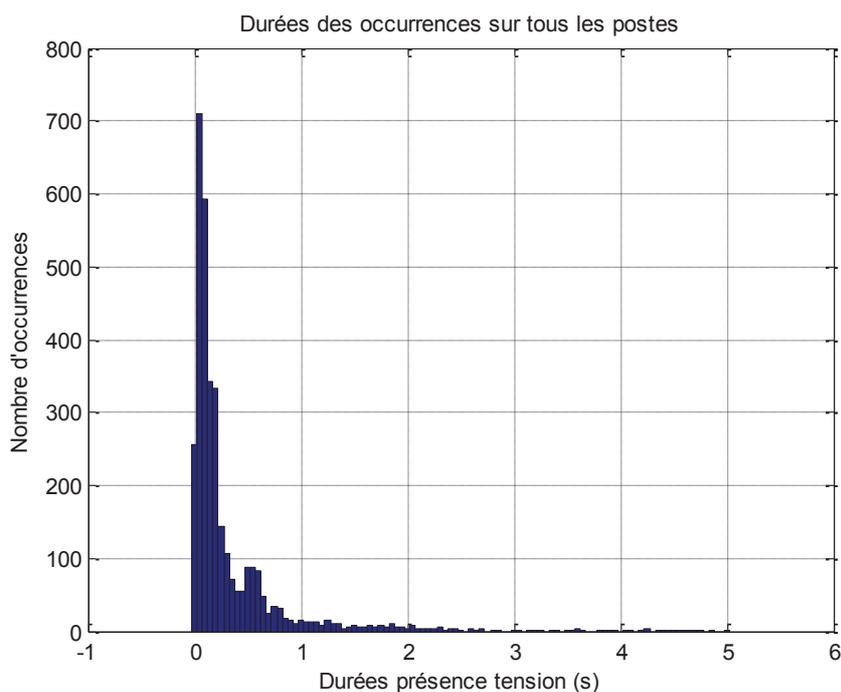


Figure II-2 – Nombre d'occurrences des présences tension en fonction de leurs durées inférieures à 5 s avec un pas de 0.05 s (3384 durées)

On voit sur la Figure II-2 que les durées de présence tension sont très majoritairement inférieures à 1 s. Ce résultat confirme l'opinion répandue selon laquelle l'îlotage de durée supérieure à quelques secondes est à ce jour une situation exceptionnelle. On remarque également un léger pic à 0,6 s, qui laisse penser que les présences tensions ont une légère tendance à durer entre 0,55 s et 0,75 s. Ces résultats sont à mettre en perspective car les données d'une seule région ont été étudiées. On pourrait améliorer le champ de cette étude en étudiant les relevés « présence tension » de toute la France car le script de traitement et de filtrage a été conçu en ce sens.

La Figure II-3 présente le reste des durées inférieures à 900 s. On remarque que cet histogramme est assez plat en comparaison de l'histogramme des durées inférieures à 5 s. Non seulement le nombre d'occurrence est faible comparé aux occurrences de durées inférieures à 5 s (359 durées comprises entre 5 s et 15 minutes contre 3384 durées inférieures à 5 s) mais de plus, les occurrences sont « étalées » sur toute la longueur de l'axe des durées de présence tension. Nous pouvons donc raisonnablement conclure que pour ces données, les durées de présence tension sont majoritairement faibles.

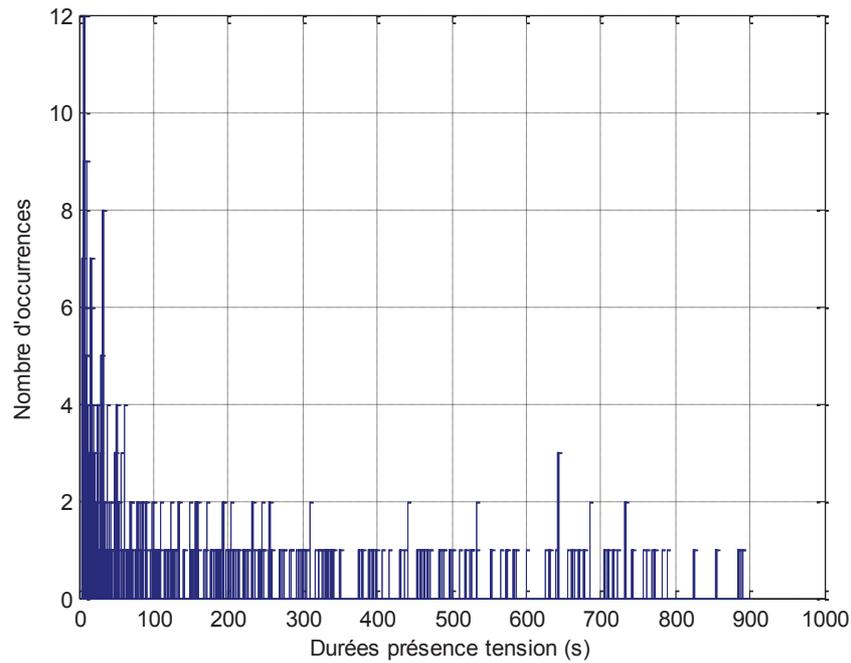


Figure II-3 – Nombre d'occurrences des présences tension en fonction de leurs durées comprises entre 5 s et 15 minutes avec un pas de 1 s (359 durées)

La Figure II-4 montre la fonction de répartition de l'ensemble des durées inférieures à quinze minutes. On peut notamment voir que la probabilité d'avoir une présence tension supérieure à une seconde (et donc comptée comme une coupure brève) est d'environ 16 %.

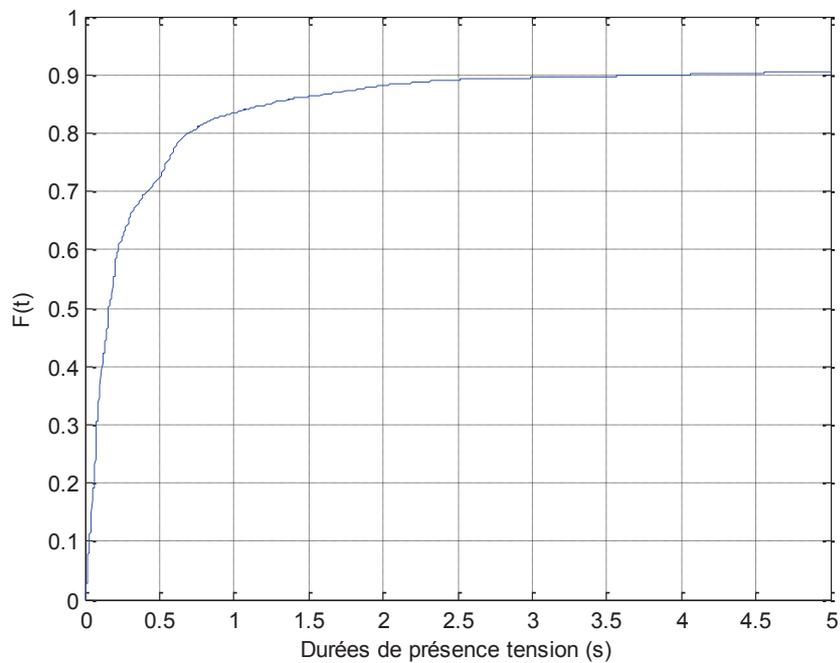


Figure II-4 – Fonction de répartition pour les durées inférieures à 15 minutes avec un zoom sur les durées inférieures à 5 secondes

L'étude des relevés de « présence tension » nous a permis de mettre en évidence certains départs pour lesquels il y a beaucoup d'ouverture de la protection en tête de départ. Une étude de chacun de ces cas est nécessaire afin de connaître la vraie raison de la présence tension, mais celle-ci prendrait un temps considérable. Pour aller plus loin, nous avons donc sélectionné des départs pour lesquels Enedis nous a fourni de nouvelles données afin d'étudier plus en détails si la situation étudiée provient d'un îlotage.

1.2. Etude de quelques départs

Enedis a fourni les données des télémesures concernant les courants de tous les départs de cinq postes sources équipés de ré-enclencheur ; deux de ces postes comportent plusieurs départs tandis que les trois autres ne sont raccordés qu'à un seul départ avec ré-enclencheur et détecteur de présence tension. Ces postes sources ont été sélectionnés de par leur nombre de départs, le nombre d'occurrences, la dispersion temporelle des occurrences et ce, après avoir éliminé les postes où il y a des erreurs manifestes dans les données.

Le tableau ci-dessous récapitule les informations sur les courants que nous avons sur les départs avec ré-enclencheur des postes sources.

Tableau II-6 – Historique des courants dans les départs disponibles

Poste source	Nombre d'années de données	Nombre de départs avec ré-enclencheur	
		En totalité	Avec au minimum 30 occurrences
B	3	1	1
F	1	4	2
Q	3	1	1
S	3	1	1
V	2	6	4

En recoupant ces nouvelles données avec les durées de présence tension, nous pouvons tracer le courant dans le départ en fonction de la durée de la présence tension. Les résultats seront à prendre avec précaution car le courant n'est qu'une moyenne sur 10 minutes, et la présence tension n'est pas obligatoirement signe d'îlotage. Les graphiques de résultats montrent une très légère tendance à l'augmentation de la durée de la présence tension lorsque le courant en tête de départ est faible.

Nous pouvons voir sur chacun de ces trois départs que la dispersion sur l'axe des durées de présence tension est plus grande pour des courants faibles que pour des courants élevés. Cette tendance corrobore l'intuition générale sur le sujet de l'îlotage non-intentionnel qui consiste à penser que pour qu'un îlotage apparaisse, le courant qui est injecté (ou consommé) par la partie du réseau qu'on perd doit être « faible » ; cette idée sera précisée dans la suite de la thèse. On ne peut néanmoins pas en tirer de tendance claire, notamment parce que l'amplitude du courant n'est qu'une information agrégée (pas d'information sur les flux de puissance active et réactive ni sur le courant maximum consommé par le départ).

Note : les points à courant nul sont à prendre avec précaution car il y a un bon nombre de raisons qui peuvent l'expliquer comme par exemple, si le départ est alimenté par un autre poste ou bien s'il y a un problème de remontée de la mesure à l'ACR.

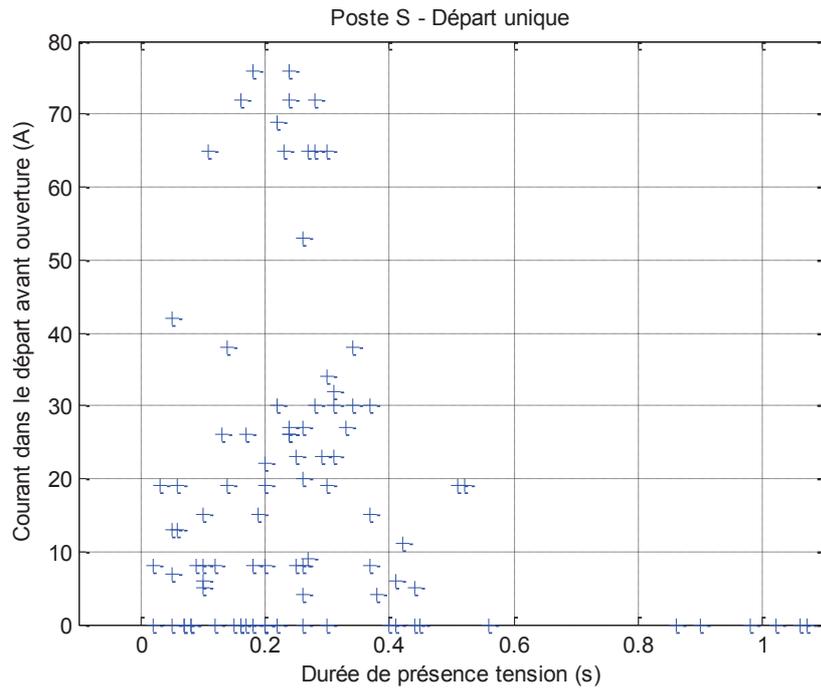


Figure II-5 – Courant en fonction de la durée de la présence tension de l'unique départ du poste S

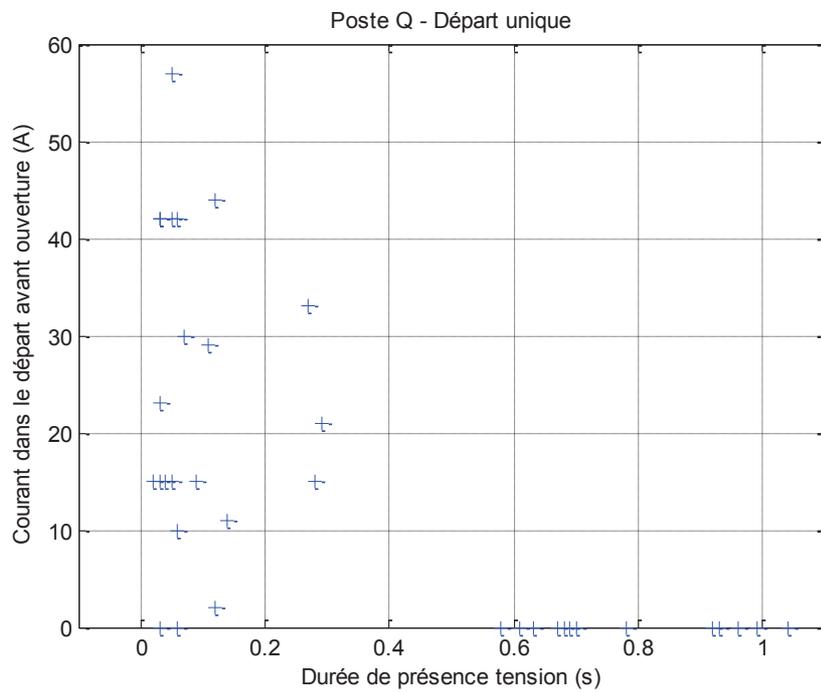


Figure II-6 – Courant en fonction de la durée de la présence tension de l'unique départ avec ré-enclencheur du poste Q

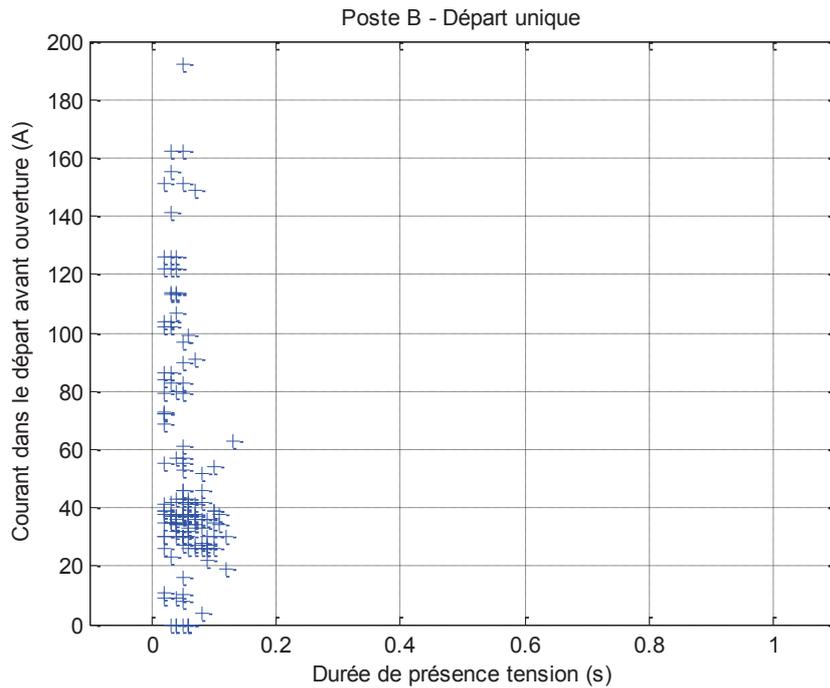


Figure II-7 – Courant en fonction de la durée de la présence tension de l'unique départ du poste B

I.3. Conclusion

L'étude des données de présence tension a permis de définir les durées typiques pendant lesquelles le ré-enclencheur en tête de départ est inhibé. Les résultats ont montré que ces durées sont généralement très courtes (< 1 s) bien qu'il y ait des occurrences de durées plus importantes. Les télémesures de courant en tête de départ ont permis de noter une très légère tendance à ce que les présences tension sont de plus longues durées lorsque les courants sont relativement faibles. Ces résultats pourraient être statistiquement améliorés avec plus de données concernant les départs étudiés. Par exemple, l'information sur le facteur de puissance dans le temps permettrait de retracer une ZND « réelle » ce qui pourrait mener à des tendances bien plus claires. De plus, les données complètes de la France entière pourraient être utilisées afin de sortir des tendances plus nettes ; le programme a d'ailleurs été écrit en ce sens.

II. Expérimentations d'îlotages en laboratoire

II.1. Introduction et motivations

Les expériences décrites ci-dessous ont été motivées par le but de créer des îlotages dans un milieu expérimental, à savoir en laboratoire, tout en utilisant des composants électriques non triviaux (et probablement plus réalistes) que la charge RLC parallèle proposée dans le test du circuit oscillant. Cette étude a été principalement motivée par le fait que l'îlotage non-intentionnel est parfois considéré comme une situation improbable, voire impossible. Ainsi, nous avons voulu évaluer la possibilité et la difficulté d'obtenir des îlotages en laboratoire. Ces expériences sont à ce titre de type exploratoire et

n'ont pas vocation à donner des résultats définitifs mais à donner des tendances, en effet, le matériel utilisé pour ces expériences n'a pas été spécifiquement dimensionné pour des études d'îlotages.

II.2. Matériel

Nous utilisons les moyens expérimentaux de PREDIS, centre de plateformes technologiques sur la thématique des Smart Grids développé par le G2Elab et l'ENSE³, où deux réseaux électriques de distribution ont été conçus et mis en œuvre à échelle réduite, mais à facteur d'échelle conservé. Ces deux réseaux correspondent à un réseau de type industriel (appelé RI) et un réseau de type distribution (appelé RD). En utilisant une partie des équipements du RD et du RI, nous avons créé un réseau test triphasé 400 V à 50 Hz avec un neutre, alimenté en amont par le réseau principal. Ce réseau est décrit dans le schéma de la Figure II-8. Il est constitué des éléments suivants :

- Un auto-transformateur 400 V avec un rapport de transformation variable en charge (il nous a permis de contrôler la tension en aval dans notre réseau).
- Un disjoncteur / sectionneur en aval du transformateur (qui représente la protection en tête de départ et qui a permis la déconnexion du réseau principal avec le réseau de test).
- Un onduleur photovoltaïque triphasé du commerce de 5 kVA connecté à une source continue contrôlée qui émulait une courbe V-I typique de panneaux photovoltaïques (la forme exacte de la courbe était ajustée pendant les expériences dans le but de contrôler la puissance disponible au point de puissance maximum, régulation MPPT « Maximum Power Point Tracking » en anglais, intégré dans le contrôle de l'onduleur). L'onduleur photovoltaïque dispose d'une protection de découplage, laquelle contient des seuils en tension et en fréquence contre l'îlotage non-intentionnel. Les seuils en tension sont réglés respectivement à 0.9 p.u. et 1.1 p.u., tandis que les seuils en fréquence sont réglés à 47.5 Hz et 51 Hz. Nous avons volontairement augmenté la fréquence haute de déconnexion de l'onduleur afin d'avoir plus d'information sur la dynamique lors d'un îlotage.
- Une machine synchrone de 5.5 kVA avec un courant d'excitation réglable (alimentation DC), utilisée en mode générateur et pilotée en vitesse avant connexion au réseau, puis par un couple constant réglable provenant d'une machine asynchrone d'entraînement après la connexion.
- Une machine asynchrone de 4 kVA utilisée en mode moteur et freinée par une machine à courant continu pilotée à courant constant.
- Un banc capacitif de 0.75 kVAR dimensionné pour compenser une partie de la puissance réactive consommée par la machine asynchrone et les lignes du réseau.
- Un banc de résistances variables de 4 kW.
- Les lignes sont modélisées par des résistances en série avec des inductances.

Les mesures ont été acquises via deux multimètres capables de mesurer les valeurs en régime permanent de la tension, du courant, des puissances active et réactive. Un module enregistreur de 14-bit avec 36 canaux de mesures (24 étaient utilisés) était utilisé pour visualiser et enregistrer les tensions et les courants instantanés. Enfin, les courants étaient mesurés via 12 pinces ampèremétriques. Tout ce matériel a été utilisé pour visualiser et enregistrer les valeurs instantanées des courants et des tensions triphasés aux nœuds suivants :

- Au secondaire du transformateur.
- Au nœud de connexion de l'onduleur photovoltaïque.

- Au nœud de connexion de la machine synchrone.
- Au nœud de connexion de la machine asynchrone et du banc de capacités.

Les deux analyseurs de puissance ont été installés respectivement :

- Au secondaire de l'auto-transformateur dans le but de visualiser les échanges de puissance avec le réseau principal (le but étant de diminuer ces échanges pour obtenir des conditions favorables à l'îlotage).
- Au nœud de connexion de la machine synchrone qui était la machine qui représentait le degré de liberté le plus important et avec laquelle on gérait les flux de puissance dans le sous-réseau via son courant d'excitation et son couple.

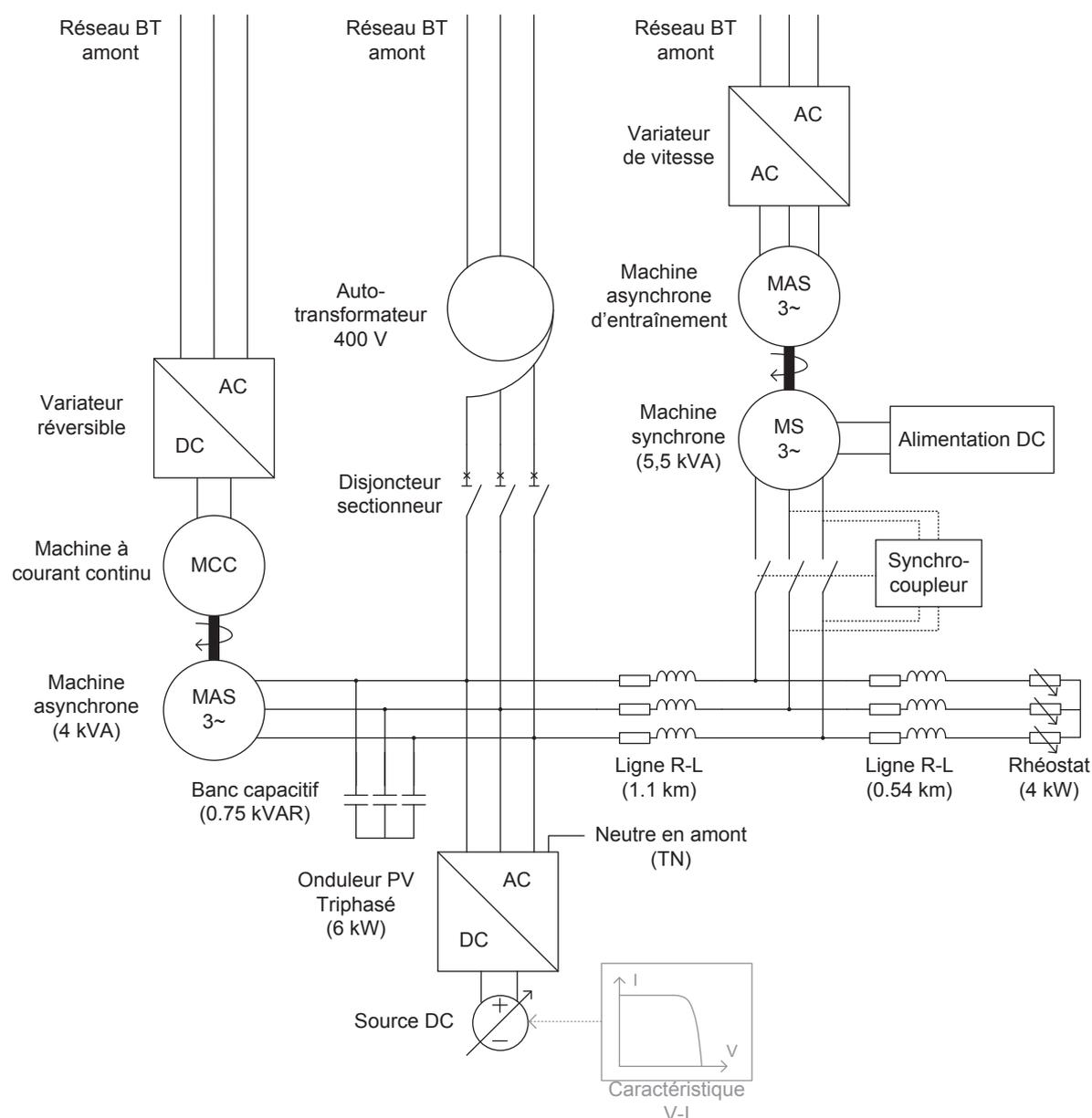


Figure II-8 – Schéma électrique de la partie du réseau de PREDIS utilisée pour les essais d'îlotages

La Figure II-9 montre une vue partielle du matériel utilisé lors des expériences en laboratoire.



Figure II-9 – Vue partielle du matériel d'expérimentation (de gauche à droite : onduleur avec source DC, auto-transformateur, analyseur de puissance et centrale d'acquisition)

II.3. Protocole expérimental

Nos expériences ont consisté à reproduire les étapes suivantes :

- Alimenter le réseau test en fermant l'interrupteur au secondaire du transformateur.
- Fixer la tension en sortie de transformateur approximativement à la valeur nominale en modifiant manuellement le rapport de transformation de l'autotransformateur.
- Démarrer la machine asynchrone, la machine synchrone et alimenter l'onduleur photovoltaïque via la source DC contrôlée.
- Modifier le couple de la machine synchrone ainsi que son courant d'excitation pour obtenir l'équilibre production-consommation (en puissance active et réactive) dans le réseau test (en surveillant les deux multimètres utilisés comme analyseurs de puissance).
- Démarrer l'enregistrement, puis ouvrir immédiatement l'interrupteur au secondaire du transformateur.
- Attendre que l'îlot s'effondre (arrêt des moteurs, etc.) puis arrêter l'enregistrement.

L'effondrement naturel de l'îlotage est causé par l'onduleur. En effet, nous rappelons que nous avons fixé les seuils de sa protection en fréquence à 47.5 Hz et 51 Hz, et les seuils de sa protection en tension à 0.9 p.u. et 1.1 p.u. ($U_{base} = 400 \text{ V} = 1 \text{ p.u.}$). Les machines électriques disposent de seuils plus larges, ce qui fait de l'onduleur le premier élément à se déconnecter lors de l'effondrement. Dès lors que

l'onduleur se déconnecte, la perte de puissance active produite est très importante, ce qui engendre des variations brutales de fréquence et de tension qui mènent à une déconnexion presque instantanée de la machine synchrone et de la machine asynchrone, laissant le réseau sans aucune source de puissance ni machine tournante.

Les données récoltées ont ensuite été post-traitées pour mettre en évidence les indicateurs comme les tensions et les courants efficaces, le taux de déséquilibre, la fréquence, etc. avant et pendant l'îlotage.

II.4. Moyens disponibles pour obtenir l'équilibre

Le réseau était approximativement équilibré par construction, seuls des ajustements mineurs étaient nécessaires pour obtenir l'équilibre souhaité en jouant sur l'excitation et le couple de la machine synchrone. La plupart des degrés de liberté utilisés pour atteindre l'équilibre production / consommation (en puissance active et puissance réactive) comme les échelons sur le banc de résistance sont discrets. Les autres comme l'excitation ou le couple de la machine synchrone, la courbe V-I de la source DC et le courant continu produit par la machine de freinage de la machine asynchrone sont continus.

La tension en aval de l'auto-transformateur pouvait également être contrôlée via des ajustements mineurs du rapport de transformation, et pouvait être utilisée comme un levier indirect permettant de jouer sur les consommations et productions des éléments dans le réseau (ajustements de l'ordre d'une dizaine de volts sur la tension au secondaire du transformateur). Ce degré de liberté n'est cependant pas pratique car il modifie à la fois la puissance active et la puissance réactive consommées, et a pu être utilisé uniquement pour des réglages très fins autour de la valeur nominale de la tension.

II.5. Résultats

II.5.1. Îlotages stables

Notre première observation était que l'on obtenait des îlotages stables, même de durées très longues, parfois supérieures à quelques minutes, que nous avons dû arrêter manuellement en modifiant brutalement un degré de liberté (par exemple, via un échelon de charge résistive, etc.). Ces îlotages étaient obtenus sans ajouter de contrôle spécifique à l'onduleur qui aurait pu aider à maintenir cette situation. De plus, ils étaient faciles à reproduire d'essai en essai en suivant le même protocole expérimental et ceux-ci ne nécessitaient pas de réglage très fin pour obtenir une bonne reproductibilité. La Figure II-10 montre la puissance active et la puissance réactive durant un îlotage d'environ 30 s (qui a été arrêté manuellement). Bien que les conditions d'opération apparaissent moins stables qu'en situation non-îlotée, et que l'on peut voir des oscillations de faible fréquence, l'îlotage persiste.

Des oscillations similaires étaient visibles sur les tensions, les courants et la fréquence comme on peut le voir sur la Figure II-11. On peut remarquer qu'aucune dérive significative n'apparaît sur la tension efficace et/ou la fréquence, ce qui explique pourquoi l'îlotage n'est pas détecté par la protection de découplage de l'onduleur.

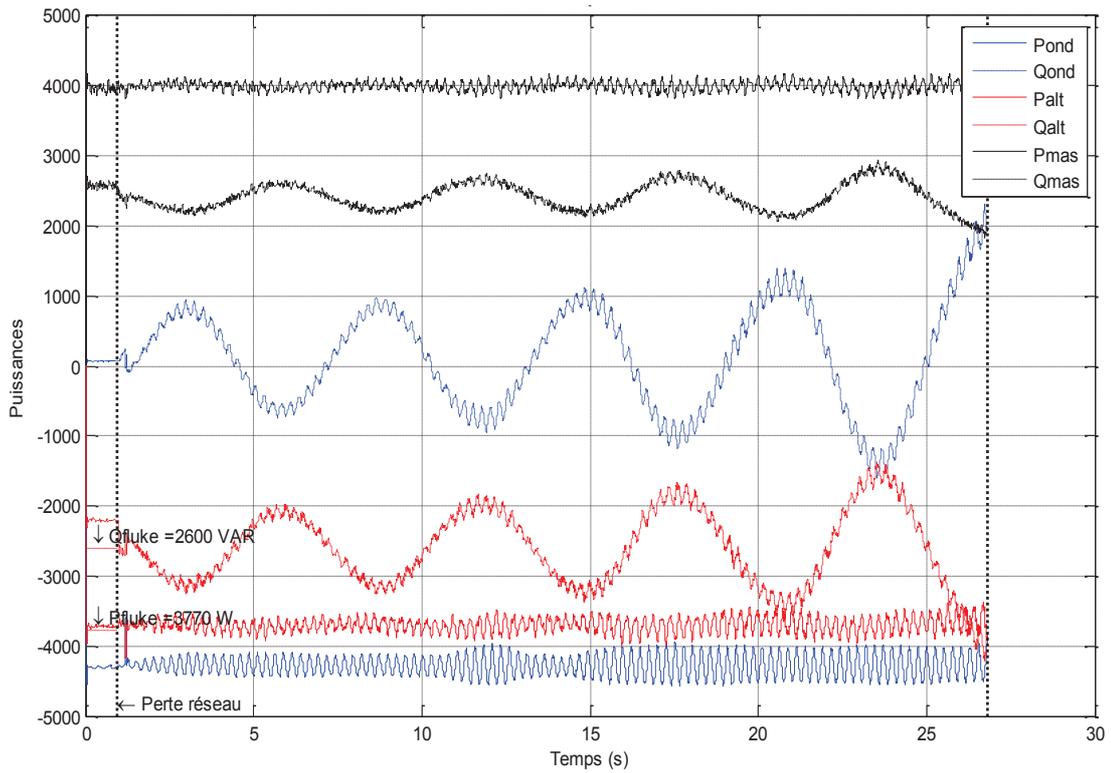


Figure II-10 – Puissances active et réactive mesurées dans un flotage stable (bleu = onduleur, rouge = machine synchrone, noir = machine asynchrone, tirets = puissances réactives)

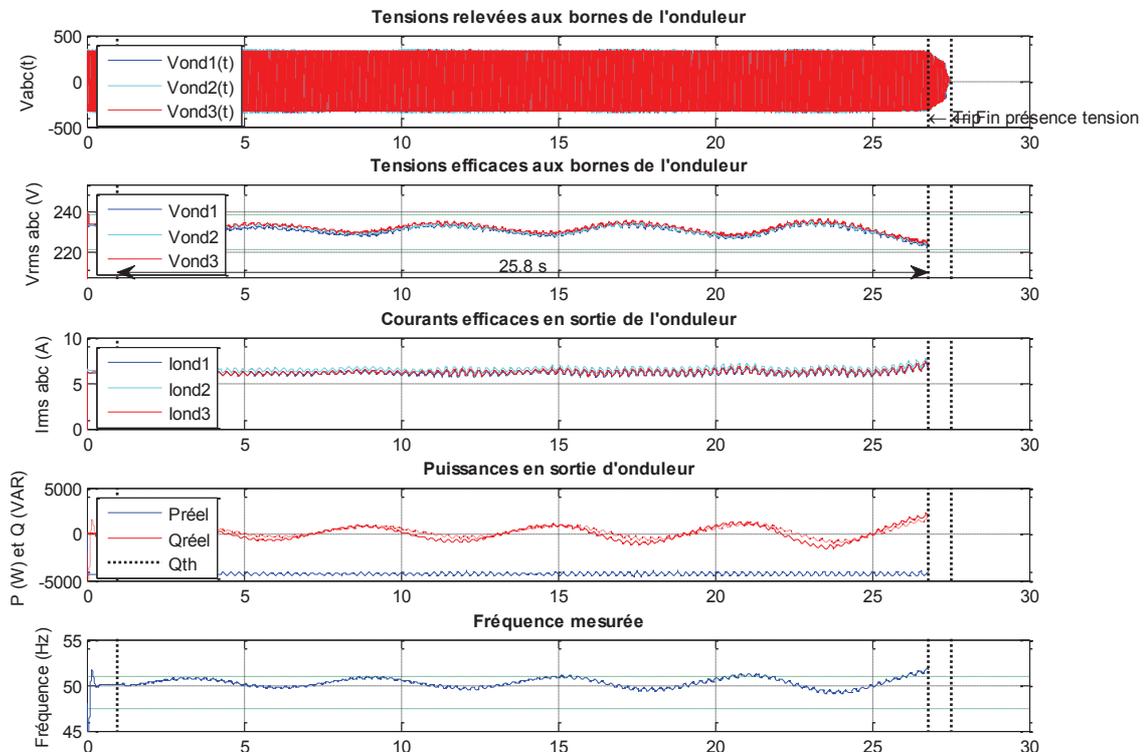


Figure II-11 – Tension, courant, puissances et fréquence en fonction du temps dans un flotage stable

Nous avons aussi observé que les îlotages de longues durées pouvaient résister à des perturbations significatives sans s'effondrer. Par exemple, nous avons testé lors d'un îlotage stable un incrément de charge résistive de 5 % (ce qui correspond à 2.5 % de la charge totale car le banc de résistances compte pour environ la moitié de la charge totale), l'îlotage pouvait parfois (mais pas toujours) résister à cette variation soudaine. Ces observations contredisent l'opinion que l'on peut parfois entendre dans le milieu des réseaux de distribution à savoir, « l'îlotage non-intentionnel est impossible parce que l'équilibre production / consommation doit être si bien réglé que cela n'arrivera pas en pratique », ou bien « il ne durera pas plus d'une fraction de seconde ». Nos résultats montrent qu'au contraire, un équilibrage assez grossier des flux de puissance dans le réseau suffit pour obtenir un îlotage de plusieurs minutes et des déséquilibres de quelques pourcents sont tout à fait tolérables. Ces observations remettent également en question le test du circuit oscillant. En effet, l'onduleur est conçu pour passer le test du circuit oscillant c'est-à-dire avec une charge RLC parallèle ([MET14] et [BOW02] ont montré par expériences et en faisant ce test que les onduleurs déconnectaient dans des durées acceptables) ; nous reproduisons ici ce test avec une charge à peine plus compliquée, et nous constatons que l'onduleur ne le passe pas. Ceci indique que le test du circuit oscillant est très particulier, et que les méthodes utilisées par les fabricants pour passer ce test ne sont peut-être pas très efficaces pour déstabiliser d'autres types d'îlots. Nous nous interrogeons donc sur la pertinence de ce test.

Après ces constatations, nous avons mené une série d'expériences dans laquelle nous avons intentionnellement augmenté le déséquilibre production / consommation initial. Ce nouveau déséquilibre est suffisamment grand pour engendrer une déconnexion de la protection de découplage et suffisamment faible pour que la durée de vie de l'îlotage ne soit pas trop courte, soit de l'ordre de quelques secondes. Nous avons trouvé qu'un écart de 1 kVAR et 0 kW au secondaire du transformateur par rapport à l'équilibre parfait était un bon compromis (i.e. 30% du réactif total consommé dans notre réseau en laboratoire est importé du réseau principal).

II.5.2. Protection de découplage de l'onduleur

Nous avons observé lors de la campagne d'expériences, que la raison pour laquelle l'onduleur déconnecte n'est pas entièrement prédictible. Tout d'abord, des tests sur quatre onduleurs photovoltaïques sur un banc de simulation temps-réel ont montré que les seuils des protections ne sont pas exactement 47.5 Hz et 51 Hz mais un peu plus que 47.5 Hz et un peu moins que 51.5 Hz (de l'ordre du dixième de Hertz)¹. Cela correspond très probablement à la marge que prend le constructeur pour respecter la norme et le test imposé par la pré-norme DIN VDE 0126-1-1. Ensuite, nous nous sommes aperçus que le seuil haut pouvait être dépassé pendant un court instant (moins de deux dixièmes de seconde), sans que la protection ne déclenche (ce qui est cohérent avec la pré-norme). Cela soulève deux questions : pourquoi la protection n'a-t-elle pas déclenché, et comment se fait-il que la fréquence du système tangente souvent la valeur de 51 Hz (cf. Figure II-11) qui est précisément le

¹ Le banc expérimental ainsi que les résultats obtenus sont décrits au Chapitre V.

seuil en fréquence de la protection de découplage (autrement dit, est-ce dû au hasard ou à un comportement spécifique d'un élément du réseau) ?

Nous avons obtenu une réponse à la première question par une autre expérience par simulation en temps réel. L'évaluation des paramètres de la protection de découplage a montré que non seulement le constructeur impose un seuil inférieur à la borne demandée par le distributeur mais en plus, il y ajoute une temporisation. Ces tests ont montré que la temporisation était de l'ordre de 200 ms. Si la durée du dépassement de la fréquence est inférieure à cette temporisation, la protection de l'onduleur ne déclenche pas et l'ilotage n'est pas détecté. Une autre explication possible provient de la mesure de la fréquence. En effet, la fréquence n'est bien définie que pour un signal en régime permanent et dans notre cas, cette hypothèse n'est pas du tout vérifiée. Nous mesurons donc une estimation de la fréquence en régime transitoire qui dépend fortement de la méthode de mesure. Il se peut donc que la méthode de mesure dans l'onduleur diffère de la méthode de mesure utilisée dans le post-traitement ; et comme la fréquence mesurée est proche du seuil, une légère différence dans les méthodes peut conduire à une différence sur le résultat qui a pour conséquence une déconnexion ou non de la protection.

La seconde question (« pourquoi tangente-t-on souvent 51 Hz ? ») peut être expliquée par le fait que nous avons choisi délibérément des conditions initiales pour lesquelles le réseau est légèrement déséquilibré en puissance active et puissance réactive et que donc, la fréquence avait tendance à frôler (ou dépasser) les 51 Hz. Dit autrement, nous avons choisi des conditions pour lesquelles la tension efficace et la fréquence ne restent pas éloignées des seuils des protections comme elles pouvaient l'être lorsque nous cherchions un équilibre meilleur pour des ilotages de durées très longues. Pour ces raisons, le réseau en laboratoire avait tendance à fonctionner à proximité des seuils des protections de découplage, ce qui expliquerait aussi pourquoi la fréquence a tendance à « tangenter » (voir dépasser sur de courtes périodes) le seuil en fréquence haute sans pour autant mener à un déclenchement. Une autre explication possible de ce phénomène est la suivante. Nos mesures ont mis en évidence le fait que la consigne de puissance réactive imposée par l'utilisateur (nulle, dans notre cas) n'est effectivement suivie par l'onduleur que lorsque la fréquence est à sa valeur nominale. Lorsqu'on s'éloigne de la fréquence nominale, un écart de réactif proportionnel à la fréquence est visible (Figure II-12) ; ce ratio se situe dans le même sens que la méthode de détection d'ilotage soit, lorsque la fréquence est supérieure à 50 Hz, l'onduleur consomme de la puissance réactive et inversement lorsque la fréquence est inférieure à 50 Hz (cf. section III.7.2 du chapitre I). La Figure II-12 montre l'évolution de f et Q lors d'une expérience d'ilotage au cours de laquelle la fréquence a varié entre 48.5 Hz et 50.8 Hz environ, et lors de laquelle les valeurs de la puissance réactive Q produite par l'onduleur ont été relevées. On peut clairement observer un comportement de type $Q(f)$ avec un ratio d'environ 0.8 kVAR/Hz, non spécifié dans la documentation de l'onduleur.

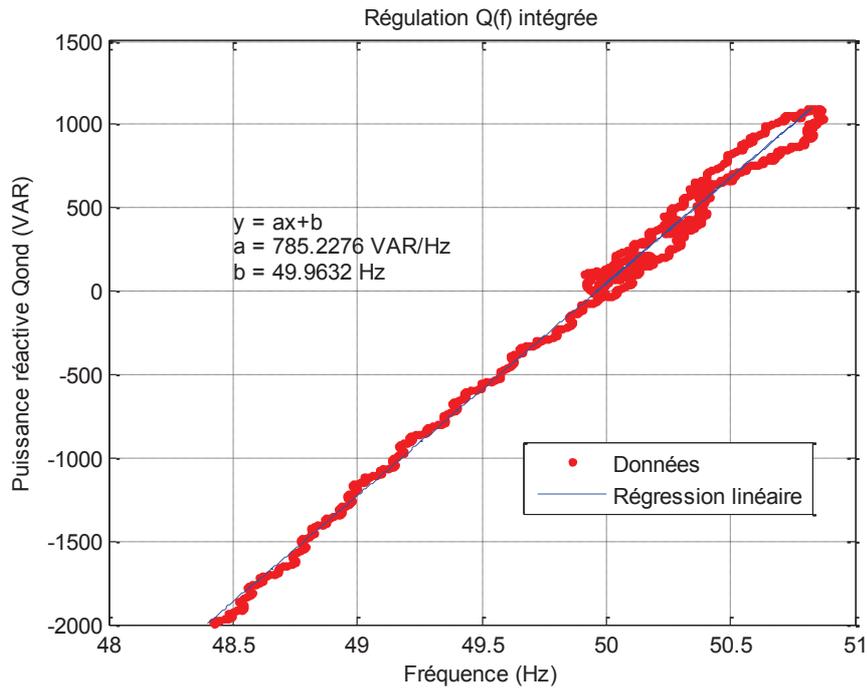


Figure II-12 – Caractérisation de la régulation Q(f) intégrée dans l'onduleur (pour $Q > 0$ l'onduleur produit du réactif ; pour $Q < 0$ l'onduleur consomme du réactif)

II.5.3. Le réglage précis de l'équilibre production / consommation dans l'îlot

Comme nous l'avons évoqué précédemment, il n'est pas rare d'entendre que l'îlotage n'est possible qu'avec un réglage très précis des conditions initiales de l'équilibre en puissance active et réactive. Nous avons observé que ce n'était pas le cas et que nous pouvions obtenir des îlotages stables très facilement. Pour aller plus loin, nous pouvons dire qu'obtenir un réglage précis de P et Q avant l'îlotage est techniquement impossible pour les raisons suivantes :

- Les tensions et les courants ne sont pas de pures sinusoïdes. Quand nous mesurons des puissances de certains éléments du réseau qui consommaient ou produisaient environ 5 kW, les composantes harmoniques présentes dans les tensions et les courants étaient faibles et la notion de puissance active ou réactive usuelles conservaient du sens. En revanche, lorsqu'il s'agit de la mesure de P et Q à la sortie du transformateur, le signal vu était extrêmement pollué (cela est probablement dû à la fois aux harmoniques présentes dans le réseau du laboratoire mais aussi à la non-linéarité de nos équipements ainsi qu'au fait que l'auto-transformateur était de fait très peu chargé et probablement saturé). La Figure II-13 montre les courants sur une phase à plusieurs endroits sur notre réseau. Par conséquent, les notions de puissance active et réactive perdent progressivement leur sens plus on s'approche de l'équilibre production / consommation et il était probablement dénué de sens de se demander à quoi correspondaient P et Q exactement. Nous avons donc ensuite considéré la valeur efficace du courant comme un indicateur pragmatique de l'équilibre production / consommation.
- Nous pouvions donc difficilement équilibrer parfaitement le réseau et de plus, nos indicateurs d'équilibre ne distinguaient pas les trois phases. Par exemple, l'ajustement du courant

d'excitation de la machine synchrone va influencer les trois courants de ligne au secondaire du transformateur. Par conséquent, tenter de réduire la valeur efficace du courant sur une phase peut détériorer (augmenter) la valeur du courant sur les autres phases.

- Le réseau expérimental n'est visiblement jamais complètement en régime permanent. Lorsque l'on observe les valeurs du courant ou de la puissance sur une phase aux bornes de la machine synchrone, les mesures obtenues sont stables et fiables. En revanche, lorsqu'on mesure le courant au secondaire du transformateur dans le but de le réduire à zéro, le bruit devient à partir d'un certain point prépondérant sur le signal. Cela empêche le multimètre de donner une information stable et fiable et ce qui, par conséquent, mène à l'impossibilité de réduire le courant résiduel en dessous d'un certain niveau.

La Figure II-13 présente les courants en différents points du réseau expérimental (au transformateur, en sortie de machine asynchrone, en sortie d'alternateur et en sortie d'onduleur). On peut voir que le courant au transformateur est pollué d'harmoniques, ce qui complique la tâche de diminuer le courant pour obtenir l'équilibre production-consommation.

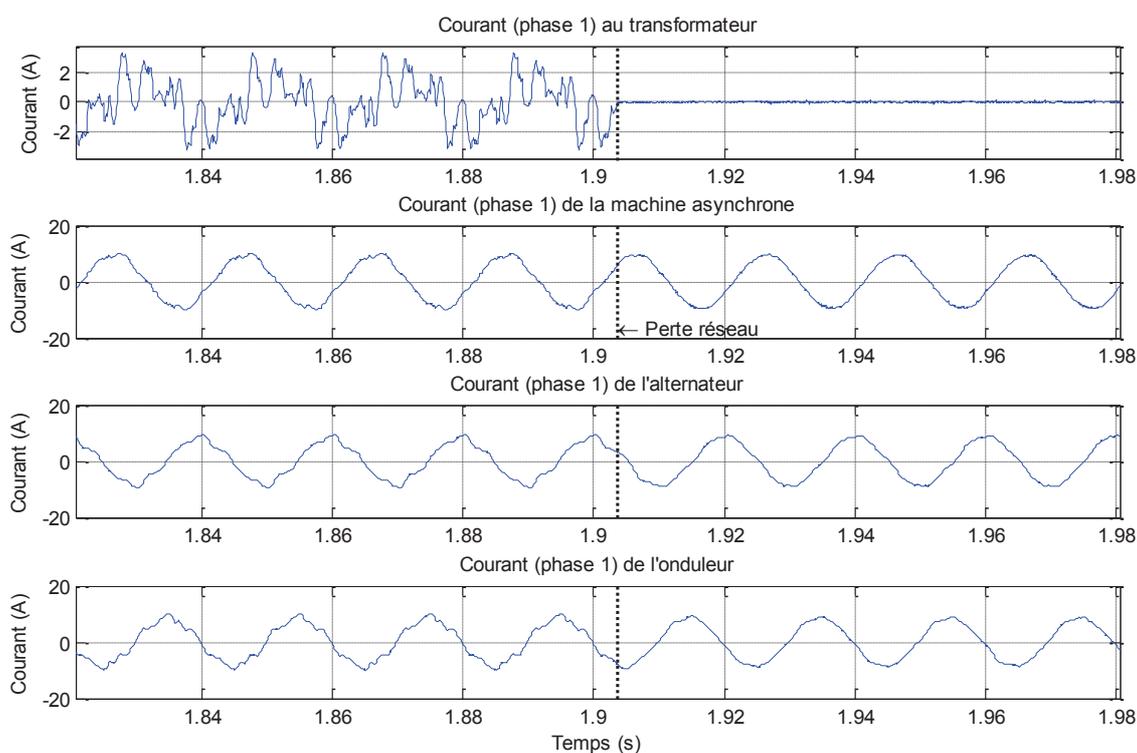


Figure II-13 – Exemple des courants instantanés (sur la phase 1) au secondaire du transformateur, à l'entrée de la machine asynchrone, de la machine synchrone et de l'onduleur

II.5.4. Problèmes de répétabilité

Nous avons essayé de reproduire les mêmes mesures plusieurs fois avec un déséquilibre initial de $\Delta Q = 1$ kVAR et $\Delta P = 0$ kW pour lequel l'ilotage s'effondre après quelques secondes. Nous avons conclu de ces essais que la fréquence mesurée en fonction du temps, quoique qualitativement similaire d'une expérience à l'autre, était cependant suffisamment différente du point de vue quantitatif pour

que la durée de l'îlotage puisse varier de plusieurs secondes (cf. Figure II-14). Il apparaît également que la dispersion des durées est généralement située soit dans des durées très courtes, soit dans des durées très longues. Par exemple, cinq essais consécutifs ont donné une durée de 1.1 s avec une faible dispersion, cinq autres essais ont donné 1.5 s en conservant une faible dispersion, et soudain un essai donne une durée de vie de l'îlotage de 30 s. De plus, nous avons observé des tendances au cours du temps. Dans plusieurs cas, la durée de l'îlotage est devenue de plus en plus longue à chaque essai que nous avons lancé sur une période d'une heure et demie. Ces difficultés peuvent provenir des points suivants :

- La tension du réseau principal variait significativement d'un jour à l'autre et d'heure en heure pendant les expériences. Nous avons tenté de réduire cet effet autant que possible en utilisant le réglage de l'auto-transformateur et ces corrections étaient limitées à la précision de l'analyseur de puissance ainsi qu'aux variations que le régleur en charge permettait. L'inefficacité du réglage manuel de la tension au secondaire du transformateur peut expliquer les différences d'essai à essai.
- L'instant exact d'ouverture du disjoncteur/sectionneur n'était pas contrôlé (au niveau de la sinusoïde de courant).
- D'un essai à l'autre, il ne suffisait pas seulement d'ouvrir et fermer le disjoncteur / sectionneur au secondaire du transformateur, la machine synchrone devait être synchronisée au réseau à nouveau et donc le couple moteur devait être augmenté progressivement pour revenir au niveau de l'essai précédent. Pour ces raisons, les réglages de la machine synchrone étaient perdus d'un essai à l'autre.

Tableau II-7 – Résultats des essais du 03/03/15

Essai	ΔQ	ΔP	Durée îlotage
0042	1.03 kVAR	0.04 kW	1.3 s
0043	0.91 kVAR	0.01 kW	2.1 s
0044	0.92 kVAR	-0.02 kW	1.2 s
0045	0.9 kVAR	0 kW	1.3 s
0047	1.05 kVAR	-0.05 kW	1 s
0048	1 kVAR	0 kW	0.8 s
0053	0.99 kVAR	0 kW	1.1 s
0054	1.04 kVAR	0.02 kW	1.1 s

Les allures des fréquences sont montrées dans les deux graphiques ci-dessous.

Sur le graphique de la Figure II-15, on remarque une tendance similaire d'essai à essai. Seul l'essai numéro 48 montre une fréquence qui monte plus rapidement et qui donc va engendrer le déclenchement de la protection de découplage plus tôt.

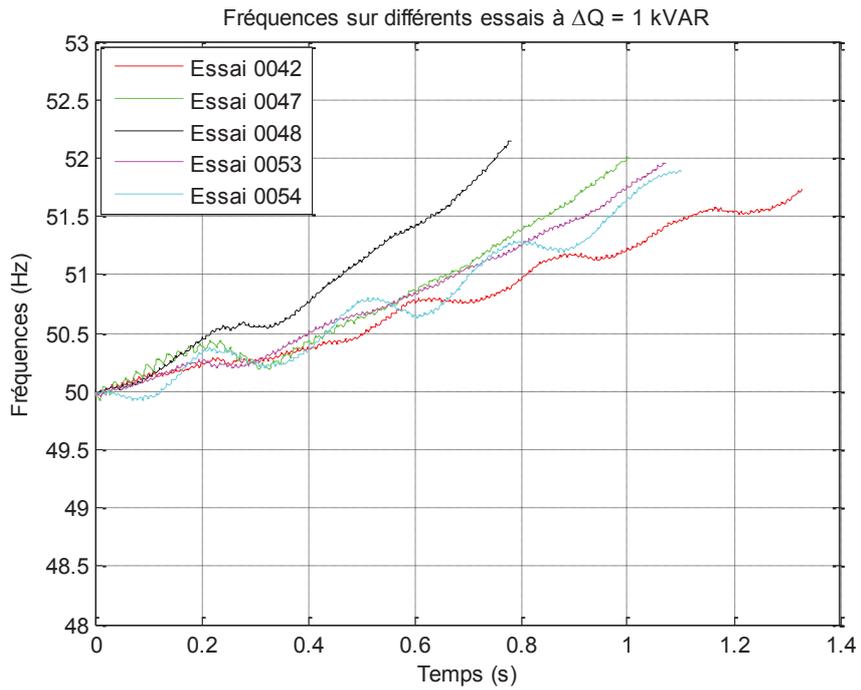


Figure II-14 – Allures de la fréquence mesurée pour les essais à $\Delta Q = 1$ kVAR

Nous avons également testé les îlotages avec un équilibre initial un peu meilleur (0.9 kVAR au lieu de 1 kVAR). Les résultats sont visibles dans la Figure II-15.

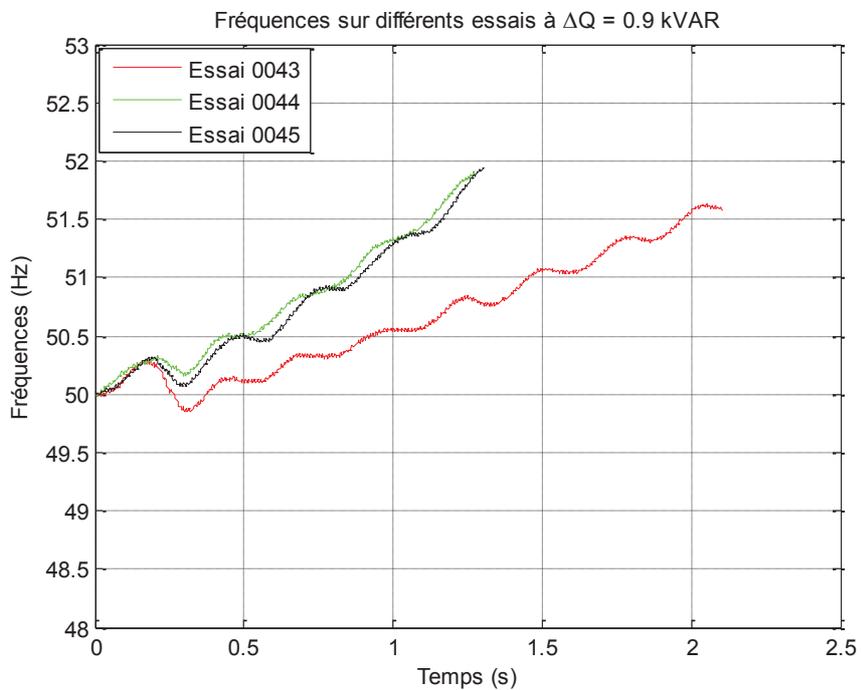


Figure II-15 – Allures des fréquences mesurées pour les essais à $\Delta Q = 0.9$ kVAR

Les allures des fréquences des deux essais numéros 44 et 45 sont très similaires. Comme pour la figure précédente, une des courbes présente une allure différente et engendre une durée d'îlotage cette fois ci légèrement supérieure.

Une seconde campagne de mesure à montrer à nouveau ces problèmes de répétabilité, le Tableau II-8 présente les résultats obtenus.

Tableau II-8 – Résultats de la seconde campagne de mesure

Essai	ΔQ	ΔP	Durée îlotage
0026	1.01 kVAR	0.06 kW	25.8 s
0027	1.03 kVAR	0.1 kW	13.5 s
0001	1.01 kVAR	-0.07 kW	1.2 s

Les allures de fréquences sont visibles dans le graphique ci-dessous. On voit bien que les allures sont extrêmement différentes d'essai à essai. C'est à partir de ces mesures que nous avons conclu quant à des problèmes de répétabilité manifestes.

Note : les résultats complets sont présentés en Annexe C.

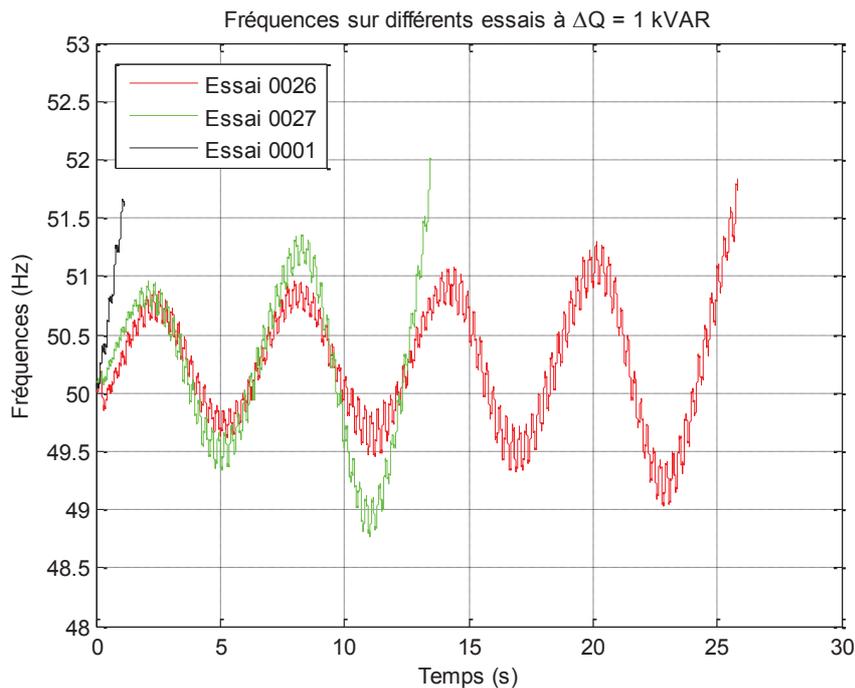


Figure II-16 – Fréquences mesurées sur différents essais à $\Delta Q = 1$ kVAR

II.5.5. Recommandations pour la création d'un banc d'essai spécifique aux essais d'îlotages

Les diverses expériences que nous avons menées nous ont permis de tirer de nombreux enseignements. Ceux-ci ont permis de définir divers points à améliorer pour espérer affiner les résultats de ces expériences. Premièrement, pour maximiser les chances de répétabilité, le réseau en

amont devra être mieux contrôlé. Le disjoncteur / sectionneur manuel que nous utilisions était ouvert aléatoirement d'un point de vue de l'onde de courant. Cela pourrait être amélioré via un organe de manœuvre contrôlable qui ouvrirait sur un événement particulier tel qu'un zéro de courant. Il faudrait également limiter autant que possible le nombre de régulations dans le système (par exemple, utiliser une machine synchrone à aimants permanents au lieu d'une machine à excitation). Ce point peut être évité s'il est possible de s'assurer de la maîtrise de toutes les régulations dans le système. En outre, les séries de mesures devraient être automatisées et ce pour améliorer la statistique. Le rapport de transformation de l'auto-transformateur devra être modifié en temps réel pour que la tension en amont reste la même d'essai à essai. Il faudrait également gérer la température de la salle où se font les expériences car celle-ci peut monter significativement et peut-être perturber les séries de mesures. La topologie du réseau et les éléments le constituant devront être interchangeables. Les lignes devraient être modifiables en câbles souterrains pour déterminer l'influence du réactif dans les lignes sur le phénomène, l'inertie équivalente devra être modifiable (en modifiant l'inertie des machines ou le nombre de machines sur le réseau de test). De plus, la calibration des capteurs doit être programmée avant les séries de mesures. Enfin, il faudrait faire l'acquisition des variables d'un maximum de boucles de régulation dans le réseau test (par exemple la tension et le courant d'excitation de la machine synchrone) et ce, afin de mieux comprendre ce qui se passe lors des essais.

III. Système d'observabilité in situ

En mai 2015, un système d'observabilité a été monté par Enedis dans le cadre des travaux de cette thèse. Celui-ci consiste à mettre en place, dans un poste source, un dispositif capable d'enregistrer les tensions et les courants et ce, pour comprendre le comportement dynamique du départ HTA. L'objectif étant d'enregistrer les tensions et les courants entre l'instant où le ré-enclencheur en tête de départ s'est ouvert, et celui où la protection de découplage du producteur sur le départ HTA s'est ouverte.

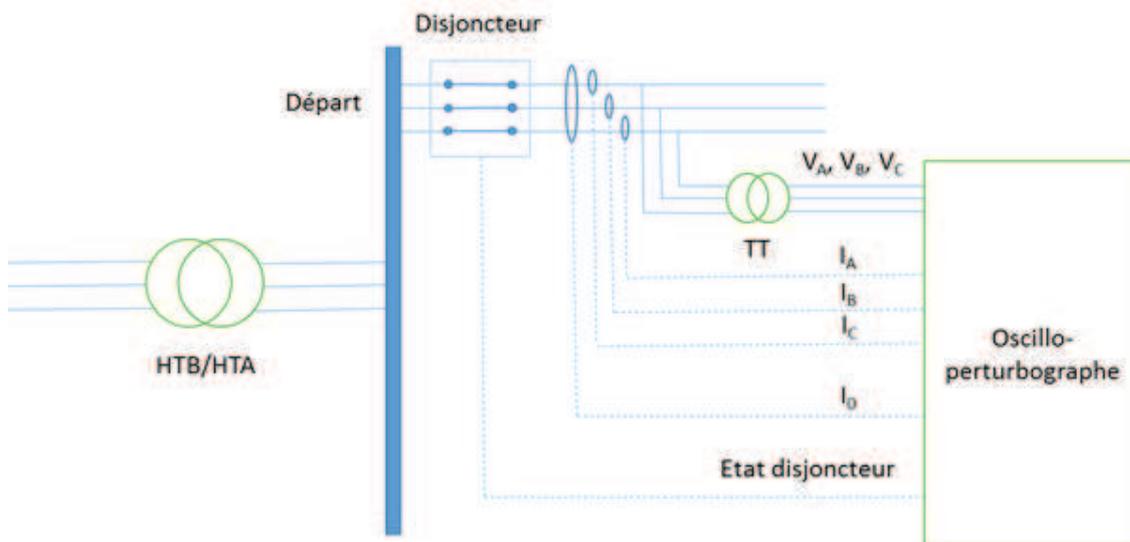


Figure II-17 – Schéma de principe de l'expérimentation mise en place

La Figure II-17 présente un schéma du dispositif. Un oscillo-perturbographe est raccordé en aval de la protection en tête de départ. Le départ a été consigné pour qu'un technicien raccorde un transformateur

de tension nécessaire aux mesures. L'oscilloperturbographe enregistre puis écrase en temps réel les quelques dernières secondes (fenêtre glissante) des tensions simples, des courants dans les trois phases ainsi que le courant homopolaire. Dès lors que la protection déclenche, le dispositif enregistre définitivement les signaux mesurés pour conserver quelques périodes avant le déclenchement de la protection et quelques secondes après. Cette expérience permettra d'obtenir des données précieuses concernant ce qui se passe électriquement lors d'une présence tension. Si a posteriori et avec l'analyse de ce qui s'est passé via le SI ETARESO, l'événement est défini comme un îlotage, nous pourrons alors visualiser ce qui se passe lors d'un îlotage.

Le départ en question n'a pas été, à ce jour, sujet à des ouvertures de protection en tête de départ, nous n'avons donc pas obtenu de données. Néanmoins, l'expérimentation ne va pas être arrêtée pour autant et le matériel en place continuant de fonctionner. Ainsi, des résultats pourraient donc sortir dans le cadre de futurs travaux. Les quelques photos suivantes illustrent le matériel nécessaire à la mise en place de cette expérience.



Figure II-18 – Photo de l'oscillo-perturbographe avec en entrée les tensions, courants de chaque phase ainsi que le courant homopolaire



Figure II-19 – Photo de l'armoire de protection (au premier plan) et des transformateurs de tension (au second plan)

IV. Conclusion et travaux futurs

Le fait de réaliser des dizaines d'essais d'îlotages nous a permis de récolter de nombreuses informations vis-à-vis du phénomène. Ainsi, nous sommes aujourd'hui à même de réaliser des expériences plus performantes. Les îlotages de courtes ou de très longues durées (apparemment infinies) étaient faciles à créer et ne nécessitaient pas de réglage très précis. Ces réglages ne peuvent de toute façon pas être très précis du fait du bruit présent dans les mesures et d'autres facteurs explicités dans les parties précédentes. Le fait de réduire la qualité de l'équilibre nous a permis d'observer des îlotages de durées plus courtes mais a pour conséquence de rendre les essais de mesures de durées d'îlotages difficilement répétables. Ces résultats nous encouragent à parfaire notre protocole expérimental dans le but d'améliorer principalement la répétabilité via la mesure de grandeurs auxquelles nous n'avons pas accès (par exemple, la mesure du couple mécanique) ; l'élimination d'un maximum de perturbations (comme les variations de tension du réseau en amont ou mieux contrôler l'ouverture de l'interrupteur) ; et des contrôles plus précis sur certains indicateurs comme le couple de la machine synchrone qui pourrait être mieux contrôlé d'essai en essai, malgré la nécessité de modifier les réglages pour la resynchroniser au réseau. Même en prenant en compte toutes ces améliorations, les expériences conserveraient probablement de la dispersion. Une dernière amélioration serait d'automatiser les essais, ce qui permettrait d'augmenter significativement leur nombre et pourrait mener à des études statistiques que le faible nombre d'essais que nous avons pu faire ne permettait pas (les essais étant très chronophages).

L'analyse des données DPU nous a fourni des informations sur les durées typiques de présence tension. Ces données ne sont en revanche pas systématiquement synonymes d'îlotages ce qui les rend difficile à interpréter. Nous avons néanmoins pu interpréter de légères tendances en couplant les durées de présence tension avec le courant dans le départ dans les minutes précédant l'ouverture de la protection. La tendance étant que la durée de présence tension semble plus longue lorsque le courant

en tête de départ est faible, ce qui confirme l'idée consistant à penser qu'un îlotage non-intentionnel a plus de chance d'apparaître et de durer s'il y a peu de courant en tête de départ lors de l'ouverture de la protection.

Un moyen d'observabilité sur le réseau Enedis a été mis en place et n'attend plus que des occurrences de défauts pour délivrer des données qui, espérons-le, seront intéressantes pour l'analyse de la durée des présences tension. Ce travail pourra être poursuivi dans le cadre de travaux futurs dans la chaire Enedis.

La mise en évidence du phénomène a été présentée dans ce chapitre, le chapitre suivant concerne des simulations numériques d'îlotage non-intentionnel. La première partie s'intéresse à l'impact du type de charge sur les simulations dynamiques d'îlotage non-intentionnel. Nous verrons notamment que le type de charge influence grandement la dynamique de l'îlot et donc la mesure de fréquence de l'onduleur. La deuxième partie présente des calculs concernant la probabilité qu'un défaut monophasé sur la HTA ne soit pas détecté par les producteurs en BT. Nous verrons que la probabilité que ce type de défaut ne soit pas détecté par la production en BT est importante.

Chapitre III
Simulations et analyse de cas d'études

CHAPITRE III SIMULATIONS ET ANALYSE DE CAS D'ETUDES..... 82

I. SIMULATIONS D' ILOTAGES AVEC DIFFERENTS TYPES DE CHARGES.....	84
I.1. Passerelle de PowerFactory à Simulink.....	85
I.2. Définition des modèles.....	87
I.2.1. Réseau HTB.....	87
I.2.2. Système photovoltaïque.....	88
I.2.3. Modèles de charges.....	92
I.3. Simulations.....	95
I.3.1. Principe et méthodologie.....	95
I.3.2. Résultats.....	97
I.4. Conclusion.....	102
II. DEFAUT MONOPHASE SUR LA HTA NON-DETECTE PAR LA BT.....	103
II.1. Problème de la détection des défauts monophasés sur la HTA par la BT.....	103
II.2. Description du système étudié.....	104
II.3. Protection en tête de départ fermé.....	105
II.3.1. Mise en équation.....	105
II.3.2. Choix des paramètres.....	106
II.3.3. Résultats.....	108
II.4. Protection en tête de départ ouverte.....	109
II.4.1. Description du système étudié.....	109
II.4.2. Mise en équation.....	110
II.4.3. Choix des paramètres.....	111
II.4.4. Résultats.....	111
II.5. Probabilité de non-détection.....	111
II.5.1. Défaut fugitif.....	112
II.5.2. Défaut permanent.....	114
II.6. Recherche de critère.....	114
II.6.1. Protection en tête de départ fermée.....	115
II.6.2. Protection en tête de départ ouverte.....	116
II.7. Conclusion.....	117

Ce chapitre concerne l'étude de cas d'usage jugés intéressants dans le cadre des travaux sur l'ilotage non-intentionnel. Le premier cas concerne l'étude des durées de présence tension en fonction de différents types de charges sur le réseau. Un départ réel HTA, fourni par Enedis, a été modélisé dans l'environnement Matlab/Simulink. Un modèle d'onduleur moyen classique a été développé et les résultats ont été comparés puis validés à ceux d'un modèle d'onduleur topologique. Nous avons ensuite défini des charges « typiques » d'un réseau de distribution qui capturent les phénomènes que nous considérons intéressants vis-à-vis de l'ilotage non-intentionnel. Des simulations avec différentes proportions de ces différents types de charges ont été réalisées afin d'évaluer le comportement de la tension et de la fréquence après l'ouverture de la protection en tête de départ.

Le second cas d'étude consiste à analyser les situations dans lesquelles un défaut monophasé sur la HTA pourrait ne pas être détecté par les installations de production raccordées en BT. En effet, avec les grandeurs mesurées par les protections de découplage des onduleurs raccordées au réseau BT, il se peut que celles-ci ne se découplent pas en cas de défaut homopolaire sur le départ HTA en amont. L'objectif des simulations présentées dans ce chapitre est donc d'évaluer la sensibilité de certains paramètres sur ce phénomène : distance d'apparition du défaut par rapport au poste source, résistance de défaut et régime de mise à la terre HTA.

I. Simulations d'ilotages avec différents types de charges

La visite à l'AMEPS de Grenoble, déjà évoquée dans le Chapitre II, et l'analyse des données récoltées dans le cadre de cette visite ont montré l'existence d'un départ sur lequel les ré-enclencheurs étaient parfois inhibés par le détecteur de présence tension. Il y a sur ce départ un producteur de puissance $P_{\max} = 2.7$ MVA qui laisse penser que ce départ pourrait éventuellement être sujet à des présences tension de durée supérieure à celle de la première reconnexion « rapide » du ré-enclencheur. Le réseau complet alimenté par le poste source HTB/HTA est constitué de 7 départs HTA dont 6 sont agrégés en des charges à PQ constantes équivalentes. Le départ HTA étudié contient 79 charges et 1 producteur de type éolien. Ces charges sont disséminées sur 224 nœuds reliés par 223 lignes. La Figure III-1 présente la vue de dessus de ce départ. Les données de celui-ci nous ont été fournies au format de la suite logicielle de simulation de réseaux électriques PowerFactory, or, le modèle d'onduleurs dont nous disposons se trouve dans l'environnement Simulink. Deux possibilités se sont offertes à nous, soit développer un environnement de co-simulation, soit développer une passerelle permettant le portage de modèles d'un environnement logiciel à un autre. C'est cette dernière solution qui a été retenue et qui est présentée dans la partie suivante.

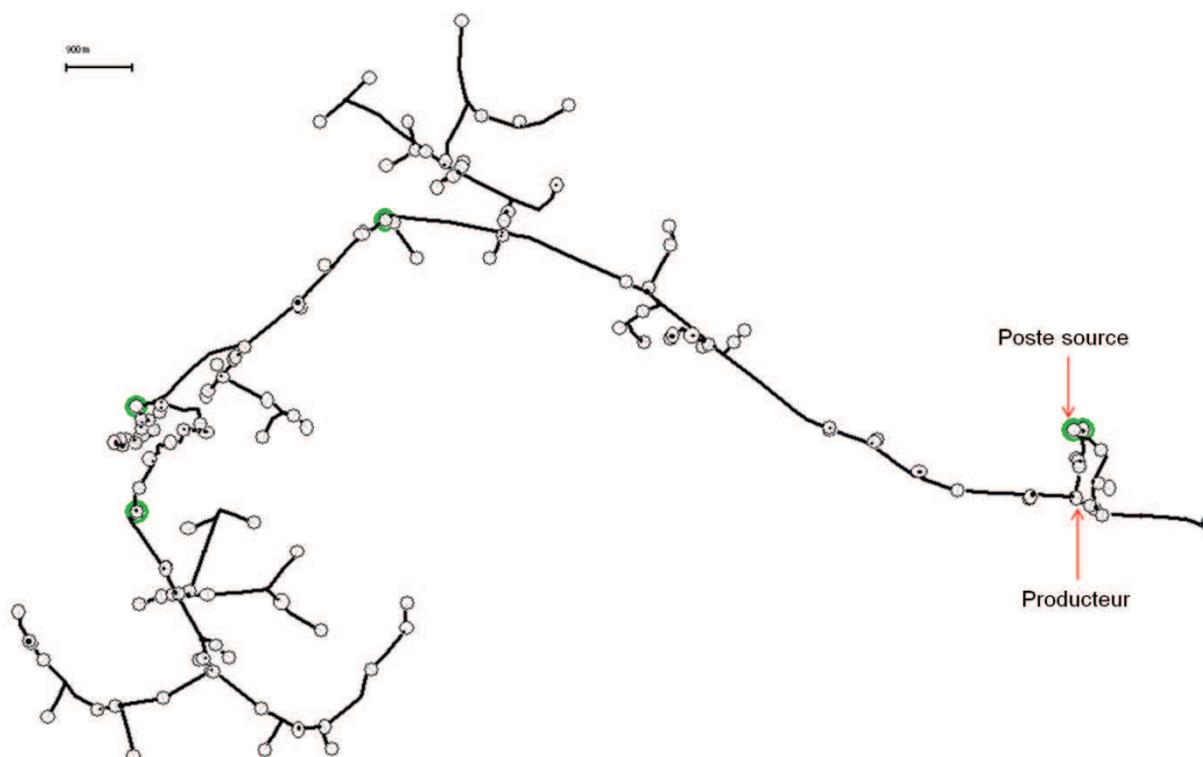


Figure III-1 – Vue de dessus du départ HTA réel (les cercles noirs représentent des postes HTA/BT, les cercles verts ne sont pas nécessairement des postes sources).

1.1. Passerelle de PowerFactory à Simulink

Une passerelle de PowerFactory vers Matlab précédemment développée par A. Garry, a été adaptée selon les besoins de nos simulations et a été validée par des comparaisons de « load flow » entre les deux environnements de simulation.

Les modèles de lignes utilisés dans PowerFactory ne sont pas exactement les mêmes que ceux disponibles dans Matlab/Simulink. En effet, le modèle de PowerFactory permet de considérer des condensateurs entre phases tandis que le modèle de Matlab/Simulink ne le permet pas de façon native. Le modèle de Matlab/Simulink permet lui de considérer un point neutre fictif reliant chaque phase à celui-ci à l'aide d'un condensateur ; ce point de neutre fictif est ensuite relié à la terre par un condensateur unique. Les deux modèles sont visibles en Figure III-2 et en Figure III-3.

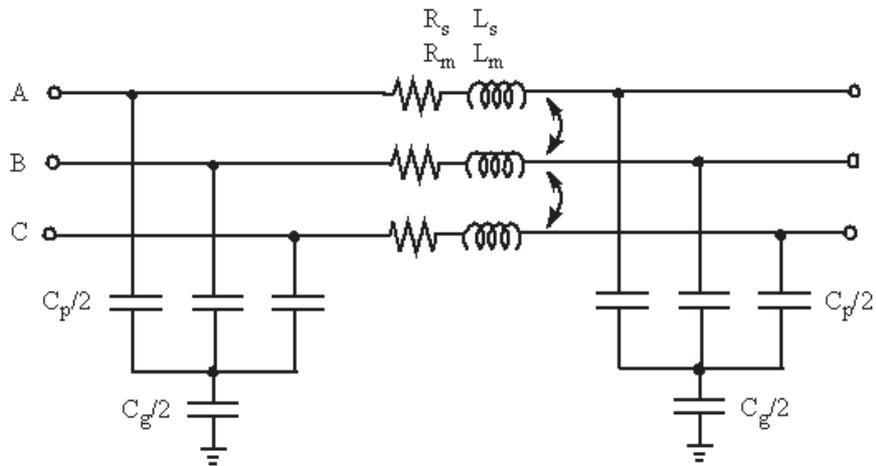


Figure III-2 – Modèle en PI de ligne triphasée dans Matlab/Simulink

Avec : $\underline{Z}_s = \frac{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}{3}$; $\underline{Z}_m = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$; $C_p = C_1$; $C_g = \frac{3C_1C_0}{C_1 - C_0}$

Où :

- Z_s est l'impédance propre de la ligne.
- Z_m est l'impédance mutuelle de la ligne.
- C_1 représente la capacité directe de la ligne.
- C_0 représente la capacité homopolaire de la ligne.

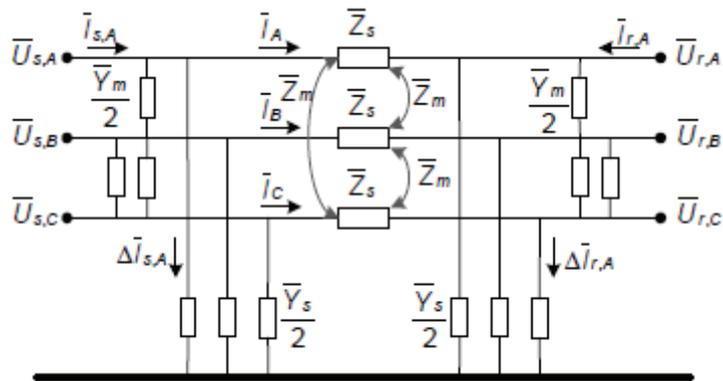


Figure III-3 – Modèle en PI de ligne dans PowerFactory

Avec : $\bar{Z}_s = \frac{2\bar{Z}_1 + \bar{Z}_0}{3}$; $\bar{Z}_m = \frac{\bar{Z}_0 - \bar{Z}_1}{3}$; $\bar{Y}_s = \frac{2\bar{Y}_1 + \bar{Y}_0}{3}$; $\bar{Y}_m = \frac{\bar{Y}_0 - \bar{Y}_1}{3}$

Où :

- Z_s est l'impédance propre de la ligne.

- Z_m est l'impédance mutuelle de la ligne.
- Z_0 représente l'impédance homopolaire de la ligne.
- Z_1 représente l'impédance directe de la ligne.
- Y_0 représente l'admittance homopolaire à la terre de la ligne.
- Y_1 représente l'admittance directe à la terre de la ligne.

Pour obtenir deux modèles de lignes parfaitement identiques afin de comparer les résultats des loadflow, nous avons d'une part, dans le modèle de Matlab/Simulink, fixé les paramètres $C_0 = C_1$ pour que l'impédance du condensateur C_g soit nulle ; d'autre part, nous avons fixé les paramètres $Y_0 = Y_1$ de PowerFactory, afin que les capacités entre phase soient d'impédance infinies. Les charges considérées dans les calculs de loadflow sont des charges de type PQ constantes et existent dans les deux logiciels. Celles-ci n'imposent donc pas d'effort de modélisation supplémentaire.

Les résultats des calculs de loadflows ci-dessous se concentrent sur la puissance qui transite dans la première ligne. La méthode utilisée pour comparer les deux résultats consiste à faire une simulation préliminaire de « loadflow » sous PowerFactory, puis récupérer l'amplitude de la tension en tête de départ. Celle-ci est ensuite mise en entrée du nœud slack (ou $V\theta$) du « loadflow » sous Matlab/Simulink. Cette méthode permet d'approcher au mieux les conditions de la simulation PowerFactory. Les résultats obtenus sont les suivants :

Tableau III-1 – Récapitulatif des résultats sous PowerFactory et Matlab/Simulink

	P	Q
PowerFactory	3239.6 kW	1228.1 kVAR
Simulink	3240.2 kW	1229.5 kVAR
Ecart relatif	0.019 %	0.11 %

L'écart relatif entre le « loadflow » de PowerFactory et celui de Matlab/Simulink est très faible. En effet, les résultats visibles dans le tableau ci-dessus montrent des écarts de 0.019 % sur la puissance active et de 0.11 % sur la puissance réactive. Afin de valider définitivement les résultats du modèle Matlab/Simulink, nous avons vérifié les tensions à chaque nœud. Les résultats ont montré qu'elles sont égales à 10^{-4} près, nous pouvons donc considérer que la passerelle de PowerFactory à Simulink est validée.

Nous avons validé la passerelle permettant de créer automatiquement, dans Simulink, des réseaux au format de PowerFactory. Nous allons maintenant décrire les différents modèles utilisés pour nos simulations dynamiques.

1.2. Définition des modèles

1.2.1. Réseau HTB

Le réseau HTB ne nécessite pas un effort de modélisation important, en effet, il ne sert qu'à fixer la tension et la fréquence avant l'ilotage. Ainsi, il est modélisé via une source de tension idéale.

1.2.2. Système photovoltaïque

Le système photovoltaïque que nous avons simulé dans cette partie correspond à un modèle de ferme solaire de 400 kWc. Ce système photovoltaïque, présenté en Figure I-4, comprend quatre groupes de panneaux photovoltaïques, quatre hacheurs, un onduleur triphasé et un transformateur de type Dyg.

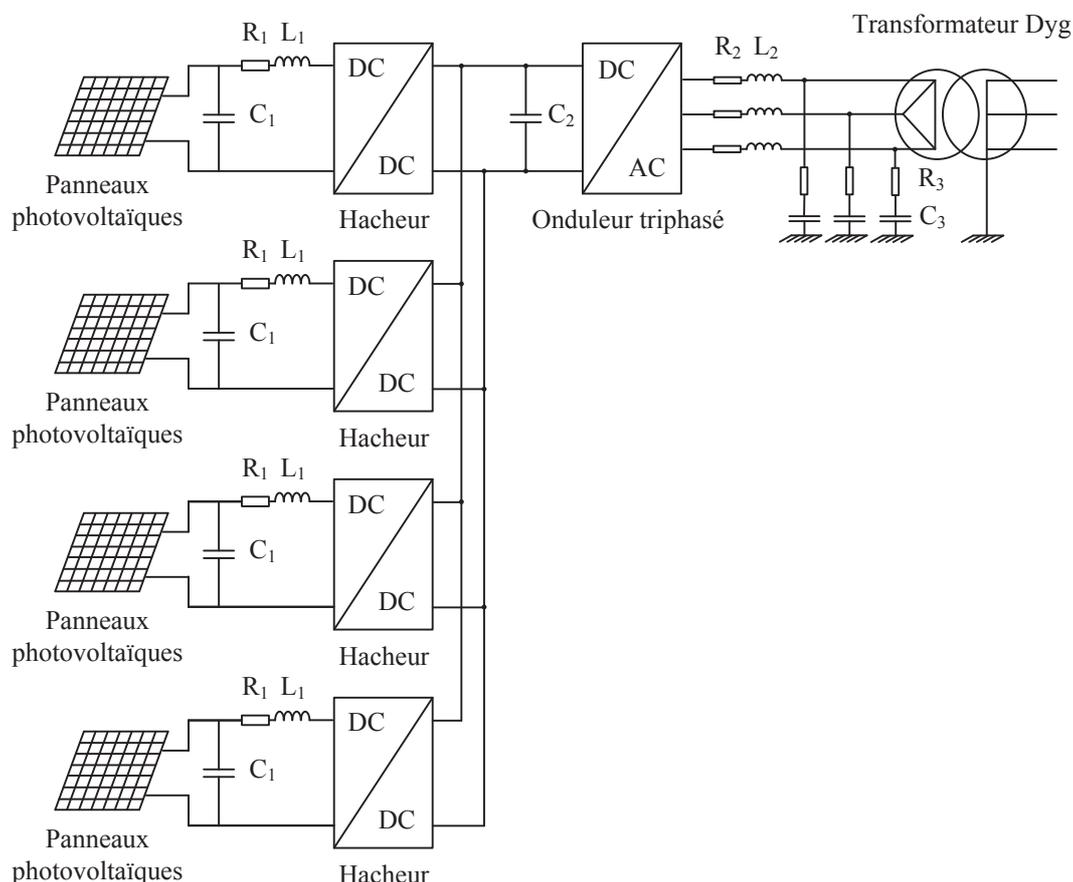


Figure III-4 – Système photovoltaïque de type ferme solaire.

Où : $R_1 = 5 \text{ m}\Omega$, $L_1 = 5 \text{ mH}$, $C_1 = 100 \text{ }\mu\text{F}$, $C_2 = 200 \text{ mF}$, $R_2 = 1 \text{ m}\Omega$, $L_2 = 45 \text{ }\mu\text{H}$, $R_3 = 1.69 \text{ }\Omega$ et $C_3 = 5.4 \text{ mF}$.

Il existe de nombreux types de modèles de panneaux photovoltaïques tout comme de nombreux modèles moyens [BAC13]. Cette partie a vocation à expliciter les modèles utilisés.

1.2.2.1. Panneaux photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques sont modélisés via le modèle équivalent de cellule photovoltaïque de Bishop [BIS88]. La cellule photovoltaïque est constituée d'une source de courant parfaite, en parallèle avec une diode ainsi qu'une résistance, le tout en série avec une résistance (voir Figure III-5).

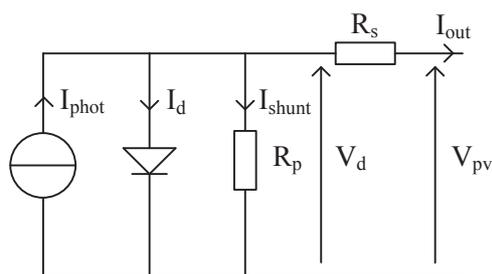


Figure III-5 – Modèle de diode photovoltaïque

Où : I_{phot} est le photocourant d'une cellule, I_d est le courant dans la diode, I_{shunt} est le courant de fuite qui modélise l'effet d'avalanche, I_{out} représente le courant de sortie de la cellule, R_p représente la résistance parallèle de la cellule photovoltaïque et R_s représente la résistance série de la cellule photovoltaïque.

La diode est définie dans ce modèle comme une source de courant parfaite dont la caractéristique est :

$$I_d = I_{\text{sat}} \left(\exp \left(\frac{V_d}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (\text{III.1})$$

Avec :

- I_d le courant dans la diode (en A) ;
- V_d la tension aux bornes de la diode (en V) ;
- I_{sat} le courant de saturation de la diode (en A) ;
- V_t la dépendance en température de la diode ($V_t = k \frac{T}{q} Q_d$) ;
- T la température d'une cellule (en K) ;
- k la constante de Boltzman ($k = 1.3806 \cdot 10^{-23}$ J/K) ;
- q la charge d'un électron ($q = 1.6022 \cdot 10^{-19}$ C) ;
- Q_d le facteur de qualité de la diode.

Enfin, le courant de fuite I_{shunt} est fonction de la tension et contrôle la caractéristique inverse de la cellule. Il dépend d'une résistance R_p et d'un coefficient non linéaire qui décrit l'effet d'avalanche. On a donc :

$$I_{\text{shunt}} = \frac{V_d}{R_p} \left(1 + a \left(1 - \frac{V_d}{V_{\text{br}}} \right)^{-m} \right) \quad (\text{III.2})$$

Où : V_{br} est la tension de claquage à la jonction PN de la diode et m représente l'effet d'avalanche.

La tension et le courant en sortie de panneaux dépendent de la connexion entre les cellules. Les valeurs des différents composants ont été choisis suivant les paramètres des constructeurs de panneaux photovoltaïques contenus dans la base de données NREL [NRE16].

I.2.2.2. Modèle moyen du système photovoltaïque

Le système de conversion photovoltaïque est de loin la partie la plus coûteuse pour nos simulations. En effet, son modèle topologique requiert la modélisation de composants semi-conducteurs comme les transistors et les thyristors, dont les commutations sont souvent rapides¹. Les simulations nécessitent soit un pas de temps très court (ce qui rend la simulation chronophage et volumineuse en termes de données), soit un effort de modélisation supplémentaire significatif visant à mettre au point et valider un modèle simplifié (« modèle moyen »). C'est ce qui a été fait pour le système photovoltaïque et ces modèles sont présentés dans la partie suivante.

III.I.2.2.2 Modèle moyen de hacheur

Le modèle moyen de hacheur consiste en une source de courant contrôlée dont les entrées sont la tension et le courant côté panneaux photovoltaïques, et dont les sorties sont la tension et le courant côté onduleur.

Note : les pertes sont négligées dans ce modèle.

Le modèle moyen de hacheur repose sur la formule suivante :

$$P = V_{pv} \cdot I_{pv} = V_{dc} \cdot I_{dc} \quad (\text{III.3})$$

Avec : P la puissance transistée, V_{pv} , I_{pv} la tension et le courant côté panneaux photovoltaïques, et V_{dc} , I_{dc} la tension et le courant côté onduleur.

Le hacheur est contrôlé via un algorithme MPPT dit « Perturbe et observe ». C'est un algorithme très répandu dans la littérature qui a l'avantage d'être extrêmement simple [CHE08, FAO12]. Le principe de cette méthode est le suivant : la puissance électrique côté panneaux photovoltaïques est mesurée à intervalle régulier, le contrôle du hacheur modifie (ou perturbe) la commande de transistor pour détecter le signe de $\Delta P = P(t) - P(t-\Delta t)$. A ce titre, pour un rapport cyclique donné et pour un sens de variation du rapport de cycle :

- Si $\Delta P < 0$ alors la commande du transistor s'ajuste pour aller dans l'autre sens et ainsi pour chercher à augmenter ΔP .
- Si le $\Delta P > 0$ est positif alors la commande continue dans le même sens jusqu'à atteindre (voire dépasser) le point de puissance maximum.

Le contrôle du hacheur est exactement le même dans le modèle moyen et dans le modèle détaillé (topologique).

¹ Mais pas toujours ; les commutations du gradateur sont par exemple commandées par la tension du réseau lui-même, et ont lieu à la même fréquence. Inversement, les commutations d'un onduleur sont commandées par un circuit de commande dédié, à une fréquence nettement supérieure à 50 Hz.

III.1.2.2.2 Modèle moyen d'onduleur triphasé

Le modèle d'onduleur moyen repose sur l'équation mathématique suivante :

$$P = V_{ab} \cdot I_a - V_{bc} \cdot I_c = V_{dc} \cdot I_{dc} \quad (III.4)$$

Avec : P la puissance transistée, V_{ab} et V_{bc} les tensions entre phases (ab) et (bc), I_a et I_c les courants dans la phase a et c.

Comme pour le modèle de hacheur moyen, les pertes sont négligées dans le modèle d'onduleur moyen. La Figure III-6 présente le contrôle de l'onduleur avec les fonctions de régulation en P(f) et Q(U). Le contrôle de l'onduleur est effectué via la transformation de Park, qui permet de séparer la composante active et la composante réactive du courant. La tension du bus DC ainsi que le courant côté AC dans le repère de Park sont régulés afin de sortir les puissances active et réactive demandées. Si le P(f) n'est pas activé, alors le bloc de saturation « contrôle P(f) » n'agit pas. Si le Q(U) n'est pas activé, la commande « iqref » est constante et est fixée à zéro, ce qui implique que l'onduleur ne fournit, ni ne consomme de puissance réactive.

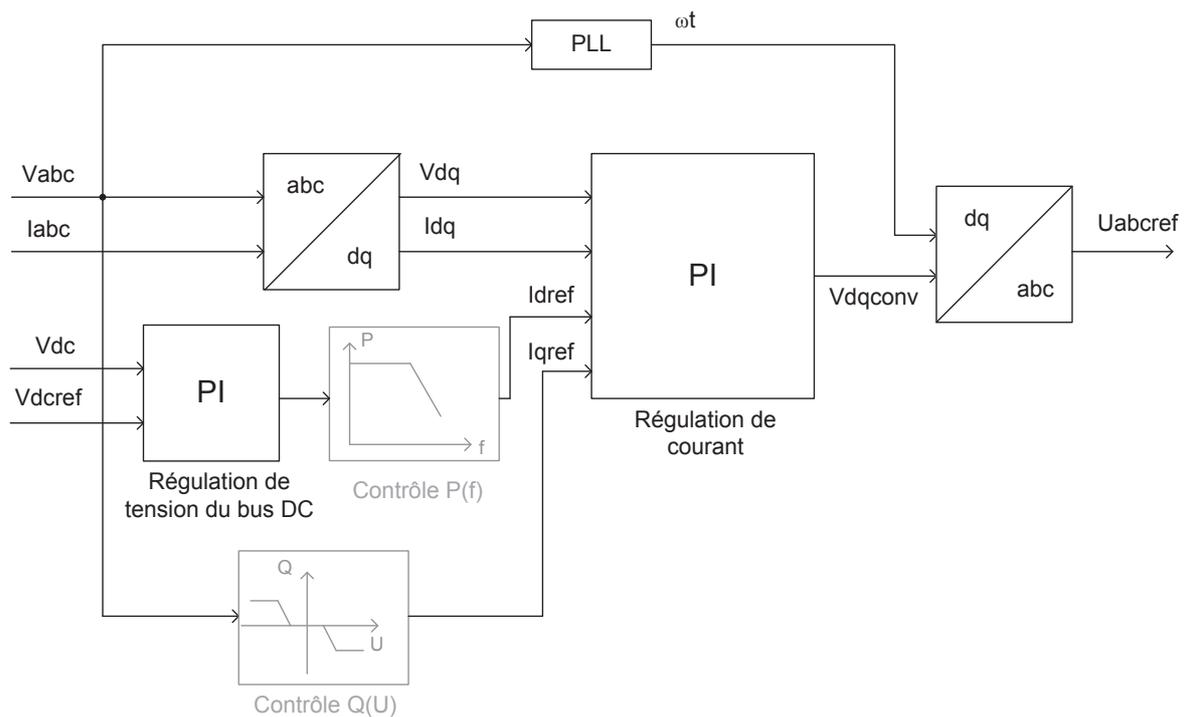


Figure III-6 – Contrôle complet de l'onduleur avec les fonctions de régulation P(f) et Q(U)

Pour aller plus loin, il est nécessaire de valider le comportement du modèle moyen d'onduleur. La validation du modèle moyen par rapport au modèle topologique d'onduleur est présentée en Annexe D.

Nous avons présenté les modèles de réseau HTB ainsi que tout le système photovoltaïque, nous allons maintenant décrire les modèles de charges.

1.2.3. Modèles de charges

1.2.3.1. Introduction

La charge est un élément fondamental dans les simulations d'îlotages. Celle-ci est aussi importante que le modèle d'onduleur dans le comportement de nos simulations. Dans notre étude, nous avons cherché à capturer les phénomènes principaux d'un réseau électrique de distribution. Pour cela, nous avons déterminé plusieurs types de charges existants sur le réseau électrique, dans le but de couvrir un large panel de possibilités. Les différents modèles de charges sélectionnés sont :

- Les charges à électronique de puissance ;
- Les charges de type inertiel comme les machines électriques ;
- Les charges passives.

Parmi les différentes charges énoncées ci-dessus, certaines nécessitent plus d'efforts de modélisation que d'autres. Les charges les plus complexes sont typiquement celles qui contiennent de l'électronique de puissance car elles comportent des éléments de type transistor ou thyristor qui commutent. La catégorie comprenant les charges résistives et inductives ne pose pas de difficulté particulière. Ces charges se modélisent facilement avec des composants passifs comme des résistances (four, chauffage, etc.) et des inductances.

Nous avons choisi de modéliser la charge via différents types. Par exemple, la catégorie « électronique de puissance » est représentée par un redresseur triphasé ; les charges linéaires seront modélisées par des résistances et des charges RLC parallèles (charge préconisée dans le test du circuit oscillant). Nous ajoutons à ces types, la charge à PQ contrôlée qui est très majoritairement utilisées dans la littérature académique pour les simulations dynamiques.

Nous allons maintenant décrire les différentes charges que nous avons utilisées pour nos simulations d'îlotage non-intentionnel.

1.2.3.2. Charge à électronique de puissance : le redresseur

Le redresseur est un convertisseur alternatif/continu très répandu de nos jours, on peut notamment en trouver dans tous les types de chargeurs de batterie (téléphone portable, ordinateur portable, etc.). Nous avons modélisé un redresseur triphasé constitué d'un pont de trois diodes en parallèle en aval desquelles se trouvent des inductances. La charge mise en place est une simple résistance.

Note : il existe aussi des redresseurs constitués de thyristors qui ont pour intérêt principal de permettre le contrôle de la tension de la charge. Nous n'avons pas de contrainte liée à la tension aux bornes de la charge car nous souhaitons seulement reproduire le comportement qualitatif d'un redresseur ; nous avons donc choisi celui qui nous paraît le plus « simple » et le moins chronophage pour les simulations.

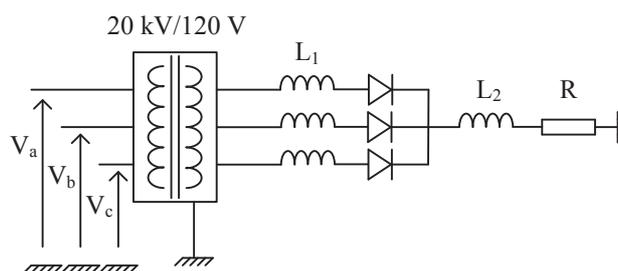


Figure III-7 – Modèle de redresseur triphasé avec charge résistive

Les graphiques suivants ont été obtenus avec les valeurs suivantes : $R = 10 \Omega$, $L_1 = 5 \text{ mH}$ et $L_2 = 200 \text{ mH}$; le transformateur est de type Dyg. On voit que la tension et le courant sont quasi continus ce qui valide le comportement de notre redresseur triphasé.

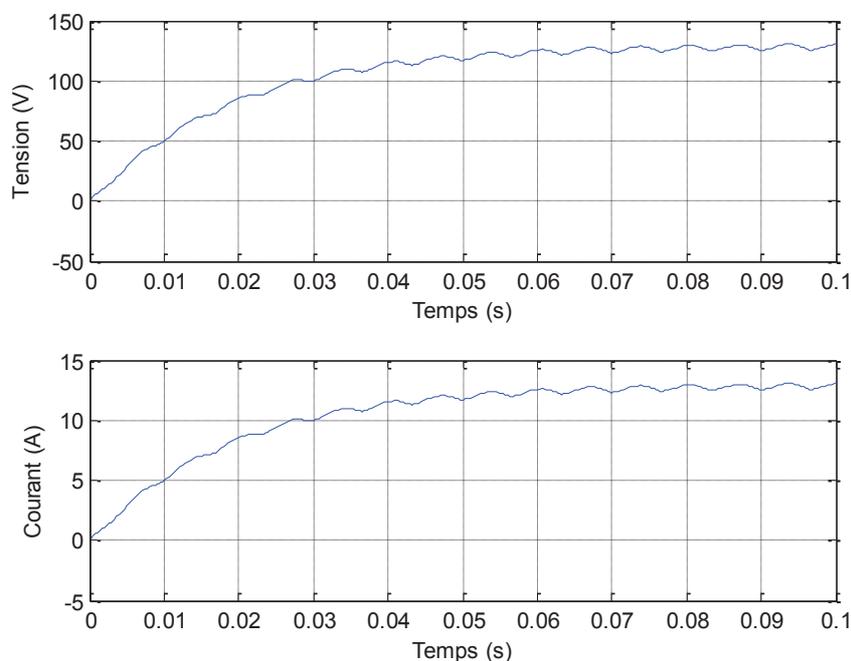


Figure III-8 – Tension et courant en fonction du temps dans la résistance R du redresseur triphasé

I.2.3.3. Charge RLC parallèle

La charge RLC parallèle est la charge utilisée dans le test du circuit oscillant de la prénorme DIN VDE 0126-1-1/A1¹. Cette charge représente un cas supposé très simple à construire pour le test normatif du circuit oscillant. En effet, il s'agit de trois composants électriques communs dont l'association peut mener à un oscillateur harmonique amorti, intuitivement « très défavorable » pour la détection de

¹ On rappelle que ce test a pour but de tester la fonction anti-flotage d'un onduleur.

l'îlotage lorsque son facteur de qualité¹ est élevé. En effet, pour une charge disposant d'un facteur de qualité faible, la puissance active domine dans la charge, le circuit est donc essentiellement résistif et celui-ci se comporte quasiment de la même manière à toutes les fréquences. Pour un facteur de qualité plus grand, le sous-circuit LC parallèle domine et les échanges de puissances réactives sont très grands. Dès lors, l'onduleur ne pourra que faiblement déstabiliser cet équilibre car la puissance P qu'il apporte est faible par rapport aux puissances réactives échangées dans la sous-charge LC parallèle.

La charge RLC parallèle seule semble peu réaliste, car elle ne rend pas compte de l'inertie existante dans les réseaux électriques. En effet, dès le début de l'îlotage d'une charge RLC parallèle, la fréquence passe subitement à un régime sinusoïdal amorti à la fréquence de résonance de la charge (ce fait résulte simplement de la solution explicite bien connue de l'équation différentielle qui régit le comportement dynamique d'un oscillateur linéaire amorti²). Par ailleurs, il s'agit d'une charge purement linéaire, qui ne rend pas compte des régimes déformés que l'on observe également en pratique sur les réseaux réels.

I.2.3.4. Charge à puissances P et Q contrôlées

Les charges dynamiques à P et Q contrôlées sont des modèles communément choisis par les universitaires pour des études dynamiques. Dans ce modèle, la puissance active et la puissance réactive sont généralement chacune fonction de la fréquence et de la tension suivant des coefficients parfois ajustés via des mesures sur réseaux. Il s'agit du type de charge d'origine intégré au logiciel PowerFactory.

Comme cela a été discuté en introduction, ces modèles reposent sur l'hypothèse de régime quasi-permanent ; le système électrique doit en effet être modélisé comme étant en régime permanent pour que les notions de tension efficace, fréquence, puissance active et puissance réactive aient un sens. Ce modèle de charge est simple car il s'agit d'un modèle à quelques paramètres réglables suivant les dépendances souhaitées ; son inconvénient pour notre étude est qu'au moment de l'îlotage, l'hypothèse de régime quasi-permanent n'est a priori plus vérifiée, ce qui implique que son comportement peut être incontrôlé.

En simulation dynamique de type « EMT », où les inconnues de l'équation différentielle sont les valeurs instantanées des tensions et des courants (par opposition aux simulations « RMS »), la charge

¹ On rappelle que le facteur de qualité Qf est égal à la moyenne géométrique des puissances réactives consommée par l'inductance (Ql) et générée par le condensateur (Qc) divisé par la puissance active P consommée par la résistance

$$\left(Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{\sqrt{Q_L \cdot Q_C}}{P} \right).$$

² Lorsque la charge RLC parallèle n'est plus seule dans l'îlot mais accompagné d'un onduleur, comme dans le test du circuit oscillant, la dérive de fréquence n'est pas aussi brutale, car la dynamique de la commande de l'onduleur (et plus particulièrement de la PLL) intervient également.

à PQ contrôlées nécessite un bloc permettant de calculer la « fréquence » et la « tension efficace » en régime transitoire. La Figure III-9 présente un exemple de méthode de mesure de fréquence : la PLL. Il s'agit d'un circuit asservi très simple dans lequel l'objectif est de minimiser l'écart entre la mesure de fréquence obtenue via l'algorithme interne et la fréquence réelle du signal.

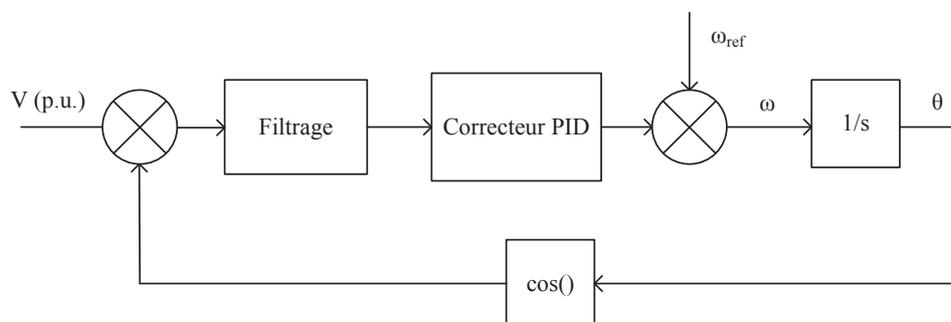


Figure III-9 – Schéma de principe d'une PLL

Les paramètres de la PLL sont sans importance lorsque le système est effectivement en régime permanent, car toutes les méthodes de mesures de fréquence « performantes » donneront le même résultat. En revanche, en régime transitoire, la mesure de fréquence et de tension efficace introduit une dynamique supplémentaire artificielle, et variable d'une méthode de mesure à l'autre ; le comportement du modèle de la charge est alors dépendant de la méthode utilisée pour calculer la tension efficace et la fréquence, qui est complètement artificielle dans le modèle. Nous avons évalué l'impact de la méthode de mesure de fréquence sur les résultats de la simulation ; ceux-ci sont présentés en Annexe E. Plusieurs types d'équations existent pour réguler les puissances active et réactive consommées par ces charges. La plus répandue est la charge de type IEEE qui a pour équations :

$$\begin{cases} P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv}} [1 + K_{pf} (f - f_0)] \\ Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv}} [1 + K_{qf} (f - f_0)] \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

Certains articles de la littérature proposent des coefficients typiques ayant été estimés via des mesures en réseau [IEE93].

Nous avons défini, dans cette partie, les différents modèles que nous allons utiliser pour les simulations de la partie suivante. Nous allons maintenant expliquer le principe de ces simulations, puis présenter les résultats.

1.3. Simulations

1.3.1. Principe et méthodologie

Nous sommes maintenant capables de recréer automatiquement tout réseau de type PowerFactory dans la bibliothèque SimPowerSystems de Matlab/Simulink. Nous avons en notre possession un modèle de

ferme photovoltaïque de 400 kW que nous avons placé au nœud producteur de ce départ. La centrale réellement raccordée à ce départ a une capacité de 2.7 MW, il y a donc un facteur d'environ 7 entre la ferme photovoltaïque et la véritable production. Nous avons choisi de diviser la charge par ce même facteur afin de nous approcher de l'équilibre production = consommation sur le départ. L'inverse, à savoir, augmenter la puissance de la ferme photovoltaïque n'est pas chose aisée car la ferme photovoltaïque est bien plus complexe que la charge, en termes de modélisation, et la mettre à l'échelle nécessite un travail très important. L'équilibre des puissances au transformateur HTB/HTA est obtenu par dichotomie, en modifiant les puissances consommées par les charges. Le principe est décrit en Figure III-10. Une première simulation courte est lancée afin d'évaluer les puissances active et réactive qui transitent dans le transformateur HTB/HTA. Ces résultats sont ensuite comparés à des seuils qui correspondent au déséquilibre (en P et Q) souhaité avant flitage. Si l'équilibre est satisfaisant, c'est-à-dire qu'il est suffisamment proche de celui recherché, alors la simulation complète, sur une durée plus longue et avec l'ouverture de la protection en tête de départ, démarre. Si l'écart entre l'équilibre recherché et celui obtenu en simulation est supérieur à la marge tolérée, les charges clients servent de variables d'ajustement et sont automatiquement modifiées afin d'approcher l'écart souhaité (en conservant les ratios de puissances consommées entre les nœuds).

Dans cette partie, nous appellerons ΔP et ΔQ les puissances active et réactive qui traversent le transformateur. Si $\Delta P > 0$ (ou $\Delta Q > 0$), alors le réseau HTB fournit de la puissance ; si $\Delta P < 0$ (ou $\Delta Q < 0$), alors le réseau HTB reçoit de la puissance.

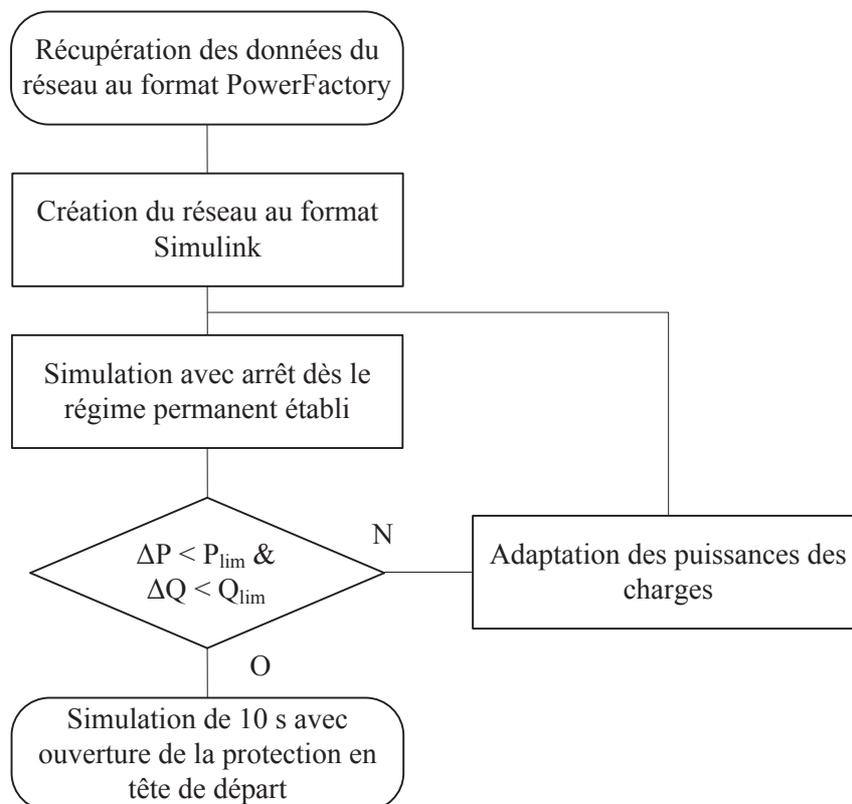


Figure III-10 – Principe des simulations d'îlotage non-intentionnels

1.3.2. Résultats

1.3.2.1. Avec des charges de type RL

Nous avons lancé une simulation comprenant une installation de production de type ferme photovoltaïque de 400 kW en production maximale ($Q = 0$). Dans cette partie, les charges implémentées sont uniquement de type RL parallèle. La Figure III-11 présente la mesure de fréquence par l'onduleur pour un équilibre $\Delta P = + 40$ W et $\Delta Q = + 7$ VAR. Malgré la période d'instabilité, la fréquence se maintient dans une plage très proche de la fréquence nominale (± 2 mHz) ce qui implique qu'un îlotage aurait eu lieu.

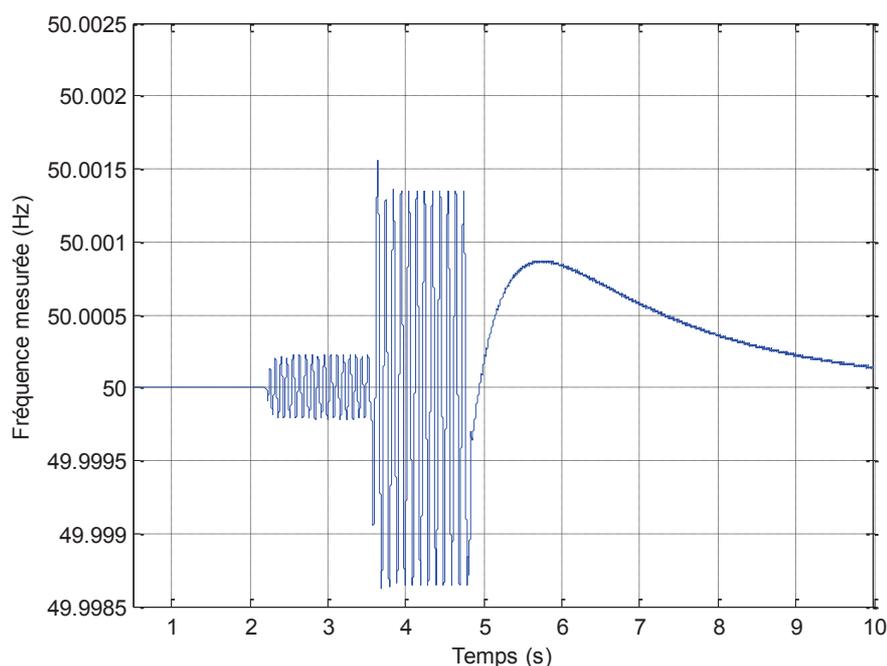


Figure III-11 – Fréquence mesurée par la PLL de l'onduleur en fonction du temps pour des charges de type RL parallèle ($\Delta P = + 40$ W et $\Delta Q = + 7$ VAR)

La Figure III-12 présente les résultats de deux simulations. La première (courbe bleue) est similaire au cas présenté ci-dessus, à la différence près que l'équilibre au transformateur est de $\Delta P = - 90$ W et $\Delta Q = + 3980$ VAR. La seconde (courbe rouge) correspond au test du circuit oscillant de la ferme photovoltaïque utilisée pour la simulation avec le réseau « réel », où la charge RLC parallèle de ce test a été réglée pour obtenir une fréquence de résonance de 50.64 Hz. On peut d'abord remarquer que la fréquence mesurée dans le cas du réseau « réel » oscille, et dépasse le critère de fréquence haute sur une durée suffisamment longue pour que la protection de découplage le détecte ; la marche en réseau séparé est donc détectée par le producteur, qui se déconnecterait. Par ailleurs, on peut observer que les comportements sont assez similaires, bien qu'il y ait des différences de dynamiques observables sur les df/dt des deux simulations. En effet, la fréquence mesurée dans le cadre du test du circuit oscillant croît plus rapidement que pour le cas du réseau « réel ». La similarité relative des résultats entre ces deux simulations nous a mené à définir la zone de non-détection empirique de notre système. Ainsi, de nombreuses simulations ont été lancées afin de décrire l'ensemble de la ZND pour le cas du réseau

« réel » avec charges de type RL parallèle. Les résultats sont présentés en Figure III-13 et montrent la zone de non-détection dans le plan (ΔP , ΔQ).

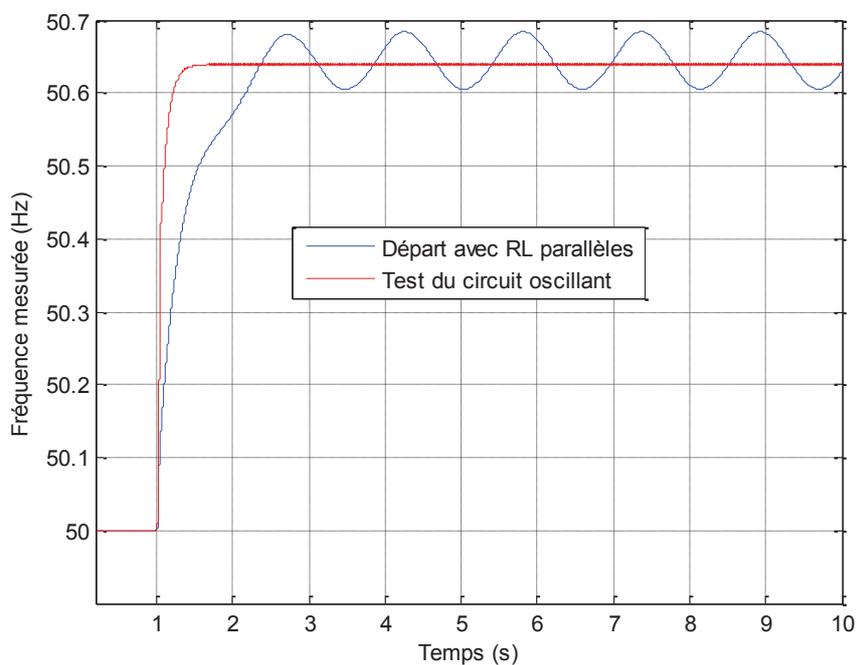


Figure III-12 – Mesures de fréquence du cas présenté ci-dessus et du test de circuit oscillant avec fréquence de résonance réglée à 50.64 Hz

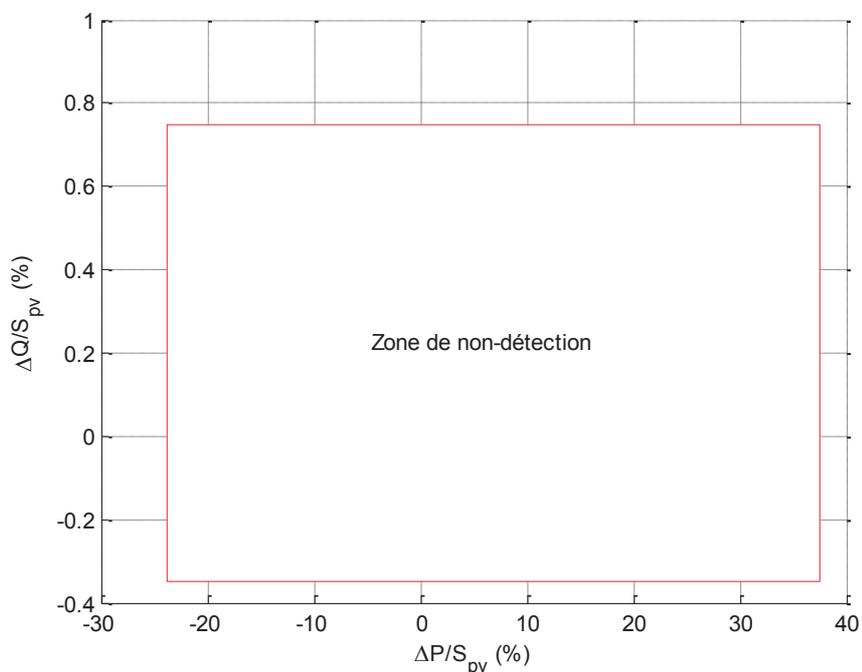


Figure III-13 – Zone de non-détection du cas avec des charges de type RL parallèle obtenue via simulations

La forme de la ZND obtenue est relativement proche de celle, typique, du test du circuit oscillant avec un onduleur photovoltaïque et une charge RLC parallèle (cf. Figure I-18). On peut remarquer que la plage de ΔP dans la ZND est relativement grande : un déséquilibre de près de 37 % en puissance active ne permet pas à la protection de découplage de détecter l'îlotage. Ce résultat est intéressant car si les charges réelles sur le réseau tendent vers ce type de charge, alors un bon équilibre relatif sur la puissance réactive est suffisant pour qu'un îlotage non-intentionnel apparaisse.

Pour aller plus loin, la très petite plage de puissance réactive de la ZND, ci-dessus, nous laisse à penser que si les charges réelles sont très proches des charges RL parallèles, alors le facteur de qualité de la charge équivalente est probablement très faible (et inférieur au seuil $Q_f = 2$ du test du circuit oscillant, voir section III.6.1 du chapitre I). En effet, le facteur de qualité impacte grandement la plage de puissance réactive du test du circuit oscillant. La Figure III-14 présente la ZND théorique du test du circuit oscillant pour un facteur de qualité $Q_f = 2$ tandis que la Figure III-15 la présente pour $Q_f = 0.01$. On voit bien que la plage des $\Delta Q/P_0$ de la ZND pour $Q_f = 0.01$ est très petite devant la plage des $\Delta Q/P_0$ de la ZND pour $Q_f = 2$.

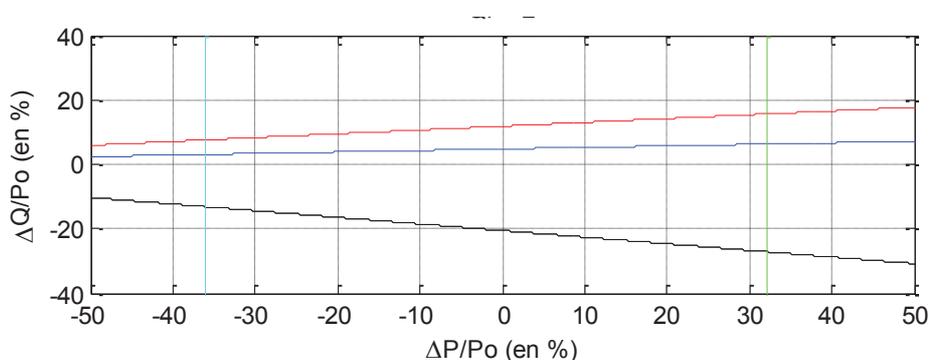


Figure III-14 – Zones de non-détection du test du circuit oscillant pour $P_0 = 6 \text{ kW}$; $R = 8.81 \text{ } \Omega$ et $Q_f = 2$

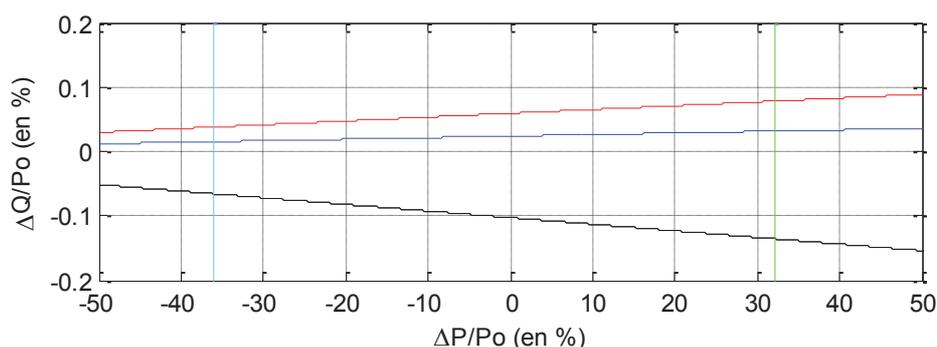


Figure III-15 – Zones de non-détection du test du circuit oscillant pour $P_0 = 6 \text{ kW}$; $R = 8.81 \text{ } \Omega$ et $Q_f = 0.01$

Les résultats des simulations avec des charges RL parallèles ont été présentés, nous allons maintenant introduire quelques résultats avec des charges de type PQ contrôlées.

I.3.2.2. Avec des charges de type PQ contrôlées

Pour montrer l'impact du type de charge sur les résultats de la simulation, nous avons lancé la même simulation que dans la section précédente au type de charge choisi près. Cette simulation a été lancée pour un équilibre en puissances quasi-nul de $\Delta P = 15 \text{ W}$ et $\Delta Q = -10 \text{ VAR}$. Les variables d'ajustement sont les puissances des charges à PQ contrôlées. Les résultats sont visibles en Figure III-16.

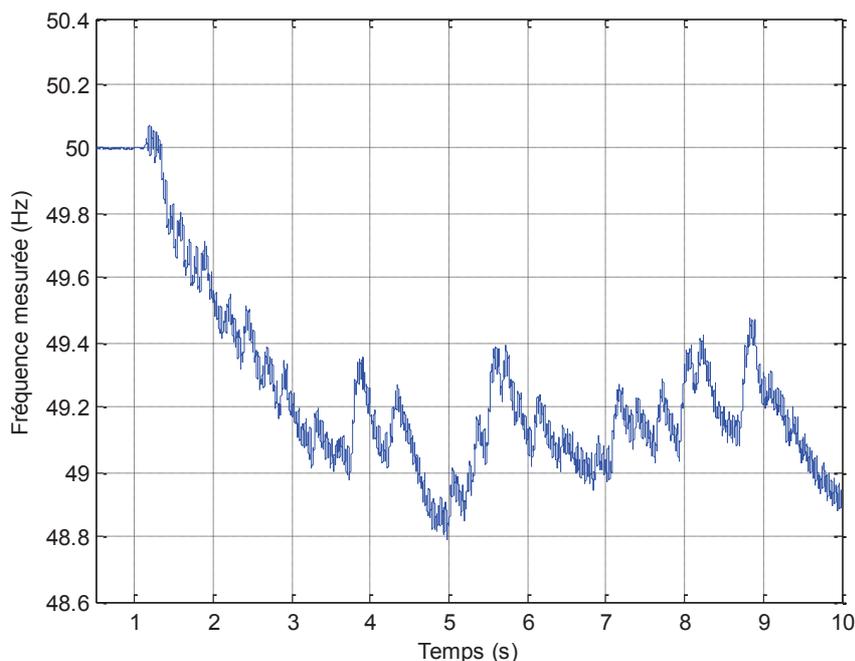


Figure III-16 – Fréquence mesurée par la PLL de l'onduleur en fonction du temps pour des charges de type PQ contrôlées ($\Delta P = + 15 \text{ W}$ et $\Delta Q = - 10 \text{ VAR}$)

Dans le cas des charges de type PQ contrôlées, la fréquence s'éloigne des 50 Hz, et ce, malgré l'équilibre en puissances quasi-parfait avant l'ouverture de la protection en tête de départ. Ce résultat peut paraître contre-intuitif dans le sens où dans la littérature, la majorité des études pour détecter l'îlotage non-intentionnel sont menées avec des charges RLC parallèles. Celles-ci ont un comportement particulier car lorsqu'on a $\Delta P = + 15 \text{ W}$ et $\Delta Q = - 10 \text{ VAR}$ (à fréquence et tension efficace fixées), et en l'absence de régulation spécifique visant à passer le test du circuit oscillant, le système est très vraisemblablement stable par construction pour tout onduleur de qualité. Les résultats ci-dessus montrent que ce n'est pas le cas ici pour la charge à PQ contrôlées. Même si le comportement qualitatif des deux simulations diffère de manière spectaculaire, la fréquence reste malgré tout entre les seuils des protections de découplage en fréquence sur la BT, ce qui signifie que l'îlotage non-intentionnel n'est pas détecté.

Nous venons de montrer que le comportement de la fréquence pour des charges à PQ contrôlées est totalement différent de celui du cas des charges RL parallèles. De plus, un équilibre quasi parfait avant l'îlotage n'est pas gage de stabilité absolue sur la mesure de fréquence. Nous allons maintenant voir le

comportement de ce réseau avec un mix de charges : RL parallèles et charges de type électronique de puissance.

I.3.2.3. Avec des charges non-linéaires de type électronique de puissance

Pour ces simulations, nous avons mixé deux types de charge : les charges à électronique de puissance et les charges de type RL parallèles. Ces dernières servent de variables d'ajustement car nous voulions conserver une topologie de réseau fixe dans toutes nos simulations ; par ailleurs, il est hautement improbable que 100 % des charges sur un réseau réel correspondent au type à électronique de puissance. Pour ces simulations, nous avons choisi de placer sur chaque nœud disposant d'une charge : une charge de type RL parallèles en dérivation avec une charge de type redresseur. La charge de type redresseur représente environ 30 % de la charge totale à chaque nœud. La Figure III-17 présente la fréquence en fonction du temps pour le cas où $\Delta P = -15 \text{ W}$ et $\Delta Q = -45 \text{ VAR}$.

Comme on peut le voir sur la Figure III-17, la fréquence ne se maintient pas à 50 Hz, et ce, malgré le fait qu'on ait un équilibre en puissances quasi-parfait au poste source. Il semblerait donc qu'avant ouverture de la protection, le réseau se trouve sur un équilibre stable, mais après l'ouverture de la protection, l'onduleur n'est pas capable de fournir les harmoniques que le réseau fournissait, ainsi, le réseau tend vers un autre équilibre.

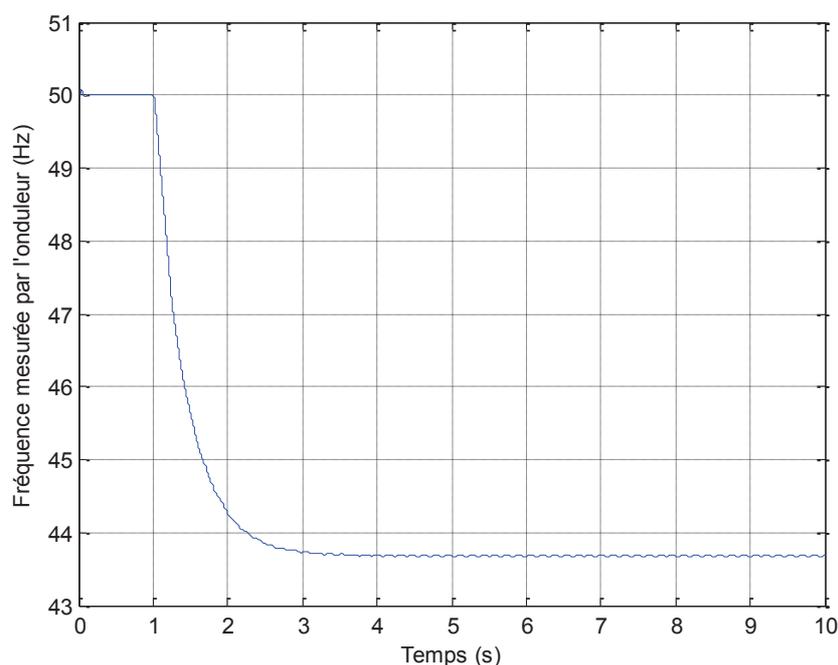


Figure III-17 – Fréquence mesurée par la PLL de l'onduleur en fonction du temps dans le cas du mix de charges : RL parallèles et redresseurs ($\Delta P = -15 \text{ W}$ et $\Delta Q = -45 \text{ VAR}$)

La Figure III-18 présente les tensions superposées avant et après l'ouverture de la protection en tête de départ. On peut voir qu'après l'événement, la tension tout comme le courant contiennent plus d'harmoniques qu'avant.

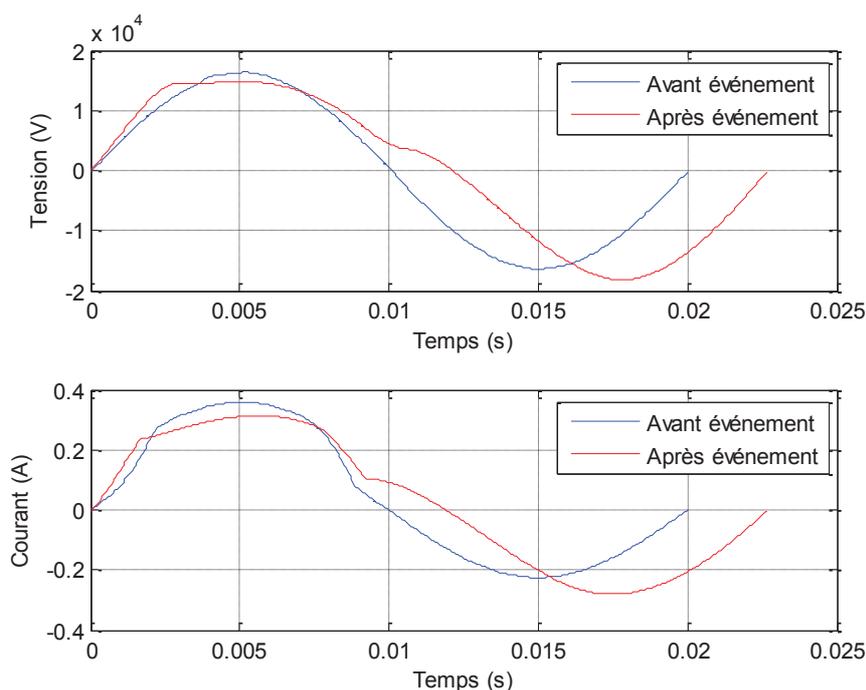


Figure III-18 – Tensions (courbes du dessus) et courants (courbes du dessous) avant et après l'ouverture de la protection en tête de départ pour le mix de charges RL parallèles et redresseurs ($\Delta P = -15$ W et $\Delta Q = -45$ VAR)

Cette simulation souligne le fait qu'il n'est pas évident qu'il faille absolument avoir un équilibre en puissance quasi-parfait localement pour obtenir un îlotage stable. Au contraire, ce résultat est très intéressant car le point $\Delta P = -15$ W et $\Delta Q = -45$ VAR n'est pas dans la ZND. Nous pouvons donc noter que contrairement à l'intuition générale sur l'îlotage non-intentionnel, le point $\Delta P = 0$ et $\Delta Q = 0$ n'est pas dans la zone de non-détection pour ce type de charge. L'explication la plus vraisemblable de ce phénomène se situe au niveau des harmoniques. Lorsque le réseau est connecté, le redresseur consomme un niveau d'harmonique donné mais dès lors que la protection en tête de départ est ouverte, ces harmoniques ne sont plus injectées car l'onduleur n'en est pas capable. Ainsi, le redresseur consomme un autre niveau d'harmonique ce qui fait que la fréquence mesurée sur ce départ dérive vers un autre état d'équilibre qui n'est plus situé à 50 Hz.

Nous avons présenté les résultats des simulations avec différents types de charge ; nous allons maintenant conclure sur la première partie de ce chapitre.

1.4. Conclusion

L'îlotage non-intentionnel est un problème complexe qui dépend d'un très grand nombre de paramètres. Nous avons montré par des simulations qu'à modèle de ferme photovoltaïque donné, le type de charge sur le réseau impacte de manière spectaculaire la mesure de fréquence de l'onduleur. Ceci corrobore les résultats que nous avons présentés dans le chapitre II concernant l'obtention d'îlotages non-intentionnels en laboratoire. Sans informations supplémentaires sur les charges réelles existantes sur le réseau électrique, il est difficile d'envisager que le problème d'îlotage non-intentionnel puisse être résolu de manière certaine. On pourrait tout à fait élaborer des méthodes qui permettraient de détecter l'îlotage pour un type de réseau/charge sans pour autant garantir la détection

pour d'autres. A défaut d'avoir des informations fiables sur le type de charge qui existe sur les réseaux électriques, nous avons fait le choix de nous concentrer sur l'automatisation des simulations, afin que le jour où nous aurons plus de données, les simulations soient simples à effectuer. Ainsi, trois types de charges ont été testées mais d'autres pourraient l'être également. A ce titre, nous avons développé un modèle de machine asynchrone dont les paramètres électriques dépendent de sa puissance nominale (cf. Annexe F). Cette charge permettrait de voir le comportement d'un îlotage, en simulation, dont le réseau local comporte de l'inertie.

Les résultats du premier cas d'étude ont montré que la charge avait un impact important sur les simulations d'îlotage non-intentionnel. Le second cas d'étude que nous allons présenter dans la deuxième partie de ce chapitre s'attache à étudier la détection ou non, par les producteurs en BT, d'un défaut monophasé situé sur la HTA.

II. Défaut monophasé sur la HTA non-détecté par la BT

Le premier cas d'étude concerne la situation que nous considérons comme la plus à risque pour provoquer un îlotage non-intentionnel, à savoir, l'apparition d'un défaut monophasé à la terre en HTA, non-détecté par la BT. Comme nous l'avons vu lors du chapitre I, le défaut monophasé est le seul défaut pour lequel il n'existe pas de critère de détection pour les installations de production en BT (cf. le Tableau I-7 du chapitre I) ; il s'agit donc de la seule situation, hors défaillance de protection, permettant à une présence tension de perdurer.

Cette partie a vocation à estimer la probabilité qu'un défaut monophasé en HTA puisse être invisible pour les installations de production en BT. Pour cela, nous allons commencer par expliquer en quoi la détection des défauts monophasés sur la HTA par la BT n'est pas simple.

II.1. Problème de la détection des défauts monophasés sur la HTA par la BT

Si un défaut à la terre apparaît sur un départ HTA qui bénéficie d'un niveau de production provenant de la BT suffisant pour maintenir ce sous-réseau proche d'un état d'équilibre, alors il se pourrait que la production en BT ne détecte, ni le défaut, ni l'ouverture de la protection. La non-détection des défauts à la terre par la BT est due à l'architecture Dyn des transformateurs HTA/BT. Le fait que le couplage triangle côté HTA ne soit pas mis à la terre mène à ce qu'aucun bouclage du courant à la terre vers les enroulements du transformateur HTA/BT ne soit possible ; par conséquent, la composante homopolaire du courant ne peut traverser le transformateur HTA/BT. Il s'agit de la raison pour laquelle la détection des défauts monophasés en HTA par la BT n'est pas réalisée par ce critère. Cette situation n'était pas, dans le passé, une situation à risque étant donné que la production sur la BT était bien trop faible pour pouvoir compenser la consommation locale. Or, aujourd'hui et dans le futur, cette situation tend à s'inverser, et il se peut que la production en BT puisse maintenir une tension et une fréquence suffisamment proches des valeurs nominales, pour que les protections de découplage des installations de production en BT ne détectent pas l'incident.

Pour modéliser ce phénomène, nous avons fait le choix de traiter deux cas distincts apparaissant dans l'ordre chronologique d'un événement de défaut. Prenons l'exemple du défaut permanent apparaissant sur une ligne HTA, le défaut est « alimenté » par le réseau global HTB avant l'ouverture de la protection en tête de départ. Lorsque la protection s'ouvre, le réseau HTA n'est plus raccordé à la HTB

laissant ainsi la BT « alimenter » le défaut. Ces deux cas, assez similaires d'un point de vue mise en équation, sont traités dans les deux parties suivantes ; nous commencerons par le cas de la protection en tête de départ fermée.

II.2. Description du système étudié

La Figure III-19 présente le système étudié, il comporte une source de tension représentant le réseau de transport ($f = 50$ Hz et $U = 63$ kV) reliée au primaire d'un transformateur HTB/HTA. Un départ est ensuite modélisé sur lequel se trouvent dans l'ordre d'apparition de la HTB vers la HTA :

- des capacités modélisant le courant capacitif du départ étudié et des départs adjacents (hypothèse communément admise dans les études de défauts [PEN06] [JEC11]),
- une protection en tête de départ,
- un modèle en PI de ligne de longueur L_{def} correspondant à la distance d'apparition du défaut par rapport au poste source,
- un défaut monophasé modélisé par une résistance à la terre,
- une seconde ligne de longueur $L_1 - L_{def}$ qui correspond au complément de la longueur de ligne totale avec la distance d'apparition du défaut,
- un transformateur HTA/BT en aval duquel une charge RLC parallèle et un onduleur photovoltaïque sont raccordés.

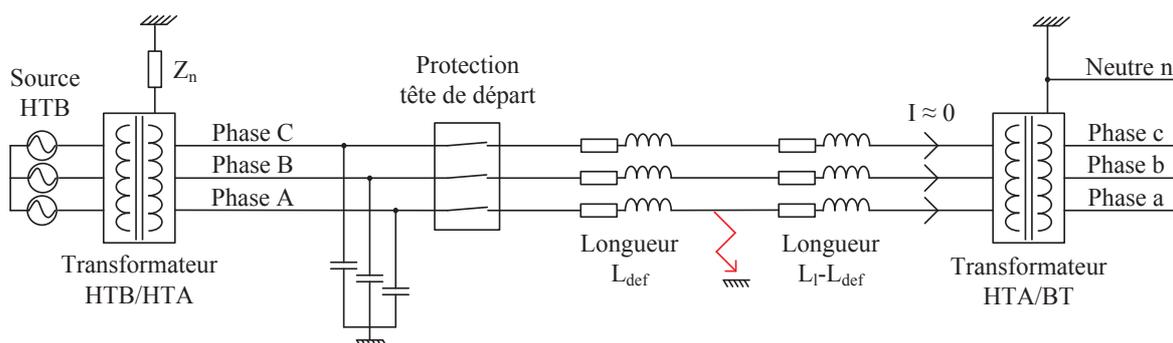


Figure III-19 – Représentation schématique du système étudié lors de l'apparition d'un défaut monophasé et avant l'ouverture de la protection en tête de départ

La partie BT est considérée comme « équilibrée » dans cette étude, c'est-à-dire que le courant provenant de la HTA est considéré nul ; cette hypothèse permet de simplifier grandement les calculs qui suivent.

Le système étudié a été défini, nous allons maintenant mettre en équation le cas du défaut monophasé dans la base de Fortescue, en fonction de l'état de la protection en tête de départ. Un rappel du principe de la transformée de Fortescue est disponible en Annexe G.

II.3. Protection en tête de départ fermé

II.3.1. Mise en équation

Nous allons nous intéresser aux tensions situées au plus proche du poste HTA/BT. Cela permettra ensuite de calculer les tensions côté BT et ainsi savoir si oui ou non le défaut est détecté par la BT.

Pour simplifier la lecture des équations, on pose :

$$\frac{Z_{n-t_0} // C_0}{3 \cdot \underline{Z}_n + \underline{Z}_t} = \frac{(3 \cdot \underline{Z}_n + \underline{Z}_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}{3 \cdot \underline{Z}_n + \underline{Z}_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} \quad (\text{III.6})$$

On peut montrer que les tensions directe, inverse et homopolaire, au point de mesure, vérifient :

$$\underline{V}_{mes}^1 = V^n \cdot \left(1 - \frac{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_L^1 \cdot L_{def}}{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^0 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^2) \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \underline{Z}_{n-t_0} // C_0} \right) \quad (\text{III.7})$$

$$\underline{V}_{mes}^2 = -V^n \cdot \frac{\underline{Z}_t^2 + \underline{Z}_L^2 \cdot L_{def}}{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^0 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^2) \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \underline{Z}_{n-t_0} // C_0} \quad (\text{III.8})$$

$$\underline{V}_{mes}^0 = -V^n \cdot \frac{\underline{Z}_{n-t_0} // C_0 + \underline{Z}_L^0 \cdot L_{def}}{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^0 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^2) \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \underline{Z}_{n-t_0} // C_0} \quad (\text{III.9})$$

Où :

- V^n est la tension nominale du réseau (en V).
- $\underline{Z}_t^1, \underline{Z}_t^2$ et \underline{Z}_t^0 sont les impédances directe, inverse et homopolaire du transformateur HTB/HTA ramenées au secondaire (en Ω).
- $\underline{Z}_L^1, \underline{Z}_L^2$ et \underline{Z}_L^0 sont les impédances directe, inverse et homopolaire du départ (en Ω/km).
- L_{def} est la longueur de la ligne où est situé le défaut (en km).
- R_{def} est la résistance de défaut (en Ω).
- \underline{Z}_n est l'impédance de mise à la terre du transformateur HTB/HTA (en Ω).
- C_0 est la capacité homopolaire équivalente du départ et des départs sains adjacents (en F/km).

Le circuit équivalent de ce système, dans la base de Fortescue, est présenté en Figure III-20 ; il consiste en la mise en série des circuits direct, inverse et homopolaire, car dans le cas du défaut monophasé à la terre, ces courants sont égaux (l'Annexe H propose une preuve). Le courant de la HTA vers la BT étant considéré comme nul, on considère les trois circuits ouverts pour ces calculs.

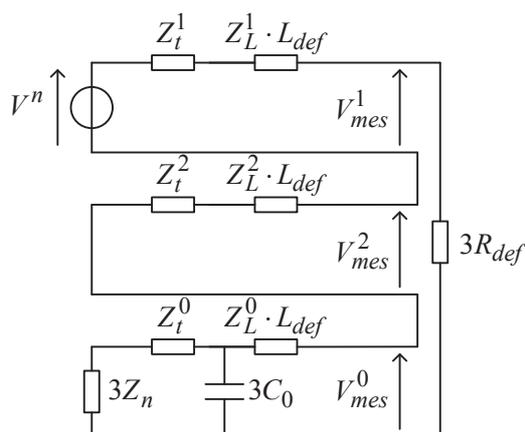


Figure III-20 – Schéma équivalent du système avec défaut monophasé sur la phase 1

II.3.2. Choix des paramètres

Les paramètres typiques des lignes ont été choisis via [JEC11] tandis que les composantes : Z_t^1 , Z_t^2 et Z_t^0 ont été calculées suivant (III.10). Dans le cas du transformateur Dyn, on a : $Z_t^1 = Z_t^2 = Z_t^0$ [MIC00, SCH05A].

$$|Z_t| = |Z_t^1| = |Z_t^2| = |Z_t^0| = u_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (\text{III.10})$$

Où :

- u_{cc} correspond à la tension de court-circuit (en %).
- U_n correspond à la tension composée nominale du transformateur (en kV).
- S_n correspond à la puissance apparente nominale du transformateur considéré (en MVA).

La tension de court-circuit des transformateurs a été choisie selon la NFC 52.112.1 [MIC00]. Le ratio $\text{Re}(\underline{Z}_t)/\text{Im}(\underline{Z}_t)$ est généralement fixé à 0.2 pour $U_n = 20$ kV [SCH05B], ce qui implique :

$$\underline{Z}_t^1 = \underline{Z}_t^2 = \underline{Z}_t^0 = \frac{|Z_t|}{\sqrt{26}} + i \cdot \frac{|Z_t|}{\sqrt{1.04}} \quad (\text{III.11})$$

Les calculs ont été faits pour des distances de défaut, considérées par rapport au poste source entre 0 et 55 km ; il s'agit de la borne supérieure décrite dans [COI13] pour la longueur d'une ligne HTA, en France.

Tableau III-2 – Récapitulatif des impédances directe, inverse et homopolaire des lignes et des caractéristiques des transformateurs testés

	Paramètre	Unité	Valeur
Transformateur HTB/HTA 1	S_n	MVA	5
	u_{cc}	%	7.15
	$\underline{Z}_t^{1,2,0}$	Ω	$1.12 + i \times 5.61$
Transformateur HTB/HTA 2	S_n	MVA	50
	u_{cc}	%	12.5
	$\underline{Z}_t^{1,2,0}$	Ω	$0.20 + i \times 0.98$
Lignes 20 kV	\underline{Z}_L^1	Ω/km	$0.7 + i \times 0.4$
	\underline{Z}_L^2	Ω/km	$0.7 + i \times 0.4$
	\underline{Z}_L^0	Ω/km	$0.8 + i \times 1.6$
	C_0	nF/km	5

Les équations (III.7), (III.8) et (III.9) donnent les tensions directe, inverse et homopolaire au plus proche du primaire du transformateur HTA/BT. Pour obtenir les tensions simples côté BT, nous sommes repassés dans la base réelle via la matrice de Fortescue pour avoir les tensions phase-terre côté HTA. Les tensions aux bornes des enroulements côté HTA sont les tensions composées (couplage « triangle ») et découlent d'une simple soustraction vectorielle des tensions simples côté HTA, tandis que le couplage « triangle » du primaire du transformateur HTA/BT impose :

$$\underline{U}_{AB} + \underline{U}_{BC} + \underline{U}_{CA} = \underline{0} \quad (\text{III.12})$$

Où : \underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} et \underline{U}_{CA} sont les tensions composées côté HTA et V_A , V_B et V_C sont les tensions phase terre côté HTA.

Les tensions aux bornes des enroulements côté BT du transformateur HTA/BT ont été calculées par simple produit du rapport de transformation et des tensions composées en HTA.

$$\begin{cases} \underline{V}_a - \underline{V}_n = m \cdot \underline{U}_{AB} \\ \underline{V}_b - \underline{V}_n = m \cdot \underline{U}_{BC} \\ \underline{V}_c - \underline{V}_n = m \cdot \underline{U}_{CA} \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Où : m est le rapport de transformation d'une colonne et V_n est la tension neutre-terre et V_a , V_b et V_c sont les tensions simples côté BT.

Le régime de neutre direct à la terre côté BT implique que :

$$\underline{V}_n = \underline{0} \quad (\text{III.14})$$

On a donc :

$$\begin{cases} \underline{V}_a = m \cdot \underline{U}_{AB} \\ \underline{V}_b = m \cdot \underline{U}_{BC} \\ \underline{V}_c = m \cdot \underline{U}_{CA} \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

II.3.3. Résultats

Pour définir si les installations de production sur la BT détectent le défaut monophasé sur la HTA, nous avons comparé les tensions simples BT aux seuils des protections de découplage des onduleurs ($0.8 \times V_n$ et $1.15 \times V_n$). Le défaut est considéré comme détecté si au moins une des tensions simples est située en dehors des seuils des protections de découplage des installations de production (cf. tableau Tableau I-7 du chapitre I). Puis, nous avons tracé dans le plan (R_{def} , L_{def}) la frontière pour laquelle les onduleurs se déconnectent en fonction de la longueur de ligne et de la résistance de défaut. Cette frontière a été évaluée pour un transformateur HTB/HTA de 5 MVA et une tension de court-circuit de 7.15 %. Les résultats obtenus avec les calculs théoriques ont été validés via quelques résultats de simulations sur Simulink. La Figure III-21 présente les résultats de nos calculs théoriques avec plusieurs régimes de neutre HTA. Les zones colorées correspondent aux zones de détection par les installations de production en BT du défaut monophasé en HTA.

Note : il convient de noter que la détection est faite par la BT et non pas par la protection en tête de départ sur la HTA.

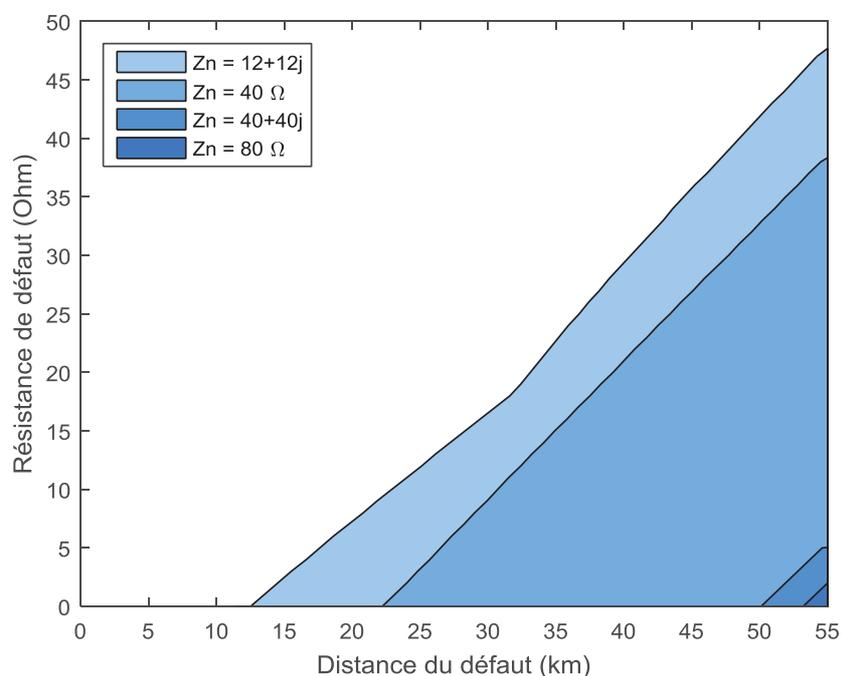


Figure III-21 – Frontière de déconnexion des onduleurs en BT lors d'un défaut homopolaire pour un transformateur HTB/HTA de 5 MVA, ucc = 7.15 % et U = 20 kV

Les défauts sont de mieux en mieux détectés à mesure que l'emplacement du défaut se rapproche du poste HTA/BT ; ceci est intuitif car les effets du défaut sur la tension au point de mesure y sont plus importants. Ces courbes mettent en évidence le fait qu'une partie des défauts monophasés sur la HTA ne seront pas vus par les producteurs en BT et ce, quel que soit le régime de neutre. En effet, les tensions aux bornes de l'enroulement triangle du transformateur HTA/BT sont les soustractions vectorielles des tensions simples deux à deux. Du côté étoile du transformateur HTA/BT, les tensions composées sont réparties sur deux enroulements, la tension de la phase A en défaut, du côté HTA, n'impacte donc pas significativement la tension de la phase a, du côté BT. On peut aussi remarquer que, plus le régime de neutre est résistif, moins les défauts seront détectés. En s'intéressant plus particulièrement au cas du régime de neutre de 40Ω , si le départ HTA est de longueur inférieure ou égale à 20 km, tout défaut monophasé ne sera pas détecté par les producteurs en BT. Au-delà de 20 km, la frontière est quasi-linéaire et atteint $R_{\text{def}} = 40 \Omega$ pour une longueur $L_{\text{def}} = 55$ km. On peut noter également que tout défaut de résistance supérieure à 48Ω sera invisible pour les installations de production sur la BT, quel que soit le régime de neutre en HTA.

Nous avons présenté les résultats lorsque la protection en tête de départ est fermée. Nous allons maintenant voir ce qu'il en est lorsque la protection en tête de départ est ouverte.

II.4. Protection en tête de départ ouverte

II.4.1. Description du système étudié

La Figure III-22 présente le système étudié ; la protection en tête de départ étant ouverte, ce n'est plus la HTA mais la BT qui « alimente » le défaut. On trouve dans le système considéré (de droite à gauche) :

- un transformateur HTA/BT en amont duquel des charges et des onduleurs photovoltaïques sont raccordés.
- des capacités modélisant le courant capacitif du départ étudié (ramenées cette fois au primaire du transformateur HTA/BT),
- un modèle en PI de ligne de longueur L_1-L_{def} correspondant à la distance d'apparition du défaut par rapport au poste source,
- un défaut monophasé modélisé par une résistance à la terre sur la phase A,
- une seconde ligne de longueur L_1-L_{def} qui correspond au complément de la longueur de ligne totale avec la distance d'apparition du défaut.

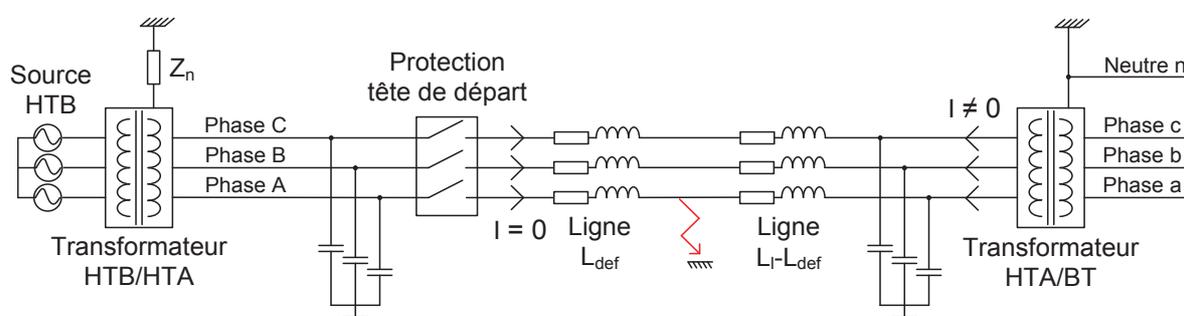


Figure III-22 – Représentation schématique du système étudié après l'apparition d'un défaut monophasé suivie de l'ouverture de la protection en tête de départ

Nous faisons l'hypothèse que la tension côté BT peut être maintenue à un niveau proche de la tension nominale par la production locale. La résolution de ce cas est très proche du cas avec la protection en tête de départ fermée. La mise en équation est présentée dans la partie suivante.

II.4.2. Mise en équation

Au moment où la protection en tête de départ déclenche, la mise à la terre ne peut plus être assurée par le transformateur HTB/HTA. Le réseau HTA se trouve alors dans une situation atypique, à savoir en régime de neutre isolé couplé au fait que la BT « alimente » la HTA. Le schéma équivalent est similaire à celui du défaut fugitif aux différences près que les valeurs des impédances du transformateur HTA/BT sont plus grandes que celles d'un transformateur HTB/HTA, qu'il n'y a plus de mise à la terre côté HTA ($Z_n \rightarrow \infty$) et que le courant capacitif des départs adjacents ne peut plus participer au courant de défaut. Le schéma équivalent du défaut monophasé en régime de mise à la terre isolé est présenté en Figure III-23. Les tensions directe, inverse et homopolaire deviennent :

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left(1 - \frac{\underline{Z}_t^1}{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^2 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^0) \cdot (L_l - L_{def}) + 3 \cdot R_{def} + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} \right) \quad (III.16)$$

$$V_{mes}^2 = -V^n \cdot \frac{\underline{Z}_t^2}{\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^2 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^0) \cdot (L_l - L_{def}) + 3 \cdot R_{def} + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} \quad (III.17)$$

$$V_{mes}^0 = -V^n \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot [\underline{Z}_t^1 + \underline{Z}_t^2 + (\underline{Z}_L^2 + \underline{Z}_L^1 + \underline{Z}_L^0) \cdot (L_l - L_{def}) + 3 \cdot R_{def}] + 1} \quad (III.18)$$

Où les $\underline{Z}_t^{1,2,0}$ sont les impédances symétriques du transformateur HTA/BT ramenées à son primaire.

Ces équations permettent également de définir le schéma dans la base de Fortescue du défaut monophasé :

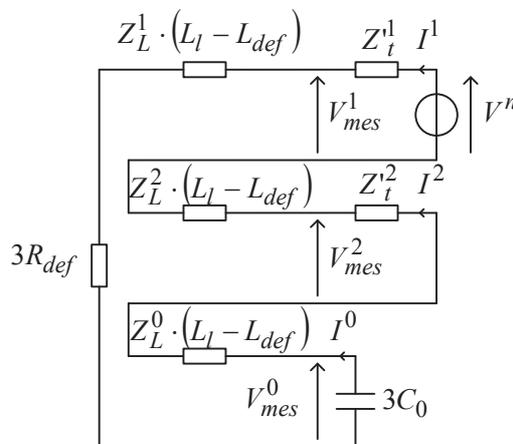


Figure III-23 – Schéma équivalent du défaut monophasé en neutre isolé

II.4.3. Choix des paramètres

Les paramètres des lignes sont les mêmes que ceux présentés à la section II.3, tandis que les impédances du transformateur sont très différentes. En effet, on passe d'un cas avec un transformateur HTB/HTA de forte puissance, à un cas avec un transformateur HTA/BT de faible puissance. Les paramètres utilisés pour les résultats de la partie suivante sont décrits dans le Tableau III-3.

Tableau III-3 – Récapitulatif des impédances directe, inverse et homopolaire des lignes et des caractéristiques des transformateurs testés

	Paramètre	Unité	Valeur
Transformateur HTA/BT 1	S_n	kVA	160
	u_{cc}	%	4
	$\underline{Z}_t^{1,2,0}$	Ω	$20 + i \times 98$
Transformateur HTA/BT 2	S_n	kVA	400
	u_{cc}	%	4
	$\underline{Z}_t^{1,2,0}$	Ω	$7.8 + i \times 39$
Lignes 20 kV	\underline{Z}_L^1	Ω/km	$0.7 + i \times 0.4$
	\underline{Z}_L^2	Ω/km	$0.7 + i \times 0.4$
	\underline{Z}_L^0	Ω/km	$0.8 + i \times 1.6$
	C_0	nF/km	5

II.4.4. Résultats

Les résultats numériques montrent que quel que soit l'emplacement du défaut, et quelle que soit sa résistance, la tension phase-terre de la phase A, côté HTA, ne dépasse pas 0.03 p.u. Les tensions phase-terre des phases B et C montent elles à environ $\sqrt{3} \times V_n$. Les tensions simples côté HTA sont donc impactées, mais les tensions composées restent elles à des niveaux très proches de la tension nominale (déplacement du point de neutre). Par conséquent, l'impact sur les tensions vues par l'onduleur est très faible. Ainsi, tous les défauts monophasés sont invisibles pour les installations de production en BT lorsque la protection en tête de départ HTA est ouverte.

Note : ces défauts posent des problèmes vis-à-vis de l'ilotage, mais pas vraiment pour les soucis d'inhibition de ré-enclencheurs : le défaut étant permanent, la protection en tête de départ finira par s'ouvrir définitivement.

Les deux cas possibles de topologie de réseau lors d'un défaut monophasé ont été présentés. Nous allons maintenant étudier la probabilité d'apparition de ces situations en fonction du type de défaut : permanent ou fugitif.

II.5. Probabilité de non-détection

La Figure III-24 présente des statistiques concernant les résistances typiques des défauts permanents sur le réseau électrique français qui seront utiles pour la suite de cette section.

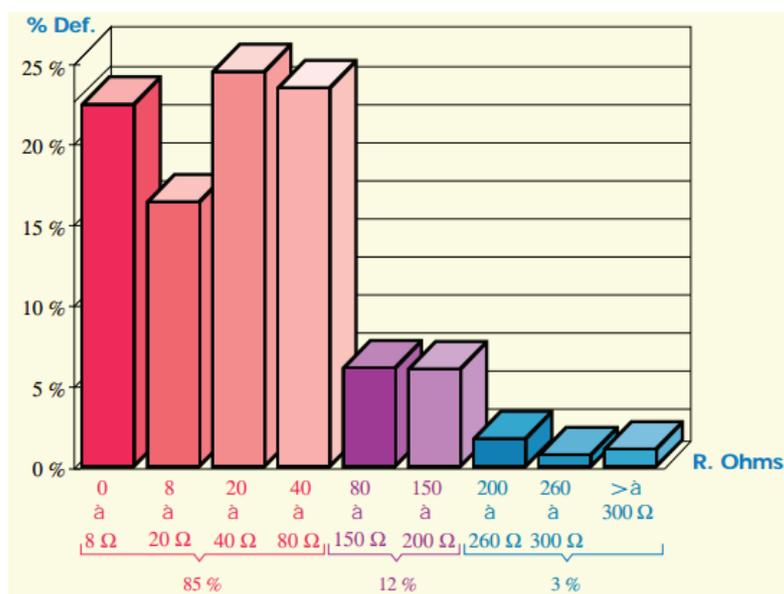


Figure III-24 – Valeurs des résistances des défauts monophasés permanents [EDF94]

Note : on rappelle que dans cette partie, le défaut est dit détecté par la BT si la tension et/ou la fréquence sort des seuils de la protection de découplage de type DIN VDE 0126-1-1/A1.

II.5.1. Défaut fugitif

Indépendamment de la probabilité d'îlotage qui, comme on l'a en partie vu dans le chapitre II, est très difficile à quantifier, nous avons évalué la probabilité d'obtenir les conditions pour qu'un défaut soit détecté par la production en BT. En restant sur le cas du neutre de 40 Ω, la Figure III-25 présente la proportion de défauts de résistance R_{def} détectée en fonction de la distance d'apparition L_{def} par rapport au poste source.

Pour une apparition du défaut à une distance de 55 km du poste source, soit le cas le plus favorable pour la détection, les proportions de défauts détectés sont de :

- 0 % pour $40 \Omega < R_{\text{def}} < 80 \Omega$.
- 13 % pour $20 \Omega < R_{\text{def}} < 40 \Omega$.
- 38 % pour $8 \Omega < R_{\text{def}} < 20 \Omega$.
- 53 % pour $R_{\text{def}} < 8 \Omega$.

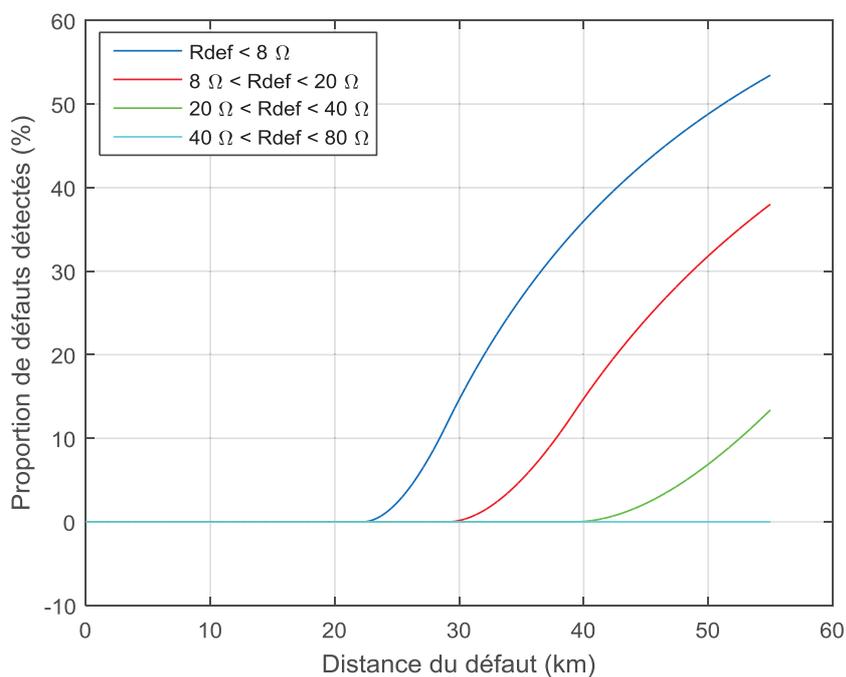


Figure III-25 – Proportions de défauts monophasés détectés en fonction du lieu d'apparition du défaut (cas du neutre résistif de 40 Ω)

Plus globalement, nous avons évalué la proportion totale de défauts monophasés fugitifs invisibles pour la BT en fonction de la distance du défaut. On pose :

- P_8 : la proportion de défauts monophasés détectés dont la résistance est inférieure à 8 Ω.
- P_{8-20} : la proportion de défauts monophasés détectés dont la résistance est comprise entre 8 et 20 Ω.
- P_{20-40} : la proportion de défauts monophasés détectés dont la résistance est comprise entre 20 et 40 Ω.
- P_{40-80} : la proportion de défauts monophasés détectés dont la résistance est comprise entre 40 et 80 Ω.

Pour une longueur de ligne L , la proportion totale de défauts monophasés détectés $P(L)$ est :

$$P(L) = P_{40-80}(L) \times 0.23 + P_{20-40}(L) \times 0.24 + P_{8-20}(L) \times 0.16 + P_8(L) \times 0.22 \quad (\text{III.19})$$

Note : les coefficients de l'équation $P(L)$ proviennent des statistiques présentées en Figure III-24.

La Figure III-26 présente les résultats pour des longueurs de lignes inférieures à 55 km. On peut observer que dans le meilleur des cas, moins de 21 % des défauts fugitifs sont détectés.

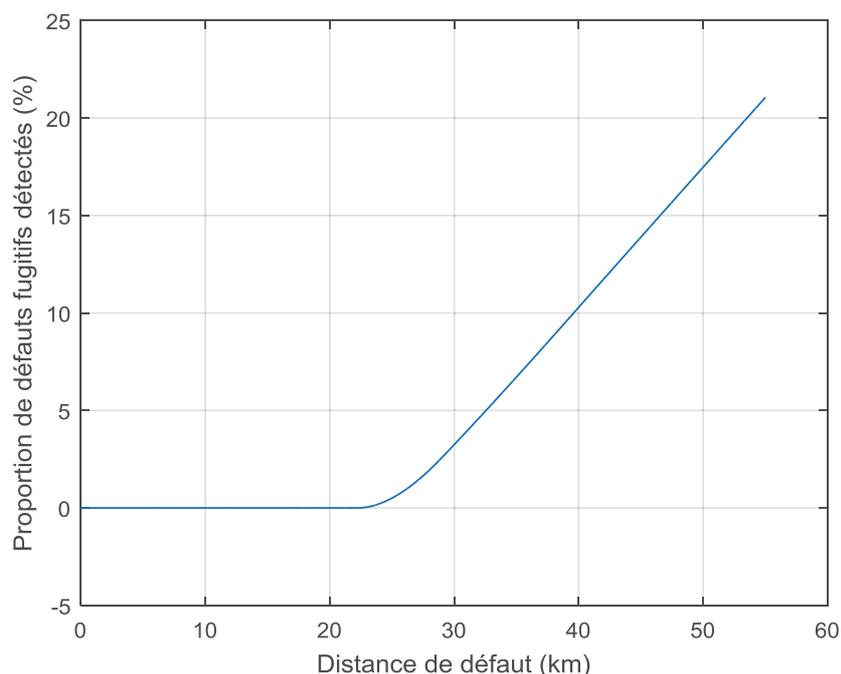


Figure III-26 – Proportion totale des défauts fugitifs monophasés non-détectés : P, en fonction de la distance de défaut (cas du neutre résistif de 40 Ω)

Le cas du défaut fugitif a été présenté, nous allons maintenant brièvement évoquer le cas du défaut permanent.

II.5.2. Défaut permanent

D'un point de vue pratique, le défaut permanent consiste en un défaut en régime de neutre normal puis en régime de neutre isolé après l'ouverture de la protection en tête de départ. Or, nous avons montré en section II.4 que tous les défauts en régime isolé sont invisibles pour la BT ; la proportion de défauts non-détectés est donc la même que pour le cas du défaut fugitif.

Nous avons évalué les probabilités qu'un défaut monophasé soit invisible pour les deux états possibles de la protection en tête de départ. Nous allons maintenant évaluer la pertinence d'un critère sur la tension inverse pour la détection du défaut monophasé en HTA.

II.6. Recherche de critère

La section précédente a mis en évidence le fait que les critères actuels sur la tension des protections de découplage des GED ne sont pas suffisants pour discriminer les défauts monophasés ; nous avons donc évalué la possibilité d'utiliser d'autres critères prenant en compte la composante inverse de la tension côté BT. Même si la composante homopolaire de la tension ne passe pas le transformateur HTA/BT, son couplage n'empêche pas le déséquilibre d'apparaître côté BT. Nous allons nous intéresser dans cette partie au déséquilibre, et nous allons évaluer la capacité de ce critère à détecter les défauts monophasés sur la HTA.

Si on se place d'un point de vue purement théorique, les tensions simples en BT sont contraintes par les protections de découplage de la production locale. Elles doivent donc être situées dans la plage $0.8 \text{ p.u.} < V < 1.15 \text{ p.u.}$ Si on suppose que les tensions restent déphasées entre elles, tel un système triphasé direct (déphasage de -120° pour les tensions simples), des calculs montrent que les déséquilibres théoriques côté BT sont inférieurs ou égaux à 12.7 %. En partant de cette observation, nous allons évaluer les déséquilibres possibles pour le cas du défaut monophasé ; la question étant la suivante : comment l'espace des déséquilibres pour un défaut monophasé en HTA est-il situé dans l'espace des possibles des déséquilibres ? Autrement dit, si les défauts monophasés engendrent des déséquilibres se situant dans la moyenne haute des déséquilibres théoriques, alors, la tension inverse sera un critère intéressant.

II.6.1. Protection en tête de départ fermée

Pour répondre à cette question, nous avons tracé les lignes de niveaux du cas présenté à la partie précédente en fonction de la distance de défaut et de la résistance de défaut. Les résultats sont présentés en Figure III-27.

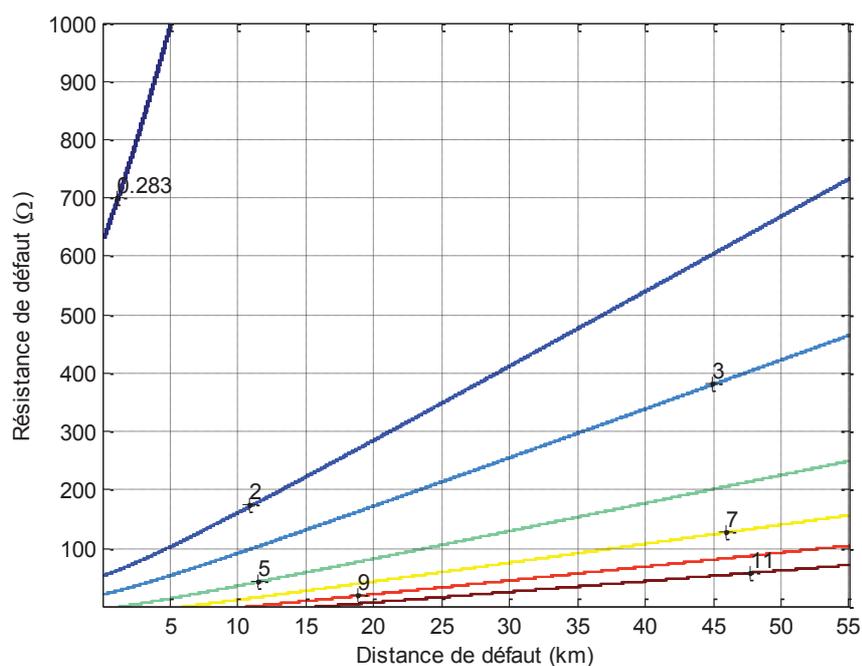


Figure III-27 – Lignes de niveaux du déséquilibre sur la BT (en %), en fonction de la résistance de défaut et de la distance du défaut au poste HTB/HTA (cas du neutre résistif de 40Ω , protection en tête de départ fermée, transformateur HTB/HTA 1)

Comme on peut le voir, une grande partie des déséquilibres sont situés entre 0.292 % et 2 %. Ce résultat souligne le fait que le déséquilibre n'est pas un critère efficace contre les défauts monophasés sur la HTA. En effet, le déséquilibre en régime de fonctionnement normal des réseaux BT peut atteindre des valeurs de 2 % (3 % dans certains cas) tout en respectant l'article 9 de l'arrêté technique du 17 mars 2003 [LEG03]. Par conséquent, le déséquilibre et la composante inverse de la tension ne sont pas des critères efficaces pour la détection d'un défaut monophasé sur la HTA.

A titre d'information, le fait d'avoir une résistance de mise à la terre plus élevée au poste HTB/HTA ($Z_n = 80 \Omega$) n'a pas d'impact significatif sur les résultats (cf. Figure III-28).

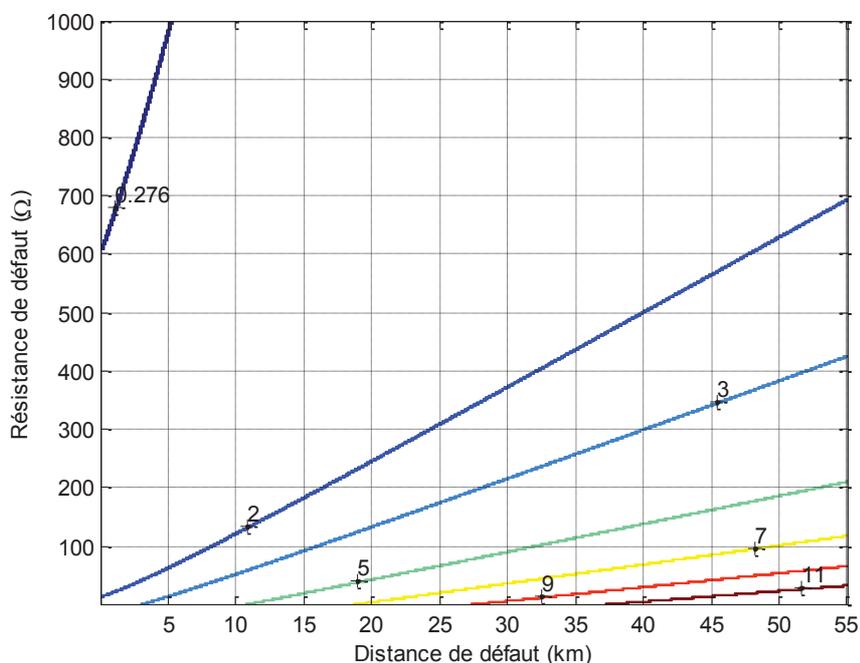


Figure III-28 – Lignes de niveaux du déséquilibre sur la BT (en %), en fonction de la résistance de défaut et de la distance du défaut au poste HTB/HTA (cas du neutre résistif de 80Ω , protection en tête de départ fermée, transformateur HTB/HTA 1)

Nous venons de voir que lorsque la protection en tête de départ est fermée, le déséquilibre ne permet pas de détecter une situation problématique. Nous allons maintenant présenter les déséquilibres obtenus lorsque la protection en tête de départ est ouverte.

II.6.2. Protection en tête de départ ouverte

Lorsque la protection en tête de départ est ouverte, les résultats montrent que le déséquilibre chute à des valeurs inférieures ou égales à 0.062 % (cf. Figure III-29). Le fait d'avoir un défaut monophasé sur la HTA est donc quasiment sans impact sur le déséquilibre qui ne devrait pas être très différent du niveau de déséquilibre normal, rendant la détection de cette situation impossible via un critère sur le déséquilibre seul.

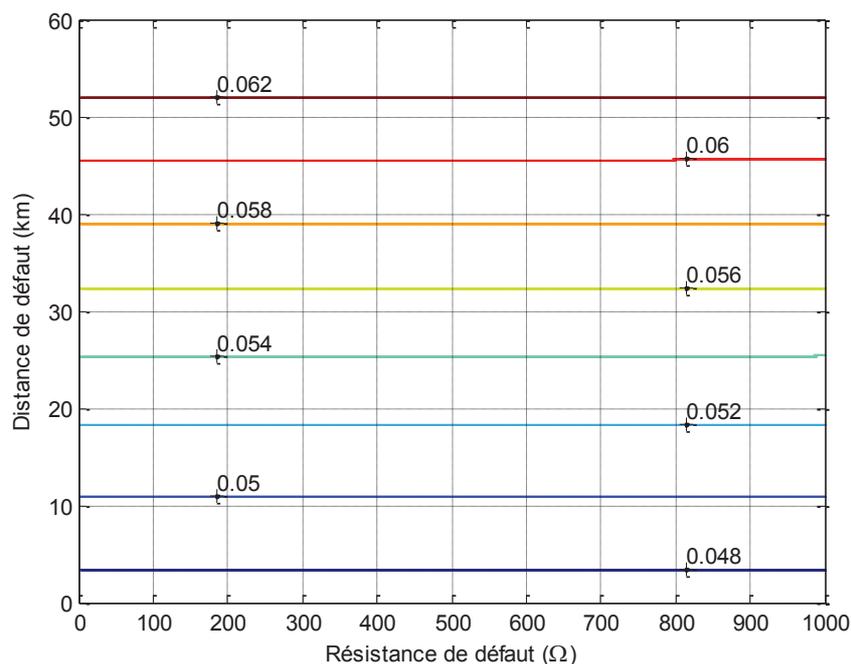


Figure III-29 – Lignes de niveaux du déséquilibre sur la BT (en %), en fonction de la résistance de défaut et de la distance du défaut au poste HTB/HTA (cas du neutre résistif de 40 Ω, protection en tête de départ ouverte, transformateur HTA/BT 1)

II.7. Conclusion

Dans ce cas d'étude, nous avons défini les frontières pour lesquelles les protections de découplage en BT détectent une anomalie et déclenchent. Nous avons montré que la proportion de cas détectés est très faible et qu'il est nécessaire de définir un nouveau critère pour détecter ce type de défaut. La dernière partie a consisté à montrer que la composante inverse (i.e. le déséquilibre) ne permet pas de discriminer un défaut monophasé d'une situation normale. Les mesures locales de tensions simples ainsi que les calculs des tensions dans la base de Fortescue ne permettent pas de détecter en régime permanent le défaut monophasé en HTA.

Pour aller plus loin, il pourrait être utile de modéliser finement le défaut et particulièrement son arc. En effet, il est possible qu'une « signature » révélatrice d'un défaut monophasé en HTA puisse apparaître en BT, permettant alors à la production locale de détecter le défaut. Ce critère serait probablement complexe à déterminer, et il faudrait prouver qu'il n'apparaît que dans le cas du défaut monophasé, ce qui demanderait une étude très détaillée. Par ailleurs, une étude de faisabilité technique serait requise afin de vérifier que ce nouveau critère soit implémentable dans les relais actuels.

Chapitre IV

Impact des nouvelles fonctions de régulation de la
production décentralisée sur l'îlotage non-intentionnel

CHAPITRE IV IMPACT DES NOUVELLES FONCTIONS DE REGULATION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR L'ILOTAGE NON-INTENTIONNEL.....	118
I. ETUDE STATIQUE.....	120
1.1. Zone de non-détection dans l'espace tridimensionnel RLC.....	120
1.2. Types de régulations considérées.....	120
1.2.1. Régulation dite « Q(U) »	120
1.2.2. Régulation dite « P(f) »	121
1.3. Calcul des points d'équilibre statiques.....	122
1.3.1. En l'absence de régulation.....	122
1.3.2. Hypothèses et validations.....	122
1.3.3. Avec régulation de P (et Q constant).....	122
1.3.4. Avec régulation de Q (et P constant).....	123
1.3.5. Avec régulation de P et Q simultanément	124
1.4. Méthodes de calcul de volumes dans l'espace des (R,L,C)	125
1.4.1. Méthode par discrétisation	125
1.4.2. Méthode analytique	126
1.5. Application du calcul de volume au problème.....	127
1.5.1. Frontières de la ZND en l'absence de régulation	127
1.5.2. Divergence du volume de la ZND pour les valeurs extrêmes du facteur de qualité.....	128
1.5.3. Autres difficultés liées aux valeurs extrêmes de Qf	128
1.5.4. Etude asymptotique quand Qf tend vers l'infini.....	129
1.6. Application de la méthode par discrétisation	130
1.6.1. Volume de la zone de non-détection en fonction de Qf.....	130
1.6.2. Déplacement de la zone de non-détection dans l'espace RLC	131
1.7. Plage de variation de la fréquence de résonance à l'intérieur de la zone de non-détection .	132
1.7.1. Motivation	132
1.7.2. Expression de la fréquence de résonance	132
1.7.3. Application au cas « sans régulation » (Q = 0).....	134
1.7.4. Application à la régulation de type « Q(U) »	134
1.7.5. Cas avec statisme P(f) (à Q = 0).....	135
1.7.6. Cas avec statisme en P(f) et avec régulation en Q(U)	136
1.8. Conclusion	136
II. EVALUATION DE L'INFLUENCE DES REGULATIONS SUR LES DUREES D'ILOTAGE VIA EXPERIENCES	137
II.1. Objectif de l'étude.....	137
II.2. Validation des régulations P(f) et Q(U)	137
II.3. Schéma de l'installation	138
II.4. Résultats des essais avec et sans régulation	138
II.4.1. Cas avec P(f)	139
II.4.2. Cas avec P(f) et Q(U)	140
II.5. Conclusion sur la deuxième partie	141
III. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	141

Le but de ce chapitre est d'évaluer l'impact des futures régulations en $P(f)$ et $Q(U)$ sur l'îlotage non-intentionnel. Pour cela, deux études ont été réalisées.

La première consiste à déterminer les changements qu'engendreront de nouvelles fonctions de régulation, ou algorithmes de contrôle des onduleurs photovoltaïques, sur les zones de non-détection des protections de découplage mises en évidence lors du test (quelque peu discutable mais « standard ») du circuit oscillant. Les régulations étudiées sont, en premier lieu, le statisme en sur-fréquence imposé par les nouveaux codes réseaux européens, puis une régulation de la puissance réactive Q en fonction de la tension efficace U , utile pour l'intégration de la production au réseau. Ce dernier type de régulation est aujourd'hui inscrit dans les documentations techniques de référence d'Enedis et peut être proposé aux producteurs sur la HTA. Nous essayerons notamment de répondre aux questions suivantes : la régulation va-t-elle augmenter la probabilité d'apparition d'îlotage maintenu ? Quelles seront les paramètres des charges RLC parallèles qui engendrent un danger d'îlotage maintenu ?

La seconde étude de ce chapitre porte sur l'aspect dynamique de l'îlotage et a pour but de mettre en évidence l'impact des régulations en $P(f)$ et $Q(U)$. Les régulations ont été implémentées dans un onduleur triphasé afin d'évaluer les durées d'îlotages suivant chaque cas de régulation et ainsi évaluer si celles-ci stabilisent l'îlotage. Les îlotages en laboratoire ont été obtenus avec des charges non triviales (différentes de la charge RLC parallèle du test du circuit oscillant décrit par la suite) dont des machines tournantes associées à des composants passifs.

I. Etude statique

I.1. Zone de non-détection dans l'espace tridimensionnel RLC

Pour estimer l'impact sur la probabilité d'îlotage de tel ou tel type de régulation, nous avons choisi de travailler dans l'espace à trois dimensions des R , L et C (les valeurs des résistances, des inductances et des condensateurs des charges RLC parallèles) et de *quantifier dans cet espace le volume de la zone de non-détection, avec et sans la régulation considérée.*

Cette approche n'est pas la plus commune dans la littérature, bien qu'une représentation analogue des ZND dans l'espace des RLC ait déjà été utilisée [BOW02]. Traditionnellement, les ZND sont représentées dans le plan $(\Delta P, \Delta Q)$, ΔP et ΔQ étant les puissances active et réactive que le réseau fournissait (ou consommait) avant l'îlotage, la charge RLC étant pour sa part fixée (cf. section III.6.2 du chapitre I). Nous avons choisi de montrer les ZND dans l'espace des RLC afin de montrer l'impact des régulations vis-à-vis des caractéristiques des charges RLC parallèles qui engendrent un îlotage (ce qui ne découle pas des calculs de l'approche traditionnelle).

I.2. Types de régulations considérées

I.2.1. Régulation dite « $Q(U)$ »

Dans le futur, il se pourrait que certaines installations de production raccordées au réseau de distribution possèdent une régulation de type $Q(U)$. Un exemple de régulation typique est montré en Figure IV-1 [BEA14].

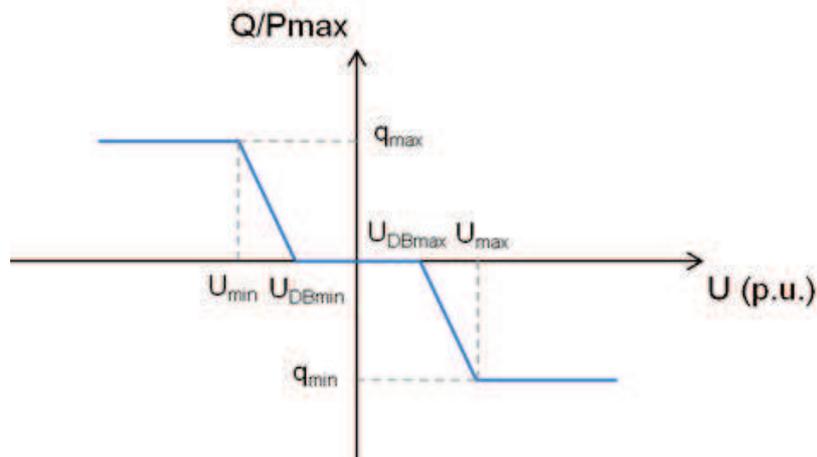


Figure IV-1 – Exemple de régulation en Q(U)

Dans cette régulation, l'injection de réactif est maximale quand la tension U est inférieure à U_{\min} . Elle diminue ensuite linéairement de $U = U_{\min}$ à $U = U_{DB\min}$. Le réactif produit est nul de $U = U_{DB\min}$ à $U = U_{DB\max}$ (c'est ce qu'on appelle la bande morte). Enfin, l'onduleur consomme linéairement de la puissance réactive à partir de $U = U_{DB\max}$ pour atteindre son maximum lorsque U est supérieure à U_{\max} .

1.2.2. Régulation dite « P(f) »

Le nouveau code de réseau européen¹ [EUR13] demandent à ce que toutes les nouvelles installations de production, de puissance nominale supérieure à 800 W, disposent d'un statisme en P(f). Un exemple du type de statisme demandé est montré en Figure IV-2.

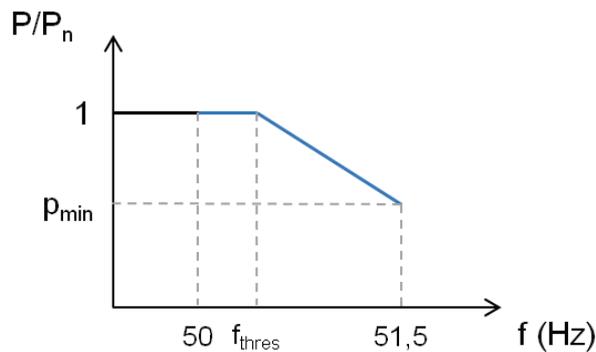


Figure IV-2 – Statisme P(f) type provenant des codes de réseaux [EUR13]

¹ Règlements européens qui ont pour but d'harmoniser les règles relatives à la gestion des réseaux électriques au sein de l'Union européenne et de créer les conditions favorables au développement d'un secteur électrique compétitif, sûr et durable.

Où P_n est soit la puissance active produite par l'onduleur au moment où la fréquence franchit le seuil f_{thres} , ou bien la puissance maximale débitable (ce choix est fixé par le gestionnaire de réseau de transport (GRT)).

La réduction de puissance démarre après que la fréquence a franchi f_{thres} . A ce moment, la puissance de sortie de l'onduleur doit diminuer linéairement en fonction de la fréquence. La pente de cette réduction peut être comprise entre 2 %/Hz et 12 %/Hz. Le seuil f_{thres} à partir duquel la puissance de sortie de l'installation de production doit diminuer doit être compris entre 50.2 Hz et 50.5 Hz. Les réglages de la pente et de la fréquence seuil sont choisis par les GRT en informant le régulateur. Le statisme doit être activé dès que possible en notant que pour des durées d'activation du statisme supérieures à deux secondes, le constructeur devra la justifier auprès du GRT.

1.3. Calcul des points d'équilibre statiques

1.3.1. En l'absence de régulation

Dans le cas d'une charge RLC parallèle directement connectée à l'onduleur (test du circuit oscillant après la perte du réseau), toute la puissance active fournie par le générateur est consommée dans la résistance. L'onduleur est modélisé comme une source de puissance parfaite injectant P et Q de façon totalement déliée de toute dynamique de mesure de la fréquence et de la tension (ce qui suppose que ses régulations internes qui contrôlent P et Q resteront efficaces en régime permanent îloté), hypothèse généralement admise et que nous ne remettons pas en cause dans la suite de ce chapitre. Nous parlons malgré tout de faibles écarts par rapport à 50 Hz (l'onduleur n'est, a priori, pas dimensionné pour fonctionner hors des seuils de fréquence de sa protection de découplage associée) ; cette hypothèse est donc faible. L'hypothèse sur la variation de la tension est faible car la tension varie beaucoup en régime normal, et il semble clair que les constructeurs d'onduleur s'arrangent pour que l'onduleur continue de fonctionner même en cas de variations de tension (ce n'est pas forcément vrai pour la fréquence). Il convient également de noter qu'en régime îloté, la forme d'onde de la tension sera potentiellement dégradée, cet effet est ignoré dans cette étude.

La résolution de ce cas ne présente pas de difficulté particulière car il correspond à l'étude statique présentée en section III.6.2.1 du chapitre I.

1.3.2. Hypothèses et validations

Dans les cas avec régulations disponibles ci-dessous, nous faisons l'hypothèse que la régulation de l'onduleur est dans une partie soit linéaire ($P=a \times f+b$ et/ou $Q=c \times U+d$), soit fixe (P et/ou Q constants).

Nous avons résolu numériquement les équations (I-1) et (I-2) en prenant des précautions car les équations des régulations sont affines par morceaux et imposent donc de distinguer plusieurs cas dans la résolution numérique.

1.3.3. Avec régulation de P (et Q constant)

Dans cette partie, on raisonne sur la pulsation : $\omega = 2\pi f$ et non plus sur f elle-même, afin d'alléger un peu les calculs. On considère, pour commencer, une régulation purement linéaire (sans bande-morte ni

saturation) de P en fonction de ω . P devient donc une inconnue, et on ajoute l'équation suivante au problème :

$$P = \alpha\omega + \beta \quad (IV-1)$$

En remplaçant P par son expression dans (I-2), on obtient :

$$RC(\alpha\omega + \beta)\omega^2 + Q\omega - \frac{R(\alpha\omega + \beta)}{L} = 0 \quad (IV-2)$$

soit

$$\alpha RC\omega^3 + \beta RC\omega^2 + \left(Q - \frac{R\alpha}{L}\right)\omega - \frac{R\beta}{L} = 0 \quad (IV-3)$$

Il s'agit d'une équation algébrique de degré trois que l'on sait résoudre (cf. l'Annexe I).

Si de plus $Q = 0$, la situation se simplifie. En effet, si l'on considère la valeur particulière de ω telle que P prend la valeur 0 dans l'équation (IV-1), on voit que l'équation (I-2) est satisfaite. Autrement dit, l'équation de degré trois admet alors une racine réelle triviale : $\omega = -\beta/\alpha$ et on peut se ramener à une équation du second degré. L'équation (I-2) devient alors :

$$\left(RC\omega^2 - \frac{R}{L}\right)P = RC\left(\omega - \frac{1}{\sqrt{LC}}\right)\left(\omega + \frac{1}{\sqrt{LC}}\right)(\alpha\omega + \beta) = 0 \quad (IV-4)$$

La solution

$$\omega = -\frac{1}{\sqrt{LC}}$$

n'est pas physique, et la solution $P = 0$ n'est pas intéressante car elle correspond à $U = 0$, via (I-1). Il ne reste donc que la solution bien connue :

$$\omega = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

qui détermine P via (IV-1), puis U via (I-1). En d'autres termes, cela signifie que s'il n'y a pas de puissance réactive injectée, la fréquence de régime permanent sera la fréquence de résonance de la charge, comme en l'absence de régulation de type P(f).

1.3.4. Avec régulation de Q (et P constant)

Si on se trouve dans une zone de la régulation Q(U) à Q constant, c'est-à-dire dans la bande morte ou dans les zones de saturation aux extrémités, alors on peut directement utiliser les équations trouvées en I.3.1.

Si on considère une régulation linéaire Q en fonction de U, Q devient donc une inconnue, et on ajoute l'équation suivante au problème :

$$Q = \gamma U + \delta \quad (IV-5)$$

P restant fixé, ce cas est très simple car l'équation (I-1) fixe la valeur de U à partir de celle de P et donc celle de Q via la régulation d'équation (IV-5). Pour déterminer ω , il suffit alors d'appliquer la formule (I-2).

1.3.5. Avec régulation de P et Q simultanément

Si on se trouve dans une zone de la régulation Q(U) à Q constant, c'est-à-dire dans la bande morte ou dans les zones de saturation aux extrémités, alors on peut directement utiliser les équations trouvées dans la partie I.3.3. Si on se trouve dans une zone de la régulation P(f) à P constant, alors on peut directement utiliser les équations trouvées dans la partie I.3.4.

Sinon, on reprend les équations (I-2), (IV-1) et (IV-5) dans laquelle on a substitué U via (I-1).

$$\begin{cases} RCP\omega^2 + Q\omega - \frac{RP}{L} = 0 \\ P = \alpha\omega + \beta \\ Q = \gamma\sqrt{RP} + \delta \end{cases}$$

En substituant, on pourrait se ramener à une équation algébrique comme pour le cas en I.3.3, mais elle serait de degré 6 (qu'on ne sait plus résoudre analytiquement). On se résout donc à la méthode suivante. On discrétise la plage de variation admissible pour P, qui est assez restreinte et est dépendante des paramètres du P(f), avec un millier de points (nombre qui apporte une précision suffisante après vérification a posteriori). Pour ces points, on calcule successivement :

$$\omega = \frac{P - \beta}{\alpha} \quad (IV-6)$$

ainsi que U via (I-1) puis Q via (IV-5), et enfin :

$$g(P, Q, \omega) = RCP\omega^2 + Q\omega - \frac{RP}{L} \quad (IV-7)$$

On obtient alors une table de valeurs positives et négatives pour g. Les solutions de l'équation $g = 0$ sont les valeurs de P et ω pour lesquelles l'équation (IV-7) est nulle. Ces solutions sont représentées par les changements de signes de la table.

Nous savons maintenant calculer, à RLC fixés, les points d'équilibre éventuels. Nous allons exploiter ces points d'équilibre afin d'évaluer l'influence des régulations sur le volume de la zone de non-détection.

1.4. Méthodes de calcul de volumes dans l'espace des (R,L,C)

Nous avons choisi d'évaluer la taille des zones de non-détection en mesurant le volume des charges RLC parallèle constituant cette même zone. Nous pourrions alors comparer ces volumes pour les différents cas de régulation et ainsi déterminer comment la taille et la forme de la zone varie.

Deux méthodes ont été testées pour le calcul des volumes. Une première repose sur la discrétisation du domaine des triplets possibles (R,L,C) et une seconde se fonde sur une approche analytique sur la base des équations précédemment décrites. Les tests ont notamment permis une validation croisée des résultats respectifs sur le cas sans régulation et le cas avec régulation Q(U). Les résultats des autres cas P(f) et Q(U) & P(f) ont été obtenus avec la méthode par discrétisation décrite ci-dessous.

1.4.1. Méthode par discrétisation

Cette méthode consiste à déterminer, puis tester des triplets (R,L,C) afin de voir s'ils engendrent un îlotage non-intentionnel. Le calcul approximatif du volume correspondant se fait ensuite aisément (voir Figure IV-3).

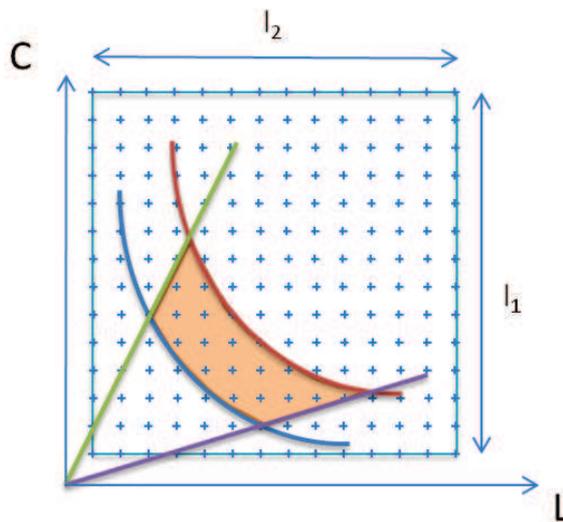


Figure IV-3 – Calcul d'une aire dans le plan (LC) via la méthode du test des triplets (à R fixé)

Sur cette figure, les deux hyperboles correspondent à la borne sur C obtenue en isolant C dans l'équation (I-2). La droite de couleur violette représente la borne inférieure sur le facteur de qualité décrite dans la prénorme [DIN13]. La droite verte représente, comme on le verra par la suite, une borne supérieure, artificielle, sur le facteur de qualité.

La Figure IV-3 permet de visualiser la méthode de calcul d'aire utilisée. Le rectangle bleu d'aire $A_{box} = l_1 \cdot l_2$ représente la totalité de la zone étudiée, les points visibles à l'intérieur de ce rectangle représentent une partie des points testés. Enfin, la surface orange représente l'espace dont on souhaite calculer l'aire.

La formule pour évaluer cette aire est la suivante :

$$A \approx \frac{N_{\text{int}}}{N_{\text{tot}}} \cdot A_{\text{box}} \approx \frac{N_{\text{int}}}{N_{\text{tot}}} \cdot l_1 \cdot l_2 \quad (\text{IV-8})$$

où :

- A_{box} représente la zone étudiée ;
- A est l'aire recherchée ;
- N_{int} représente le nombre de points à l'intérieur de l'aire A ;
- N_{tot} représente le nombre total de points considérés dans la zone A_{box} ;
- l_1 et l_2 sont la longueur et la largeur du rectangle.

Le calcul du volume en découle ensuite :

$$dV = A \cdot dR \quad (\text{IV-9})$$

où dR représente le pas de discrétisation sur l'axe des R .

La méthode de calcul de volume revient à calculer la somme des aires discrétisées via dR :

$$V_{ZND} = \sum_{i=1}^n dV_i = \sum_{i=1}^n A_i \cdot dR = \sum_{i=1}^n \frac{N_{\text{int}}^i}{N_{\text{tot}}^i} \cdot l_{1,i} \cdot l_{2,i} \cdot dR \quad (\text{IV-10})$$

Notes :

- *le calcul des « bornes » de l'aire totale permettant d'évaluer le volume de la ZND est fait en cherchant les valeurs extrêmes de L et C à chaque R fixe (via l'équation (IV-13) présentée ci-dessous) ;*
- *l'inconvénient de cette méthode est que l'on obtient une valeur approximative de l'aire : l'erreur étant fonction de la finesse du quadrillage.*

1.4.2. Méthode analytique

La seconde méthode utilisée consiste à déterminer les intersections des courbes afin de pouvoir calculer ensuite les aires délimitées par ces courbes. Un simple calcul (analytique) d'intégrales suffit ensuite pour déterminer l'aire recherchée.

Les courbes sont strictement monotones car ce sont deux hyperboles et deux droites d'équation (IV-13) et (IV-14). Chacune des deux droites coupe chacune des deux hyperboles en quatre intersections distinctes. Une fois les coordonnées des intersections déterminées, il suffit de calculer les intégrales adéquates de chaque fonction afin de déterminer l'aire de la zone de non-détection. L'équation (IV-11) illustre la mesure de l'aire ABCD de la Figure IV-4.

$$A_{ABCD} = \int_{L_C}^{L_B} \frac{1}{bx} dx - \int_{L_D}^{L_A} \frac{1}{ax} dx - \int_{L_A}^{L_B} c \cdot x \cdot dx + \int_{L_D}^{L_C} d \cdot x \cdot dx \quad (\text{IV-11})$$

Avec : $a = \frac{1}{(2\pi \cdot f_{\text{sup}})^2}$; $b = \frac{1}{(2\pi \cdot f_{\text{inf}})^2}$; $c = \left(\frac{Q_f^{\text{min}}}{R}\right)^2$; $d = \left(\frac{Q_f^{\text{max}}}{R}\right)^2$

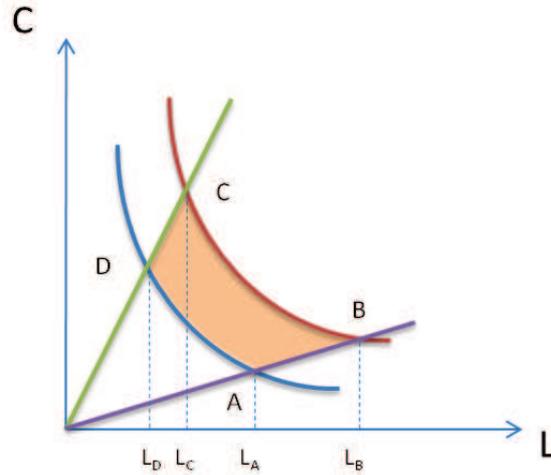


Figure IV-4 – Illustration du calcul d'aire via la méthode intégrale (volume fini)

1.5. Application du calcul de volume au problème

1.5.1. Frontières de la ZND en l'absence de régulation

En isolant C dans l'équation (I-2) et tenant compte de (I-1), on obtient :

$$C = \frac{1}{(2\pi f)^2} \left(\frac{1}{L} - 2\pi f \frac{Q}{|U|^2} \right), \quad \frac{1}{L} > 2\pi f \frac{Q}{|U|^2} \quad (\text{IV-12})$$

Note : la condition $\frac{1}{L} > 2\pi f \frac{Q}{|U|^2}$ est naturellement ajoutée pour garantir la positivité de C.

En remplaçant f par les bornes en fréquence des protections de découplage, on obtient alors deux inéquations permettant de borner une partie des ensembles (L,C).

$$\frac{1}{(2\pi f_{\text{sup}})^2} \cdot \left(\frac{1}{L} - 2\pi \cdot f_{\text{sup}} \cdot \frac{Q}{PR} \right) \leq C \leq \frac{1}{(2\pi f_{\text{inf}})^2} \cdot \left(\frac{1}{L} - 2\pi \cdot f_{\text{inf}} \cdot \frac{Q}{PR} \right) \quad (\text{IV-13})$$

Le réglage sur le facteur de qualité requis dans la DIN VDE 0126-1-1/A1 nous permet de définir une autre inéquation :

$$Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} > 2 \quad (\text{IV-14})$$

Les deux dernières inéquations découlent de l'équation (I-1) en remplaçant U par les seuils de la protection de découplage. On obtient alors :

$$\frac{U_{\text{inf}}^2}{P} \leq R \leq \frac{U_{\text{sup}}^2}{P} \quad (\text{IV-15})$$

A ce stade, nous avons cinq inéquations (IV-15), (IV-13), (IV-14) et (IV-15) permettant de borner une partie de l'espace des R, L et C.

1.5.2. Divergence du volume de la ZND pour les valeurs extrêmes du facteur de qualité

Comme nous l'avons vu précédemment, nous n'avons que cinq inéquations permettant de borner l'espace des (RLC) possibles. Il n'est en réalité pas possible de calculer les volumes dans ces conditions. En effet, les fonctions hyperboliques de variable L des inéquations en (IV-13) ne sont pas intégrables en $Q_f \rightarrow +\infty$ (ce qui revient à $L \rightarrow 0$). Le volume de la zone de non-détection, telle que nous l'avons définie dans l'espace RLC, est donc infini, et étudier l'impact des régulations de P et/ou de Q sur ce volume n'a plus guère de sens. Nous proposons alors une solution en deux temps : nous commencerons par montrer les limites de l'étude des volumes dans l'espace des (R,L,C) puis nous enchaînerons avec une étude asymptotique lorsque le facteur de qualité tend vers l'infini (section I.5.4) ; enfin, après avoir étudié le cas asymptotique, nous ajouterons une borne supérieure artificielle sur le facteur de qualité afin de poursuivre notre étude en manipulant des volumes finis (section I.6).

1.5.3. Autres difficultés liées aux valeurs extrêmes de Qf

Non seulement les valeurs extrêmes de Q_f posent un problème pratique (le volume de la ZND devient infini), mais elles impliquent des valeurs pour L et C pouvant paraître aberrantes ; avec :

$$R = \frac{U^2}{P} ; L = \frac{U^2}{Q_L \cdot \omega} ; C = \frac{Q_C}{U^2 \cdot \omega}.$$

où :

- Q_L est la puissance réactive consommée par la bobine (en VAR) ;
- Q_C est la puissance réactive produite par le condensateur (en VAR).

On a :

$$Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{\sqrt{Q_L \cdot Q_C}}{P} \quad (\text{IV-16})$$

L'équation ci-dessus montre que la part de puissance réactive dans la charge RLC parallèle va être beaucoup plus importante que la part de puissance active. Plus le facteur de qualité augmente, plus ce ratio augmente.

Une dernière difficulté pratique est liée à l'utilisation d'une méthode par discrétisation pour évaluer le volume de la zone de non-détection : plus on choisit une valeur élevée pour la limite supérieure de Q_f lors de l'évaluation numérique du volume, plus on doit discrétiser finement l'espace afin de bien

couvrir l'étroite bande dans le plan L-C qui forme la zone de non-détection, et plus les calculs informatiques sont nombreux.

1.5.4. Etude asymptotique quand Q_f tend vers l'infini

Le volume de la ZND « complète » étant infini, nous calculons le rapport des volumes entre deux ZND (sans régulation, ou avec une régulation de type Q(U)) bornées artificiellement par une limite supérieure sur le facteur de qualité Q_f .

$$\frac{A_{SR}}{A_{AR}} = \frac{\int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^B \frac{1}{b_{SR}x} dx - \int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^A \frac{1}{a_{SR}x} dx - \int_A^B c \cdot x \cdot dx + \int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^{\varepsilon'=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)} d \cdot x \cdot dx}{\int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^B \left(\frac{1}{b_{AR}x} + b'_{AR} \right) dx - \int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^A \left(\frac{1}{a_{AR}x} + a'_{AR} \right) dx - \int_A^B c \cdot x \cdot dx + \int_{\varepsilon=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)}^{\varepsilon'=F\left(\frac{1}{Q_f}\right)} d \cdot x \cdot dx}$$

$$\frac{A_{SR}}{A_{AR}} \xrightarrow{Q_f \rightarrow +\infty} \frac{\frac{1}{a_{SR}} - \frac{1}{b_{SR}}}{\frac{1}{a_{AR}} - \frac{1}{b_{AR}}} \quad (IV-17)$$

Avec :

- A_{SR} : l'aire sans régulation à R fixé ;
- A_{AR} : l'aire avec régulation à R fixé.

Dans notre cas : $a_{AR} = a_{SR} = \frac{1}{(2\pi f_{\text{inf}})^2}$ et $b_{AR} = b_{SR} = \frac{1}{(2\pi f_{\text{sup}})^2}$.

Note : les termes a' et b' ne dépendent pas du facteur de qualité.

On obtient donc :

$$\frac{A_{SR}}{A_{AR}} \xrightarrow{Q_f \rightarrow +\infty} 1 \quad (IV-18)$$

Pour R fixé, les deux aires tendent vers l'infini « à la même vitesse » lorsque Q_f tend vers l'infini. Cette étude asymptotique éclaire ce qui se passe pour les charges RLC dont le facteur de qualité prend des valeurs extrêmes : ces charges constituent un ensemble « très grand », dont le volume dans l'espace RLC tend vers l'infini au fur et à mesure que l'on considère des valeurs de plus en plus élevées du facteur de qualité, mais cette croissance vers l'infini se produit essentiellement à la même vitesse selon que l'on utilise ou non une régulation de type Q(U).

Note : le calcul de cette partie reste valable lorsqu'on utilise une régulation de type Q(U). En effet, ce calcul est fait à R fixé, ce qui fixe U et qui nous donne une valeur de Q unique.

1.6. Application de la méthode par discrétisation

Dans cette partie, nous présentons les résultats obtenus par la méthode par discrétisation des triplets (R,L,C). Pour chaque cas, nous avons testé des triplets afin de calculer le volume des zones de non-détection. Nous avons choisi un pas de 0.2 sur le facteur de qualité, par exemple le point à $Q_f = 2$ visible sur le graphique ci-dessous correspond au volume calculé pour un Q_f compris entre 2 et 2.2 (ce pas a été choisi afin de limiter le temps de calcul). Nous avons donc choisi de borner arbitrairement le facteur de qualité Q_f à un maximum de 10. Nous avons par ailleurs conservé la borne inférieure du test du circuit oscillant (Q_f supérieur à 2).

1.6.1. Volume de la zone de non-détection en fonction de Q_f

La Figure IV-5 montre les valeurs des volumes de chaque ZND (sans régulation, P(f) et/ou Q(U)) en fonction du facteur de qualité.

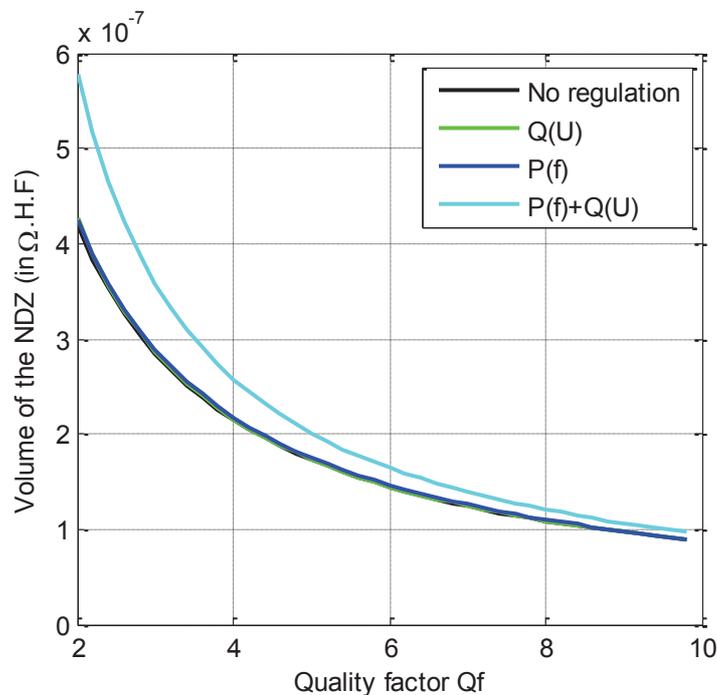


Figure IV-5 – Résultats de calculs numériques des volumes à Q_f strictement borné (avec un pas de 0.2)

Note : les courbes représentant les cas sans régulation et avec Q(U) sont quasiment confondues avec la courbe avec P(f).

La Figure IV-6 montre les rapports des volumes par rapport au cas sans régulation en fonction du facteur de qualité. On peut remarquer sur la Figure IV-5 et la Figure IV-6 que la régulation en Q(U) ou le statisme en P(f) semblent avoir un très faible impact sur le volume de la ZND (il augmente légèrement de moins de 1 %). Néanmoins, quand le statisme en P(f) et la régulation en Q(U) sont utilisés en même temps, le volume de la ZND augmente significativement, particulièrement pour les faibles valeurs du facteur de qualité des charges. L'augmentation maximale est atteinte pour $Q_f = [2 ; 2.2]$ à environ + 37 % du cas de base. Le principal enseignement découlant de cette étude est donc que

les deux régulations semblent avoir un mode commun bien plus fort que la somme de leurs effets individuels.

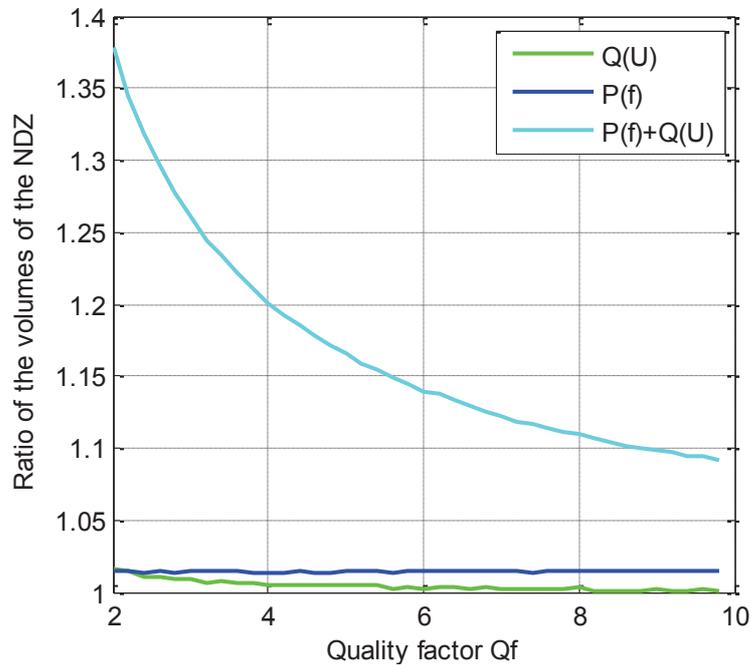


Figure IV-6 – Ratios des différentes zones de non-détection par rapport au cas sans fonction de régulation

1.6.2. Déplacement de la zone de non-détection dans l'espace RLC

Une seconde indication est que la différence diminue quand le facteur de qualité augmente. Le dernier enseignement visible en Figure IV-7 est le suivant : alors que le volume de la ZND ne varie pas en comparaison avec le cas sans régulation, le cas avec régulation $Q(U)$ modifie assez fortement la localisation dans l'espace des RLC des charges pouvant conduire à un îlotage tandis que pour le cas avec $P(f)$, la localisation spatiale des charges dans la ZND ne change presque pas. La très grande majorité des charges qui engendrent une tension en régime permanent dans les zones d'activation du $Q(U)$ doivent avoir une fréquence de résonance éloignée de 50 Hz pour être contenues dans la ZND.

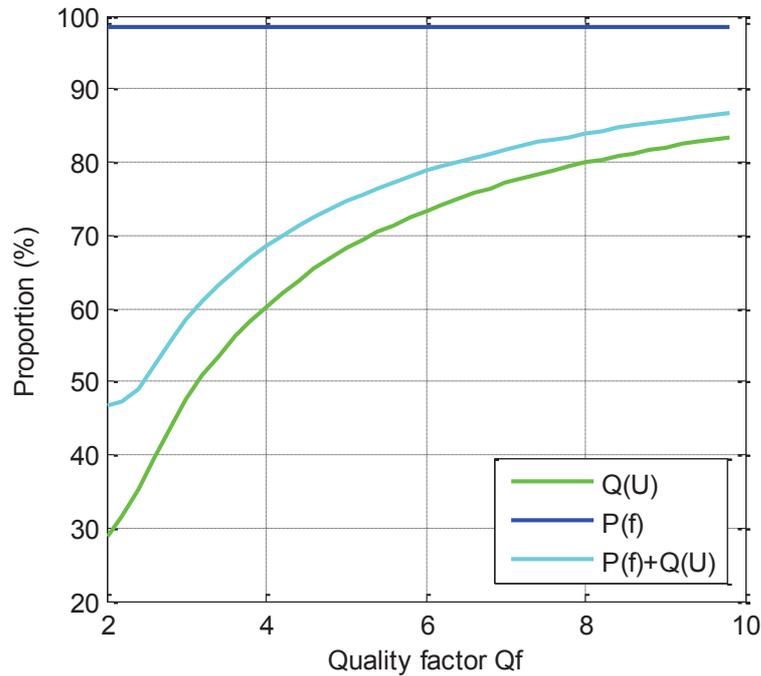


Figure IV-7 – Intersection des volumes des ZND pour les cas avec régulation par rapport au cas de base, en fonction du facteur de qualité Q_f

1.7. Plage de variation de la fréquence de résonance à l'intérieur de la zone de non-détection

1.7.1. Motivation

Jusqu'à présent, nous avons principalement étudié les variations de *volume* de la zone de non-détection sous l'effet de diverses régulations. La Figure IV-7 nous a cependant donné une indication supplémentaire quant à son *déplacement* dans l'espace RLC. Cette indication de déplacement permet d'apprécier l'effet relatif des différentes régulations, mais il reste difficile d'apprécier le déplacement de la zone de non-détection de manière absolue, car la notion de volume dans l'espace des triplets RLC n'est pas très intuitive. Dans cette partie, nous définissons donc « l'indicateur de déplacement » suivant : la *plage de variation des valeurs de la fréquence de résonance* des charges RLC qui se trouvent dans la zone de non-détection. Ce nouvel indicateur nous permettra de visualiser le « déplacement », ou « étirement » de la zone de non-détection (par opposition à sa variation de volume) sous l'effet des régulations, et son sens physique est plus facile à appréhender que celui d'un volume dans l'espace RLC. Cet indicateur a de plus le mérite de bien se prêter au calcul théorique, comme le montre la section suivante.

1.7.2. Expression de la fréquence de résonance

Dans cette partie, nous allons exprimer f_{RLC} en fonction de la fréquence de régime permanent du système, f , et du facteur de qualité Q_f que nous devons contrôler (cf. section I.5.3). Dans cette formule, P_{RP} et Q_{RP} seront des paramètres éventuellement soumis à l'action des régulations et les valeurs de R , L et C vont disparaître. La formule obtenue va notamment nous permettre de définir les fréquences de résonance extrêmes des charges dans la zone de non détection.

On rappelle l'inéquation liée à la borne inférieure sur le facteur de qualité (IV-14) et l'équation (IV-12) :

$$R\sqrt{\frac{C}{L}} > Q_f$$

$$C = \frac{1}{(2\pi f)^2} \left(\frac{1}{L} - 2\pi f \frac{Q_{RP}}{|U|^2} \right), \quad \frac{1}{L} > 2\pi f \frac{Q_{RP}}{U^2}$$

Où P_{RP} et Q_{RP} sont les valeurs des puissances active et réactive à l'état d'équilibre, c'est-à-dire en régime permanent (les régulations peuvent être en marche et suivant les cas, on peut tout à fait avoir : $P_{RP} \neq P$ et $Q_{RP} \neq Q$).

En fixant le facteur de qualité à Q_f , on a un système à cinq degrés de liberté. Habituellement, en régime îloté, les cinq « entrées » R , L , C , P_{RP} et Q_{RP} permettent de déduire les « sorties » f_{RLC} , Q_f , f et U . Dans cette étude, nous allons inverser les équations de manière à sortir L et C des entrées (paramètres) et à les remplacer par f et Q_f ; autrement dit à prendre comme paramètres R , f , Q_f , P_{RP} , Q_{RP} et comme sorties f_{RLC} , U , L et C . Nous allons observer que f_{RLC} peut s'exprimer en fonction de quatre paramètres seulement parmi les cinq que l'on vient d'isoler (R n'interviendra plus).

La résolution du système donne les L et C suivants :

$$\begin{cases} L = \frac{R^2}{4\pi f Q_f^2 U^2} \left(-Q_{RP} + \sqrt{Q_{RP}^2 + (2Q_f P_{RP})^2} \right) \\ C = \frac{R^2}{4\pi f U^2} \left(-Q_{RP} + \sqrt{Q_{RP}^2 + (2Q_f P_{RP})^2} \right) \end{cases} \quad (IV-19)$$

En remplaçant L et C des équations (IV-19) dans la formule donnant la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (I-3), on obtient :

$$f_{RLC} = \frac{2f P_{RP} Q_f}{-Q_{RP} + \sqrt{Q_{RP}^2 + (2Q_f P_{RP})^2}} = \frac{2f P_{RP}}{-\frac{Q_{RP}}{Q_f} + \sqrt{\left(\frac{Q_{RP}}{Q_f}\right)^2 + (2P_{RP})^2}} \quad (IV-20)$$

Avec :

- f la fréquence d'équilibre de l'ensemble onduleur – charge RLC parallèle ;
- f_{RLC} la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle.

Notes : l'équation (IV-20) met en évidence plusieurs choses remarquables :

- la fréquence de résonance ne dépend pas de la résistance R ;
- pour $Q_{RP} = 0$ on retrouve $f = f_{RLC}$ et le facteur de qualité Q_f disparaît de la formule (ce qui était déjà connu, cf. l'équation (I-3) et la remarque qui la suit) ;
- lorsque Q_{RP} n'est pas nul et que Q_f est petit, un développement limité d'ordre 1 permet de déterminer la fréquence de résonance :

$$f_{RLC} = \frac{2fP_{RP}}{-\frac{Q_{RP}}{Q_f} + \sqrt{\left(\frac{Q_{RP}}{Q_f}\right)^2 + (2P_{RP})^2}} \approx \frac{f}{Q_f} \cdot \frac{Q_{RP}}{P_{RP}}$$

$$\text{Car : } -\frac{Q_{RP}}{Q_f} + \sqrt{\left(\frac{Q_{RP}}{Q_f}\right)^2 + (2P_{RP})^2} \approx 2 \frac{P_{RP}^2}{Q_{RP}} Q_f$$

En prenant en compte le fait que tous les paramètres autres que Q_f sont bornés, on voit bien que plus Q_f est petit, plus la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle est grande. Au vu de la part de réactif dans le réseau, il semblerait que le facteur de qualité d'un réseau de distribution soit assez faible (inférieur à 0.4). En effet, le facteur de qualité correspond à la part de réactif sur la part d'actif que produisent ou consomment les composants de la charge :

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{\sqrt{Q_L \cdot Q_C}}{P}$$

On peut donc tout à fait envisager des fréquences de résonance très éloignées des 50 Hz habituels, contenues dans la ZND ;

- *quand Q_{RP} n'est pas nul et que Q_f est grand on retrouve $f_{RLC} \approx f$;*
- *la plage des fréquences de résonance est d'autant plus grande que le facteur de qualité est faible. Nous y reviendrons dans la suite de ce chapitre.*

1.7.3. Application au cas « sans régulation » ($Q = 0$)

Il s'agit du cas actuellement en vigueur sur les réseaux BT. Les onduleurs photovoltaïques produisent un maximum de puissance active, sans régulation, et à $Q = 0$ ($\cos\phi = 1$), la fréquence de l'îlot va tendre alors vers la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle. On obtient alors le résultat bien connu :

$$47.5\text{Hz} \leq f_{RLC} \leq 51.5\text{Hz} \quad (\text{IV-21})$$

1.7.4. Application à la régulation de type « Q(U) »

Pour une régulation de type Q(U) (Figure IV-1), nous pouvons déterminer les bornes supérieures et inférieures des fréquences de résonance : P et R étant fixées, la valeur de la tension est déterminée via (I-1) et donc indirectement l'état de la régulation Q(U) l'est aussi.

La fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (f_{RLC}) est maximale quand la régulation Q(U) de l'onduleur lui fait injecter un maximum de réactif, c'est-à-dire, dans notre cas (Figure IV-1), quand $|U| < U_{DBmin}$ ($Q_{max} = q_{max} \times P_{max}$), car : $den(f_{RLC}) = -Q + \sqrt{Q^2 + (2PQ_f)^2}$ est minimal quand Q est maximale.

D'un autre côté, la fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (f_{RLC}) est minimale quand la régulation Q(U) de l'onduleur lui fait consommer un maximum de réactif, c'est-à-dire, dans notre cas

(Figure IV-1) quand $|U| > U_{DBmax}$ ($Q_{min} = q_{min} \times P_{max}$) car $den(f_{RLC}) = -Q + \sqrt{Q^2 + (2PQ_f)^2}$ est maximal quand Q est minimale.

On a donc :

$$f_{RLC \max} = \frac{2f_{sup}PQ_f}{-q_{max}P_{max} + \sqrt{(q_{max}P_{max})^2 + (2PQ_f)^2}} \quad (IV-22)$$

$$f_{RLC \min} = \frac{2f_{inf}PQ_f}{-q_{min}P_{max} + \sqrt{(q_{min}P_{max})^2 + (2PQ_f)^2}} \quad (IV-23)$$

Dans le cas d'une régulation du même type que la Figure IV-1, les fréquences de résonance extrêmes apparaissent quand : $Q_{max} = 0.4 \cdot P_{max}$, $f = f_{sup}$ et $Q_{min} = -0.35 \cdot P_{max}$, $f = f_{inf}$ et $Q_f = 2$.

Par exemple, pour les paramètres suivants :

- P = 36 kW ;
- $P_{max} = 36$ kW ;
- $f_{inf} = 47,5$ Hz ;
- $f_{sup} = 51,5$ Hz.

On obtient alors la plage de fréquence de résonance :

$$43.52Hz \leq f_{RLC} \leq 56.91Hz \quad (IV-24)$$

On voit bien que la plage des fréquences de résonance est plus grande pour le cas avec régulation, que pour le cas sans régulation (cf. (IV-21)) : la régulation de type Q(U) utilisée seule « étire » la zone de non-détection quand on la regarde sous l'angle de la fréquence de résonance, bien qu'elle n'affecte pas significativement son volume.

1.7.5. Cas avec statisme P(f) (à Q = 0)

Aujourd'hui, les onduleurs sur la BT ne fournissent pas de réactif, la régulation de type P(f) n'a pas d'impact sur la fréquence de résonance de la charge entraînant un îlotage non détecté. En reprenant l'équation (I-3) à Q = 0, on constate que la puissance active fournie par l'onduleur n'impacte pas le calcul des bornes supérieure et inférieure des fréquences de résonance (cf. note dans la section I.7.2). Nous avons donc, comme pour le cas sans régulation :

$$47.5Hz \leq f_{RLC} \leq 51.5Hz \quad (IV-25)$$

1.7.6. Cas avec statisme en P(f) et avec régulation en Q(U)

La fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (f_{RLC}) est maximale quand la régulation Q(U) de l'onduleur lui fait injecter un maximum de réactif, c'est-à-dire, dans notre cas (Figure IV-1) quand $Q = q_{\max} * P_{\max}$ et quand $f = f_{\sup}$ ce qui implique $P = P_{\min}$.

La fréquence de résonance de la charge RLC parallèle (f_{RLC}) est minimale quand la régulation Q(U) de l'onduleur lui fait consommer un maximum de réactif, c'est-à-dire, dans notre cas (Figure IV-1) quand $Q = q_{\min} * P_{\max}$ et quand $f = f_{\inf}$ ce qui implique $P = P_{\max}$.

On a alors :

$$f_{RLC \max} = \frac{2f_{\sup} P_{\min} Q_f}{-q_{\max} P_{\max} + \sqrt{(q_{\max} P_{\max})^2 + (2P_{\min} Q_f)^2}} \quad (IV-26)$$

$$f_{RLC \min} = \frac{2f_{\inf} P_{\max} Q_f}{-q_{\min} P_{\max} + \sqrt{(q_{\min} P_{\max})^2 + (2P_{\max} Q_f)^2}} \quad (IV-27)$$

Pour :

- $P = 36 \text{ kW}$;
- $P_{\max} = 36 \text{ kW}$;
- $f_{\inf} = 47.5 \text{ Hz}$;
- $f_{\sup} = 51.5 \text{ Hz}$;
- $p_{\min} = 0.909 \text{ pu}$.

$$43.52\text{Hz} \leq f_{RLC} \leq 57.48\text{Hz} \quad (IV-28)$$

La plage des fréquences de résonance est légèrement plus grande d'environ 8 % par rapport au cas avec régulation mais sans statisme (IV-24). Cette plage a été validée numériquement via un programme sur Matlab : les fréquences de résonances minimum et maximum des charges RLC parallèles dans la ZND, obtenues via la méthode par discrétisation, sont bien celles calculées analytiquement via (IV-28).

1.8. Conclusion

Nous avons vu dans la première partie de ce chapitre que le statisme en P(f) requis par le code réseau « Requirements for Generators » ainsi que la régulation (envisagée dans le contexte smartgrid) en Q(U) seuls n'augmentent pas la ZND du test du circuit oscillant. Nous interprétons cela comme une indication sur la probabilité d'îlotage qui ne serait que très peu modifiée dans le cas où l'une des deux régulations est utilisée. Lorsque les deux régulations sont utilisées en même temps, nous avons montré que le volume de la ZND augmente significativement, particulièrement pour les faibles valeurs du facteur de qualité (d'environ 37 % pour $Q_f = 2$). Nous en avons déduit que le risque concernant l'îlotage pourrait augmenter s'il était décidé la mise en place de ces deux régulations. Ces résultats

peuvent sembler contre intuitifs car les effets combinés de deux régulations avec peu d'effet chacune engendrent un mode commun avec un effet décuplé.

Nous avons également étudié la manière dont la zone de non-détection se déplace dans l'espace RLC sous l'effet des régulations, et illustré ce déplacement en insistant particulièrement sur un indicateur particulier : les valeurs extrêmes de la fréquence de résonance qui sont prises par les triplets RLC contenus dans la zone de non-détection.

Cette étude est sujette à différentes limites. La première est qu'elle consiste à conduire des calculs statiques : la dynamique du système n'est pas considérée. De plus, la stabilité des solutions des calculs statiques n'a pas été étudiée. Enfin, le modèle de charge utilisé dans notre étude (la charge RLC parallèle) est vraisemblablement peu représentatif des charges réelles sur le réseau de distribution électrique. Ces résultats pourront donc être, par la suite, affinés et confirmés (ou infirmés) par de nouvelles études. Enfin, une étude pourrait être menée sur la pertinence d'un tel modèle de charge (RLC parallèle) pour capturer grossièrement le comportement d'un « vrai » réseau électrique, par exemple d'un départ HTA complet (cf. section I.3.2.1 du chapitre III). Ceci permettrait peut-être de généraliser les résultats obtenus dans cette étude à des cas plus réalistes.

II. Evaluation de l'influence des régulations sur les durées d'îlotage via expériences

II.1. Objectif de l'étude

La campagne d'essais menée sur la plateforme PREDIS du G2ELab (décrite au chapitre II) a également permis d'évaluer l'influence des régulations sur les durées d'îlotages. Pour cela, nous avons conservé les charges, l'onduleur et l'auto-transformateur, puis nous avons appliqué à l'onduleur triphasé les régulations $P(f)$ et/ou $Q(U)$ décrites dans la section I.2. L'objectif principal de cette campagne d'essais a consisté à déterminer si la durée d'îlotage augmente lorsque l'onduleur est muni de régulations.

II.2. Validation des régulations $P(f)$ et $Q(U)$

Les régulations implémentées dans l'onduleur ont été testées en amont afin de vérifier que celles-ci étaient correctement prises en compte et avaient le comportement requis. Ces tests ont consisté à raccorder l'onduleur photovoltaïque à un amplificateur de puissance contrôlé par un simulateur numérique de réseaux temps-réel (RT-Lab d'Opal RT). Ensuite, nous avons placé des analyseurs de puissances aux bornes de l'onduleur afin de surveiller son fonctionnement en temps réel tandis que le courant et la tension instantanés étaient surveillés via un oscilloscope. Ce travail préliminaire nous a permis de valider le fonctionnement des régulations, mais aussi de noter que l'onduleur réagissait très rapidement lorsque nous passions d'un régime permanent en tension et fréquence à un autre (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

II.3. Schéma de l'installation

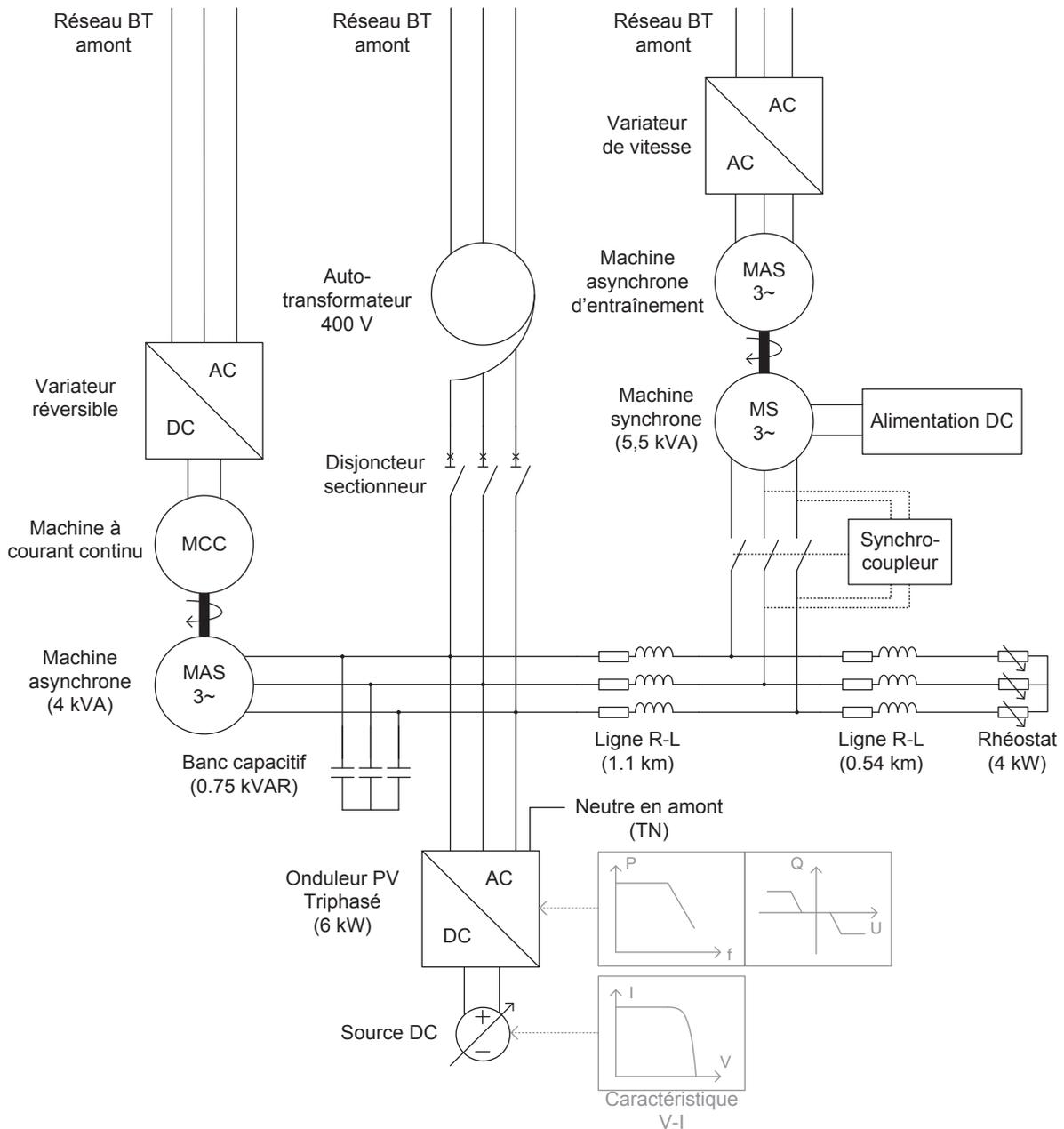


Figure IV-8 – Schéma de la plateforme expérimentale de tests de durée d'îlotage non-intentionnel

II.4. Résultats des essais avec et sans régulation

Cette section rassemble des résultats des essais sans régulation, avec $P(f)$ puis avec $P(f) \& Q(U)$. Des essais à équilibre très proches de zéro ont été lancés avec les différents cas de régulation, ceux-ci ont tous mené à des îlotages stables qui ont nécessité des arrêts manuels par modification de l'état du réseau (par exemple en changeant le couple mécanique d'une machine tournante ou en ajoutant un échelon de charge d'un rhéostat).

Dans cette partie, nous avons repris le protocole expérimental détaillé au chapitre II. Nous avons mesuré les durées d'îlotages pour des déséquilibres initiaux d'environ $\Delta P = 0$ et $\Delta Q = 1$ kVAR (l'îlot étant considéré en convention récepteur, c'est-à-dire qu'une valeur positive de ΔQ correspond à une consommation de réactif par l'îlot et donc à une injection de réactif du réseau extérieur).

Les résultats du cas sans régulation ont déjà été présentés et sont disponibles à la section II.5.4 du chapitre II.

II.4.1. Cas avec P(f)

Les essais avec le P(f) seul n'ont pas permis de clairement conclure sur l'influence d'une telle régulation sur la durée de vie de l'îlot. En effet, les durées obtenues dans les deux cas sont trop proches et nous ne pouvons pas séparer les résultats du bruit expérimental. Ce résultat est conforme à ceux obtenus par dans le projet européen MetaPV [MET14], terminé en 2014, qui a également testé l'influence des régulations sur des îlotages constitués d'un onduleur et d'une charge RLC parallèle. Ces résultats sont complémentaires aux nôtres étant donné que nous avons fait ce même test sur une charge différente du projet MetaPV et nous avons obtenu la même conclusion.

De plus, quand nous avons reproduit un essai plusieurs fois avec des paramètres identiques, nous avons obtenu différents résultats (comme cela a été expliqué en au chapitre II).

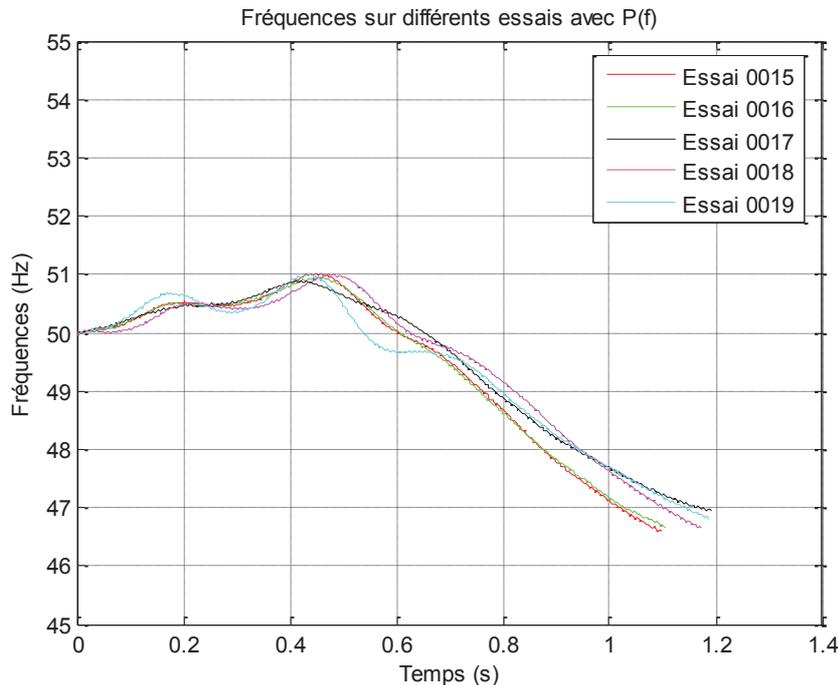


Figure IV-9 – Fréquences mesurées lors des essais à $\Delta Q = 1$ kVAR initial avec P(f) activée.

Ceci étant dit, nous pouvons tout de même observer les variations de fréquence des différents cas. La Figure IV-9 ci-dessus montre les résultats de la campagne de mesures que nous avons faites avec la régulation P(f) activée. Nous pouvons observer un comportement qualitativement similaire entre chaque essai. En revanche, nous remarquons un comportement qualitativement différent entre les cas

avec P(f) et sans régulation. En effet, lorsqu'aucune régulation n'était activée, le df/dt dans l'îlot était constant et compris entre 1.1 Hz/s et 2.2 Hz/s. L'onduleur se déconnectait dès lors que le seuil et la temporisation étaient dépassés, soit à en moyenne 1 seconde. Dans le cas avec P(f) activé, la fréquence monte jusqu'à « tangenter » les 51 Hz pour ensuite chuter avec un df/dt important et ainsi tomber en deçà de 47.5 Hz (qui constitue le seuil en fréquence basse de l'onduleur). Contrairement au cas sans régulation, c'est le seuil de fréquence basse qui discrimine l'îlotage.

II.4.2. Cas avec P(f) et Q(U)

Les essais avec P(f) et Q(U) activés ont mené à des résultats qualitativement similaires au cas avec P(f) (voir section II.4.1). En effet, comme nous pouvons le voir sur la Figure IV-10, lors de l'îlotage, la fréquence augmente avec le même df/dt que pour le cas avec P(f), tangente le 51 Hz de la même façon et chute également avec un df/dt important pour descendre sous le seuil de la protection de découplage à fréquence basse.

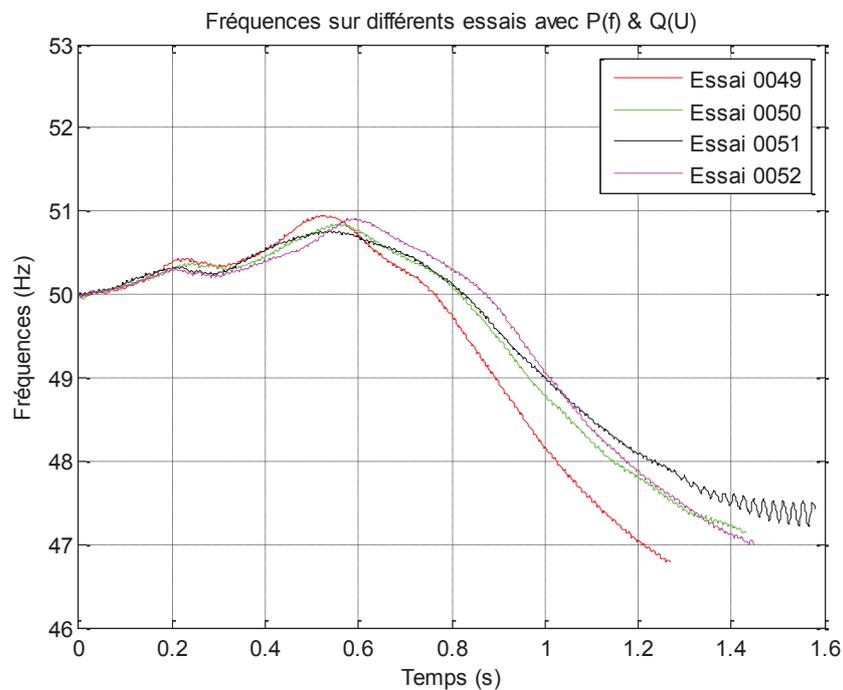


Figure IV-10 – Fréquences mesurées lors des essais à $\Delta Q = 1$ kVAR initial avec P(f) & Q(U) activées.

La comparaison entre les essais sans régulation et avec P(f) & Q(U) activés montre en moyenne une légère augmentation de la durée de l'îlotage de 0.2 s comparée au cas avec P(f) et de 0.4 s comparé au cas sans régulation.

Note : l'îlotage restait suffisamment stable en tension ce qui avait pour conséquence de ne pas forcément activer la régulation en Q(U). Cela explique les faibles écarts entre les cas avec P(f) & Q(U) et les cas avec P(f). La Figure IV-11 présente la tension efficace aux bornes de l'onduleur avant et après îlotage (îlotage à $t = 1.9$ s). On voit bien que la tension ne dépasse pas les seuils d'activation du Q(U), ainsi la puissance réactive Q reste nulle (bande morte).

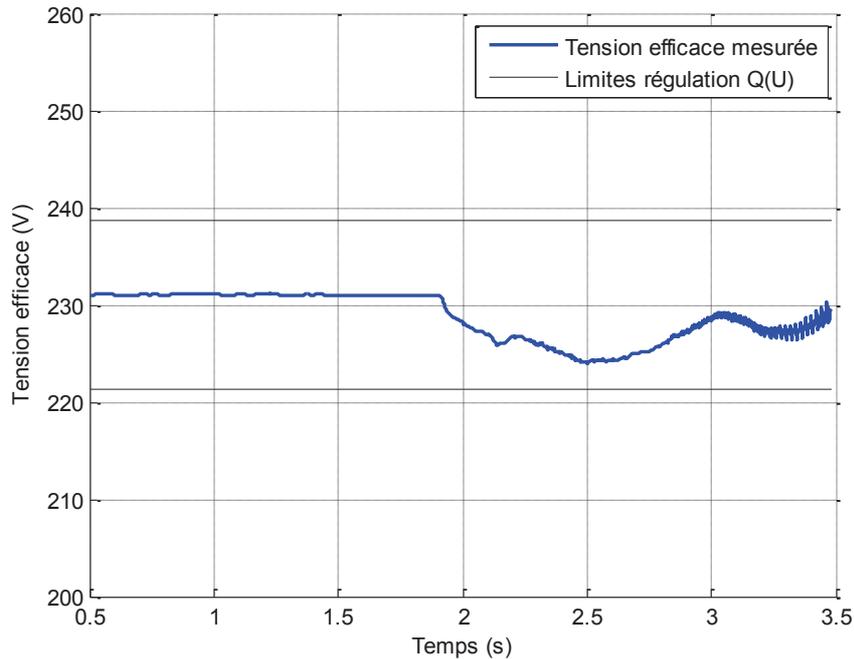


Figure IV-11 – Tension efficace aux bornes de l'onduleur (phase 1) lors de l'essai 51

II.5. Conclusion sur la deuxième partie

La durée d'îlotage n'est pas significativement différente en fonction de l'état d'activation des régulations dans l'onduleur, on ne peut donc pas conclure avec certitude si ces régulations ont un effet stabilisateur ou non, même s'il semblerait qu'il y ait une légère augmentation de la durée d'îlotage. Cette conclusion est conforme à la conclusion de l'étude de MetaPV sur le même type d'expérience avec des onduleurs et des charges RLC parallèle. En revanche, nous voyons très clairement que la fréquence a un comportement qualitativement différent étant donné que lorsque le P(f) est activé, l'onduleur se déconnecte sur le critère de fréquence basse et non pas sur le critère de fréquence haute.

III. Conclusions et perspectives

Dans ce chapitre, nous avons utilisé deux moyens pour évaluer l'impact des régulations P(f) et/ou Q(U). Le premier a consisté à faire une étude statique sur la taille des zones de non-détection suivant les différents cas avec ou sans régulation. Nous avons montré, sous hypothèse d'étude statique, que la zone de non-détection tendait à augmenter significativement avec les régulations P(f) & Q(U) et ce pour des facteurs de qualité faibles. Cette tendance n'est pas forcément intuitive, étant donné que chaque régulation n'a séparément qu'un très faible impact sur la taille de la zone de non-détection. Cette étude pourrait être améliorée en étudiant la stabilité des solutions théoriques trouvées ainsi qu'en vérifiant si ces solutions sont réellement atteintes. En effet, nous pourrions envisager qu'il existe des régimes permanents dans la zone de non-détection tandis qu'une étude dynamique montrerait que la charge n'est pas dans la zone de non-détection. Nous avons également montré que la plage des fréquences de résonance des charges pour lesquelles il peut y avoir un îlotage est étirée. Il pourrait

donc être intéressant d'évaluer si le test du circuit oscillant reste pertinent en présence de ces futures régulations.

La seconde étude que nous avons menée a consisté à tester en laboratoire la dynamique d'îlotages. Pour ces essais et contrairement à l'usage du test du circuit oscillant, nous avons utilisé une charge clairement plus complexe en ajoutant notamment des machines tournantes et des lignes électriques. Même si les durées d'îlotages ne sont pas suffisamment éloignées pour conclure avec certitude de l'impact des nouvelles régulations sur la durée d'îlotage, les résultats ont montré des durées d'îlotages qui tendaient à augmenter dans les cas avec P(f) (en moyenne de 0.2 s comparé au cas sans régulation) ou P(f) & Q(U) (en moyenne de 0.4 s comparé au cas sans régulation). Parmi les perspectives envisageables, il serait intéressant d'analyser l'influence du type de charge sur la durée d'îlotage. L'équilibre avant îlotage pourrait également être modifié, mais nécessiterait du nouveau matériel, pour tester l'influence de l'équilibre en actif à $\Delta Q = 0$ sur les durées.

Pour conclure, l'étude que nous avons menée corrobore les résultats obtenus dans le projet MetaPV avec la charge RLC parallèle. Nous avons analysé en régime statique l'impact des régulations sur les ZND (MetaPV l'a fait via des expériences). Nous avons également lancé nos propres expériences afin d'évaluer l'impact des régulations en régime dynamique sur une charge constituée notamment de machines ; les conclusions sont les mêmes à savoir, les durées sont trop proches pour conclure clairement quant à une augmentation de la durée ou non.

Des expériences complémentaires en laboratoire nous ont permis de remarquer que les onduleurs photovoltaïques ne se déconnectent pas tous au même moment lors d'un événement. En réalité, les protections de découplage des onduleurs du commerce disposent d'un seuil et d'une temporisation associée légèrement différentes. Ces différences nous ont amené à nous questionner dans le chapitre suivant sur l'impact de la dispersion naturelle de ces seuils sur la stabilité d'un système électrique. Cette analyse a été menée via trois différents moyens. Une étude théorique permet comprendre ce qui se passe lors de la montée et de la descente en fréquence lors d'événements sur le système électrique. Ensuite, des simulations numériques montrent que les protections des onduleurs réglées légèrement différemment ne se déconnectent pas toutes sur un même événement. Enfin, la conclusion de la partie sur les simulations numériques a été prouvée via des expériences en laboratoire sur deux onduleurs BT.

Chapitre V

Impact du foisonnement du découplage en fréquence
des installations de production sur la stabilité d'un
système électrique

CHAPITRE V IMPACT DU FOISONNEMENT DU DECOUPLAGE EN FREQUENCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION SUR LA STABILITE D'UN SYSTEME ELECTRIQUE

.....	144
I. SCENARIO DE L'ENTSO-E.....	146
II. RECHERCHE EXPERIMENTALE DES REGLAGES DE PROTECTIONS DE DECOUPLAGE	148
II.1. Mode opératoire	148
II.2. Résultats	150
II.2.1. Onduleur monophasé « A ».....	151
II.2.2. Onduleur monophasé « B »	151
II.2.3. Onduleur monophasé « C »	151
II.2.4. Onduleur triphasé « D »	152
II.2.5. Paramètres des protections retenus.....	153
III. SIMULATIONS.....	153
III.1. Simulations en mode phaseur (RMS)	154
III.1.1. Modèles de la simulation RMS	154
III.1.2. Résultats des simulations RMS	156
III.2. Simulations en domaine temporel (EMT).....	157
III.2.1. Modèles de la simulation EMT	157
III.2.2. Comparaison des simulations EMT / RMS	159
III.2.3. Résultats des simulations EMT	160
III.2.4. Estimation de la fréquence au niveau de l'onduleur	162
IV. EXPERIENCES.....	166
V. ANALYSE THEORIQUE.....	168
VI. COMPARAISONS THEORIE / SIMULATIONS	170
VI.1. Etude paramétrique sur l'inertie	170
VI.2. Comparaison critère théorique / simulations	171
VII. CONCLUSION	172

Le plan de protection d'un réseau de distribution doit assurer la sécurité d'exploitation et la qualité de service. Chaque GRD fait ses propres choix opérationnels concernant les réseaux qu'il exploite ; il existe cependant certaines exigences globales (ou système) qui contraignent les distributeurs. Par exemple, les générateurs décentralisés doivent être capables de rester connectés lors d'une perturbation du réseau pouvant causer un danger pour le système, mais de se déconnecter lors d'un événement local. La proportion de générateurs décentralisés augmentant considérablement en Europe et dans le monde, les distributeurs ont dû réévaluer leur plan de protection. En effet, depuis de nombreuses années, plusieurs pays ont connu le raccordement d'une quantité non négligeable de productions décentralisées. Par le passé, la majorité des producteurs décentralisés installés sur le réseau BT devait, d'après la prénorme DIN VDE 0126 (ou prénorme ultérieure), avoir un seuil de protection en fréquence haute de 50.2 Hz. Ce seuil de 50.2 Hz ne posait pas de problème, étant donné que la proportion de générateurs décentralisés était très faible et donc, leur impact sur la sécurité du système était considéré comme négligeable. Cependant, les transporteurs européens s'interrogent aujourd'hui sur les conséquences d'un scénario qui mènerait la fréquence à 50.2 Hz. Leur crainte serait de perdre une très grande proportion de la production décentralisée dès ce seuil de 50.2 Hz, ce qui pourrait mener à des conséquences graves telles qu'un effondrement de fréquence. Ils envisagent notamment de demander un recalibrage des protections des onduleurs sur le réseau afin d'éviter tout mode commun [ENT14A].

Ce chapitre discute de l'hypothèse de déconnexion massive de la génération décentralisée sur mode commun et montre de trois manières, qui se complètent, que les hypothèses de l'étude de l'ENTSO-E sont vraisemblablement trop pessimistes. Deux types de simulation (en mode « phaseur » (RMS) et en « domaine temporel » (EMT)) ont été menés pour évaluer le risque de mode commun (déconnexion massive et simultanée) en présence d'onduleurs. Des expériences en laboratoire corroborent les résultats précédemment obtenus, enfin, une étude théorique a permis de définir un critère pour lequel le mode commun n'est pas possible.

1. Scénario de l'ENTSO-E

L'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) a soumis une étude concernant ce seuil en fréquence haute [ENT14A]. Celle-ci a consisté à prendre en compte l'hypothèse que tous les générateurs décentralisés supposés déconnecter à 50.2 Hz (après recalibrage en Allemagne et en Italie) et produisant à leur puissance maximale lorsque la consommation est très basse, déconnectaient effectivement à 50.2 Hz. La fréquence initiale de la simulation est de 50.1 Hz en tenant compte du fait que la fréquence peut varier de 0.1 Hz en conditions de fonctionnement normales. Dans le scénario évoqué par l'étude, la liaison à courant continu France-Angleterre (IFA 2000) est chargée au maximum vers l'Angleterre (soit 2 GW en export depuis la France). Cette étude conclut que la perte de IFA 2000 dans ces conditions particulières de fonctionnement énoncées ci-dessus pourrait engendrer le passage de la fréquence au-delà de 50.2 Hz. Les protections de découplage d'une partie des onduleurs déclencheraient, ce qui engendrerait une chute de la fréquence menant ainsi à la déconnexion de la production décentralisée européenne (éolien, photovoltaïques, etc.) ne s'étant pas déconnecté à 50.2 Hz et devant se déconnecter à 49.8 Hz, 49.7 Hz, 49.6 Hz et 49.5

Hz¹ ; la chute de fréquence sera donc amplifiée (la production perdue aux seuils évoqués ci-dessus représente 3.13 % de la charge totale avant la perte de IFA 2000). Ainsi, la fréquence baisserait jusqu'au premier échelon de délestage de charge du plan de défense européen ; celui-ci étant normalement dimensionné pour que l'écroulement de la fréquence soit stoppé (voir Figure V-1).

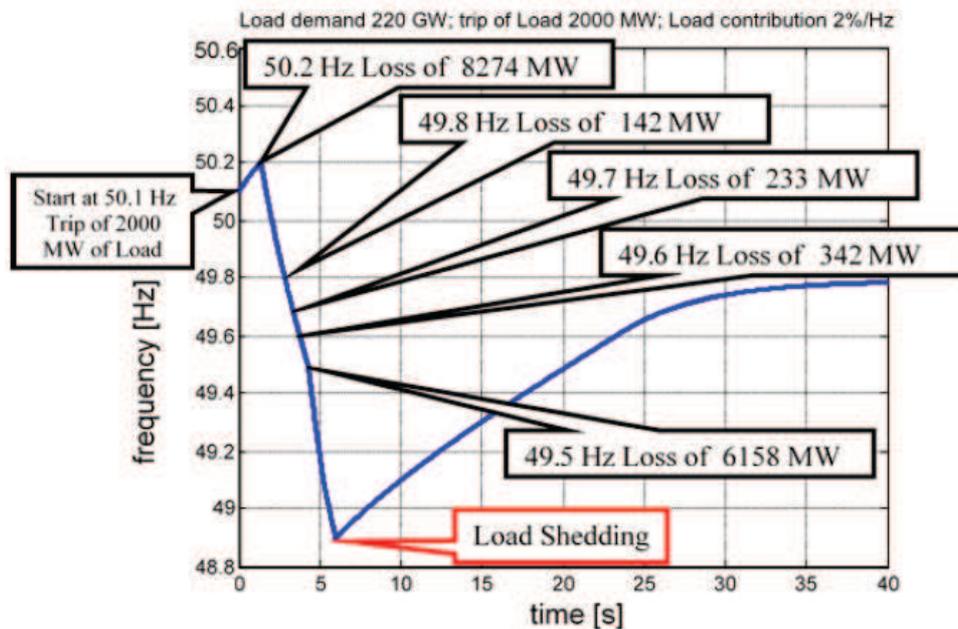


Figure V-1 – Simulation de la perte de 2 GW de consommation après le recalibrage des protections des onduleurs anciennement réglés à 50.2 Hz en Allemagne et en Italie [ENT14A]

Note : On pourrait s'interroger sur ce qui se passerait en réalité, car les onduleurs soumis à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 de 2006 doivent, d'après le paragraphe 1.4 de cette même norme, essayer de se reconnecter cinq secondes après une déconnexion si la tension et/ou la fréquence sort des seuils pendant une durée inférieure à trois secondes (ce qui est le cas dans le scénario de l'ENTSO-E). Ainsi, la production perdue, soumise à cette prénorme, pourrait se reconnecter et permettre à la fréquence de remonter un peu plus que ce qui est présenté dans la Figure V-1. Cela ne pose pas de problème, tant que la quantité de production à se reconnecter est faible, mais on peut s'interroger sur les exigences des autres pays dans la zone d'interconnexion européenne. Si la proportion des producteurs à se reconnecter est très grande, on pourrait atteindre à nouveau les 50.2 Hz menant ainsi à re-déconnexion de ces producteurs.

Dans beaucoup de pays, et spécifiquement en France, une grande proportion d'onduleurs photovoltaïques déjà raccordés au réseau basse tension est certifiée DIN VDE 0126, DIN VDE 0126-1-1 ou des normes similaires. Ces normes requièrent que le seuil en fréquence haute des protections de

¹ Les seuils de fréquence des protections de découplage sont généralement étagés, en Europe, afin d'éviter un éventuel mode commun.

découplage des onduleurs soit au maximum de 50.2 Hz et demande à ce que les onduleurs déconnectent en moins de 200 ms après que ce seuil ait été dépassé [DUV10].

Comme nous l'avons déjà précisé, l'ENTSO-E envisage de réclamer un recalibrage des seuils des protections des onduleurs du marché. Cette opération représente très vraisemblablement un coût très important du fait que beaucoup de ces onduleurs, notamment de faible puissance (dont trois de ceux que nous avons testés), n'ont pas d'interface dans laquelle les seuils sont modifiables ; dans ces cas, le recalibrage nécessiterait donc un renvoi de l'onduleur à l'usine. De plus, Enedis s'interroge sur l'augmentation progressive des seuils des protections interroge, vis-à-vis de la sécurité des réseaux de distribution. En effet, augmenter les seuils diminue la sensibilité des protections face à des événements locaux (par exemple l'îlotage non-intentionnel) et pourrait nuire à la sécurité d'exploitation des réseaux de distribution.

II. Recherche expérimentale des réglages de protections de découplage

Il est important de noter que la norme évoquée ci-dessus impose uniquement un seuil de fréquence haute, c'est-à-dire que les onduleurs peuvent tout à fait passer le test imposé par la norme avec des seuils et des temporisations inférieurs à 50.2 Hz et 200 ms. Ce fait nous a laissé penser qu'une dispersion « naturelle » des seuils pouvait exister et être suffisamment grande pour éviter la déconnexion simultanée d'un grand nombre d'onduleurs. Nous avons donc testé au laboratoire G2ELab les protections de découplage de quatre onduleurs du commerce provenant de trois constructeurs différents. Les résultats de cette section ont été obtenus sur un banc d'essais (voir Figure V-2 ci-dessous) mis en place par Cédric Boudinet et Axel Rumeau, Ingénieurs d'Etudes au G2ELab. Les essais ont été exploités en collaboration avec Jérôme Lourd.

II.1. Mode opératoire

Les onduleurs du commerce testés sont alimentés par une source continue (DC) qui émule une caractéristique statique typique tension-courant (V-I) de panneaux photovoltaïques. La source DC est pilotée par un micro-calculateur Raspberry dans lequel est implantée la caractéristique V-I. La puissance maximale de la courbe V-I (point de puissance maximum, ou « MPP » pour *maximum power point*, de la courbe V-I de la courbe DC) est fixée à 80 % de la puissance nominale de l'onduleur, car sa sortie est raccordée à un amplificateur contrôlé qui n'est pas capable d'absorber la puissance nominale des onduleurs. L'amplificateur imposait une tension (amplitude, fréquence) que nous contrôlions avec précision¹.

¹ La fréquence de la tension générée par l'amplificateur, ainsi que sa fréquence de commande ont été comparées et validées dans des tests préalables.

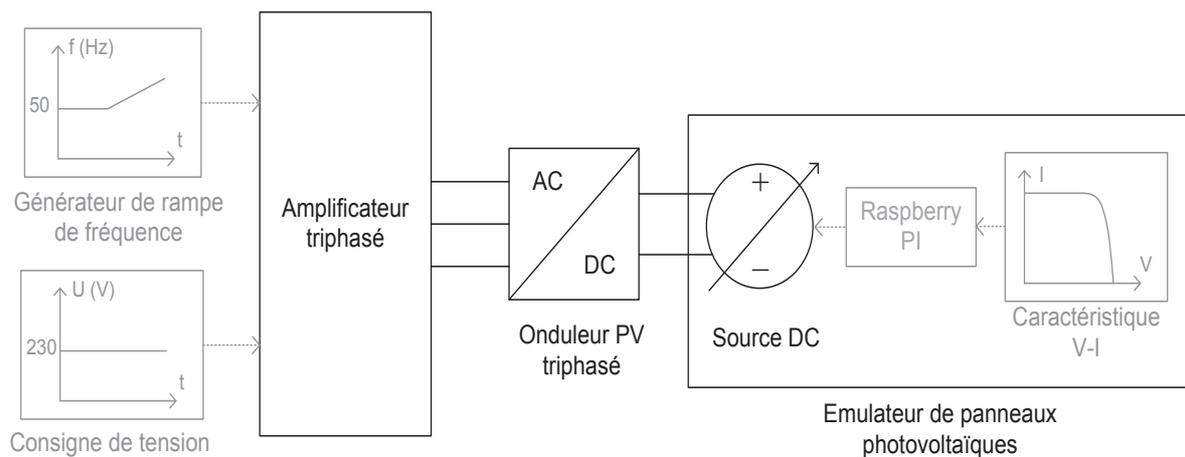


Figure V-2 – Schéma du banc de tests des protections de découplage des onduleurs du commerce

Le générateur de rampe de fréquence implémenté nous permet de faire varier la fréquence suivant la pente choisie. La fréquence du signal injecté est modifiée en temps réel en fonction du pas de temps sélectionné. La fréquence de déconnexion est estimée via trois moyens différents :

- Le premier consiste à enregistrer la dernière fréquence de consigne injectée par le générateur de rampe de fréquence.
- Le deuxième consiste à entrer la mesure de la tension en sortie d'amplificateur dans une centrale d'acquisition de type SEFRAM. La centrale d'acquisition évalue la fréquence via un algorithme interne, que nous ne connaissons pas, mais qui est un moyen comme un autre de mesurer la fréquence. Le critère de déclenchement de la mesure que nous avons choisi consiste à mesurer le courant continu provenant de la source DC : dès que celui-ci passe en dessous d'un seuil définissable par l'utilisateur, la fréquence finale est alors enregistrée par la centrale. On peut noter que ce critère n'est peut-être pas le plus pertinent étant donné que le courant sur la partie continue ne s'annule pas forcément au moment exact de la déconnexion de l'onduleur côté alternatif. En contrepartie, le critère sur le courant continu est simple tandis qu'un critère sur la partie AC aurait certainement été moins maîtrisé, du fait de la mesure du courant efficace qui ajoute du filtrage (et par conséquent retarde le déclenchement).
- Le troisième a consisté à mesurer la tension instantanée grâce à la centrale d'acquisition et à passer, a posteriori, la tension mesurée dans une PLL triphasée implémentée dans Simulink, que nous maîtrisons mieux que l'algorithme implémenté dans la centrale d'acquisition. La mesure de fréquence est déclenchée dès qu'un des trois courants alternatifs instantanés de l'onduleur est inférieur à 90 % de son courant nominal à ensoleillement fixé.

Nous avons commencé par fixer la fréquence de la tension à 50 Hz tandis que l'amplitude était fixée à sa valeur nominale. Une fois que l'onduleur se connectait et débitait sa puissance maximale à courbe d'ensoleillement fixe, nous imposions un df/dt constant de 1 mHz/s à la fréquence de la tension jusqu'à ce que l'onduleur se déconnecte. Dès lors, par post-traitement, nous pouvions définir avec précision la fréquence à laquelle l'onduleur se déconnecte. Ce test a été répété cinq fois par onduleur et la précision des résultats était de ± 1 mHz.

Les expériences suivantes ont consisté à reproduire le même type d'expérience que pour la définition du seuil mais avec des df/dt plus grands (entre 0.2 Hz/s et 1 Hz/s) pour pouvoir mesurer la temporisation de l'onduleur. En effet, mesurer une temporisation avec une précision de l'ordre du dixième de milliseconde n'a pas de sens avec un df/dt de 1 mHz/s. En répétant ce test cinq fois, avec trois valeurs différentes de df/dt , nous avons pu définir des seuils et des temporisations pour chaque onduleur testé.

Pour les onduleurs certifiés DIN VDE 0126, les résultats obtenus sont compatibles avec le test, à savoir la fréquence de découplage et la temporisation sont inférieures à 50.2 Hz et 200 ms. Ces résultats sont corroborés par différents rapports de tests de certification en libre accès sur internet [ENP00, SMA07A, SMA07B].

II.2. Résultats

Cette section présente les résultats des tests en laboratoire que nous avons faits sur les onduleurs. Quatre onduleurs de trois constructeurs différents ont été testés : l'onduleur « A » est certifié DIN VDE 0126-1-1, l'onduleur « B » est lui certifié EN 50178, l'onduleur « C » est certifié DIN VDE 0126 et enfin, l'onduleur « D » a des réglages modifiables via une interface et peut être réglé en mode DIN VDE 0126.

Pour ces essais, la fréquence de déconnexion de l'onduleur est mesurée via trois méthodes de mesure. Il est important de conserver à l'esprit que lorsque la tension n'est pas périodique, sa « fréquence » n'a pas vraiment de définition. Les mesures que nous assimilons à des fréquences sont en réalité des observables qui dépendent très fortement des méthodes de mesures. Chacune de ces mesures donne le même résultat en régime périodique, en revanche, lorsque le signal n'est pas périodique, les mesures peuvent différer. Nous avons tout de même choisi de présenter la majorité des résultats avec une précision de l'ordre du mHz, car les tests de répétabilité ont montré que les seuils de déconnexion des onduleurs étaient précis au mHz près.

Nous avons choisi de présenter dans cette section la fréquence de la consigne de tension que nous injectons dans l'amplificateur. La mesure de la fréquence de déconnexion permet ensuite de calculer la temporisation. En effet, un calcul élémentaire prenant en compte cette fréquence, le df/dt injecté et le seuil de fréquence de déconnexion (cf. section II.1) suffit à son évaluation. Par exemple, pour l'essai 1 du cas avec df/dt de 0.2 Hz/s (Tableau V-1), nous avons mesuré que la fréquence de déconnexion était de 50.222 Hz. La temporisation T sera donc de :

$$T = \frac{f_{déco} - f_{seuil}}{df/dt} = \frac{50.222 - 50.196}{0.2} = 0.130s \quad (V-1)$$

Avec : $f_{déco}$ la fréquence de déconnexion de l'onduleur mesurée en amont, f_{seuil} la fréquence de déconnexion de l'onduleur mesurée lors de la pré-étude et T la temporisation mesurée.

Nous avons évoqué la méthode de calcul de la temporisation, nous allons maintenant voir les résultats de ces différents tests.

II.2.1. Onduleur monophasé « A »

Le seuil de déconnexion mesuré lors de la pré-étude de l'onduleur monophasé « A » se situe à 50.196 ± 0.001 Hz (fréquence définie après cinq tests pour des questions de temps). Les résultats des tests sont présentés dans le Tableau V-1 et ils sont a priori cohérents entre eux.

Tableau V-1 – Résultats des tests de la protection de découplage de l'onduleur monophasé « A » certifié DIN VDE 0126

Essai	0.2 Hz/s		0.5 Hz/s		1 Hz/s	
	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée
1	50.222 Hz	130 ms	50.284 Hz	176 ms	50.380 Hz	184 ms
2	50.234 Hz	190 ms	50.280 Hz	168 ms	50.372 Hz	176 ms
3	50.231 Hz	175 ms	50.288 Hz	184 ms	50.375 Hz	179 ms
4	50.226 Hz	150 ms	50.275 Hz	158 ms	50.355 Hz	159 ms
5	50.231 Hz	175 ms	50.271 Hz	150 ms	50.353 Hz	157 ms

II.2.2. Onduleur monophasé « B »

Le seuil de déconnexion mesuré lors de la pré-étude de l'onduleur monophasé « B » se situe à 50.216 Hz (fréquence définie après cinq tests). Les résultats des tests sont présentés dans le Tableau V-2. Comme pour l'onduleur monophasé « A », ces résultats sont cohérents entre eux.

Tableau V-2 – Résultats des tests de la protection de découplage de l'onduleur monophasé « B » certifié EN 50178

Essai	0.2 Hz/s		0.5 Hz/s		1 Hz/s	
	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée
1	50.257 Hz	205 ms	50.318 Hz	204 ms	50.416 Hz	200 ms
2	50.259 Hz	215 ms	50.331 Hz	230 ms	50.429 Hz	213 ms
3	50.262 Hz	230 ms	50.317 Hz	202 ms	50.429 Hz	213 ms
4	50.260 Hz	220 ms	50.315 Hz	198 ms	50.417 Hz	201 ms
5	50.260 Hz	220 ms	50.320 Hz	208 ms	50.439 Hz	223 ms

II.2.3. Onduleur monophasé « C »

Le seuil de déconnexion mesuré lors de la pré-étude de l'onduleur monophasé « C » se situe à 50.157 ± 0.001 Hz (fréquence définie après cinq tests). Les résultats des tests sont présentés dans le Tableau V-3. Une des raisons potentielle pour laquelle ces essais sont incohérents peut provenir d'un problème au niveau du simulateur temps-réel. En effet, lors des essais nous nous sommes rendus compte, a posteriori, qu'il était possible qu'il y ait, pour une raison non-maitrisée, le non-respect du « temps-réel » pendant une dizaine de pas de temps de calcul consécutifs.

Tableau V-3 – Résultats des tests de la protection de découplage de l'onduleur monophasé « C » certifié DIN VDE 0126

Essai	0.2 Hz/s		0.5 Hz/s		1 Hz/s	
	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée
1	50.186 Hz	145 ms	50.211 Hz	108 ms	50.293 Hz	136 ms
2	50.190 Hz	165 ms	50.245 Hz	176 ms	50.367 Hz	210 ms
3	50.193 Hz	150 ms	50.222 Hz	120 ms	50.308 Hz	151 ms
4	50.190 Hz	165 ms	50.223 Hz	132 ms	50.275 Hz	118 ms
5	50.202 Hz	225 ms	50.224 Hz	134 ms	50.280 Hz	123 ms

II.2.4. Onduleur triphasé « D »

Cette partie présente les résultats des tests que nous avons fait passer à l'onduleur triphasé « D » suivant deux réglages différents. En effet, nous avons accès à l'interface de l'onduleur et nous pouvions donc modifier son paramétrage.

Les seuils de déconnexion mesurés pour l'onduleur triphasé se situent à 50.187 ± 0.001 Hz en mode « DIN VDE 0126-1-1 » et 51.380 ± 0.001 Hz en mode « manuel à 51.5 Hz » (seuils de fréquences définis après cinq essais à $df/dt = 1$ mHz/s). Les tests suivants ont été effectués avec ces deux réglages différents de l'onduleur. Nous l'avons d'abord testé en mode « manuel », c'est-à-dire à fréquence de déconnexion que nous avons fixée à 51.5 Hz (Tableau V-4) puis avec les réglages « DIN VDE 0126-1-1 » pré-implémentés dans l'interface de l'onduleur¹ (Tableau V-5). Pour ces tests, nous avons effectué trois essais à $df/dt = 1$ Hz/s pour des problèmes de disponibilité du banc expérimental.

Tableau V-4 – Résultats des tests de la protection de découplage de l'onduleur triphasé « D » avec réglages seuil de fréquence manuel fixé à 51.5 Hz

Essai	0.2 Hz/s		0.5 Hz/s		1 Hz/s	
	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée
1	51.526 Hz	190 ms	51.579 Hz	182 ms	51.669 Hz	181 ms
2	51.524 Hz	180 ms	51.579 Hz	182 ms	51.679 Hz	191 ms
3	51.524 Hz	180 ms	51.578 Hz	180 ms	51.668 Hz	180 ms
4	51.526 Hz	190 ms	51.580 Hz	184 ms	51.679 Hz	191 ms
5	51.526 Hz	190 ms	51.580 Hz	184 ms	51.677 Hz	189 ms

¹ Les essais avec le seuil réglé à 51.5 Hz nous ont permis de limiter le nombre d'essais avec le réglage DIN VDE 0126-1-1 car ceux-ci étaient très proches les uns des autres. Peu d'essais ont donc été nécessaires pour estimer la fréquence de découplage de cet onduleur.

Tableau V-5 – Résultats des tests de la protection de découplage de l'onduleur triphasé « D » avec réglages « DIN VDE 0126 »

Essai	1 Hz/s	
	Fréquence de déconnexion mesurée	Temporisation calculée
1	50.363 Hz	176 ms
2	50.367 Hz	180 ms
3	50.363 Hz	176 ms

Ces tests nous montrent que cet onduleur a été implémenté avec le même type de seuil à savoir, le seuil est fixé environ 10 mHz en dessous de la borne fixée par l'utilisateur et la temporisation est 20 ms en dessous des 200 ms imposés par la norme DIN VDE 0126-1-1.

II.2.5. Paramètres des protections retenus

Les valeurs retenues des tests des quatre onduleurs du marché sont montrées en Tableau V-6. Nous avons retenu les moyennes de tous les tests pour chaque onduleur.

Tableau V-6 – Seuils et temporisations moyens obtenus

Onduleur	Certification	Seuil	Temporisation moyenne
Monophasé « A »	DIN VDE 0126-1-1	50.196 Hz	167 ms
Monophasé « B »	EN 50178	50.216 Hz	212 ms
Monophasé « C »	DIN VDE 0126	50.157 Hz	153 ms
Triphasé « D »	DIN VDE 0126	50.187 Hz	177 ms

Nous pouvons remarquer que les protections des onduleurs comportent des différences de l'ordre de 10 mHz sur la fréquence et de l'ordre de 10 ms sur la temporisation. Cette observation soulève la question suivante : bien que les différences de seuil de fréquence et de temporisation observées soient à première vue assez faibles, cette dispersion naturelle des réglages des protections est-elle suffisante pour permettre aux onduleurs présents sur le réseau de se déconnecter de manière étagée, évitant ainsi le mode commun redouté par les transporteurs ? Si c'est le cas, alors les hypothèses émises dans l'étude de l'ENTSO-E seraient trop pessimistes et l'étude pourrait être faite de nouveau avec des hypothèses moins fortes sur les réglages des protections.

Les résultats des tests des protections de découplage de quatre onduleurs du commerce ont été présentés, nous allons maintenant passer à la partie sur les simulations qui a pour but d'évaluer notre hypothèse de non-déconnexion massive sur mode commun.

III. Simulations

Nous avons lancé des simulations sur deux logiciels de simulation dynamiques de réseaux différents. Dans le premier logiciel (Eurostag), nous avons pour objectif de modéliser la dynamique des réseaux de transport aussi finement que possible. Par conséquent, nous avons utilisé un modèle existant qui

correspond à une version modifiée du réseau IEEE 39-bus New-England [ATH79] ayant été de nombreuses fois utilisé pour des études de stabilité [FLA01, FON08]. Ce modèle de réseau, à l'origine aux normes américaines, a été « francisé », c'est-à-dire que la fréquence a été fixée à 50 Hz, les niveaux de tension ont été ajustés aux niveaux français et un petit réseau de répartition ainsi qu'un poste 63 kV/20 kV ont été ajoutés. L'avantage d'utiliser ce type de modèle est de fournir la meilleure approximation disponible (en simulation) de la dynamique des machines tournantes, tandis que l'inconvénient principal est que dans Eurostag, les simulations se font en mode « phaseur », c'est-à-dire que les calculs se font sur les valeurs efficaces des grandeurs en fonction du temps. Ces simulations, autrement appelées RMS, ne capturent pas les transitoires électromagnétiques ou encore la dynamique de l'onduleur (notamment la dynamique de mesure de fréquence dans l'onduleur). Par ailleurs, les centaines de paramètres de machines, lignes, etc. dans le modèle RMS peuvent difficilement être modifiés de façon pertinente sans dégrader la cohérence du modèle de réseau de transport ; on ne peut donc simuler, avec cohérence, qu'un seul réseau, celui décrit dans le modèle, alors que l'on souhaiterait pouvoir faire varier tel ou tel paramètre (comme l'inertie globale du réseau) de manière pertinente afin d'étudier l'influence de ce paramètre isolément. Ainsi, nous avons utilisé un second modèle dans lequel le réseau de transport était agrégé en une seule machine synchrone et dans lequel l'onduleur et sa commande étaient finement modélisés (modèle de simulation temporelle en valeur instantanée, appelé EMT) et pour lequel nous pouvions facilement modifier les paramètres globaux au prix d'une approximation sur le modèle de réseau, validée par la suite.

III.1. Simulations en mode phaseur (RMS)

III.1.1. Modèles de la simulation RMS

Le réseau de transport contient en totalité dix machines synchrones représentant dix centrales (avec 80 % de nucléaires et 20 % d'hydraulique). La régulation du couple moteur des machines en fonction de la fréquence est montrée en Figure V-3.

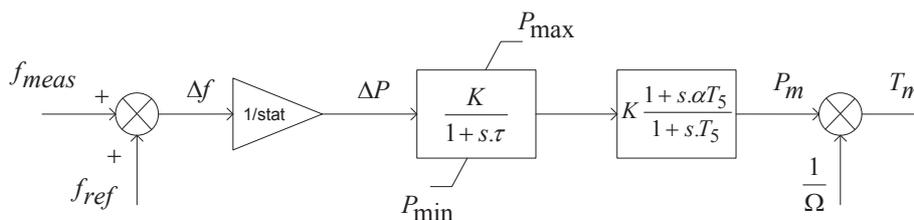


Figure V-3 – Régulation $T_m(f)$ classique fondée sur le modèle IEEE TGOV1 [POW13]

Les paramètres sélectionnés pour la régulation $T_m(f)$ ci-dessus sont décrits dans le Tableau V-7.

Tableau V-7 – Paramètres de la régulation $T_m(f)$ des machines synchrones en fonction de leur type

	Hydraulique	Nucléaire
α	0.3	0.3
K	0.5	0.5
P_{max}	10	5
P_{min}	-10	-5
stat	0.04	0.04
T_5	5	15
τ	1	20

La régulation type de l'excitation des machines est visible en Figure V-4. Les paramètres correspondants sont décrits dans le Tableau V-8.

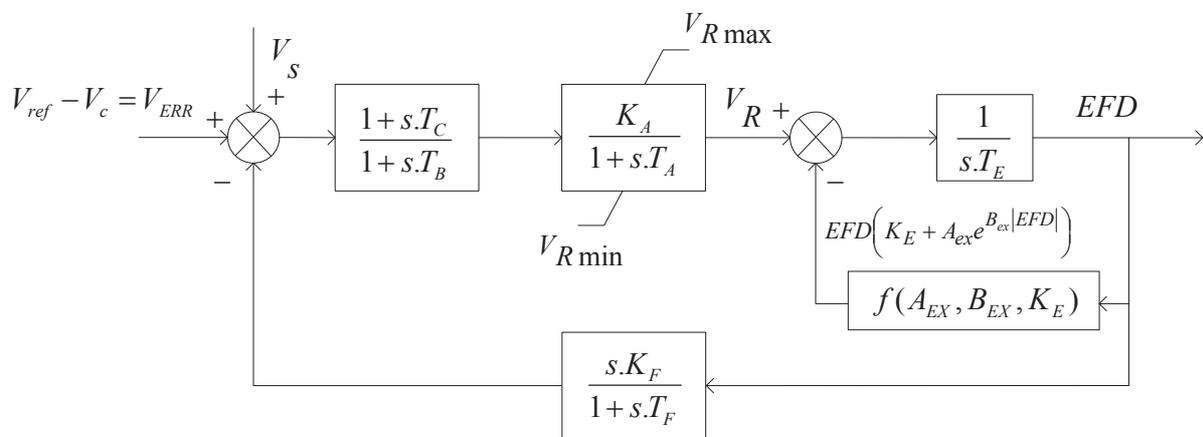


Figure V-4 – Régulation de l'excitation de la machine fondée sur le modèle IEEE DC1 [IEE06]

Tableau V-8 – Paramètres de la régulation sur l'excitation des machines synchrones de type hydraulique et nucléaire

	Hydraulique	Nucléaire
A_{ex}	0.0033	0.0033
B_{ex}	1.303	1.303
K_A	50	100
K_E	0	0
K_F	0.2	0.4
T_A	0.05	0.05
T_B	1	1
T_C	1	1
T_E	1	1
T_F	1	1
V_{Rmax}	3.5	3.5
V_{Rmin}	-3.5	-3.5

Le modèle RMS contient dix-sept charges, réparties sur le réseau, modélisées pour 80 % d'entre elles par des nœuds PQ constants et les autres 20 % comme des charges à impédance constante. Enfin, les onduleurs photovoltaïques, qui représentent 3.31 % de la puissance totale générée (soit l'équivalent de la proportion de production perdue dans le scénario de l'ENTSO-E), sont modélisés comme une seule

source de puissance constante triphasée, connectée à un nœud¹ avec les paramètres de la protection de l'onduleur « C » du Tableau V-6 (50.157 Hz et 153 ms).

III.1.2. Résultats des simulations RMS

Nous avons simulé une perte de charge de 2.48 % de la charge totale, cette valeur a été choisie pour légèrement dépasser les 50.2 Hz en partant de 50 Hz en l'absence de protections de découplage². Dans le cas simulé par l'ENTSO-E, la perte d'IFA 2000, engendre une perte de $0.1/(2/220) = 0.11$ Hz par pourcentage de charge consommée (en partant de 50.1 Hz). Dans notre cas, nous avons une perte de $0.2/0.0248 = 0.08$ Hz par pourcentage de charge consommée (en partant de 50 Hz) ; les ordres de grandeurs sont donc cohérents. La Figure V-5 présente les résultats de la simulation.

Note : On rappelle que la réserve primaire du réseau européen est réglée selon un événement dimensionnant. Il consiste à compenser la perte des deux plus importantes installations de production dans la zone européenne, soit 3 GW.

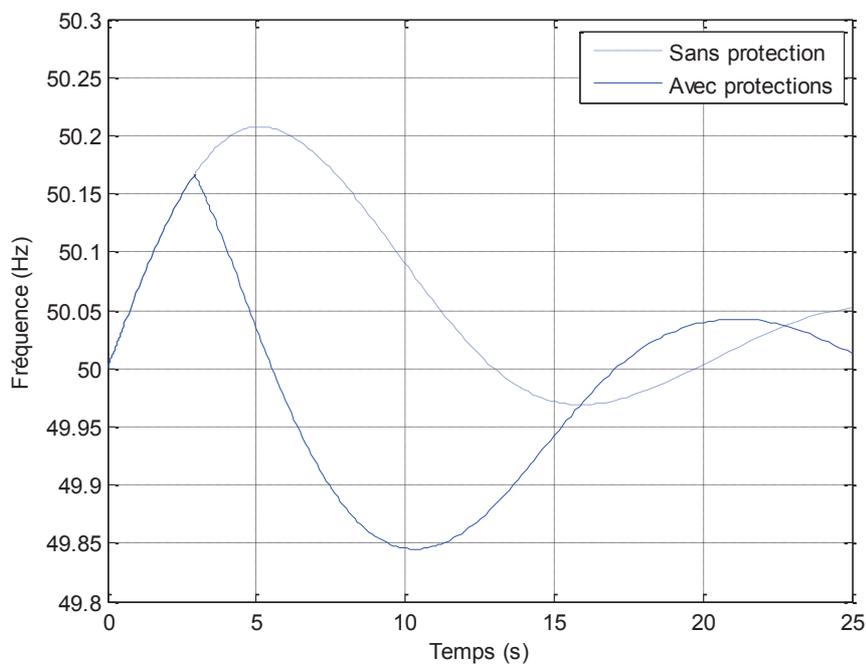


Figure V-5 – Fréquence après la perte de charge à $t = 0$ s (simulation RMS). Deux cas sont présentés : le premier sans protection de découplage (en pointillé) et le second avec la déconnexion des protections de découplage à $t = 2.93$ s en trait plein pour une inertie typique du réseau européen de 6 s).

¹ Différents emplacements ont été testés et ont donné des résultats quasi-identiques sur la fréquence électrique.

² Nous avons fait ce test afin de s'assurer que la fréquence dépasse les 50.2 Hz après la perte de consommation.

Comme on peut le voir sur la Figure V-5, cette perte de consommation entraîne une augmentation de la fréquence jusqu'à ce que le seuil des onduleurs soit atteint (à $t = 2.75$ s). Lorsque la temporisation correspondante est dépassée (à $t = 2.93$ s), la perte des 3.31 % de production photovoltaïque fait baisser la fréquence (df/dt négatif), empêchant ainsi la fréquence de monter jusqu'à 50.17 Hz et au-delà. La fréquence diminue ensuite jusqu'à atteindre un minimum de 49.84 Hz puis oscille avec une fréquence faible. Cette oscillation provient des constantes de temps dans les réglages primaires des machines. Ces constantes sont « longues », ainsi, la consigne en puissance des machines n'est pas instantanée et le tout engendre des oscillations jusqu'à retrouver l'équilibre.

Le résultat de ces simulations est intuitif car la simulation RMS prend essentiellement en compte la dynamique « mécanique » des rotors dans les machines synchrones. De plus, cette dynamique est assez simple : quand la production est perdue, la somme des couples sur le rotor diminue instantanément ce qui engendre un df/dt négatif si la perte de production est suffisante (cette analyse est détaillée dans la section V de ce chapitre).

Nous avons obtenu une courbe de fréquence en fonction du temps d'un réseau de transport typique. Nous voulons maintenant confirmer que le comportement reste inchangé avec un modèle plus simple de machine synchrone équivalente de la simulation en domaine temporel.

III.2. Simulations en domaine temporel (EMT)

III.2.1. Modèles de la simulation EMT

Le réseau de transport est maintenant agrégé en une simple machine synchrone équivalente dont l'inertie équivalente H_{eq} (en secondes) a été calculée suivant la formule suivante :

$$H_{eq} = \frac{1}{2} \cdot \omega_n^2 \cdot \sum_i^{N_{SM}} J_i / \sum_i^{N_{SM}} P_i \quad (V-2)$$

Où : N_{SM} est le nombre de machines synchrones dans la simulation RMS, J_i est le moment d'inertie de la machine synchrone i (en $kg.m^2$), ω_n est la vitesse angulaire nominale du rotor (rad/s) et $S_{n,i}$ est la puissance apparente nominale de la machine i (VA).

Le contrôle implémenté dans le modèle de machine synchrone équivalent est équivalent à celui implémenté dans les simulations RMS (voir Figure V-6). Le réglage de la machine différencie les effets du réglage primaire de la production hydraulique et de la production nucléaire via deux filtres passe-bas en parallèle avec pour coefficient multiplicateur la proportion de puissance générée par chacun des types.

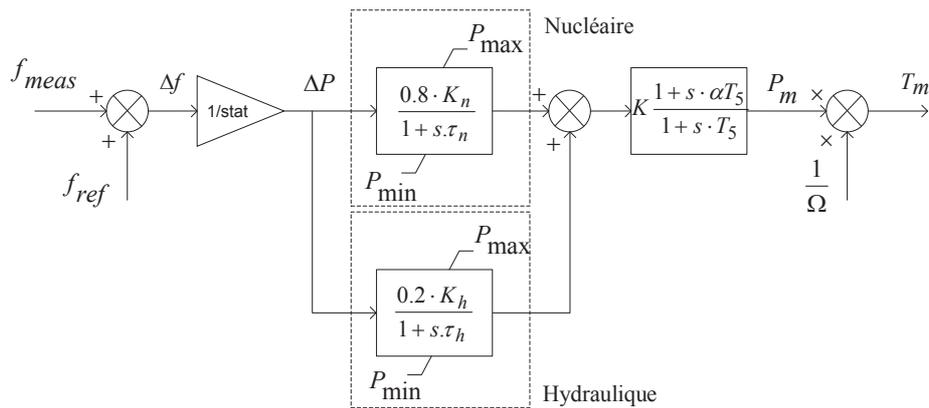


Figure V-6 – Réglage primaire agrégé de la machine synchrone équivalente dans Simulink.

L'excitation de chaque phase de la machine est fixée à sa valeur nominale, aucun des paramètres spécifiés dans la simulation RMS, autres que l'inertie totale de (V-2) et les paramètres du bloc de régulation primaire de la Figure V-3, n'est utilisé. La charge implémentée est le même mélange que pour la simulation RMS (80 % de charge à PQ constant¹ et 20 % d'impédance constante). Les équations différentielles décrivant le comportement de la machine synchrone sont les suivantes.

$$\begin{cases} P_e = \frac{2}{3} v(t) \cdot i(t) \\ e(t) = E \cdot \sin(\theta_e) \\ L \cdot \frac{di(t)}{dt} + R \cdot i(t) = e(t) - v(t) \end{cases} \quad (V-3)$$

$$\begin{cases} \omega_m(t) = \frac{d}{dt} \theta_e(t) \\ J \cdot \frac{d\Delta\omega}{dt} = T_m - T_r - K_d \cdot \Delta\omega \\ \Delta\omega = \omega_m - 50 \cdot 2\pi \end{cases} \quad (V-4)$$

Où : θ_e est la phase de la tension $v(t)$ (en rad), ω_m est la pulsation mécanique de la machine (en rad/s), T_m est le couple électromagnétique (en N.m), T_r est le couple résistif (en N.m) et K_d représente le facteur d'amortissement (en N.m.s).

¹ Notez qu'un modèle à PQ constants dans une simulation EMT requiert un bloc de mesure de fréquence et un bloc de mesure de valeur efficace ; c'est donc en fait un modèle relativement complexe, comportant divers paramètres (comme les gains des correcteurs dans les blocs en question) dont l'influence sur le résultat de la simulation n'est pas très claire. Les impédances sont naturellement plus simples à modéliser et ne sont pas sujettes à ces réserves (voir [IEE93] pour plus de détails sur la représentation des charges).

Quatre onduleurs moyens triphasés de 100 kWc avec différents réglages de leurs protections de découplage ont été ajoutés. Ces réglages correspondent aux résultats du Tableau V-6. Les modèles d'onduleurs utilisés correspondent au modèle moyen décrit dans la section I.2.2.2 du chapitre III. Ils sont chacun alimentés par des modèles de panneaux photovoltaïques et reçoivent un ensoleillement constant.

III.2.2. Comparaison des simulations EMT / RMS

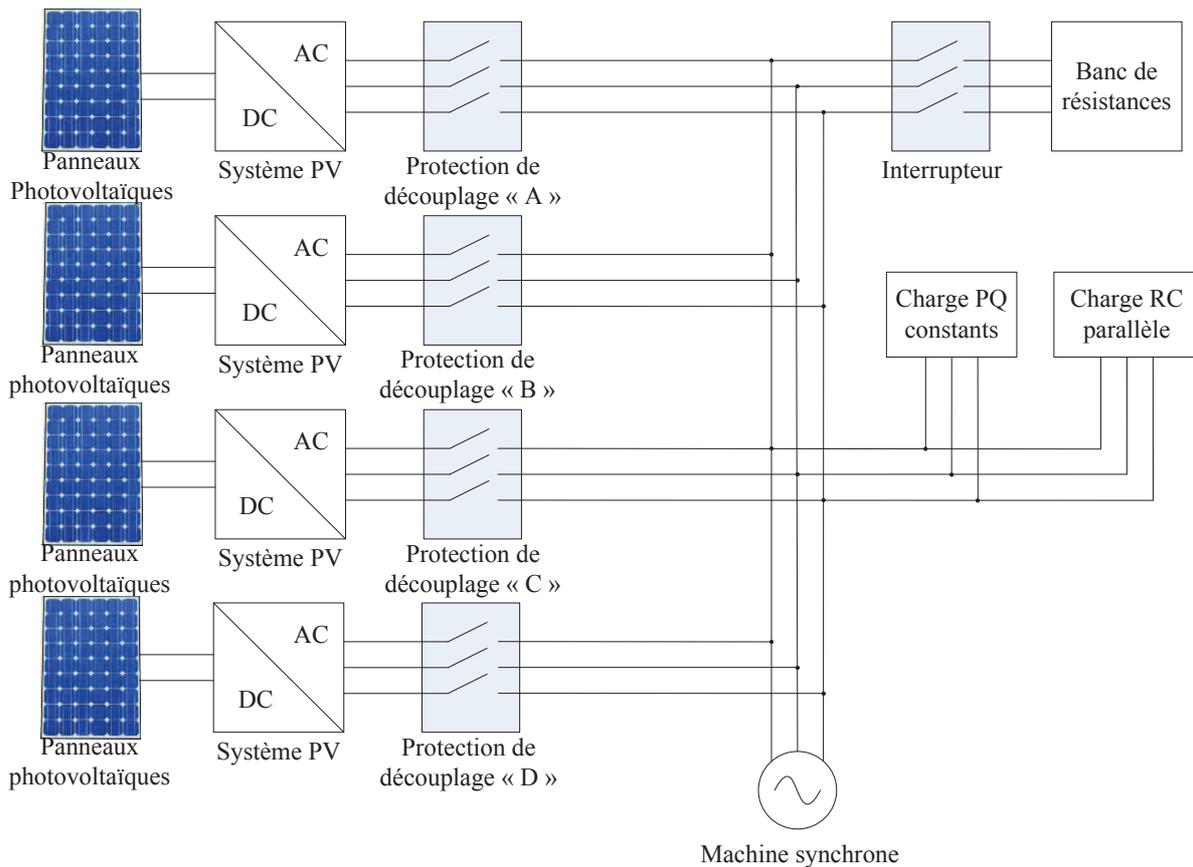


Figure V-7 – Schéma du réseau simulé dans le modèle EMT.

Pour la simulation EMT, nous avons simulé à nouveau une perte de 2.48 % de la charge totale puis nous avons tracé sur la Figure V-8 les fréquences des simulations RMS et EMT. On voit bien que les deux courbes sont quasiment superposées, ce qui valide notre modèle EMT de machine synchrone équivalente simplifiée. Ces résultats démontrent que les simplifications que nous avons appliquées engendrent très peu de différences sur le comportement en fréquence de la simulation. Cela signifie que pour nos simulations, l'agrégation de la régulation en $T_m(f)$ est suffisante pour reproduire la dynamique de la fréquence. Nous utiliserons donc par la suite ce modèle EMT pour voir plus en détails l'influence du moment d'inertie J (ou H) sur le comportement des protections des onduleurs.

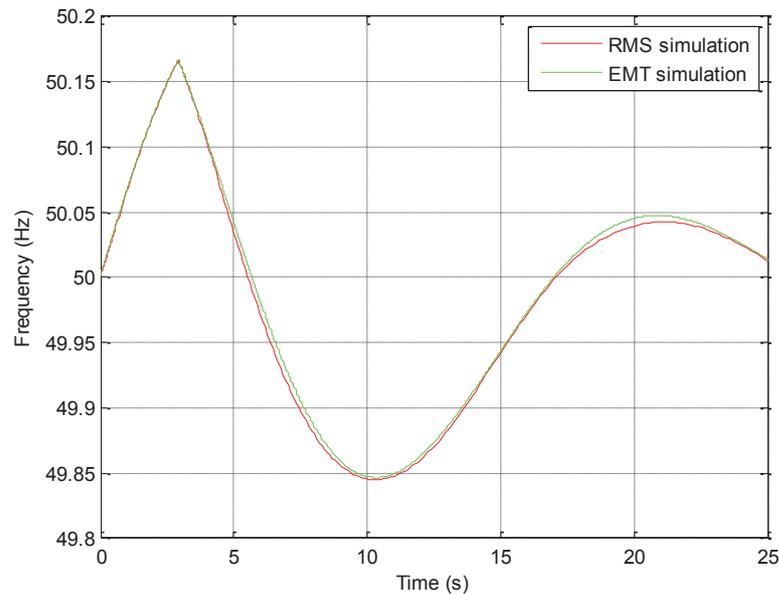


Figure V-8 – Comparaison des fréquences mécaniques des simulations RMS et EMT

La partie validation des simulations RMS et EMT a été présentée, nous allons maintenant travailler uniquement sur les simulations EMT, sur lesquelles des études paramétriques (notamment en fonction de l'inertie du réseau) sont possibles, et dans lesquelles la dynamique des protections de découplage (notamment de la PLL) est représentée.

III.2.3. Résultats des simulations EMT

La Figure V-9 présente les résultats d'une simulation où l'inertie a volontairement été diminuée à $H_{eq} = 1.3$ s (on rappelle que l'inertie du réseau européen est de l'ordre de six secondes). Les réglages des protections ont été choisis d'après les résultats des tests préliminaires sur les onduleurs (Tableau V-6). D'un point de vue de la puissance injectée par les onduleurs, nous avons divisé par quatre la puissance totale perdue ; chaque onduleur fournit un quart de la production totale photovoltaïque.

La perte de charge intervient à $t = 0$ s, on peut voir sur le graphique que les trois groupes d'onduleurs ont déclenché. Le rôle de l'inertie est a priori incertain car la montée en fréquence suite à la perte de consommation est suivie d'une descente après la perte de production. La déconnexion ou non des onduleurs dépend donc de ces deux effets qui coexistent. Le calcul théorique de la section V éclaire le phénomène : une inertie faible favorise le déclenchement en mode commun car la fréquence monte plus haut et plus longtemps que pour une inertie plus haute. Ainsi, Le second groupe déclenche juste après le premier car l'inertie du réseau est faible, et la fréquence a pu rester suffisamment longtemps au-dessus du seuil de la protection pour qu'elle déclenche. Les conditions pour lesquelles les onduleurs déclenchent tous sur le même événement sont discutées en section V.

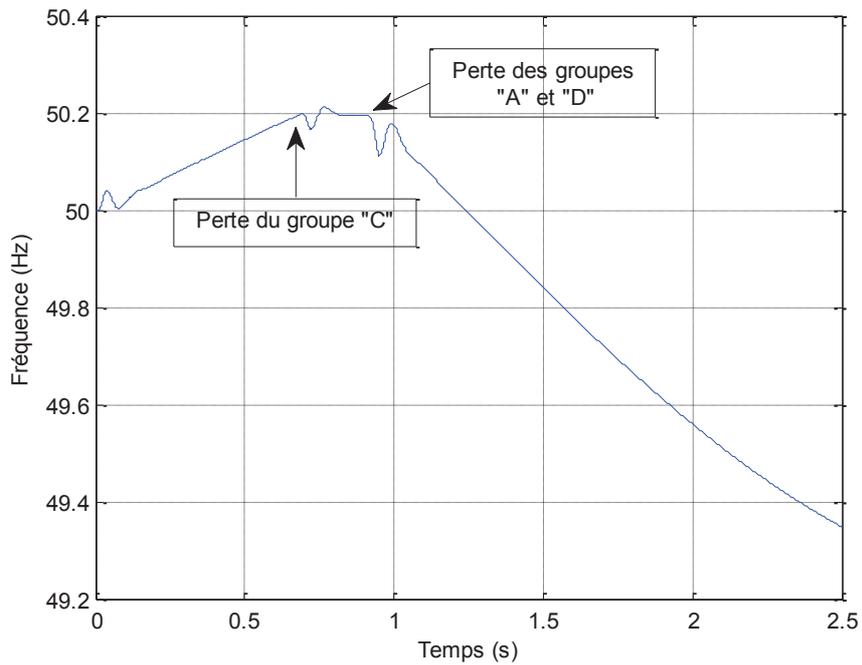


Figure V-9 – Fréquence électrique vue par l'onduleur pour une inertie de $H = 1.3$ s.

La Figure V-10 montre la fréquence mesurée par la PLL de l'onduleur pour une inertie équivalente de $H_{eq} = 6$ s.

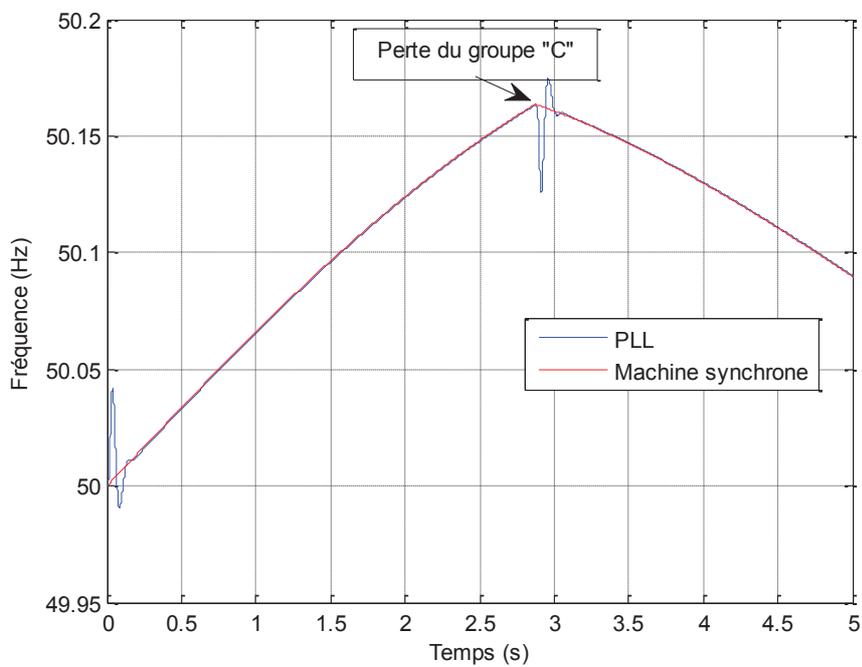


Figure V-10 – Fréquence de la machine synchrone et fréquence mesurée par la PLL d'une simulation RMS pour une inertie de $H = 6$ s.

On peut voir que seul un groupe d'onduleurs se déconnecte, en effet, au moment de la déconnexion du groupe d'onduleurs « C », la fréquence n'est pas suffisamment haute pour atteindre les seuils des autres protections. Même s'il y a un effet « oscillation » de la mesure de fréquence par la PLL (à $t = 2.9$ s), celui-ci se fait sur une durée trop courte pour que les temporisations des protections de découplage des autres groupes d'onduleurs soient dépassées (l'oscillation est expliquée dans la section suivante de ce chapitre).

III.2.4. Estimation de la fréquence au niveau de l'onduleur

L'oscillation de la mesure de la fréquence par la PLL peut être facilement expliquée en considérant un modèle plus simple. Nous considérons maintenant le système : machine synchrone couplée à une charge R_2C parallèle (la charge à PQ constant en parallèle avec l'onduleur est assimilée à une charge R_2C parallèle ce qui simplifie le problème car il n'y a plus besoin de PLL ou de mesure de valeur efficace). Le modèle électrique de machine synchrone est constitué d'une source de tension parfaite associée en série avec un circuit R-L (voir Figure V-11). Les valeurs de R et L ont été choisies afin de correspondre à l'ordre de grandeur des machines prédéfinies (à puissance nominale équivalente) dans Simulink soit $R = 0.02$ p.u. et $X = 0.3$ p.u. ce qui correspond à $R = 6.8$ mΩ et $X = 100$ mΩ.

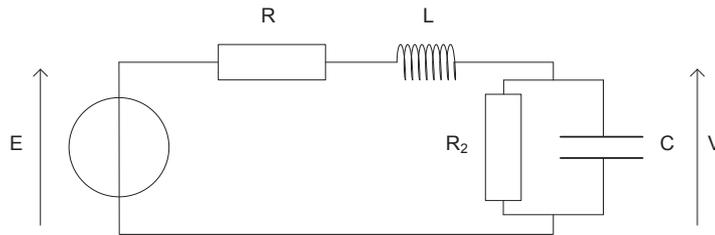


Figure V-11 – Schéma du modèle équivalent de machine synchrone associé à une charge R_2C parallèle.

La perte de charge est vue par le système comme un échelon positif sur R_2 (à $t = 1$ s) tandis que la perte de production est vue comme un échelon négatif sur R_2 (à $t = 2$ s).

Pour expliquer le phénomène d'oscillation de fréquence, une étude théorique du système est nécessaire. Une loi des mailles combinée à une loi des nœuds permet de définir l'équation différentielle régissant la tension $V(t)$ du circuit de la Figure V-11.

$$\frac{d^2V(t)}{dt^2} + \left(\frac{R}{L} + \frac{1}{R_2C} \right) \cdot \frac{dV(t)}{dt} + \frac{1}{LC} \left(1 + \frac{R}{R_2} \right) \cdot V(t) = \frac{E\sqrt{2}}{LC} \cos(\omega_e t) \quad (V-5)$$

On pose : $\Gamma = \frac{R}{L} + \frac{1}{R_2C}$; $\omega_0^2 = \frac{1}{LC} \left(1 + \frac{R}{R_2} \right)$ et $A_0 = \frac{E\sqrt{2}}{LC}$.

On a alors la forme canonique suivante :

$$\frac{d^2V(t)}{dt^2} + \Gamma \frac{dV(t)}{dt} + \omega_0^2 V(t) = A_0 \cos(\omega_e t) \quad (V-6)$$

Il s'agit d'une équation différentielle linéaire du second ordre qu'on sait résoudre. On sait que la solution de cette équation est de la forme :

$$v(t) = V_m e^{j(\omega_e t + \varphi)} = V_m e^{j\varphi} e^{j\omega_e t} \quad (V-7)$$

On pose : $\Delta = V_m e^{j\varphi}$, on a :

$$v(t) = V_m e^{j(\omega_e t + \varphi)} = \Delta e^{j\omega_e t} \quad (V-8)$$

En injectant $v(t)$, $dv(t)/dt$ et $d^2v(t)/dt^2$ dans l'équation différentielle (V-6), on obtient :

$$\Delta = \frac{A_0}{\omega_0^2 - \omega_e^2 + \Gamma \omega_e j} \quad (V-9)$$

Nous avons explicité la solution de l'équation différentielle régissant le comportement de notre système. Nous allons maintenant voir l'impact sur la phase et l'amplitude de la tension d'un échelon sur R_2 .

III.2.4.1. Saut de phase

Le déphasage φ découle de l'argument de Δ :

$$\varphi_{V/E} = \arg(\Delta) = \arctan\left(\frac{\text{Im}(\Delta)}{\text{Re}(\Delta)}\right) = \arctan\left(\frac{\omega_e \Gamma}{\omega_e^2 - \omega_0^2}\right) = \arctan\left(\frac{\omega_e \left(\frac{R}{L} + \frac{1}{R_2 C}\right)}{\omega_e^2 - \frac{1}{LC} \left(1 + \frac{R}{R_2}\right)}\right) \quad (V-10)$$

Pour aller plus loin, il faut considérer deux cas suivant le signe de $\omega_e^2 - \omega_0^2$:

- Si $\omega_e^2 > \omega_0^2$ alors un échelon positif (respectivement négatif) sur R_2 engendrera une diminution (respectivement augmentation) du déphasage φ .
- Si $\omega_e^2 < \omega_0^2$ on ne peut pas conclure clairement en l'état. Un calcul de dérivée permet d'éclaircir le problème. On pose $1/R_2 = x$ afin de simplifier le calcul de la dérivée :

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{\omega_e \left(\frac{R}{L} + \frac{1}{C} x \right)}{\omega_e^2 - \frac{1}{LC} (1 + Rx)} \right) = \frac{\omega_e}{C \left(\omega_e^2 - \frac{1}{LC} (1 + Rx) \right)^2} \left(\omega_e^2 - \frac{1}{LC} + \left(\frac{R}{L} \right)^2 \right) \quad (V-11)$$

Le terme de gauche est strictement positif tandis que le terme de droite ne l'est pas forcément, il dépend des valeurs R , L et C choisies. Dans notre cas, ce terme est négatif ce qui implique

que la dérivée est aussi négative sur x , et donc le déphasage va dans le même sens que pour le cas $\omega_e^2 > \omega_0^2$ soit dans le sens d'une diminution de φ pour un échelon positif sur R_2 . Il convient de noter qu'avec un signe de la dérivée positif, le déphasage irait dans l'autre sens et l'oscillation sur la fréquence pourrait aller dans l'autre sens.

La Figure V-12 présente la fréquence vue par une PLL monophasée lors de l'échelon de phase à $t = 0.5$ s, calculée par (V-10), au moment de l'échelon positif sur R_2 (pour des réglages du PID correspondant à $K_p = 180$, $K_i = 3200$ et $K_d = 1$).

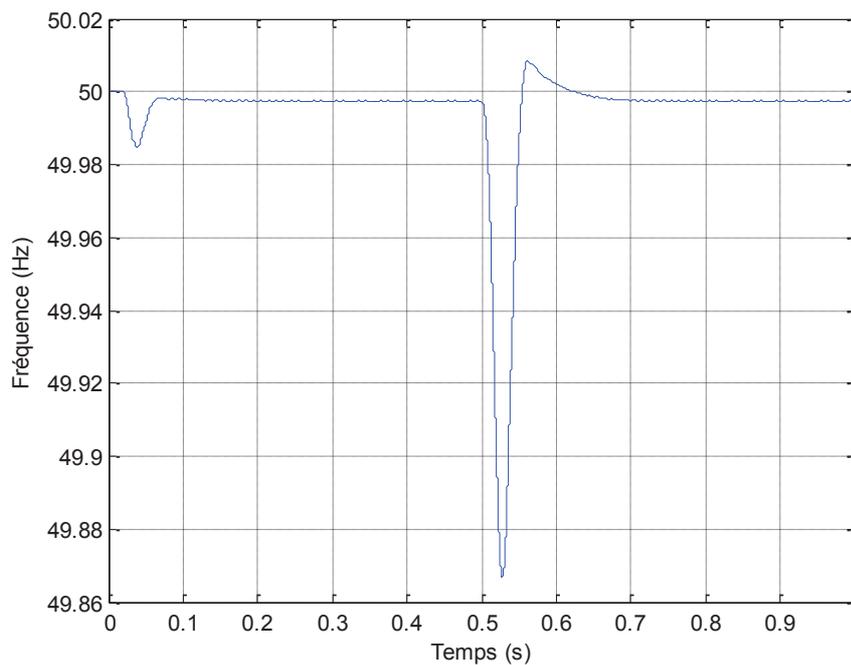


Figure V-12 – Evaluation de la fréquence par une PLL monophasée après que le déphasage φ passe de -0.298 rad à -0.317 rad (à $t = 0.5$ s)

On voit que l'échelon de phase qu'implique l'échelon positif sur R_2 a tendance à « tromper » la PLL pendant une durée inférieure à deux dixièmes de seconde. Le sens de l'oscillation est dans le même sens que ce que nous avons vu précédemment à la Figure V-10 lors de la perte des onduleurs, soit dans le sens positif pour l'évitement de la déconnexion massive des onduleurs. Il convient de conserver à l'esprit qu'en fonction des valeurs des paramètres du modèle, l'oscillation aurait pu apparaître dans l'autre sens.

Nous avons vu l'impact du saut de phase sur la mesure de fréquence, nous allons maintenant passer à l'impact du saut d'amplitude sur la mesure de fréquence.

III.2.4.2. Saut d'amplitude

L'expression de l'amplitude V_m découle également de Δ :

$$V_m = |\Delta| = \frac{A_0}{\sqrt{(\omega_e^2 - \omega_0^2)^2 + (\Gamma\omega_e)^2}} = \frac{V\sqrt{2}}{LC\sqrt{\left(\omega_e^2 - \frac{1}{LC}\left(1 + \frac{R}{R_2}\right)\right)^2 + \left(\left(\frac{R}{L} + \frac{1}{R_2C}\right)\omega_e\right)^2}} \quad (\text{V-12})$$

Comme pour le cas du déphasage, on pose $x = 1/R_2$ et on calcule la dérivée de $V_m(x)$.

$$\frac{dV_m}{dx} = \frac{V\sqrt{2}}{2LC} \cdot \left[\frac{1}{LC} - 2x \left[\left(\frac{R}{LC}\right)^2 + \left(\frac{\omega_e}{C}\right)^2 \right] \right] \cdot \left(\left(\omega_e^2 - \frac{1}{LC}(1 + Rx)\right)^2 + \left(\left(\frac{R}{L} + \frac{1}{C}x\right)\omega_e\right)^2 \right)^{-3/2} \quad (\text{V-13})$$

Le terme de droite est strictement positif tandis que le terme de gauche dépend de la valeur de x et donc de R_2 . La valeur limite R_2^{lim} est donc :

$$R_2^{\text{lim}} = 2LC \left(\left(\frac{R}{LC}\right)^2 + \left(\frac{\omega_e}{C}\right)^2 \right) \quad (\text{V-14})$$

Dans notre cas, $R_2 \ll R_2^{\text{lim}}$, nous sommes donc dans le cas où un échelon sur R_2 va diminuer l'amplitude de la tension $V(t)$. Les conséquences de cette baisse d'amplitude vont se remarquer sur la fréquence de sortie de la PLL. En effet, lorsque l'amplitude de la tension chute, celle-ci va alors avoir tendance à estimer, dans les premiers instants, que la fréquence de la tension en entrée diminue. Elle corrige ensuite son estimation en fonction de son architecture et de ses paramètres. La Figure V-13 présente l'impact du saut de tension efficace vu par la PLL, qui dispose des mêmes réglages qu'à la section III.2.4.1, lors de l'échelon positif sur R_2 .

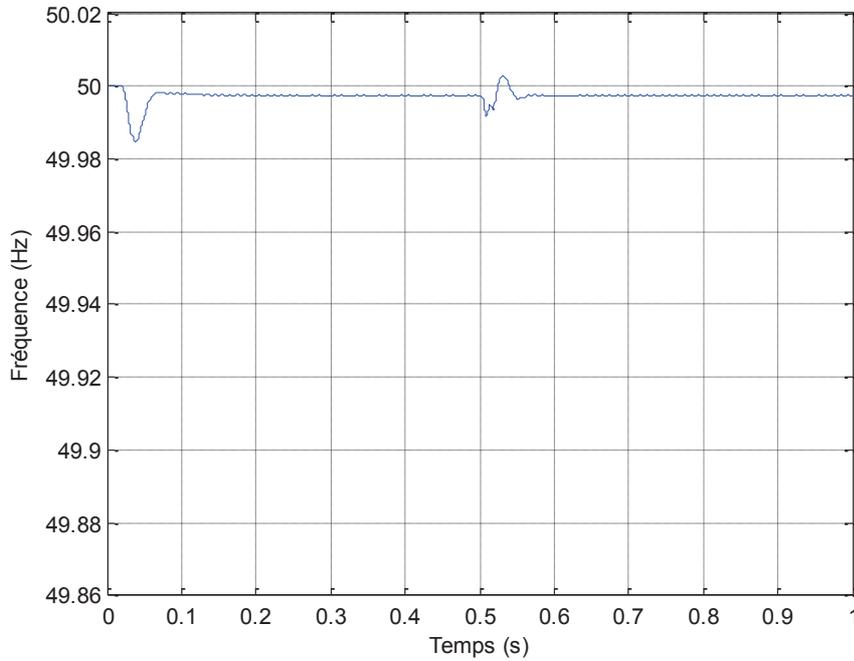


Figure V-13 – Evaluation de la fréquence par une PLL monophasée après que la tension efficace ne passe de 229.4 V à 227.7 V (à $t = 0.5$ s)

Note : les onduleurs triphasés sont vraisemblablement moins sensibles aux variations d'amplitude du signal d'entrée car ils disposent de plus d'informations (tensions sur les trois phases) que pour un onduleur monophasé.

On voit que l'échelon de tension efficace engendré par l'échelon positif sur R_2 a tendance à tromper la PLL pendant une durée inférieure à un dixième de seconde. Le sens de l'oscillation est le même que celui de la Figure V-12 à savoir dans le sens positif de l'évitement de la déconnexion massive des onduleurs. Comme pour le cas du saut de phase, il convient de conserver à l'esprit qu'en fonction des valeurs des paramètres du modèle, l'oscillation aurait pu apparaître dans l'autre sens.

Nous avons explicité dans cette section, les impacts du saut de phase et du saut d'amplitude qui nous mène à penser que notre hypothèse de non-déconnexion de tous les onduleurs réglés à 50.2 Hz sur un même événement est réaliste. Nous allons maintenant voir ce qu'il en est expérimentalement via l'étude du comportement de deux onduleurs qui « voient » le même événement en fréquence.

IV. Expériences

Pour vérifier notre hypothèse, nous avons mis en place un banc expérimental. Celui-ci consiste à raccorder un amplificateur commandé par un générateur de type GBF (dans lequel nous pouvons régler la fréquence avec une précision de 0.1 mHz) connecté à deux onduleurs monophasés du commerce de marques différentes. Chacun des onduleurs est alimenté par une source DC propre dans laquelle la courbe typique V-I des panneaux est implémentée. Une fois que les deux onduleurs se sont connectés à l'amplificateur, un df/dt positif est généré en entrée par le GBF. Dès que l'un des deux onduleurs se déconnecte, le GBF commande l'amplificateur pour que celui-ci injecte une tension avec un df/dt négatif. Le ratio des pentes avant et après déconnexion du premier onduleur est choisi d'après l'analyse faite à la section V.

Cette expérience a été lancée plusieurs fois sur les deux onduleurs monophasés ayant les réglages les plus proches, soit les onduleurs « A » et « C » du Tableau V-6. Ces deux onduleurs sont raccordés au même point à l'amplificateur ce qui implique qu'ils ont à leur borne la même tension. Nous avons fait deux expériences distinctes.

La première a consisté à implémenter un df/dt de + 0.3 Hz/s puis de - 0.06 Hz/s après déconnexion du premier onduleur. On peut voir les courants instantanés des deux onduleurs sur la Figure V-14. Ceux-ci sont des indicateurs de leur état de connexion à l'amplificateur. On voit très bien que les deux onduleurs se sont déconnectés et ce, à environ un dixième de seconde d'intervalle. (On rappelle qu'un df/dt de + 0.3 Hz/s est bien au-delà d'un df/dt typique d'un réseau avec $H = 6$ s). La seconde expérience a consisté à implémenter des df/dt de 0.2 Hz/s puis - 0.04 Hz/s.

Les résultats de la Figure V-15 sont sans équivoque : dans ce cas un seul onduleur déconnecte, le second reste connecté. Cette expérience confirme notre hypothèse consistant à dire que les onduleurs pouvaient avoir un comportement très différent sur un événement en fréquence, bien qu'ils aient la certification à une norme équivalente sur le seuil de fréquence haute.

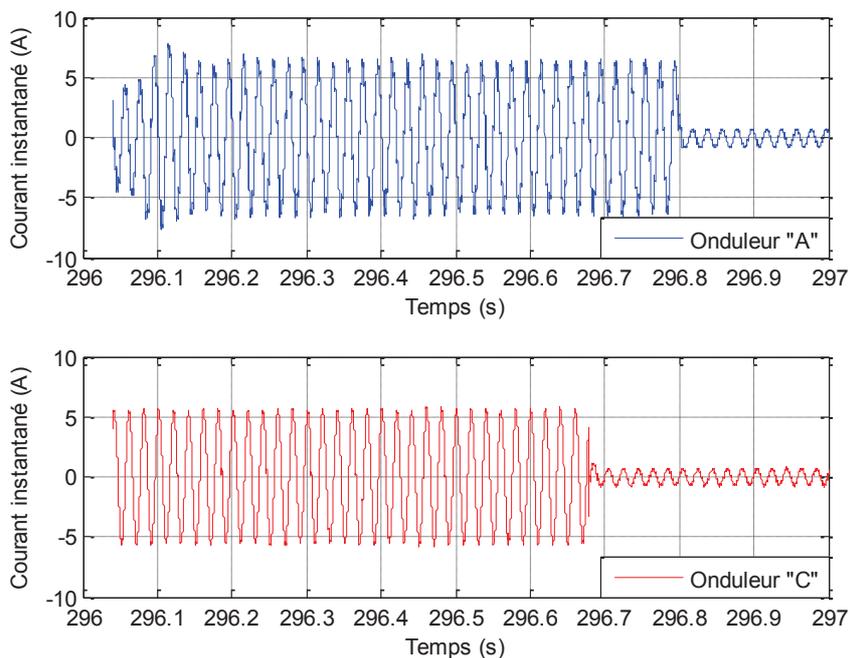


Figure V-14 – Courants instantanés des deux onduleurs testés avec des df/dt de $+0.3$ Hz/s puis -0.06 Hz/s

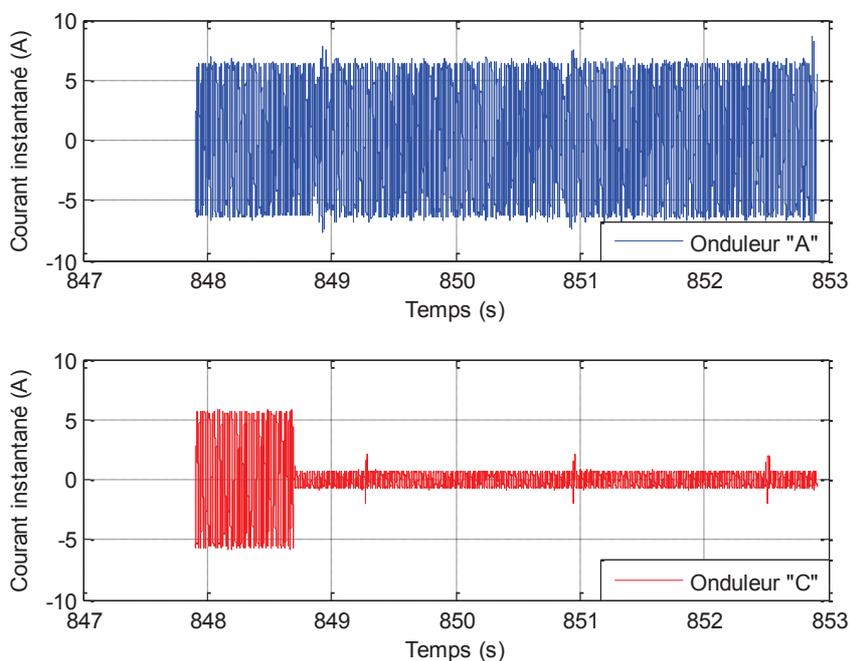


Figure V-15 – Courants instantanés des deux onduleurs testés avec des df/dt de $+0.2$ Hz/s puis -0.04 Hz/s

V. Analyse théorique

Cette section présente un critère théorique simple qui met en lumière les conditions (et en particulier le rôle de l'inertie du système) sur la déconnexion étagée ou non des protections de découplage. La Figure V-16 présente la fréquence (en bleu) en fonction du temps, lors d'un événement en fréquence, à l'instant de la perte d'un groupe d'onduleurs.

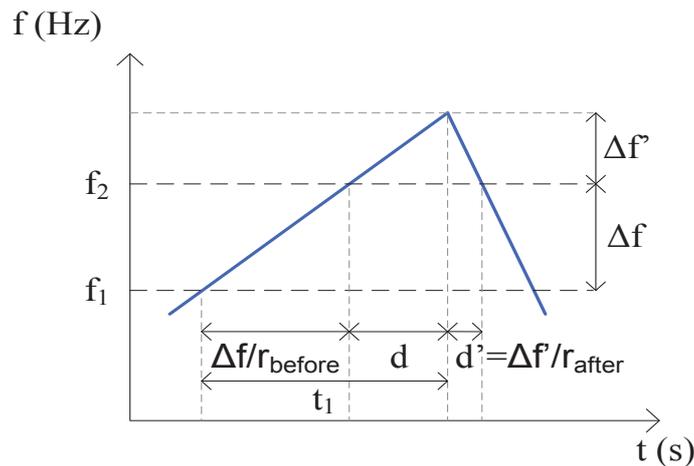


Figure V-16 – Fréquence théorique en fonction du temps pour deux réglages consécutifs de protection de découplage

On considère deux réglages de protections différents avec :

- f_1 et f_2 les seuils de fréquences hautes ($f_1 < f_2$) ;
- t_1 et t_2 les temporisations respectives ;
- r_{before} et r_{after} les df/dt respectivement avant et après la perte du premier groupe d'onduleurs (ils comportent deux informations, l'inertie J (ou H) et l'échelon de puissance considéré) ;
- $\Delta f = f_2 - f_1$ la différence entre les deux seuils de fréquence ;
- $\Delta f'$ la différence entre le maximum de fréquence atteint et f_2 .

Hypothèses :

- Les df/dt avant et après la déconnexion sont approximativement constants (ce qui est conforme aux résultats de la Figure V-5 lors de la déconnexion des onduleurs vers $t = 2.9$ s) ;
- Les deux seuils de fréquence sont respectivement dépassés ($t_1 \cdot r_{\text{before}} > \Delta f$), sinon le cas est trivial et la deuxième protection ne déclenchera pas ;
- La perte de génération ΔP est plus grande que la perte de consommation ΔC ($\Delta P > \Delta C > 0$), ce qui est nécessaire pour que la fréquence diminue après la perte du premier groupe d'onduleurs (si ce n'était pas le cas, la fréquence monterait encore après la perte du premier groupe d'onduleur et donc le cas serait trivial).

Des calculs géométriques élémentaires montrent que :

$$d = t_1 - \frac{\Delta f}{r_{before}} = \frac{\Delta f'}{r_{before}} \text{ et } d' = -\frac{\Delta f'}{r_{after}}.$$

La seconde protection ne déclenche pas, si et seulement si $d + d' < t_2$. En remplaçant d' et $\Delta f'$ dans notre condition, on a :

$$t_1 - \frac{\Delta f}{r_{before}} - \frac{\Delta f'}{r_{after}} < t_2 \quad (\text{V-15})$$

$$\equiv t_1 - t_2 \cdot \frac{1}{1 - \frac{r_{before}}{r_{after}}} < \frac{\Delta f}{r_{before}} \quad (\text{V-16})$$

On pose T_i , tout couple appliqué au rotor, et P_i la puissance transférée correspondante, on note également que $\bar{\omega} = 2\pi \times 50.2$ est la fréquence angulaire, on obtient alors :

$$J\dot{\omega} = \sum_i T_i \approx \frac{1}{\bar{\omega}} \sum_i P_i \quad (\text{V-17})$$

En introduisant p , le nombre de paires de pôles dans la machine synchrone équivalente, avec r le df/dt avant ou après la perte du premier groupe d'onduleur, on obtient :

$$\dot{\omega}_m = \frac{2\pi \cdot r}{p} \quad (\text{V-18})$$

Enfin, on définit ΔC par la perte de charge initiale, ΔP par la production perdue lors de la perte du premier groupe d'onduleurs et P_{PC} comme la puissance active libérée par la réserve primaire. Le phénomène étudié est très bref (de l'ordre de 200 ms) et les constantes de temps du réglage primaire sont très longues (1 s et 20 s), on considère donc que la valeur de P_{PC} est constante. Néanmoins, sa valeur n'est pas évidente à calculer et doit être évaluée au préalable via une étude dynamique du réglage primaire dans le réseau considéré, afin d'estimer la valeur du réglage primaire libéré au passage du seuil de 50.2 Hz lors d'un événement système « typique ». (V-17) devient :

$$\begin{cases} r_{before} = p \cdot \frac{\Delta C - P_{PC}}{2\pi J \bar{\omega}} \\ r_{after} = p \cdot \frac{\Delta C - \Delta P - P_{PC}}{2\pi J \bar{\omega}} \end{cases} \quad (\text{V-19})$$

Les valeurs des variables de (V-19) ci-dessus sont toutes connues (aux réserves ci-dessus près en ce qui concerne P_{PC}), ce qui nous permet de calculer r_{before} et r_{after} et de les remplacer dans (V-15). On obtient alors le critère final suivant :

$$\equiv t_1 - t_2 \cdot \frac{1}{1 - \frac{\Delta C - P_{PC}}{\Delta C - \Delta P - P_{PC}}} < \frac{\Delta f}{\Delta C - P_{PC}} \frac{2\pi J \bar{\omega}}{p} \quad (\text{V-20})$$

La Figure V-17 présente les résultats du critère théorique sur la courbe de la Figure V-17. On peut voir que le critère est très proche de la fréquence mécanique de la machine synchrone obtenue par simulation RMS. L'étude préalable sur le réglage primaire a montré que la contribution en puissance de celui-ci était de $P_{PC} = -0.67\%$ de la puissance totale générée.

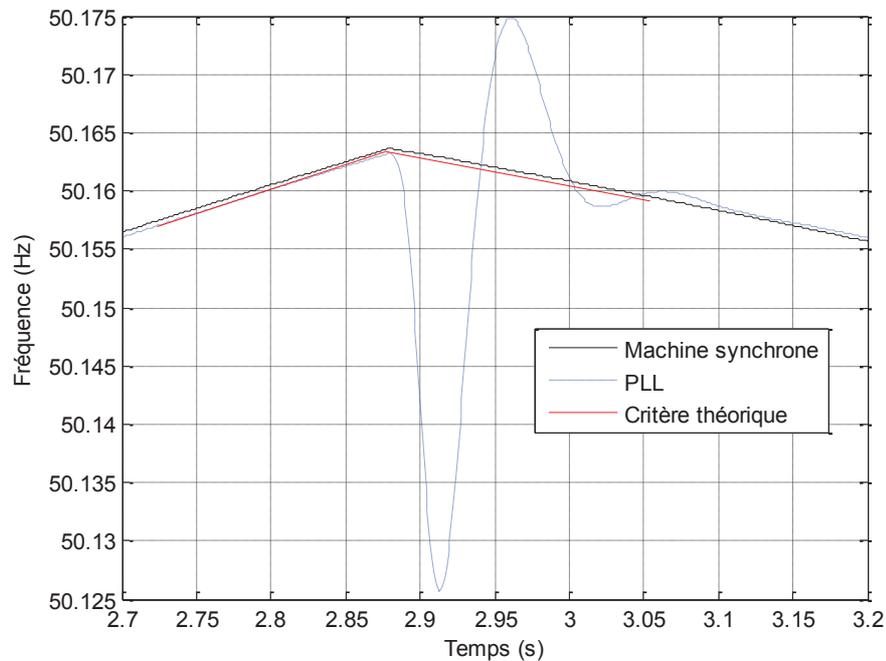


Figure V-17 – Zoom sur la fréquence théorique et simulée en fonction du temps lors de la perte du groupe d'onduleurs ($H_{eq} = 6$ s).

Nous avons explicité théoriquement la condition pour laquelle deux groupes d'onduleurs déconnectent sur le même événement, nous allons maintenant comparer la théorie aux simulations.

VI. Comparaisons théorie / simulations

VI.1. Etude paramétrique sur l'inertie

Le Tableau V-9 montre les résultats de plusieurs simulations lancées avec le modèle EMT pour différentes valeurs de l'inertie équivalente. Ces résultats montrent que même pour une valeur de l'inertie extrêmement faible de $H = 0.5$ s, seuls trois des quatre onduleurs se déconnectent. Nous pouvons également remarquer que la valeur de l'inertie pour laquelle les deux groupes d'onduleurs ayant les réglages les plus proches et les moins élevés est de 1.6 s soit un peu moins de quatre fois l'inertie typique du réseau européen. Le troisième groupe d'onduleurs se déconnecte également lorsque l'inertie du réseau est de $H = 1.3$ s. L'écart entre le critère théorique et la simulation est discuté dans la section suivante.

Tableau V-9 – Etats des protections de découplage des onduleurs du Tableau V-6 pour des simulations avec différentes valeurs de l'inertie H_{eq} du réseau.

H_{eq} (s)	La protection déclenche-t-elle d'après les simulations ?				L'onduleur "D" se déconnecte-t-il d'après le critère (V-16) ?
	Protection « A »	Protection « B »	Protection « C »	Protection « D »	
6	<i>Non</i>	<i>Non</i>	Oui	<i>Non</i>	<i>Non</i>
1.7	<i>Non</i>	<i>Non</i>	Oui	<i>Non</i>	<i>Non</i>
1.6	<i>Non</i>	<i>Non</i>	Oui	Oui	<i>Non</i>
1.4	<i>Non</i>	<i>Non</i>	Oui	Oui	<i>Non</i>
1.3	Oui	<i>Non</i>	Oui	Oui	<i>Non</i>
0.76	Oui	<i>Non</i>	Oui	Oui	<i>Non</i>
0.75	Oui	<i>Non</i>	Oui	Oui	Oui
0.5	Oui	<i>Non</i>	Oui	Oui	Oui

VI.2. Comparaison critère théorique / simulations

Dans la section précédente, nous avons étudié la déconnexion sur un même événement de deux onduleurs du marché dotés des fréquences de découplage les plus basses. La Figure V-18 présente une comparaison entre les résultats de la simulation EMT (section III.2) et les résultats donnés par le critère théorique (section V). L'axe des abscisses représente la temporisation de la seconde protection, l'axe des ordonnées représente la différence de fréquence entre les deux réglages de protections consécutifs.

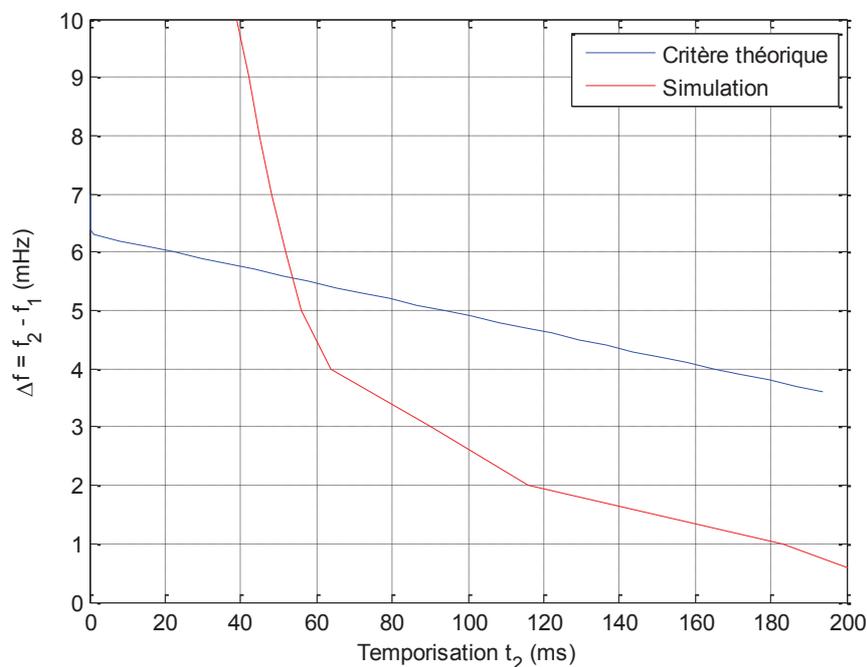


Figure V-18 – Frontière définie par le critère théorique (bleue) via (V-16) et frontière définie par simulation EMT (rouge) pour $H = 6$ s, $f_1 = 50.157$ Hz et $t_1 = 153$ ms.

Bien que le critère théorique « colle » à la fréquence mécanique, la différence reste importante avec la fréquence électrique. Les différences de pente que nous pouvons voir proviennent de l'oscillation décrite dans la section III.2.4. Notre critère reste néanmoins conservateur pour des temporisations de la seconde protection au-dessus de 54 ms, ce qui est réaliste comme les expériences préliminaires l'ont montré avec des temporisations supérieures à 153 ms (section II.2.5). Nous pouvons remarquer que l'ordre de grandeur au-delà duquel Δf est suffisant pour éviter la déconnexion des deux protections est très faible : si Δf est inférieur à 6 mHz et ce pour $t_2 > 54$ ms, il ne peut pas y avoir de déconnexion massive. Ce seuil est d'ailleurs réduit à 4.2 mHz d'après le critère théorique pour $t_2 > 153$ ms (inférieur à 2 mHz d'après la simulation). Nous pouvons aussi ajouter le fait que les PLL utilisent très probablement des technologies différentes ainsi que des paramètres différents, cela couplé au fait qu'ils n'ont probablement pas la même fréquence d'échantillonnage que dans nos simulations, fait qu'une différence de l'ordre du mHz doit être prise avec précaution ; dans le cas général, les onduleurs ne sont vraisemblablement pas capables de mesurer avec efficacité des différences de l'ordre du mHz sur la fréquence.

VII. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé trois moyens pour montrer que la déconnexion massive théorique à 50.2 Hz de tous les générateurs décentralisés était peu probable. Les simulations avec l'inertie typique du réseau européen nous ont permis de montrer que celle-ci était trop haute pour avoir un déclenchement généralisé. Ensuite, les expériences en laboratoire ont montré que deux onduleurs disponibles dans le commerce, certifiés à la même norme et donc supposés déconnecter théoriquement à 50.2 Hz ne se déconnectent pas forcément sur le même événement. Enfin, nous avons défini un critère théorique conservatif permettant d'évaluer la possibilité ou non d'avoir une déconnexion généralisée. Cette étude dans son ensemble nous amène à penser que les hypothèses de l'analyse de l'ENTSO-E sont trop fortes et nécessitent d'être redéfinies en prenant en compte la dispersion des réglages des protections de découplage.

Notre étude est cependant sujette à différentes limites. Tout d'abord, nous avons considéré que les onduleurs voyaient la même tension et mesuraient la même fréquence. Cette hypothèse est forte étant donné que les onduleurs du réseau européen ne voient pas la même tension et très certainement pas exactement la même fréquence en régime perturbé. Ensuite, les expériences ont été menées avec un très faible échantillon d'onduleurs que nous pouvons trouver dans le commerce. De plus, nous n'avons pas d'informations concernant leur proportion sur le réseau, les proportions que nous avons choisies pour nos simulations sont donc arbitraires. Les résultats de notre étude pourraient donc être statistiquement améliorés en testant plus d'onduleurs pour avoir une meilleure vision de la distribution des réglages. La déconnexion serait probablement plus étagée et les variations de fréquence moins brutales car on perdrait de la production de manière progressive.

Conclusion générale et perspectives

Le phénomène d'îlotage non-intentionnel des réseaux de distribution est devenu une préoccupation pour plusieurs distributeurs européens. Autrefois peu connue de par sa rareté, sa probabilité d'apparition semble augmenter à mesure que le réseau électrique évolue vers l'ère des « smartgrids » et surtout vers plus de GED sur le réseau. Ces changements provoquent des questionnements concernant l'impact d'un tel phénomène sur le réseau. Ces travaux se sont attachés à la caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel. Nous allons maintenant présenter chapitre par chapitre les conclusions obtenues au cours de ces travaux, puis nous concluons par les perspectives.

Le chapitre I jetait les bases de ces travaux ; il présentait notamment les résultats d'un questionnaire à l'attention des distributeurs européens du groupe de travail : « Distribution System Design » d'Eurelectric. Les résultats obtenus ont conforté l'avis qui consistait à penser que le phénomène est peu connu et qu'il est peu détecté de nos jours. Ce chapitre présentait également le réseau électrique axé principalement sur le réseau de distribution. Il comprenait aussi les bases du plan de protection des réseaux de distribution en France.

Le chapitre II proposait trois parties ; la première consistait à déterminer les durées typiques d'inhibition des protections en tête de départ HTA pour des raisons de présence tension en aval. Les résultats ont montré que ces durées ont tendance à être très faibles (de l'ordre du dixième de seconde) ce qui laisse à penser que cette situation est relativement rare, ou bien qu'elle ne persiste pas. Pour aller plus loin, des résultats d'expériences sur le phénomène d'îlotage non-intentionnel ont été obtenus en laboratoire. Ces expériences ont permis d'obtenir des îlotages non-intentionnels de durées supérieures à la minute et ce, sans qu'ils nécessitent des conditions initiales réglées de manière très contraignante. Cette conclusion prouve l'existence en laboratoire et a minima la potentialité du phénomène en situation réelle, ce qui peut parfois aller à l'encontre de certaines pensées notamment visibles dans les résultats du questionnaire à l'attention des distributeurs européens. Les connaissances acquises via les expériences menées en laboratoire nous ont conduits à définir des recommandations pour l'élaboration de futures expériences. Celles-ci ont été établies dans le but de mieux maîtriser les conditions initiales de l'îlotage, et permettront de mieux instrumenter le système. La dernière partie de ce chapitre concerne une expérience in situ, mise en place sur un départ HTA réel d'Enedis. Cette expérience consistait à enregistrer les tensions et les courants instantanés, dès lors qu'un événement d'ouverture de la protection apparaît. Il n'y a pas eu d'occurrence de défaut à ce jour, mais l'expérience est toujours en fonctionnement, ce qui signifie que des résultats pourraient être récupérés à court ou moyen terme.

L'existence du phénomène ayant été prouvée dans le chapitre II, le chapitre III comportait deux cas d'étude à simuler ; le premier concernait la simulation d'un départ HTA sur lequel est raccordée de la production décentralisée. Une passerelle a été proposée et validée permettant la simulation de réseau de type PowerFactory dans Matlab/Simulink. Différents types de charge ont été décrits et ont été testés. Les résultats ont montré que le comportement en fréquence du système est grandement impacté par le type de charge considéré ; ainsi, comme le modèle de production décentralisée, la charge a un impact fondamental sur le comportement en fréquence d'un îlotage non-intentionnel. Par ailleurs, d'autres résultats ont montré que l'hypothèse selon laquelle un îlotage non-intentionnel apparaîtrait uniquement s'il existe, avant îlotage, un équilibre parfait entre la production et la consommation pouvait être fautive. La faible connaissance générale sur la modélisation des charges non-agrégées en HTA et BT n'a pas permis de conclure définitivement sur la probabilité d'îlotage. Ainsi, l'outil de

simulation a été automatisé afin de faciliter la simulation de nouveaux types de charge, et d'autres départs, le jour où plus d'informations seront disponibles. Le second cas d'étude concernait le cas considéré comme le plus à risque de provoquer un îlotage non-intentionnel. Ce cas consistait en l'apparition d'un défaut à la terre situé sur la HTA, que la production décentralisée sur la BT peut ne pas détecter. La probabilité qu'une telle situation apparaisse est discutée en fonction de paramètres tels que la longueur du départ ou la résistance de défaut. Les résultats ont montré qu'une très grande majorité de ces défauts ne seraient pas détectés, ce qui confirme qu'il s'agit d'une situation pouvant mener à l'îlotage non-intentionnel.

Le chapitre IV concernait l'impact de nouvelles régulations sur la zone de non-détection. Les deux régulations testées étaient une régulation axée sur la stabilité du système, avec une diminution de la puissance de sortie de l'onduleur si la fréquence mesurée dépasse 50 Hz ($P(f)$) et une régulation « locale » de la puissance réactive en fonction de la tension ($Q(U)$). Ces deux régulations sont attendues dans le futur étant donné que la régulation en $P(f)$ est décrite dans un nouveau « code réseau » tandis que la régulation $Q(U)$, déjà proposée pour la HTA, est envisagée à moyen terme pour les producteurs en BT. Les calculs ont été lancés pour chacune des deux régulations activées séparément puis activées simultanément, sur le cas standard du test du circuit oscillant. Les résultats ont montré qu'activer l'une ou l'autre de ces régulations n'augmentait que très peu la zone de non-détection, tandis qu'activer les deux en même temps l'augmentait de manière relativement importante, notamment pour les charges dont le facteur de qualité est faible.

Le chapitre V concernait l'impact systémique de la dispersion naturelle des réglages de la production décentralisée en Europe. L'ENTSO-E a publié un rapport concernant l'impact de la déconnexion massive de toute la production supposée déconnecter à 50.2 Hz. Cette hypothèse a été jugée très forte, car nos expériences en laboratoire ont montré que quatre onduleurs photovoltaïques disponibles sur le marché, dont trois répondaient à la même norme, ne se déconnectaient pas exactement en même temps. Cette dispersion naturelle bien que faible, nous a mené à étudier l'impact sur le système de la déconnexion étagée de la production décentralisée. Nous avons montré qu'il était nécessaire de prendre en compte la dispersion naturelle des réglages des protections dans les études de stabilité du système électrique européen. En effet, il a été montré que pour un événement de grande ampleur, toutes les installations de production ne se déconnecteraient pas, et ce contrairement aux hypothèses habituellement faites dans les études de stabilité.

A la suite des travaux réalisés dans le cadre de cette thèse, différentes perspectives d'étude sont envisageables. Tout d'abord les expériences en laboratoire pourront être remises en place à court terme. Ainsi, de nouvelles expériences pourront aider à comprendre le phénomène et dans quelles conditions il apparaît. A ce titre, un banc d'expérimentation pourrait être monté spécialement pour l'étude de la dynamique des réseaux de distribution. Ce banc pourrait permettre également de tester différents types de charges afin de voir les différences de comportement non pas en simulations mais via des expériences. Toujours dans le domaine des expériences, l'expérimentation mise en place par Enedis devrait donner des résultats. L'étude des courbes obtenues pourrait permettre d'obtenir des informations précieuses sur ce qui se passe au moment de l'ouverture de la protection en tête de départ.

L'étude statique sur l'impact des nouvelles fonctions de régulation du chapitre IV pourrait être « challengée » par des simulations dynamiques, afin de voir le comportement dynamique du système. Ainsi, des temporisations d'activation des différentes régulations pourraient être testées afin de déterminer, par exemple, la durée minimale à partir de laquelle la ZND n'est pas impactée par les nouvelles régulations. En restant dans le domaine des simulations, de nouvelles hypothèses pourraient être faites au niveau des simulations concernant la déconnexion étagée de la production décentralisée. Nous pourrions par exemple étudier ce phénomène en prenant en compte une distribution des réglages des protections de découplage des onduleurs, rendant ainsi la simulation statistiquement plus « correcte ». Ces nouvelles simulations seraient néanmoins très longues du fait que l'onduleur est la partie la plus chronophage pour la simulation, et multiplier leur nombre multiplierait également le temps de simulation. Les simulations du chapitre III avec différents types de charges pourraient être étoffées en ajoutant d'autres types de charge. Par exemple, des moteurs comportant de l'inertie pourraient être testés afin de voir l'impact de leur inertie sur le phénomène. De plus, d'autres départs réels pourraient être modélisés afin d'étudier l'impact de la topologie de ce départ sur la dynamique d'îlotage (départ souterrain, aérien, de différentes longueurs maximales, etc.).

Enfin, des travaux pourraient être menés sur l'identification de modèles de charge en BT. En effet, le chapitre III a montré que le phénomène d'îlotage non-intentionnel ne pourra pas être résolu sans avoir plus d'informations du côté charge. Ces travaux comporteraient une difficulté de taille car ils nécessiteraient de très gros moyens. La simulation temps réel pourrait permettre la mise en place d'un banc de test mais l'achat de charges de tous types est très vraisemblablement en dehors des moyens d'un laboratoire de recherche. De plus, l'identification des paramètres des charges est un travail tout aussi complexe mais il est nécessaire si nous voulons définir un critère de détection de l'îlotage non-intentionnel.

Références

- [ATH79] T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani, "A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 2, pp. 573–584, Mar. 1979.
- [BAC13] S. Bacha, I. Munteanu, and A. I. Bratcu, *Power Electronic Converters Modeling and Control - with Case Studies*. Springer, 2013.
- [BEA14] F. Beauné, A. Minaud, A. Pagnetti, G. Pelton, and L. Karsenti, "Voltage Regulation on DG Connected to MV Network Technical Study and Experimentations," Jun. 2014.
- [BIS88] J. W. Bishop, "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits," *Solar Cells*, vol. 25, no. 1, pp. 73–89, 1988.
- [BOW02] W. Bower and M. Ropp, *Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*. 2002.
- [BRI01] C. G. Bright, "COROCOF: comparison of rate of change of frequency protection. A solution to the detection of loss of mains," in *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, 2001, pp. 70–73.
- [BRÜ06] R. Bründlinger, *State of arts solutions and new concept for islanding protection*. Dispower, 2006.
- [CAI04] R. Caire, "Distributed Generation Management in Distribution Networks," Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004.
- [CHE08] Chee Wei Tan, T. C. Green, and C. A. Hernandez-Aramburo, "Analysis of perturb and observe maximum power point tracking algorithm for photovoltaic applications," in *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, 2008, pp. 237–242.
- [COI13] A. COIFFIER, "Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT," *Techniques de l'ingénieur Réseaux électriques de distribution publique*, Nov. 2013.
- [COM16] Commission européenne, *Code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité*. 2016.
- [CRE16] CRE, "Qualité de l'électricité - Réseaux publics d'électricité - Réseaux - CRE," 2016. [Online]. Available: <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [DIN13] Din, "Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public à basse tension." Aug-2013.
- [DUV10] C. Duvauchelle and B. Gaiddon, *Evolutions de la DIN VDE 0126 - de la version 1994 à la DIN VDE 0126-1-1 de 2006*. Projet ESPRIT, 2010.
- [EDF94] EDF, *Plan de protection des réseaux HTA - B.61-21 - Principes*. 1994.

- [ENE13A] Enedis, “Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution.” 30-Jun-2013.
- [ENE13B] Enedis, “Précisions sur les exigences d’ERDF pour la tenue en fréquence haute des protections de découplage des onduleurs.” 14-Jun-2013.
- [ENE15] Enedis, “Barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d’électricité concédé à ERDF.” 08-Oct-2015.
- [ENE16] Enedis, “Accueil | Enedis,” 2016. [Online]. Available: <http://www.enedis.fr/>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [ENP00] (Prénom) Enphase Energy, *Test Report Enphase Microinverter SKU M215-60-230-S2x*. .
- [ENT14A] ENTSO-E, “Dispersed Generation Impact on Continental Europe Region Security,” 15-Nov-2014. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150113_ENTSO-E_Position_Paper_Dispersed_Generation_Impact_on_CE_Security.pdf. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [ENT14B] ENTSO-E, *Dispersed Generation Impact on CE Region Security - Dynamic Study*. 2014.
- [ESP11] Esprit, *Ilotage des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique : réglementation, méthodes de détection et retours de terrain*. 2011.
- [EUR13] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*. 2013.
- [EUR16] Eurelectric, “EURELECTRIC - Electricity for Europe - Home,” 2016. [Online]. Available: <http://www.eurelectric.org/>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [FAO12] F. A. O. Aashoor and F. V. P. Robinson, “A variable step size perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking,” in *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2012, pp. 1–6.
- [FLA01] F. L. Alvarado, J. Meng, C. L. DeMarco, and W. S. Mota, “Stability analysis of interconnected power systems coupled with market dynamics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 695–701, Nov. 2001.
- [FON08] M. A. Fontela Garcia, “Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée,” Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008.
- [FUN03] T. Funabashi, S. Member, K. Koyanagi, and R. Yokoyama, “A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources,” 2003.

- [HUN03] G.-K. Hung, C.-C. Chang, and C.-L. Chen, "Automatic phase-shift method for islanding detection of grid-connected photovoltaic inverters," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 169–173, Mar. 2003.
- [IEE00] IEEE Standard, "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," *IEEE Std 929-2000*, p. i, 2000.
- [IEE06] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, 2006.
- [IEE93] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Load representation for dynamic performance analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May. 1993.
- [INT99] International Energy Agency, *Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems*. 1999.
- [JEC11] C. Jecu, "New distributed protection scheme for distribution networks of the future," Université de Grenoble, 2011.
- [JER04] C. Jeraputra and P. N. Enjeti, "Development of a robust anti-islanding algorithm for utility interconnection of distributed fuel cell powered generation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1163–1170, Sep. 2004.
- [KAR08] H. Karimi, A. Yazdani, and R. Iravani, "Negative-Sequence Current Injection for Fast Islanding Detection of a Distributed Resource Unit," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 1, pp. 298–307, Jan. 2008.
- [LAV08] D. M. Lavery, D. J. Morrow, T. Littler, and P. A. Crossley, "Loss-of-Mains Detection by Internet Based RoCoF," in *Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on*, 2008, pp. 263–268.
- [LEG03] Legifrance, "Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique." 17-Mar-2003.
- [LEG07] Legifrance, "Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité - Article 2." 24-Dec-2007.
- [LEG08] 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." 23-Apr-2008.
- [LEG88] Legifrance, "Décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et

- conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en oeuvre des courants électriques - Article 3,” 88-1056. 14-Nov-1988.
- [MAH08] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-jensen, “Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation,” no. April, pp. 2743–2748, 2008.
- [MAH09] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, “A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift,” in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1–1.
- [MAN06] F. D. Mango, M. Liserre, and A. D. Aquila, “Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems . Part II : Active Methods,” pp. 1884–1889, 2006.
- [MAT16] Mathworks, “Modélisation et simulation de systèmes électrotechniques - SimPowerSystems - Simulink - MathWorks France,” 2016. [Online]. Available: <http://fr.mathworks.com/products/simpower/>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [MEN07] V. Menon and M. H. Nehrir, “A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance and Frequency Set Point,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 442–448, Feb. 2007.
- [MER05] Merlin Gérin, “Catalogue distribution électrique HTA/BT.” 2005.
- [MET14] MetaPV, “MetaPV: Introduction | MetaPV,” 2014. [Online]. Available: <http://www.metapv.eu/>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [MIC00] MicroEner, *Généralités sur les réseaux électriques*. .
- [NAT03] National Renewable Energy Laboratory, *DG Power Quality, Protection and Reliability Case Studies Report*. Niskayuna, New York: , 2003.
- [NRE16] NREL, “System Advisor Model (SAM),” 2016. [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Accessed: 27-Jun-2016].
- [PAN04] Y. Pankow, “Etude de l’intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque,” 2004.
- [PED06] J. Pedra, “Estimation of typical squirrel-cage induction motor parameters for dynamic performance simulation,” *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 153, no. 2, pp. 137–146, Mar. 2006.
- [PEN06] D. Penkov, “Localisation de défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d’énergie dispersée,” Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [POW13] Power System Dynamic Performance Committee, *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*. 2013.
- [RAI11] B. Raison, “Réseaux électriques Protections de découplage des générateurs - cours n°7.” 2011.

- [ROP00] M. E. Ropp et al., “Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones,” vol. 15, no. 3, pp. 290–296, 2000.
- [ROP99] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, “Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 810–816, Sep. 1999.
- [RTE09] RTE, “Contribution des utilisateurs aux performances du RPT. Article 4.1 - Réglage Fréquence/Puissance.” 24-Apr-2009.
- [RTE16] RTEFrance, “RTE France,” 2016. [Online]. Available: <http://www.rte-france.com/>. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [SCH05A] Schneider and B. de Metz-Noblat, “Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l’aide des composantes symétriques - ct018.pdf,” 2005.
- [SCH05B] Schneider, B. de Metz-Noblat, F. Dumas, and C. Poulain, “Calcul des courants de court-circuit,” 2005.
- [SGA14] R. Sgarbossa, S. Lissandron, P. Mattavelli, R. Turri, and A. Cerretti, “Analysis of load-induced unintentional islanding in Low Voltage grids with PV generators,” in *2014 IEEE 15th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2014, pp. 1–8.
- [SIM00] A. D. Simmons and D. G. Infield, “Current waveform quality from grid-connected photovoltaic inverters and its dependence on operating conditions,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 8, no. 4, pp. 411–420, 2000.
- [SMA07A] SMA, “Certificate EN 50438/2007 of SMA Solar Three Phase inverter SB Types,” 2007. [Online]. Available: http://files.sma.de/dl/21514/ZE_EN50438_2007_SBxx00TLST-21_en_10.pdf. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [SMA07B] SMA, “Certificate EN 50438/2007 of SMA Solar Three Phase inverter STP Types,” 2007. [Online]. Available: http://files.sma.de/dl/21514/ZE_EN50438_2007_IE_STPxx000TL-20_en_10.pdf. [Accessed: 23-Jun-2016].
- [SYS09] G. P. V. Systems et al., “Wavelet-Based Islanding Detection in,” vol. 56, no. 11, pp. 4445–4455, 2009.
- [TOL04] H. A. Toliyat and G. B. Kliman, *Handbook of Electric Motors*. CRC Press, 2004.
- [UL00] UL, “Standard 1741 - Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources.” [Online]. Available: http://ulstandards.ul.com/standard/?id=1741_2. [Accessed: 27-Jun-2016].

- [YIN05] J. Yin and C. Diduch, “A New Adaptive Logic Phase-Shift Algorithm for Anti-Islanding Protections in Inverter-Based DG Systems,” *IEEE 36th Conference on Power Electronics Specialists, 2005.*, pp. 2482–2486, 2005.
- [YIN08] J. Yin, C. P. Diduch, L. Chang, and S. Member, “Islanding Detection Using Proportional Power Spectral Density,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 776–784, 2008.
- [ZEI06] H. H. Zeineldin, E. F. El-saadany, S. Member, and M. M. A. Salama, “Impact of DG Interface Control on Islanding Detection and Nondetection Zones,” vol. 21, no. 3, pp. 1515–1523, 2006.
- [ZHU12] Y. Zhu et al., “A novel RPV (reactive-power-variation) anti-islanding method based on adapted reactive power perturbation,” in *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2012, pp. 1979–1986.

Annexes

Annexe A : Résultats du questionnaire à l'attention des distributeurs européens concernant l'îlotage non-intentionnel (version anglaise)



October, 2014

Julien Bruschi

G2ELab, Grenoble, France,

julien.bruschi@g2elab.grenoble-inp.fr

Florent Cadoux

G2ELab, Grenoble, France,

florent.cadoux@g2elab.grenoble-inp.fr

In collaboration with:



Introduction

This document summarizes the results of a survey that was submitted to the members of the Eurelectric “Distribution System Design” Working Group, between July and August 2014. This study was conducted by the Grenoble Electrical Engineering Laboratory (G2ELab) in the course of a research project funded by Enedis. The aim of the survey was to study the current state of the art regarding islanding and anti-islanding protections in European distribution systems.

Nine working group members from seven different countries contributed to the survey. Most respondents are either top managers or technical experts, or both, in their organization. All organizations represented are distribution system operators of various sizes.

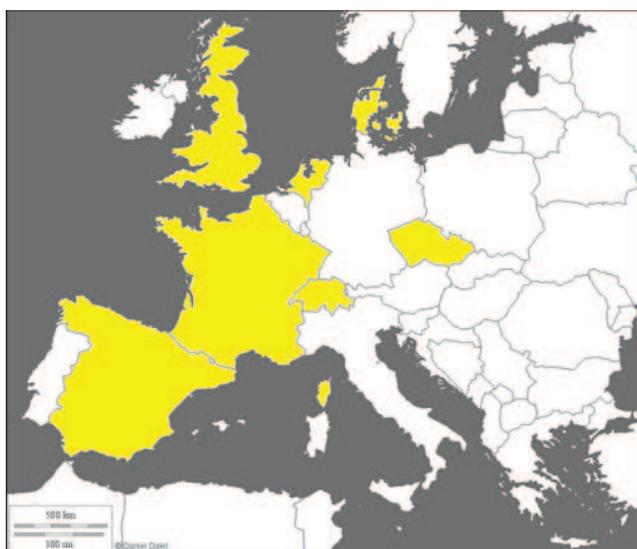


Figure 1 – Survey participants by country of origin (yellow).

The survey was divided into three parts.

- Current experience with islanding and anti-islanding protections.
- Assessment of the likelihood and risks of islanding.
- Future of anti-islanding protections and research directions.

Each of these three parts contained a mixture of multiple choice questions and open questions. The results of multiple choice questions were shown in tables summarizing the percentage of respondents who checked each particular suggested answer. The results of open question were given in the form a short summary of all replies. Some individual answers expressing a particularly specific view were occasionally cited, anonymously.

A short oral presentation of the survey results was given during the “Distribution System Design” Working Group meeting in Brussels on September 18th, 2014. In some cases, views expressed by participants during this meeting were used below to clarify the interpretation of the survey results. In some cases, the feedback provided by participants either in the questionnaire itself or during the meeting, showed that some questions were not clear enough or could be interpreted differently than we

intended. We reported such cases below, especially as they may explain why some particular questions gathered very different answers (possibly reflecting, not a discrepancy between the opinions of different respondents, but rather between the way different respondents interpreted the question).

Results of the survey

1. Current experience with islanding and anti-islanding protections

1.1. If an islanding situation occurred in your network, how would you identify it?

	Number of answers	Percentages
Protection device taking voltage measurement before reconnection	2	22%
Voltage test by workers / linemen	4	44%
Advanced Metering Infrastructure	1	11%
We would probably not identify it	6	67%
Other	9	100%

In the first place, and as revealed in particular by additional (and optional) free-text answers, it is worth noting that **there is no consensus among participants about the mere plausibility of unintentional islanding**: some respondents (mostly two) considered that islanding basically never happen (according to one explanation, because it is more or less “physically absolutely impossible”, and according to the other, because protection devices are already designed to eliminate such situations); and some others, that it may happen but would be easily detected by linemen in the field or through the operators’ Distribution Management System, so that unintentional (and unnoticed) islanding is virtually impossible. On the contrary, some respondents considered that islanding may happen and could go undetected. **In addition, respondents who think that islanding could be detected, tend to disagree with respect to the way this would happen.**

Secondly, the viewpoint according to which **if islanding occurred** (regardless of the fact that some respondents consider this assumption dubious) **then it would probably go undetected, is shared by 67% of respondents.**

As a comparison, the opinion usually expressed in the academic literature regarding the risk of unintentional islanding is that:

- this phenomenon, although currently rather unlikely, is by no means impossible and may very well occur here and there;
- and that there is currently no reliable and “reasonably cheap” method to detect unintentional islanding with very high reliability.

In particular, some researchers studied the so-called “non-detection zone” of anti-islanding protections and showed that none of them is fully reliable (leaving aside the specific case of communication-based methods, as it is commonly considered both as highly reliable and as potentially very costly).

Additional input gathered during the meeting on September 18th revealed the following caveats.

- The viewpoint according to which islanding is physically impossible may be **specific to distribution system operators with specific network structures, protection plans and operational strategies**. Such specificities should have been asked in the survey, so that a cross-analysis could have been performed with the results of this first question.
- **The wording “islanding” may have been interpreted differently by different respondents¹**, due to the fact that the *duration* of the event was not specified. If islanding had been more clearly defined as a situation where the subnetwork remains energized for “at least” or for “about” X minutes, some answers may have been different. In particular, people who considered that *if* islanding occurred, then it would necessarily be detected, may have been thinking of very long islanding situations that, indeed, would eventually be detected in one way or another.
- There might have been some **confusion between *detecting the islanded situation, and identifying it as an occurrence of unintentional islanding***. Indeed, if islanding occurred, its consequences could be observed by linemen or grid operators, *but* they might ascribe their observations to another root cause. If, for instance, a lineman observed the presence of voltage downstream of a switch he just opened, he would probably think that the network was wrongfully fed by two feeders instead of one (and thus attribute his observation to some error in the configuration of network switches). He could also possibly believe that his voltage tester is malfunctioning; etc. In any case, islanding may not be his first guess. This distinction between *detecting* and *identifying* an unintentional island may thus have caused some misunderstanding.

1.2. According to you, what could cause unwanted trips of anti-islanding protections?

	Number of answers	Percentages
System-wide frequency drop	3	33%
Fault at transmission level	6	67%
Fault at distribution level	6	67%
Switching of large load (e.g. causing voltage dip)	1	11%
Standard network operations (e.g. of a switch or an on-load tap-changer)	0	0%

¹ As a side note, this difficulty also exists in the academic literature. Indeed, the boundary between short but sustained islanding on one hand and a long transient decay of voltage or frequency in a subnetwork on the other hand, is quite blurry. It is thus difficult to define the wording with complete clarity.

Other	2	22%
-------	---	-----

Remarkably, the “disaster scenario” (that is often put forward by academic researchers and transmissions operators, and is currently motivating significant grid codes modifications in Europe) in which a “system-wide frequency drop” would cause a massive and untimely trip of islanding protections, was only chosen by 33% of respondents. Again, this shows a significant lack of consensus in the power systems community regarding the assessment of this particular risk.

For all other suggested answers, results are less surprising. Faults at distribution or transmission levels were both chosen by a majority of 67% of respondents. As a comparison, we studied these two phenomena by computer simulations at G2ELab, on a particular test-case. Results showed that both of them were able to cause unwanted trips of anti-islanding protections, in accordance with the views expressed by survey participants. We also tested the switching of a large load and standard network operations, and again confirmed the survey results, according to which these two phenomena are unlikely to cause any false alarm in islanding protection devices. Obviously, such simulations are heavily dependent on the chosen parameters (structure of the network, type of generators and loads, etc), and our simulations only covered a limited number of test cases. As a consequence, we do not currently know how general the results we obtained actually are.

Caveats:

- The wording “fault at transmission / distribution level” was intended to describe both the fault itself *and* the action of relevant protection devices. However, this distinction should have been made clear, as revealed by a participant’s comment.
- A scenario that we did not anticipate, and thus did not offer as a suggested answer in the survey, was contributed by a respondent. In this scenario, the unwanted trip of anti-islanding protections is caused by a malfunctioning transmission-level protection system (or the mishandling of such a system), no actual fault being involved¹.

1.3. What is the impact on your organization of mitigating the risk of islanding?

	Number of answers	Percentages
Constraints on other protections settings (unrelated to islanding)	5	63%
Reduced power quality	0	0%
Longer service restoration time	4	50%
Other	4	50%

¹ No further information was provided about this situation; so that we are not able describe it in details.

The answer “constraints on other protections settings” gathered 5 votes, plus a comment in the “other” field stating that auto-recloser settings would be impacted. This is consistent with what we expected: **the first impact of mitigating islanding is that reclosing operations should be performed with care**, to avoid re-powering an energized island that would possibly be out-of-phase with respect to the main network.

More surprisingly, the quite **generic “longer power restoration time” was only chosen by half of participants**. If a stable island occurred, it is yet likely that some time would be lost figuring out what is actually happening (identifying the islanding situation) and finding a solution, so that power restoration would indeed be longer. The 50% of respondents who answered, on the contrary, that mitigating the risk of islanding did not cause any increase in power restoration time, perhaps considered that islanding *currently* does not happen (or not often), so that the impact on power restoration time is overall negligible.

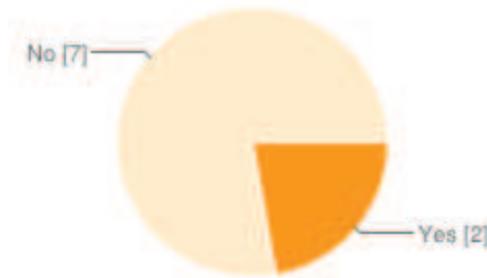
No participant chose the second answer, according to which mitigating the risk of islanding could reduce power quality. This answer could have been expected from respondents belonging to organizations where *active* anti-islanding protections are used, since such protections are known (based on computer simulations, at least) to lower power quality due to the signals they inject on the grid. However, it is unclear whether such active systems are currently widespread or even used, since the inner working of inverters (and more generally of power converters) is a priori known in details only by their manufacturers – not by grid operators ; this may explain why the “reduced power quality” answer was not chosen by any respondent.

It is also worth noting that the second answer, “reduced power quality”, could logically have been chosen by participants who picked the first answer, “constraints on other protections settings”. Indeed, increasing the delays of reclosers, for instance (which is consistent with the first answer) also increases the duration of the short power cut that occurs during breaker operation, hence reduces power quality (second answer). However, these two answers surprisingly received a very different number of votes, suggesting that the question (perhaps, in particular, the notion of “power quality”) was interpreted differently than what we expected.

Caveats:

- As noted by a respondent, the “no impact” answer should have been proposed (and would probably have been gathered a few votes).
- Since the survey was directed towards *distribution* system operators, we did not include any answer such as “risk of system-wide event caused by unwanted trip of anti-islanding protections”, that would probably have been picked if the survey had been addressed to *transmission* system operators.

1.4. Do you have any evidence of islanding having actually occurred in your network?



This statistics is consistent with the “common sense” view already expressed above (Question 1), according to which either islanding does not happen, or remains unnoticed (“no evidence”).

The two respondents who checked the “yes” answer described their observations as follows. The first case of islanding occurred after a line protection tripped¹, which is consistent with the answers of question 2.1 below according to which breaker trips are the most likely root cause of islanding. The second case corresponds to the unexpected scenario already mentioned above, in which islanding occurred after a protection tripped in a HV substation due to a communication failure between HV substations.

Caveat: the question would have been more precise if respondents who checked the “yes” answer could have given an additional assessment of how frequently they think islanding occurred in their networks. However, based on the respondents’ comments it seems clear that the two cases described were isolated.

1.5. Overall, do you consider that unwanted islanding is currently a subject of concern in your organization?

	Number of answers	Percentages
1 - Not at all	2	22%
2	5	56%
3	0	0%
4	2	22%
5 - Yes, very much	0	0%

Two categories of respondents stood out in this question. A majority of seven respondents chose either the first or second answer and declared that islanding was a subject of little or no concern in their organization, while two respondents chose the opposite viewpoint. Interestingly, the two respondents who checked the 4th answer are not the same as the two respondents who did observe an actual

¹ We do not know whether it was a HV, MV or LV protection. We assume that the whole MV feeder was isolated.

islanding on their grid (Question 1.4 below). This confirms that **the respondents’ assessment of the plausibility of islanding is not particularly correlated to their assessment of the seriousness of the problem**: people who have directly witnessed islanding and are thus necessarily convinced that islanding may happen, may also consider that islanding is not a subject of primary concern.

This contrasts strongly with the viewpoint in academia, where substantial effort has been devoted for many years to studying the topic of islanding (which suggests that the problem is considered as genuine by many academic researchers).

2. Assessment of the likelihood and risks of islanding

2.1. According to you, what kind of event could cause a subnetwork to separate from the main grid and lead to unintentional islanded operation?

	Number of answers	Percentages
Protection (e.g. breaker) tripping	8	89%
Maintenance operation	5	56%
Incident cause by third party (e.g. excavator damaging underground cable, tree falling on line...)	4	44%
Other	4	44%

As expected, **a large majority of respondents checked the “protection tripping” answer**, which is generally accepted in academia as the most likely way to create an island in a distribution system. Considering the fact that all other respondents checked this answer, it would be interesting to find out the reason why one participant did not check it, but this reason is unfortunately not revealed in the comments.

The votes gathered by all other suggested answers are quite balanced, which again shows a **lack of consensus among respondents on this topic**. The comments provided in the “other” field explained that an island could simply be created by human error, a breaker or disconnector being for instance opened by operator order without fault or need for maintenance.

Caveat: the type of fault that causes a breaker trip (answer 1) should perhaps have been discussed, as some faults may be more likely than others to lead to a stable island. There are, however, few available studies about the influence of this parameter (the nature of the fault) on the likelihood of subsequent (stable) islanding.

2.2. What kind of distribution network characteristics (beside the presence of generators at distribution level) do you think may impact the risk of unwanted islanding?

	Number of answers	Percentages
Type of generators (wind, photovoltaics, small hydro, small combined heat and power...)	5	63%
Point of connection of generators (low voltage or medium voltage)	5	63%
Type of power converter (power electronics versus electrical machine; manufacturer of the converter, user settings...)	5	63%
Type of load (e.g. industrial loads; only small loads or large ones as well; etc.)	3	38%
Type of conductors (overhead vs underground)	2	25%
Type of grounding system and protection plan (e.g. presence of reclosers)	4	50%
Other	3	38%

Again, the answers provided to this question were impressively balanced, and no particular viewpoint stood out in the results as all answers were chosen by two to five respondents. This suggests that the nature of the islanding phenomenon is not well understood yet, making it difficult for respondent to link it to specific root causes. This is consistent with the fact that islanding is currently a rare phenomenon, about which little practical experience has been gathered yet.

Five respondents answered that and **the type of power converter is important**, which is consistent with the opinion commonly expressed in the academic literature. This was complemented by a comment stating that power electronic converters, in particular, will increase the risk of island operation. This was unexpected since according to our experience, the converse opinion – according to which generators based on electrical machines (that have a rotor, hence inertia) tend to provide more stability to the grid than generators based on power electronic converters – seems much more widespread. However, this is a debatable point: we carried out simulations showing that even in a network with no rotating masses (namely, only RLC loads and power electronic converters), frequency variations could be slow as well, showing that power electronics converters do “oppose” somehow to fast frequency variations just like electrical machines. Although our research on this topic is still in infancy, we currently do not see this behavior as surprising: power converters contain time constants (in particular in the Phase-Locked Loop that controls the inverter) which prevent the frequency of their output from varying abruptly.

The answer stating that the “point of connection of generators” is relevant was also chosen by five respondents. This is a bit more surprising since another, and somewhat opposite opinion, was strongly expressed in the comments, according to which the main requirement to make islanding was that the subnetwork be nearly balanced both in active and reactive power (regardless of the location of generators). A tentative interpretation could be that, according to some respondents, large generators (connected at MV level) may provide more (or less?) stability than a large number of small generators

amounting to the same total power. Comments also suggested that the coupling between MV and LV grids (though MV/LV transformers), or the geographical distribution of generators (evenly distributed or grouped), or perhaps the length of the feeder to which the generators are connected, may be relevant. To the best of our knowledge, little is currently known on these topics, and the academic literature is rather poor.

The type of load has been chosen only three times. This is a bit surprising since the role of loads and generators is somewhat symmetric, so that we expected respondents to provide the same answer (either “yes” or no”) to options 1, 3 and 4. Indeed, the choices made by respondents for options 1 and 3 are consistent together, but not fully consistent with the choices made for option 4. As a comparison, the same kind of uncertainty seems to exist in the academic literature: the question of how much the type of loads (impedant loads, various kinds of electrical machines, variable frequency drives and other industrial or residential loads interfaced with power electronics...) impacts the islanding phenomenon was not yet fully answered, nor even much addressed yet, although it seems quite widely recognized in the academic community that this parameter is probably significant.

Most participants (75%) considered that the type of conductors is not significant. This viewpoint was quite unexpected, for the following reason: overhead lines produce less reactive power than underground cables, hence the reactive power balance in a given subnetwork (which, as stated above, is widely accepted as a crucial parameter to determine whether an islanding situation can be sustained or not) is probably quite different depending on the type of conductor used. Said otherwise, underground cables may “automatically” play the balancing role dedicated to capacitor banks in overhead networks¹ and help achieve the reactive power balance in the island, or perhaps on the contrary (depending on the reactive power produced and consumed by loads and generators) produce an excess of reactive power and tend to create reactive power imbalance the island.

2.3. What would be the consequences of sustained islanding for your operations?

	Number of answers	Percentages
Danger to operators	6	67%
Danger to third-parties	6	67%
Equipment damage	5	56%
Power quality problems (e.g. open recloser sees downstream voltage and cannot operate)	4	44%
Other	3	33%

¹ Note that if a subnetwork appeared in a network composed of overhead lines, the capacitor banks (normally located at substation) would be disconnected from the island.

The results obtained for this question are again quite mixed. All four suggested answers are often cited in the academic literature as potential dangers caused by islanded operation, but obtained only about half to two-thirds of positive answers. “Danger to operators” (or linemen) was expected to gather votes because workers could wrongly assume that a particular conductor is not energized¹. Danger to third-parties referred to situations where the insulation of a conductor is compromised (such as an overhead conductor falling on the ground), triggering a breaker operation and creating at the same time a danger of power shock for passers-by. Equipment damage, in particular, was expected to gather many votes, both because the waveform (in addition to voltage and frequency) in an island is not under tight control, and because of the risk of reclosing a breaker out-of-phase² (leading to potentially brutal transients in the network); but only 56% of respondents agreed with this viewpoint. Altogether, the assessment of the risks related to islanding seems a little bit more optimistic among survey participants than in the academic community.

In addition, a comment suggested that islanding could delay the work of maintenance personnel (which is consistent with answer 3, “longer service restoration time”, of Question 1.3) until the operators who detected the island manage to cut some or all power sources, manually or by remote control. Another comment confirmed the idea that supplying customers with uncontrolled voltage and frequency (possibly preventing their electrical equipment from functioning properly, or even possibly damaging it) was also a concern.

3. Future of anti-islanding protections and research directions

3.1. New European grid codes will probably introduce enlarged frequency thresholds and primary frequency control at the generators' level, and perhaps other mechanisms aiming at improving European system stability. According to you, will these mechanisms significantly increase the risk of unwanted islanding?

	Number of answers	Percentages
Enlarged frequency threshold	7	78%
Asymmetric primary frequency control (active power droop triggered by over-frequency)	7	78%

¹ In theory, they should of course actually test conductor voltage and not just “assume” its value, but there is still a risk in practice.

² This, of course, can be avoided provided that the downstream voltage is measured before the recloser operates, in order to avoid reclosing on an energized island. All the reclosers currently deployed in the field, however, may not be equipped with the proper sensors and relays.

Other	4	44%
-------	---	-----

This question is important because it amounts to assessing to which extent (if any) the actions taken by transmission system operators to mitigate the risk of blackout imply a transfer of risk towards distribution system operators. **A majority of respondents declared that the two suggested mechanisms, “enlarged frequency threshold” and “primary frequency control”, were likely to increase the risk of islanding.** This is in accordance with the general opinion expressed in the academic literature.

The comments also revealed two unexpected viewpoints. The first one, shared by two of the nine respondents, is that risk will not be increased, or not significantly. The second one is that the enlargement of the frequency threshold is only a minor risk, while the active power droop is a major risk. This viewpoint was not expected, because it implies that the dynamics of a distribution network is basically the same as the dynamics of a transmission network, so that a mechanism (the active power droop) designed to stabilize a transmission grid should also have a stabilizing effect on a distribution grid. A quite different viewpoint is sometimes expressed in academia, for the following reason. It is well known that frequency variations of the network depend essentially on the global power balance and that the voltage depends essentially on the local reactive power balance; but this facts are known to be true *for transmission grids*. In a distribution system, the impact on active and reactive power on frequency and voltage is a priori much more intertwined. As a consequence, the impact *on a distribution grid* of regulations of the form $Q=f(U)$ or $P=f(\text{freq})$ is much more difficult to predict than for a transmission grid. Although some research was already carried out on this topic, no clear common view seems to emerge from the academic community, other than the general opinion that additional regulations will probably increase the risk of islanding in one way or another, and that more work is probably needed to properly design these regulations.

3.2. According to you, what should be the future of anti-islanding protection?

	Number of answers	Percentages
Simply integrating new grid codes (without changing anything else) should work out well	2	22%
New passive islanding detection mechanisms	4	44%
Active detection mechanisms	6	67%
Communication mechanisms	5	56%
None, we should learn to control and use islanding situations instead of trying to eliminate them.	2	22%
Other	7	78%

The results obtained for this question are interesting as they revealed, again, **impressive disagreement**

between respondents. Two respondents gave the first, optimistic, answer, in accordance with their answer to the previous question. New passive, active and communication-based mechanisms gathered the votes of some respondents, without any clear majority. This uncertainty is strongly contrasting with the viewpoint generally expressed in the academic literature, according to which passive methods (or hybrid methods that behave as passive methods most of the time) are most likely the only practical methods. Indeed, active methods suffer both from the risk that various protection devices could blind each other, and from their negative impact on power quality. Communication-based methods, meanwhile, are often criticized on the basis of their cost.

Remarkably, two respondent defended the viewpoint that “we should learn to control and use islanding situations instead of trying to eliminate them”, which was confirmed in their comments. This viewpoint does find some support in the academic community, but we did not expect industry practitioners to stand up for such a risky, futuristic and most challenging perspective.

Caveats:

- Some detection methods suggested in the academic literature consist of a mixture of active and passive techniques. Such methods were not suggested in the answers, but were not mentioned in the “other” field either.
- Another option that should perhaps have been suggested in the answers is to act on the dynamics of the network by changing the way power converters are controlled. This idea is different from “active detection mechanisms” (which also consist in modifying the control of inverters) in the sense that the inverter’s behavior would not be used only to *detect* islanding by injecting some signal, leaving the dynamics essentially unchanged, but to *actually make the island less stable* or even unstable. This idea, however, was not suggested in the comments. This may be explained by the fact that this questionnaire was addressed to distribution system operators only, so that respondents considered that the inner working of power converters was a matter of concern not for themselves, but for manufacturers.

3.3. What kind of research related to islanding would you like to see carried out, and what scenarios you would suggest researchers to study?

The following scenarios were suggested.

- Carry out field tests: we agree that this would be most interesting, but also poses considerable practical challenging. Such a project is currently under consideration at G2ELab, in partnership with Enedis.
- Study on LV and MV with balanced production and consumption: indeed, many studies on the topic of islanding do not include a detailed model of the grid. All loads, generators and network elements of an entire distribution system are usually aggregated to a few simple elements. We are planning to conduct such a detailed study, to compare with the results obtained when using aggregated models.
- Massive PV introduction to check grid’s behavior when a crucial transmission line is lost: if the considered transmission line is the only one that feeds the considered area of the network, this suggestion amounts to studying an island that is not composed only of a distribution system, but also of a fraction of the transmission system. Such a study may be carried out, but

would require some input from a transmission system operator to validate the use-case. If the considered “crucial” transmission line is not the only one that feeds the area, then the study (although interesting) would lead to islanding only if cascading overloads eventually caused all such transmission lines to trip, eventually causing a part of the network to separate. Again, this is an interesting scenario, but that would need some input from a transmission system operator. Our current plan is rather to work solely on distribution systems.

- Scenarios with reclose events: indeed, most studies on islanding do not go as far as to consider the nature of the fault and the detailed operation of the protection devices, although a few studies showed that the transients caused by an untimely reclosing operation could be extremely strong. We are planning to carry out research in this direction.
- New technics with communication and/or active based method may be appropriate: communication-based methods are currently out of the scope that we defined for our study, so that we are not currently planning to investigate them. We are however planning to compare the effect of a few methods taken from the literature, including active methods, by means of computer simulations.

A word of conclusion

First of all, we would like to thank all participants for their time and their interest in this survey. We hope that the results presented above will be useful in the continuing debate on the topic of unintentional islanding.

We would also like to thank Enedis for suggesting the original idea of carrying out this study, and Eurelectric for making it possible.

Our future work on islanding will be sent regularly to survey participants who requested it. Questions about our research project, and in particular about this survey, may be addressed to us at:

julien.bruschi@g2elab.grenoble-inp.fr

florent.cadoux@g2elab.grenoble-inp.fr

The organizers,

J. Bruschi,

F. Cadoux.

Annexe B : Etat de l'art des méthodes de détection de l'îlotage non-intentionnel dans le cadre du test du circuit oscillant.

Les méthodes passives

Détection des seuils de tension et de fréquence (UVR/OVR et UVF/OVF)

La détection des seuils de tension est une partie de la protection de base systématiquement intégrée à l'onduleur.

Cette méthode de détection compare la valeur de la tension mesurée aux seuils (borne supérieure et borne inférieure) implantées dans la protection.

Détection du seuil de tension (UVR/OVR)

Avantage

- Peu onéreux.

Inconvénient

- Zone de non-détection conséquente.

Détection du seuil de fréquence (UFR/OFR)

Avantage

- Peu onéreux.

Inconvénient

- Zone de non-détection conséquente.

Zone de non-détection

La zone de non-détection de ce type de méthode a été décrite dans le Chapitre I.

Détection de variation de la dérivée en fréquence (RoCoF)

Cette méthode passive calcule la dérivée de la fréquence au point de raccordement par rapport au temps. Si la variation de fréquence est plus élevée que le seuil fixé, la protection déclenche.

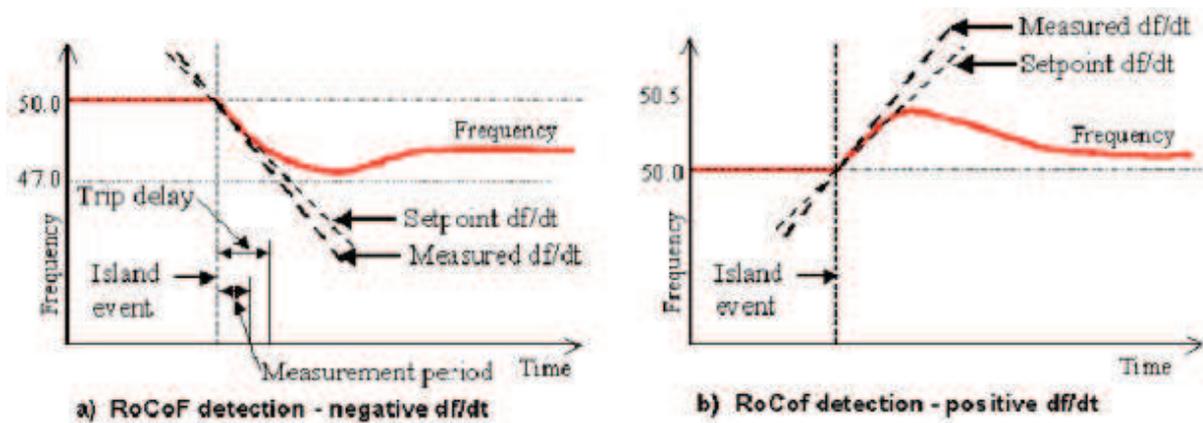


Figure 2 – Illustration de la méthode de détection de la variation de la dérivée en fréquence [BRÜ06]

Avantages

- Meilleur que les algorithmes de mesures de « sauts » car plus réactif (mesure de la dérivée à tout instant) ;
- Implémentation facile car la PLL à l'intérieur de l'onduleur contient une bonne partie des informations nécessaires au fonctionnement de cette méthode.

Inconvénients

- Peut déclencher alors qu'il n'y a pas d'îlotage (lors d'enclenchement de charge par exemple) et par effet domino, accélérer la chute du réseau à cause de l'ajout de charge et des pertes de productions ;
- Peut ne pas déclencher s'il y a un îlotage dont le saut de fréquence est faible (difficultés de réglages des seuils).

Détection de variation de la dérivée en fréquence par rapport à la puissance active (RoCoFOP)

Méthode analogue à RoCoF mais par rapport à la variation de puissance active et non du temps.

Détection de variation de la dérivée en tension (RoCoV)

Même principe que RoCoF mais avec la tension et non la fréquence.

Détection de variation de la dérivée en puissance active (RoCoP)

Même principe que RoCoF mais avec la puissance active et non la fréquence.

Détection de variation de la dérivée en puissance réactive (RoCoQ)

Même principe que RoCoF mais avec la puissance réactive et non la fréquence.

Détection du saut de phase de tension (VPJD)

Cette méthode repose sur le principe de la mesure du saut de phase lors d'un îlotage. En effet, avant un îlotage, l'onduleur synchronise son courant en sortie à la fréquence de la tension du réseau. Lors d'un îlotage, l'onduleur ne pourra plus se synchroniser au réseau, les grandeurs V et f vont alors avoir une évolution dictée uniquement par les éléments de l'îlot (cf. mise en équation du début de la partie). Les puissances de court-circuit ne sont pas du tout les mêmes, il peut donc y avoir un saut de phase entre le comportement connecté au réseau et le comportement îloté. Le saut de phase calculé correspond à la différence entre la phase avant îlotage et après îlotage. Si celui-ci dépasse la valeur de seuil programmée, la protection déclenche.

Illustration du déphasage avant îlotage :

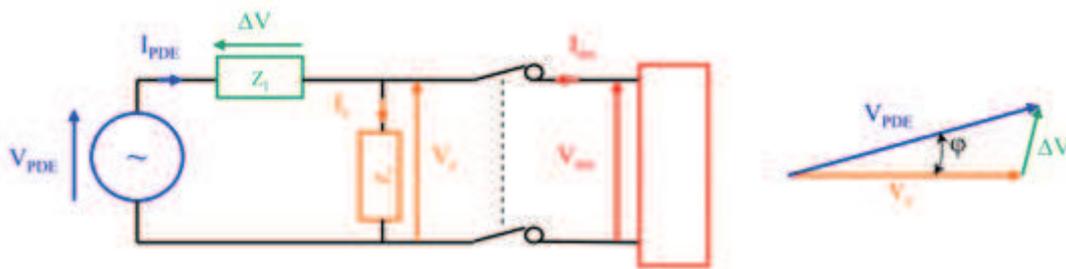


Figure 3 – Illustration du déphasage en fonctionnement normal [RAI11]

Illustration du déphasage après îlotage :

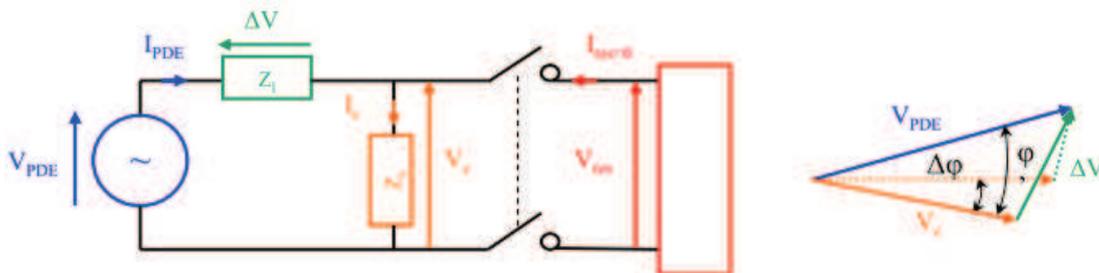


Figure 4 – Illustration du déphasage avec saut de phase en régime îloté [RAI11]

Le $\Delta\phi$ représente le saut de phase. On visualise clairement le déphasage entre la tension telle qu'il aurait été sans îlotage et la tension réelle en fonctionnement îloté.

L'image de la tension correspondante est la suivante :

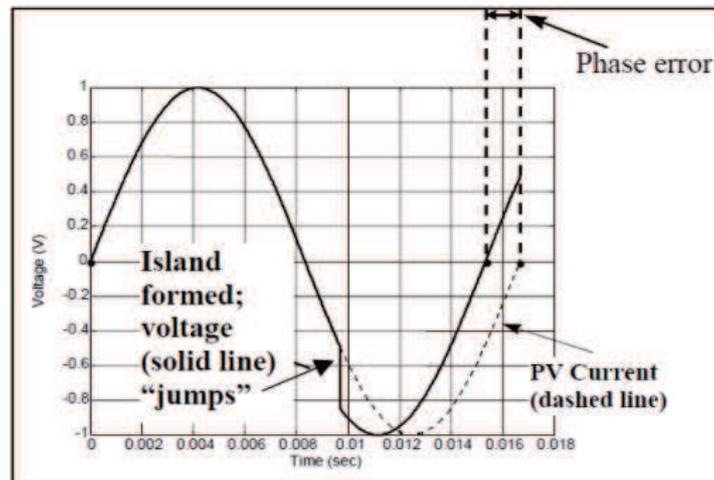


Figure 5 – Visualisation d’un saut de phase sur la tension [BOW02]

Avantage

- Méthode peu coûteuse car il existe déjà une PLL. Il ne manque que la capacité à faire une soustraction afin obtenir l’erreur de phase.

Inconvénient

- Le choix du seuil a énormément d’influence. S’il est trop haut, il y aura une zone de non-détection très grande. S’il est trop bas, la protection pourrait déclencher de manière intempestive, par exemple, à la connexion ou déconnexion de charges au réseau.

Détection du saut de vecteur

Cette méthode diffère de la méthode vue précédemment sur le saut de phase. En effet, la détection du saut de vecteur mesure le déphasage entre la tension et le courant.

En BT, le courant en sortie d’onduleur et la tension au nœud de raccordement sont aujourd’hui en phase. Lors d’un îlotage, le réseau est déconnecté et le déphasage entre courant et tension du réseau va être imposé par la charge RLC parallèle. L’onduleur mesure à chaque passage par zéro le déphasage entre la « nouvelle » tension et le courant de sortie de l’onduleur. Si le déphasage est supérieur au seuil préalablement choisi, la protection déclenche.

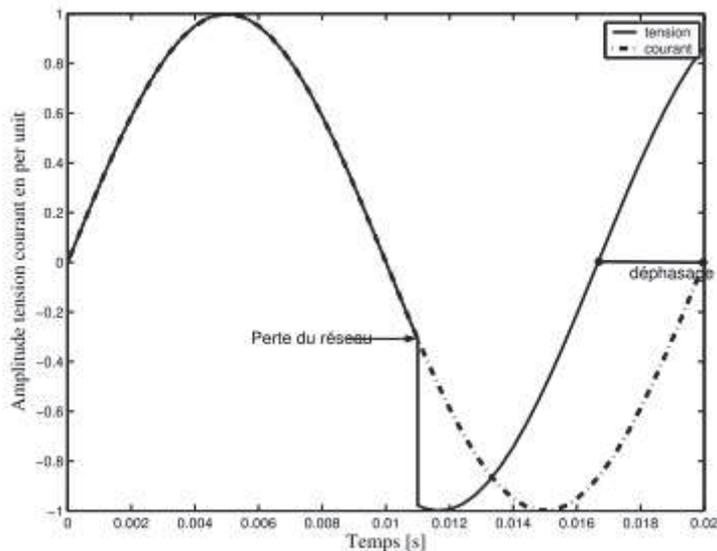


Figure 6 – Illustration du saut de vecteur avant et après îlotage [PAN04]

Avantages

- Méthode simple à implémenter car l'onduleur possède d'origine une PLL. Il suffit d'ajouter la capacité de mesurer le déphasage entre la tension et le courant pour utiliser cette méthode de détection ;
- Cette méthode est efficace avec un haut taux de pénétration d'onduleurs [ROP00].

Inconvénient

- Le choix du seuil de déphasage est difficile. Les charges inductives telles que les moteurs qui se connectent brutalement au réseau peuvent engendrer des sauts de phase transitoires importants. Ces sauts de phase seraient indissociables des sauts de phase provoqués par des îlotages [PAN 04] ;
- Potentiellement moins performant si le facteur de puissance dans la commande de l'onduleur n'est pas unitaire (l'onduleur fournit de la puissance réactive).

Zone de non-détection

La zone de non-détection de la méthode qui utilise la détection du saut de vecteur correspond à toutes les impédances locales, dont la phase est plus faible que la valeur de phase seuil de l'onduleur.

En assimilant la charge locale à une charge RLC parallèle, on obtient l'équation suivante :

$$\varphi_{\text{seuil}} > \text{Arctan} \left(R \left(C \cdot \omega_{\text{res}} - \frac{1}{L \cdot \omega_{\text{res}}} \right) \right) \quad (1)$$

Si cette condition est respectée, alors l'îlotage ne pourra pas être détecté. Nous pouvons aussi noter que si la phase de la charge RLC est presque nulle (résonance) alors cette méthode ne fonctionnera pas [PAN04].

Détection du taux de distorsion harmonique de tension (V_THD)

Cette méthode surveille le taux de distorsion harmonique (THD) de la tension aux bornes de la charge. Si le taux calculé est supérieur au seuil fixé, la protection déclenche.

Le taux de distorsion harmonique se calcule suivant la formule :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{Q_h}{Q_1}\right)^2} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} Q_h^2}}{Q_1} = \frac{Q_{HM}}{Q_1} \quad (2)$$

Où :

- Q_h est la valeur efficace des courants ou des tensions au rang h ;
- Q_1 est la valeur efficace des courants ou des tensions au fondamental ;
- Q_{HM} est la valeur efficace des courants ou des tensions harmoniques.

En fonctionnement normal du réseau, le THD est très faible car l'impédance du réseau est faible (grand nombre de branche en parallèle). L'onduleur qui comme tout convertisseur engendre des harmoniques qui vont circuler jusqu'aux impédances sur le réseau. Lorsque le réseau est déconnecté, ces harmoniques vont interagir avec la charge locale du réseau îloté pour créer des harmoniques de tension. La charge en réseau îloté qui est plus grande engendrera des harmoniques et un THD plus élevé. Si la protection est correctement réglée, elle déclenchera [RAI11].

Avantage

- Cette méthode est en théorie très performante pour un seul onduleur.

Inconvénients

- Le seuil est assez difficile à déterminer, car il dépend du réseau dans lequel se trouve l'onduleur. Par ailleurs, il faut que le seuil THD soit suffisamment élevé pour ne pas déclencher en situation « normale » mais également qu'il ne soit pas trop bas [PAN04] ;
- Les caractéristiques passe-bas des charges RLC peuvent diminuer le THD en filtrant les harmoniques de hautes fréquences et ainsi masquer un îlotage [PAN04] ;
- Une étude dans [INT99] a montré que le THD peut potentiellement être perturbé dans le cas où plusieurs onduleurs seraient connectés en parallèle. Les onduleurs de même type pourraient additionner leurs harmoniques tandis que ceux de types différents pourraient les atténuer ;
- [SIM00] a montré que les harmoniques créées par les onduleurs fonctionnant à puissance réduite, engendrait plus d'harmoniques ce qui est très souvent le cas pour un onduleur photovoltaïque.

Zone de non-détection

Cette méthode ne fonctionne pas avec des onduleurs de très haute qualité. En effet, ceux-ci ont des filtres qui suppriment un maximum d'harmonique. Si les harmoniques sont très faibles en sorties

d'onduleurs, la charge locale n'engendrera pas assez d'harmoniques pour augmenter significativement le THD et donc pour faire déclencher la protection [PAN04].

Déséquilibre des phases

Autres noms : La mesure des trois phases ; Voltage unbalance and Total Harmonic Distorsion of Current

Cette méthode est en fait la mise en œuvre de trois méthodes passives : le déséquilibre des tensions, le taux de distorsion harmonique des courants et la mesure des variations d'amplitude de la tension.

Note : c'est une méthode pour onduleur triphasé.

- **Déséquilibre des tensions**

Autre nom : Voltage Unbalance

Lors d'un flitage, le déséquilibre en tension est modifié. Cette méthode repose sur le fait que lors d'une déconnexion brutale de charges, la courbe du déséquilibre en tension aura une pointe caractéristique de ce phénomène. Si la mesure du déséquilibre dépasse les seuils établis, la protection déclenche.

- **Détection du taux de distorsion harmonique de courant (I_THD)**

Le principe est le même que pour V_THD . Les avantages et les inconvénients sont identiques.

- **Détection des variations d'amplitude de la tension**

Autre nom : Three-Phase Voltage Magnitude Variation

Le principe de cette méthode est de mesurer les variations d'amplitudes de la tension en sortie du filtre. Cette méthode n'est utilisable que des onduleurs triphasés.

$$V_{avg,t} = \frac{1}{N} \cdot \frac{\pi}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\sum_{t=0}^{N-1} \{ \text{Max}(v_a^{t-1}, v_b^{t-1}, v_c^{t-1}) - \text{Min}(v_a^{t-1}, v_b^{t-1}, v_c^{t-1}) \} \right] \quad (3)$$

Où :

- N est l'échantillonnage d'une période ;
- v_a, v_b, v_c sont les valeurs instantanées des tensions des trois phases.

- **Déséquilibre des phases**

Cette méthode consiste à mesurer et surveiller les écarts des trois phases par rapport au régime non flité. Les onduleurs mesurent également des variations d'amplitude de tension entre les trois phases et

les variations de THD des courants. Si un ou plusieurs de ces trois paramètres dépassent les seuils préalablement implémentés, la protection de l'onduleur déclenche. Cette méthode est très utilisée en Allemagne notamment.

Avantages

- ZND la plus petite de toutes les méthodes passives [ESP11].

Inconvénients

- Ne fonctionne qu'en triphasé [ESP11] ;
- Seuils difficiles à établir [ESP11].

Proportional Power Spectral Density (PPSD)

Cette méthode a pour principe de filtrer et d'étudier la tension au nœud de connexion de l'onduleur. La période de la tension en ce nœud est filtrée puis sa densité spectrale proportionnelle de puissance (PPSD en anglais) est calculée. La fréquence normale des réseaux électriques est plutôt stable. La composante basse fréquence de la période de la tension est très faible pour un signal de longueur finie. La composante haute fréquence est beaucoup plus présente via le bruit de mesure [YIN08].

La méthode repose sur le principe que la PPSD montrera la signature de l'ilotage s'il apparaît. A chaque détection de passage par zéro, l'algorithme scanne et stocke les 64 périodes de tension précédentes via une fenêtre glissante. Ces 64 périodes sont filtrées et sont utilisées pour le contrôle de l'onduleur. Pour l'algorithme, la valeur moyenne de la période est retranchée afin d'augmenter la résolution numérique puis 64 zéros sont ajoutés aux 64 périodes stockées pour obtenir un signal de 128 points. Ensuite la FFT, la PSD, la PPSD et la Proportional Energy (PE) sont calculées. Si les seuils sont dépassés, la protection déclenche [YIN08].

Avantage

- Une très petite différence entre la production et la consommation de puissance réactive engendre une signature sur le PPSD et donc potentiellement la détection.

Inconvénients

- Fonctionne pour l'ilotage mais aucune expérience sur les cas de fluctuations normales du réseau comme l'enclenchement de charges ou de moteurs. Ces fluctuations devaient être testées dans un futur proche.

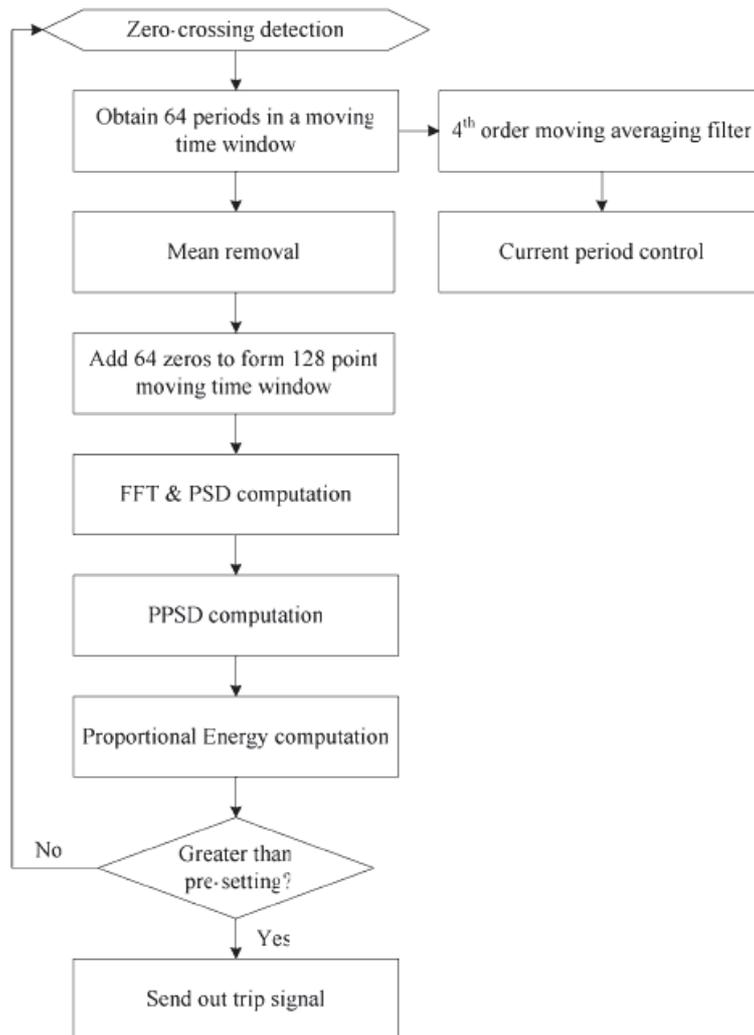


Figure 7 – Diagramme fonctionnel de la méthode Proportional Power Spectral Density [YIN08]

Ondelettes (Wavelets)

La méthode des ondelettes repose sur la théorie des ondelettes (domaine du traitement du signal). C'est une décomposition proche de la transformée de Fourier correspondant à une faible oscillation. Elle dispose de deux différences fondamentales par rapport à la transformée de Fourier :

- La base ne doit pas être forcément sinusoïdale ;
- Il existe une relation entre la largeur de l'enveloppe et la fréquence des oscillations : on effectue en fait une homothétie de l'ondelette entière et non seulement de l'oscillation.

Le principe de cette méthode porte sur la modification induite par une perturbation. Cette modification va en effet avoir une incidence sur le spectre fréquentiel du signal. C'est pour cette raison qu'une analyse temps-fréquence (ondelette) est plus pertinente qu'une analyse fréquence pure (Fourier).

Définition mathématique

Les ondelettes sont en général classées par familles. Elles sont constituées d'une ondelette mère (analogue au fondamental de la transformée de Fourier) et de l'ensemble de ses images par les éléments d'un sous-groupe du groupe des transformations affines de \mathbb{R}^n . Pour étudier les composantes transitoires d'un signal, la transformée en ondelettes correspond à obtenir les composantes dans la base constituée par la famille d'ondelettes. Ces ondelettes sont translattées ou dilatées par rapport à l'ondelette mère.

$$\forall t \in \mathbb{R}, \psi_{s,\tau}(t) = \frac{1}{\sqrt{s}} \Psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) \quad (4)$$

Où : $\Psi_{s,\tau}$ est une famille avec $(s, \tau) \in (\mathbb{R}^{+*} \times \mathbb{R})$.

Il existe un grand nombre de type d'ondelette mère. Celles-ci ont des allures plus ou moins différentes. L'ondelette mère correspond en pratique, au motif à rechercher dans le signal.

Les coefficients affectés à chacune de ses ondelettes s'écrivent donc :

$$W_f(\tau, s) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{s}} \Psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) dt \quad (5)$$

Sous certaines conditions, il est possible de reconstruire le signal f via les coefficients de $W_f(\tau, s)$. La famille $W_f(\tau, s)$ avec $(\tau, s) \in \mathbb{R}^2$ constituant une base de l'ensemble des signaux réels [BAT 10].

Les facteurs d'échelle τ et s sont choisis tels qu'on ne regarde que les ondelettes dyadiques (ces coefficients sont choisis tels qu'ils sont des multiples de 2) :

$$\begin{aligned} \tau &= k \cdot 2^j \\ s &= 2^j \end{aligned} \quad (6)$$

Où : $(j, k) \in \mathbb{Z}^2$.

Cette stratégie de discrétisation est intéressante car elle revient à voir la transformation en ondelettes comme un banc de filtre, qui permet d'extraire les coefficients de détails et d'approximations correspondant respectivement aux coefficients récupérés via un filtrage passe haut et un filtrage passe bas. A chaque étape de filtrage, un sous-échantillonnage de coefficient 2 est fait pour garder un nombre de mesure cohérent avec le nombre de mesure initial (si ce n'était pas fait, il y aurait plus d'informations dans le signal final que dans le signal initial).

En pratique, plusieurs ondelettes mères sont testées afin de déterminer la plus pertinente. [SYS09] a testé dans son article IEEE, plusieurs types d'ondelettes mères afin de déterminer la plus intéressante pour l'application des détections d'ilotages. Son étude a montré que les ondelettes mères les plus performantes parmi celles qu'il a testé sont Bi-orthogonal 3.1 et Bi-orthogonal 1.5.

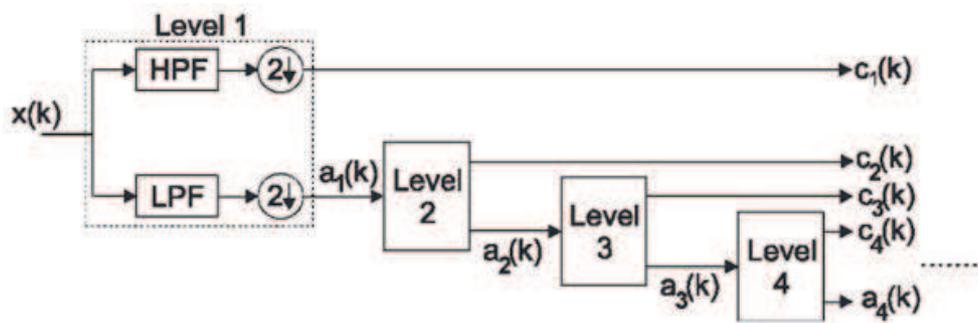


Figure 8 – Banc de filtrage pour obtenir les coefficients d'approximations et de détails [SYS09]

Avantage

- Méthode théoriquement infaillible si l'ondelette mère est bien choisie.

Inconvénients

- Seuils très difficiles à régler ;
- Choix de l'ondelette mère adéquate compliqué.

Les méthodes actives

Insertion d'impédance

Le principe de cette méthode est d'ajouter un condensateur de forte impédance sur le réseau. Celui-ci va perturber l'équilibre entre production et consommation et entraîner une baisse de la fréquence du réseau jusqu'à ce que les protections OFR/UFR ne déclenchent.

Avantages

- Méthode très efficace [ESP11] ;
- Condensateur facilement disponible sur le marché [ESP11].

Inconvénients

- Il semblerait que le condensateur de forte capacité à ajouter engendre des surcoûts non négligeables [ESP11] ;
- La détection est plus lente que pour les autres méthodes [ESP11].

Mesure d'impédance

Il existe deux types de méthodes pour la mesure d'impédance. Elles utilisent toutes deux le principe de l'injection de courant pour perturber l'état stable du système [ESP11].

Dans le régime de fonctionnement îloté :

$$P_{pv} = P_{ch} = \frac{V^2}{R} \quad (7)$$

$$V = \sqrt{R \cdot P_{pv}} \quad (8)$$

En dérivant :

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V} = 2 \cdot \frac{V}{R} = 2 \cdot \frac{\sqrt{R \cdot P_{pv}}}{R} = 2 \cdot \sqrt{\frac{P_{pv}}{R}} \quad (9)$$

Donc :

$$\Delta V = \frac{\Delta P}{2} \cdot \sqrt{\frac{R}{P}} \quad (10)$$

Où :

- ΔP est la variation de puissance ;
- ΔV est la variation de tension ;
- R est la résistance du système considéré ;
- P est la puissance du système considéré.

En fonctionnement normal, R est très faible car il y a beaucoup de charges en parallèle et la puissance active P est logiquement très grande parce qu'il y a beaucoup de clients connectés. L'impulsion de courant ne perturbera pas assez le réseau pour le faire déclencher. En revanche, lors d'une situation d'îlotage, l'impédance est plus grande ; c'est-à-dire que R l'est aussi et surtout la puissance active est beaucoup plus faible car il y a moins de clients interconnectés en parallèle. La variation de tension associée est plus grande et peut permettre une protection à seuils de déclencher.

- ***Par injection impulsion de courant***

Cette méthode consiste à injecter de manière cyclique, une impulsion de courant. Lorsque le réseau est connecté à la charge, l'injection d'une impulsion de courant ne perturbera en théorie pas énormément le réseau. En effet, la variation de tension ΔV engendrée par l'impulsion de courant sera faible.

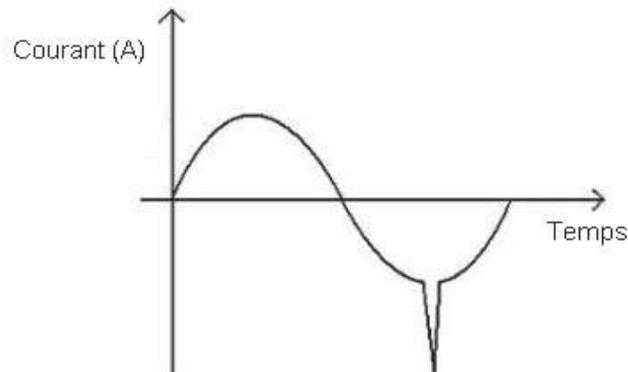


Figure 9 – Illustration de la méthode mesure d'impédance par injection d'impulsions de courant [PAN 04]

Avantage

- Méthode efficace même si l'équilibre parfait production/consommation est atteint pendant l'îlotage [PAN04].

Inconvénients

- En présence de fort taux de pénétration d'onduleurs, la somme d'impulsions engendrée par les onduleurs peut devenir problématique. Si les impulsions injectées par les onduleurs sont synchronisées, cela peut causer des déclenchements intempestifs [PAN04] ;
- Détérioré la qualité de l'énergie par pollution harmonique.
- Par injection d'harmoniques sur plusieurs périodes

Cette méthode est basée sur l'injection de signaux à une fréquence autre que celle du fondamental du courant. En général, la fréquence de ce signal est de 75 Hz. L'impédance est cette fois mesurée à la fréquence 75 Hz.

Principe de la méthode :

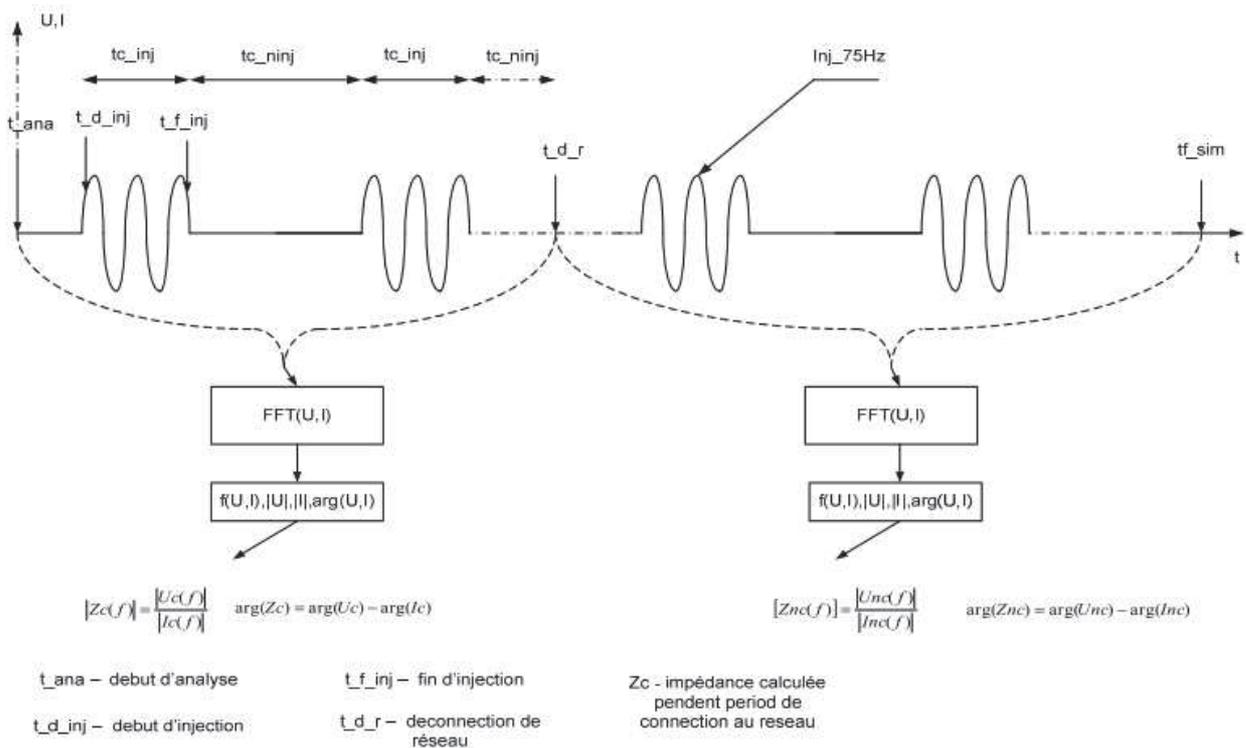


Figure 10 – Principe de la méthode : Mesure d'impédance par injection d'harmoniques [RAI11]

L'injection se fait sur quelques périodes à 75 Hz. La transformée de Fourier est appliquée sur plusieurs cycles d'injections. Cette transformée fournit l'image de la tension, du courant, de la fréquence ainsi que du déphasage entre U et I. Ensuite l'impédance est mesurée à 75 Hz. Si celle-ci dépasse un seuil, la protection déclenche.

Avantage

- Méthode moins coûteuse que la méthode : V_{THD} d'un point de vue acquisition et traitement de signaux électriques. La méthode passive utilisant le calcul de THD nécessite du matériel sur une large bande fréquence. La méthode active énoncée ci-dessus nécessite une PLL synchronisée sur la fréquence de l'injection de courant [MAN06].

Inconvénients

- Dépend beaucoup de la nature du réseau. L'impédance calculée en réseau urbain ne sera pas la même que l'impédance calculée en réseau rural [RAI11] ;
- Détérioré la qualité de l'énergie [RAI11] ;
- Une forte densité d'onduleurs utilisant la même fréquence peut causer des déconnexions intempestives [RAI11] [MAN06].

Slip Mode frequency Shift (SMS)

Autres noms dans la littérature : Slide Mode Frequency Shift; Phase Lock Loop Slip; "Follow the Herd"

Cette méthode, tout comme pour les méthodes SVS et SFS, utilise le principe de réaction positive afin de déstabiliser le réseau îloté. Il est possible de faire varier l'amplitude, la fréquence et la phase de la tension. Plusieurs articles expliquent que la solution retenue est celle qui fait varier la phase de la tension au point de raccordement du client.

En fonctionnement normal, l'onduleur est programmé pour conserver le déphasage nul entre le courant en sortie d'onduleur et la tension au nœud de liaison avec le client. Le principe de la méthode SMS est de ne pas fixer ce déphasage à zéro, mais de le programmer comme étant une fonction de la fréquence de la tension au nœud de liaison avec le client. La courbe de réponse en phase de l'onduleur est définie pour que la phase de l'onduleur varie plus rapidement que la phase de la charge RLC avec un facteur de puissance de 1 (à une fréquence proche de la fréquence nominale). Tant que l'onduleur est connecté au réseau, la phase est très stable à environ zéro. En effet, c'est le réseau qui l'impose. Lors d'un fonctionnement en régime îloté, le réseau n'impose plus un déphasage nul. Aussitôt qu'il y aura une petite perturbation en fréquence, l'onduleur va être déstabilisé et déstabiliser encore plus la fréquence. La phase va alors bouger vers un autre état stable. Elle ne reviendra pas à son état B initial car la réponse en phase de l'onduleur tend à augmenter l'effet de la perturbation. Si la courbe de réponse en phase est bien choisie, ces états stables sont hors des seuils en fréquence des protections, la protection OFR/UFR déclenche.

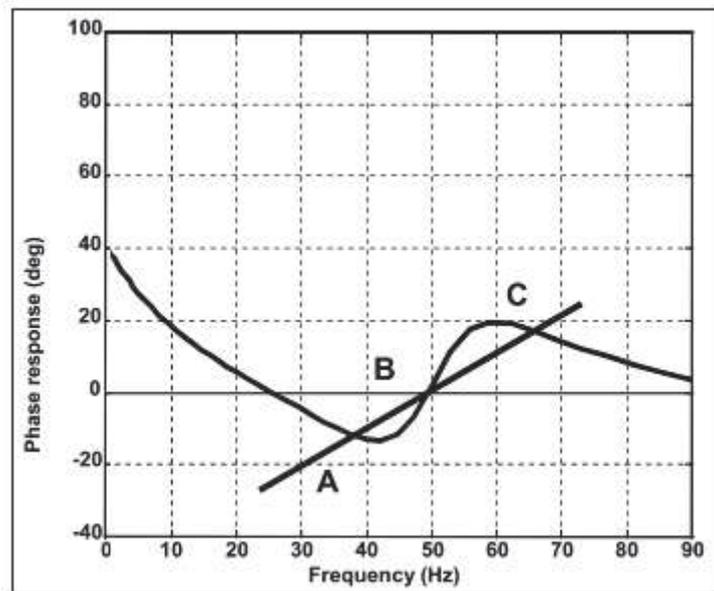


Figure 11 – Illustration de la réponse en phase de l'onduleur (courbe en S) et de la réponse en phase de la charge RLC (segment) pour la méthode SMS [BOW02]

Le point B, est l'état pour lequel le réseau est connecté et stable. Les points A et C sont les deux autres états stables qui sont en dehors des seuils en fréquence des protections. L'équation permettant de définir la phase en fonction de la fréquence de la méthode SMS est [MAH08] :

$$\theta = \theta_m \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} \left(\frac{f^{(k-1)} - f_n}{f_m - f_n}\right)\right) \quad (11)$$

Où :

- θ_m est le décalage de phase maximum à la fréquence f_m ;
- $f^{(k-1)}$ est la fréquence de la période précédente ;
- f_n est la fréquence nominale.

Avantages

- Très efficace même pour un départ avec quelques onduleurs [SAN 02] [MAH 08] ;
- Facile à implémenter car il ne manque qu'une petite modification d'un composant déjà existant pour que cela soit réalisable [BOW02].

Inconvénients

- Méthode inefficace avec certains types de charges RLC car si la pente de la réponse en phase de la charge RLC a une pente élevée, il n'y aura qu'une seule intersection et donc un seul état stable [PAN04] [MAH08]. Méthode inefficace si la charge agrégée des clients n'est pas modélisable par une charge de type RLC parallèle ;

- Comme les autres méthodes avec un bouclage, cette méthode est difficile à mettre en œuvre en cas de très fort taux de pénétration d'onduleurs et/ou de gains élevés dans la boucle. Cette méthode peut causer des problèmes vis-à-vis de la qualité de la puissance et de la réponse transitoire [BOW02] [PAN04]. En effet, si le gain dans la contre-réaction positive est élevé, la ZND sera faible mais les perturbations seront également très amplifiées. S'il y a beaucoup d'onduleurs photovoltaïques, cela peut engendrer des perturbations.

Zone de non-détection

Il existe tout un ensemble de charge RLC pour lesquelles la courbe de réponse en phase varierait plus rapidement que celle de l'onduleur. Dans ce cas, cette méthode est totalement inefficace [BOW02].

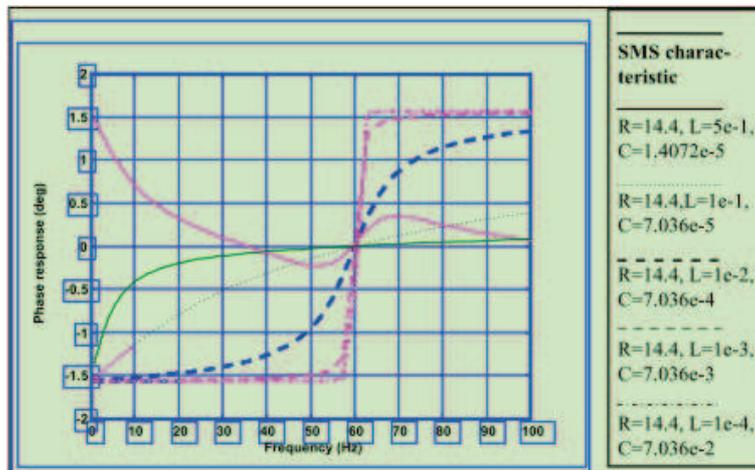


Figure 12 – Différentes courbes de réponse en phase de plusieurs charge RLC ($f_{nominal} = 60$ Hz) [BOW02]

On voit via ce relevé, que les deux premières courbes dans la légende ont une pente relativement faible. Ce type de charge est compatible avec la méthode SMS. En revanche, les trois autres courbes ont des pentes bien plus grandes au voisinage de 50 Hz, celles-ci peuvent poser problème. [ROP00] a étudié et défini une NDZ pour quelques valeurs de R et en fonction de L et C :

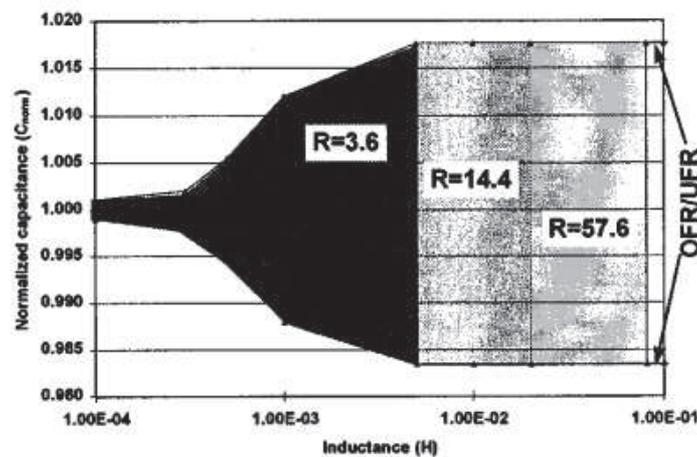


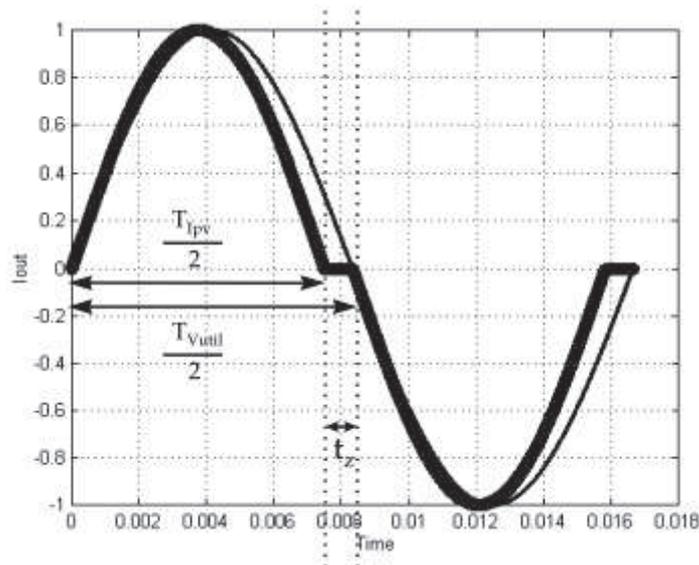
Figure 13 – Représentation de la NDZ pour plusieurs cas de charges RLC parallèles [ROP00]

Il a également été montré que les charges qui posent problèmes sont les charges avec un Q_f élevé et une fréquence de résonance proche de la fréquence du réseau.

Active Frequency Drift (AFD)

Autres noms dans la littérature : *Frequency Shift Up/Down; Frequency Bias*

Cette méthode consiste à programmer dans l'onduleur un courant de sortie légèrement déformé. Cette déformation est décrite dans la figure suivante :



Avec :

- T_{vutil} est la période du courant du réseau ;
- t_z est le « dead time » ou « zero time » ;
- $T_{I_{pv}}$ est la période de la portion sinusoïdale du courant de sortie de l'onduleur.

Une demi-période du courant de sortie de l'onduleur est constituée de deux parties distinctes :

- La première va de 0 s à $T_{I_{pv}}/2$: C'est une sinusoïde avec une fréquence légèrement supérieure à la fréquence du réseau ;
- La seconde va de $T_{I_{pv}}/2$ à $T_{I_{pv}}/2+t_z$: La sinusoïde atteint zéro et l'onduleur conserve cette valeur pendant une durée t_z .

L'autre demi-période est créée avec le même raisonnement en changeant le signe de l'amplitude du courant.

Il est important de noter que la partie « zero time » de la seconde demi-période n'est pas obligatoirement égale à t_z .

La déformation engendrée par l'onduleur n'a pas d'impact en fonctionnement normal car l'onduleur ne peut imposer au réseau complet sa propre fréquence. En revanche, en régime îloté, le courant déformé de l'onduleur va atteindre la charge RLC puis engendrer un passage prolongé par zéro de la tension. Ce passage prolongé va créer une différence de phase entre la tension et le courant en sortie d'onduleur par rapport au cas où le réseau ne serait pas en régime îloté. L'onduleur va ensuite augmenter la fréquence de son courant de sortie pour tenter d'éliminer ce déphasage. La tension située à la charge RLC va encore être en avance par rapport à ce qu'attend l'onduleur. Celui-ci va encore augmenter la fréquence du courant de sortie. Ce phénomène est répété jusqu'à ce que la fréquence dépasse le seuil d'une protection en fréquence (OFR/UFR) pour déclencher.

Avantages

- Facile à implémenter dans un onduleur qui dispose d'un microcontrôleur ;
- Fonctionne très bien avec des charges de type résistive pure et un facteur de puissance proche de l'unité [ROP99].

Inconvénients

- L'onduleur peut dans certain cas stabiliser un îlot. Par exemple, si ϕ est négatif à la fréquence de la ligne, un retard de la tension va être détecté par l'onduleur. La fréquence du courant en sortie de l'onduleur va donc diminuer pour voir si la fréquence de la tension va la suivre. Cette action est répétée jusqu'à ce que la protection ne déclenche. Néanmoins, la fréquence du courant diminuant, le déphasage ϕ devient de moins en moins négatif et se rapproche de zéro. Il est possible que pour certaines charges RLC, le réseau se retrouve dans un état stable avant que les relais en fréquence ne déclenchent [HUN03] ;
- Petite dégradation de la qualité de l'énergie en sortie d'onduleur ;
- Nécessite une norme ou un accord entre les fabricants d'onduleurs, pour ne pas avoir d'interaction telle que certains onduleurs sont biaisés en avance et d'autre en retard ce qui atténuerait voir annulerait l'effet de cette méthode de détection ;
- La discontinuité du courant peut engendrer et conduire à des interférences dans le domaine des ondes radio (cet inconvénient devrait néanmoins être très limité car les onduleurs et leur contrôle doivent passer des tests par rapport aux ondes).

Zone de non-détection

Pour des charges ayant un Q_f faible ($< 1\%$), la NDZ est de l'ordre de grandeur de la méthode active SMS [ROP00].

Automatic Phase Shift (APS)

La méthode APS est une forme modifiée de la méthode SMS [MAH08].

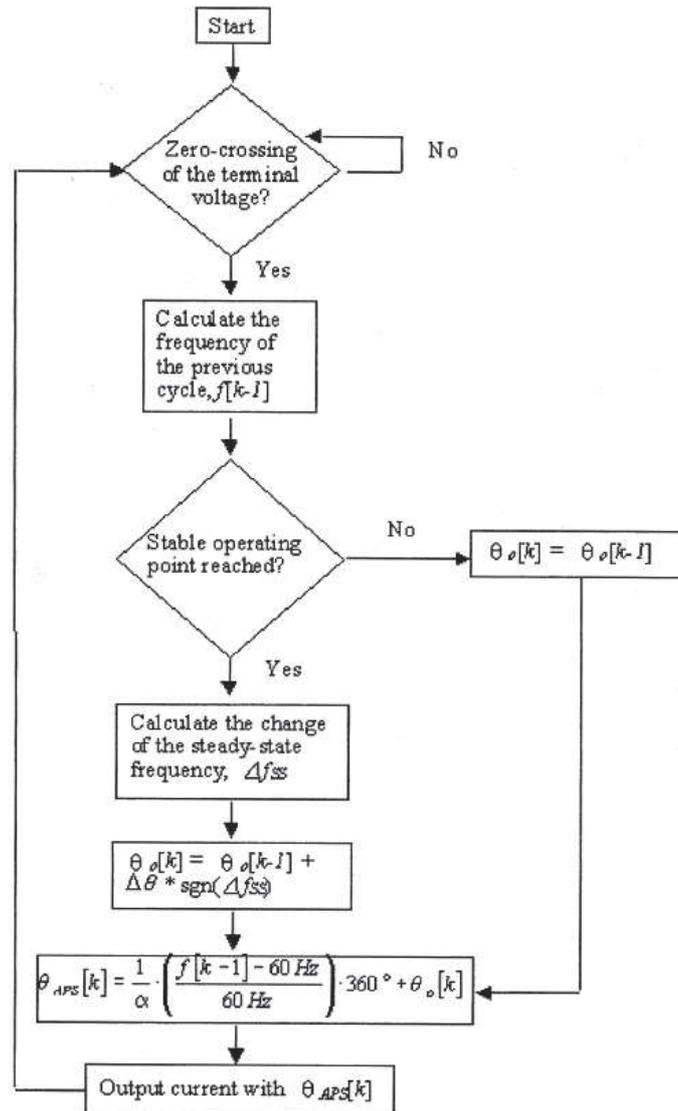


Figure 15 – Diagramme fonctionnel de la méthode APS [HUN03]

Comme on l'a vu précédemment dans les méthodes utilisant des méthodes surveillant la fréquence (AFD et SMS), des états stables peuvent être entretenus malgré la situation d'îlotage.

La méthode APS règle en grande partie ce problème. A la k-ième fois où la tension passe par zéro, la fréquence de la dernière période est mesurée. Le premier déphasage $\theta_{APS}[k]$ de la sortie de l'onduleur change suivant $f[k-1]$. En revanche, la fréquence reste à la fréquence nominale de la ligne.

$$\theta_{APS}[k] = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{f[k-1] - 50\text{Hz}}{50\text{Hz}} \right) \cdot 360^\circ + \theta_0[k] \quad (12)$$

Lors d'un état stable en fréquence du réseau îloté, le terme $\theta_0[k]$ est également modifié suivant l'équation :

$$\theta_0[k] = \theta_0[k - 1] + \Delta\theta \cdot \text{sgn}(\Delta f_{SS}) \quad (13)$$

Où :

- $\Delta\theta$ est constant ;
- Δf_{SS} est la différence de fréquence (en régime permanent) ;
- $\theta_0[k]$ est nul ;
- $\forall k \leq 0$:

$$\text{sgn}(\Delta f_{SS}) = \begin{cases} 1, & \text{si } \Delta f_{SS} > 0 \\ 0, & \text{si } \Delta f_{SS} = 0 \\ -1, & \text{si } \Delta f_{SS} < 0 \end{cases} \quad (14)$$

Si l'état d'équilibre varie de 50 Hz à 49 Hz, un déphasage $\Delta\theta$ est soustrait à θ_0 pour briser cet état d'équilibre. Un autre état d'équilibre peut être atteint. Néanmoins dans ce cas, pour une charge à la fréquence de la ligne, θ_0 devient de plus en plus grand. $\theta_{APS}[k]$ devient de plus en plus négatif et de fait le déphasage du fondamental du courant : $\theta_{APS}[k-1]$ aussi. Le tout est répété jusqu'à ce que la protection OFR/UFR déclenche [HUN03].

Avantage

- Cette méthode fonctionne avec plusieurs onduleurs en parallèle ayant la méthode APS implémentés, des α et des $\Delta\theta$ différents [HUN03].

Inconvénient

- L'algorithme APS peut agir lentement ou même rater une situation d'ilotage (sous certaines conditions de charges RLC) [MAH08] ;

Automatic Logic Phase Shift (ALPS)

Cette méthode est une évolution de l'algorithme APS. L'ALPS évalue et régule l'effet de chaque ajout de phase. L'algorithme ajoute une faible phase quand l'onduleur est toujours connecté au réseau. Lorsqu'un îlotage apparaît, l'algorithme ajoute un saut de phase plus grand. Le déphasage entre le courant de sortie de l'onduleur et la tension de l'onduleur est donné par la formule [YIN05] :

$$\theta_{ALPSB}^{(k)} = \pi \cdot \left(\frac{T_{\text{average}} - T^{(k-1)}}{T^{(k-1)}} \right) \quad (15)$$

Où :

$$T_{\text{average}} = \frac{1}{N} \cdot \left(\sum_{i=k-N}^{k-1} T^{(i)} \right) \quad (16)$$

Avec :

- T_{average} est la période moyenne mesurée sur les N précédentes périodes ;
- $T^{(k)}$ est la période mesurée au kième cycle de la tension.

Pour l'APS, la période du courant de sortie est choisie en fonction de la période constante du réseau électrique. Dans le cas de l'ALPS, cette période est choisie comme la moyenne des N/2 périodes précédentes.

Si une partie du réseau est floté, pour : $i = k - 1, k, \dots, k - 1 + N$, il est vraisemblable que :

$$\begin{cases} \text{si } \theta_{\text{ALPSB}} < 0 \text{ alors } \Delta T = T_{\text{average}} - T^{(i+1)} < 0 \\ \text{ou si } \theta_{\text{ALPSB}} > 0 \text{ alors } \Delta T = T_{\text{average}} - T^{(i+1)} > 0 \end{cases} \quad (17)$$

Où :

$$\theta_{\text{ALPS}}^{(k)} = \theta_{\text{ALPSB}}^{(k)} + \theta_0^{(k)} \quad (18)$$

Avec :

$$\theta_0^{(k)} = \theta_0^{(k-1)} + \Delta\theta \times \text{sgn}(\Delta T) \quad (19)$$

L'ajout de phase $\Delta\theta$ est effectif quand la probabilité de cause et effet (PCE) qui satisfait l'équation (IV.9) est plus grande que 0.5 à la fin des N périodes de tension. Si la différence entre deux N/2 périodes consécutives est petite ou si le PCE est inférieur à 0,5 cela indique que le réseau est connecté et donc l'ajout de phase $\Delta\theta = 0$. La Figure 16 propose un diagramme fonctionnel de la méthode ALPS.

Avec :

- P_{ave1} est la valeur moyenne des N/2 premières périodes ;
- P_{ave2} est la valeur moyenne des N/2 deuxièmes périodes ;
- dp est la différence entre P_{ave1} et P_{ave2} sous des conditions normales d'utilisation du réseau ;
- T_{average} est la valeur moyenne des N périodes précédentes ;
- PCE est la probabilité de cause et effet ;
- sign est un switch qui permet d'ajouter ou non une phase additionnelle (égale à 1 ou 0).

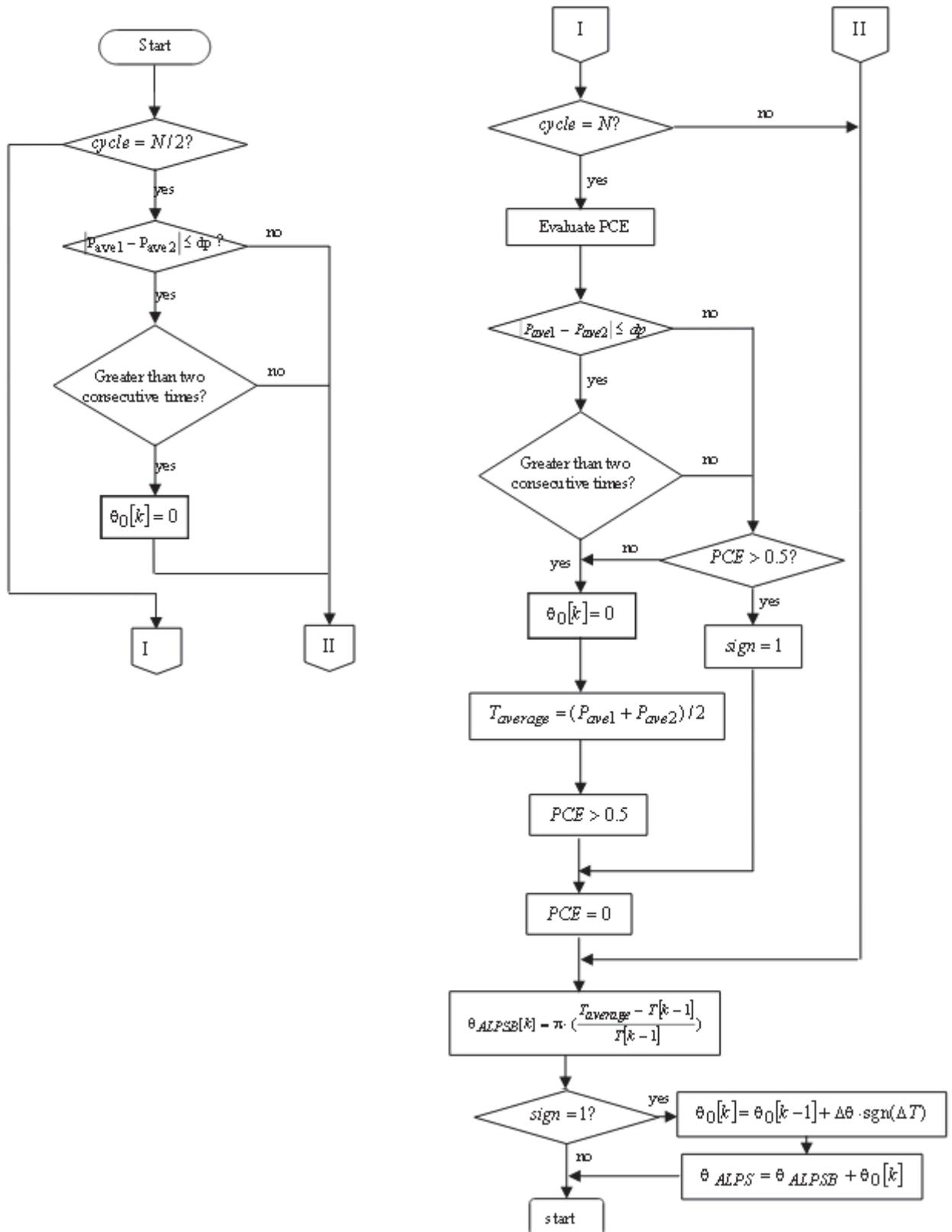


Figure 16 – Diagramme fonctionnel de la méthode ALPS [YIN05]

Nouveaux avantages que confère l'ALPS :

- Il peut suivre les variations de la fréquence en utilisant Taverage et non pas une fréquence fixée comme base de comparaison [YIN05] ;
- T_{average} peut être maintenu comme une constante après qu'un îlotage apparaisse. Ce retard moyen assure une large différence entre Taverage et les périodes à venir [YIN05] ;
- La valeur haute de PCE permet d'utiliser un ajout de phase pour des périodes propices à la suspicion d'un îlotage non intentionnel. Cela mène à une contre réaction positive sur la fréquence de la tension pendant une situation d'îlotage [YIN05] ;
- Perturbe moins le réseau en régime non îloté. La comparaison de la période moyenne de deux N/2 périodes voisines peut éliminer les ajouts de phase excessifs pendant que le réseau est normalement connecté [YIN05] ;

Sandia : SFS + SVS

Le laboratoire Sandia aux Etats-Unis a mis au point une méthode reposant sur deux méthodes qu'ils ont créées. Nous allons d'abord voir le fonctionnement des méthodes séparées puis la complémentarité des deux.

- **Sandia Frequency Shift (SFS)**

Autres noms : Accelerated Frequency Drift; Active Frequency Drift with Positive Feedback (AFDPF); "Follow the Herd"

Cette méthode a été développée par le laboratoire Sandia aux Etats-Unis. Elle est en fait une amélioration de la méthode AFD. La contre réaction positive est mise en place sur la fréquence de la tension au nœud de raccordement du client. La méthode SFS repose sur l'augmentation d'un coefficient : la chopping fraction (cf) en augmentant la déviation de la fréquence par rapport à la fréquence nominale.

$$cf_k = cf_{k-1} + F(\Delta\omega_k) \quad (20)$$

Où :

- cf_{k-1} et ω_{k-1} sont le chopping fraction et la pulsation de la période précédente ;
- F (F : R -> R) est la carte des erreurs définies par : $\Delta\omega_k = \omega_{k-1} - \omega_0$.

Un exemple de formulation pour la chopping fraction pour cette méthode est :

$$cf = cf_0 + K(f_{\text{noeud raccordement}} - f_{\text{ligne}}) \quad (21)$$

Où :

- cf est la chopping fraction ;
- cf_0 est la chopping fraction lorsqu'il n'y a pas d'erreur de fréquence ;
- K est un gain servant à augmenter la dérive ;
- $f_{\text{noeud raccordement}}$ est la fréquence de la tension au nœud de raccordement avec le client ;
- f_{ligne} est la fréquence de la ligne.

Note : D'autres formulations de cf sont possibles et ont été implémentées avec succès [BOW02].

Pendant le fonctionnement normal, de légères fluctuations au niveau de la fréquence au nœud de raccordement sont possibles. Elles sont détectées et l'onduleur va essayer de les amplifier, mais la stabilité globale du réseau l'en empêchera. En effet, le système est muni d'une boucle de contre-réaction positive ce qui correspond à un système naturellement instable. En revanche, lorsque le réseau est déconnecté, dès que l'onduleur détectera une erreur de fréquence, celui-ci l'amplifiera. L'amplification de cette erreur augmentera le coefficient chopping fraction et donc l'onduleur augmentera sa fréquence de sortie. Cette erreur sera de plus en plus amplifiée jusqu'à ce que le seuil en fréquence soit dépassé et que les protections OFR/UFR déclenchent.

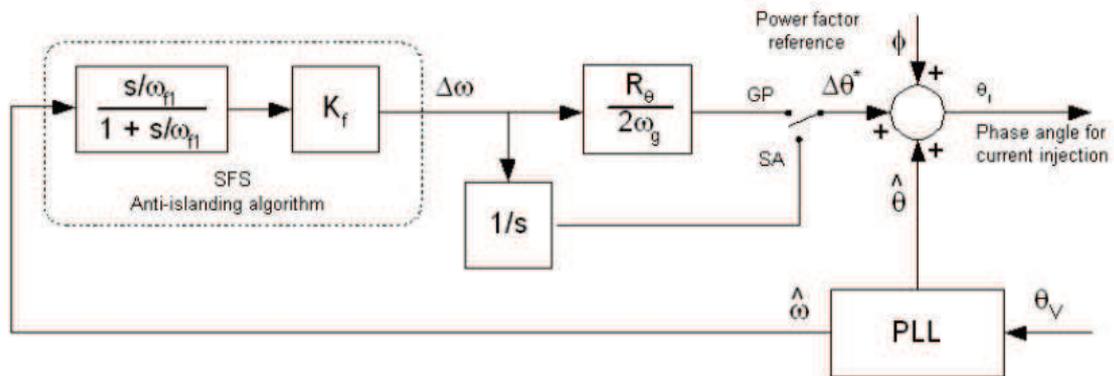


Figure 17 – Boucle de régulation de la méthode SFS [NAT03]

Avantages

- Facile à implémenter ;
- Plus petite ZND de toutes les méthodes actives ;
- Le coefficient cf peut être négatif si l'erreur de fréquence devient négative (et si la fonction F est correctement choisie). Concrètement, si la fréquence vient à diminuer, la méthode AFDPF permet de renforcer cette diminution jusqu'à ce qu'il y ait déclenchement. Cela explique en partie la diminution de la NDZ comparé à l'AFD [ROP99] ;
- Permet de détecter les îlots même en présence d'autres onduleurs [ROP99].

Inconvénients

- Lorsque le réseau est connecté, la puissance délivrée en sortie d'onduleur peut être très dégradée du fait que celui-ci va amplifier les variations de fréquence du réseau ;
- Si le réseau sur lequel est connecté l'onduleur n'a pas une forte puissance, il est possible que l'instabilité de l'onduleur cause des problèmes au niveau du réseau, cette situation est d'autant plus critique s'il y a une forte densité d'onduleurs ;
- Le bruit ou les harmoniques sont utiles pour cette méthode. Les onduleurs de très hautes qualités (très bons filtres intégrés) ou des charges linéaires peuvent diminuer l'efficacité de la méthode ;
- Cette méthode pourrait en théorie injecter des subharmoniques dans le réseau à cause du bruit ou d'un taux d'échantillonnage insuffisant pour la mesure de $\Delta\omega_k$ [ROP99].

Zone de non-détection

Comme pour la plupart des méthodes, il a été montré que cette méthode avait une zone de détection pour les charges RLC ayant un Q élevé [BOW02] [ROP00] et une fréquence de résonance proche de la fréquence de fonctionnement du réseau [ROP00]. Voici un exemple de zone de non-détection trouvée dans la littérature :

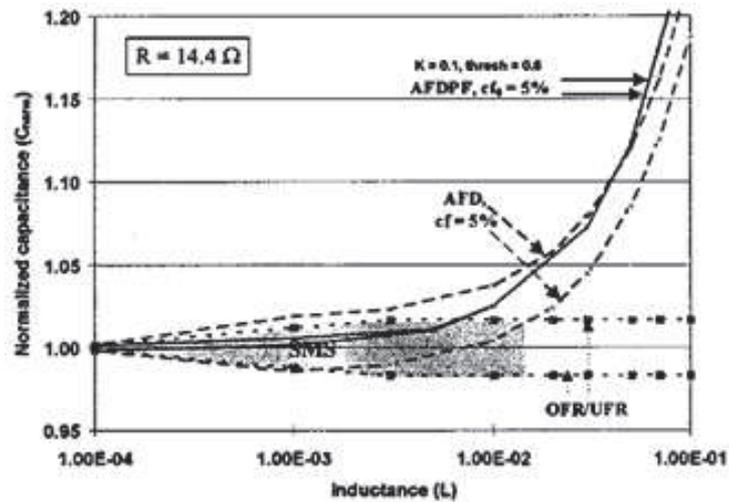


Figure 18 – Comparaison de NDZ de plusieurs méthodes dont AFD, AFDPF, OFR/UFR [ROP00]

[ROP 00] a montré différentes NDZ pour trois méthodes : AFD, AFDPF, OFR/UFR. Nous pouvons voir que la ZND de la méthode AFDPF est considérablement plus petite que celles de l'AFD et de l'OFR/UFR.

- **Sandia Voltage Shift (SVS)**

Cette méthode est comparable à la méthode SFS. Le principe de cette méthode est que l'onduleur adapte son courant de sortie en fonction de la tension au nœud de raccordement avec le client. Avec le même principe qu'énoncé précédemment, si l'onduleur détecte une variation de la tension, l'onduleur est programmé pour fournir en sortie un courant qui varie dans le même sens que la tension. Cette réduction de courant amène à une réduction de tension et ainsi de suite jusqu'à ce que les protections OVR/UVR déclenchent.

- Peut provoquer des problèmes au niveau de la réponse au niveau du système pour un fort taux de pénétration d'onduleurs [PAN04] ;
- Baisse de la qualité de l'énergie en sortie de l'onduleur [PAN04].

Frequency Jump (FJ)

Autre nom dans la littérature : Zebra method

La méthode FJ a de grandes similitudes avec la méthode AFD. La méthode AFD insérait des bandes mortes (« dead zones » en anglais) à chaque période. La méthode FJ va elle insérer des bandes mortes dans le courant de sortie de l'onduleur mais pas à chaque période [ESP11]. La fréquence suit en fait un modèle préalablement défini. Par exemple la bande morte peut apparaître toutes les trois périodes [BOW02].

Avantages

- Par rapport à l'AFD simple, suivant la sophistication du modèle choisi pour la fréquence, la dégradation de l'énergie fournie par l'onduleur est amoindrie [BOW02] ;
- Cette méthode peut être très efficace si le modèle en fréquence est bien défini [BOW02].

Inconvénient

- Comme pour l'AFD, en cas de forte présence d'onduleur, la méthode perd en efficacité. Il faut donc synchroniser les onduleurs de manière judicieuse afin d'éviter que les onduleurs n'interfèrent entre eux et n'annulent leur effet [BOW02] [ESP11].

Zone de non-détection

Cette méthode n'a presque pas de NDZ dans le cas d'un seul onduleur connecté au réseau. Un saut de fréquence codé peut néanmoins améliorer les résultats dans le cas de fort taux de pénétration d'onduleurs [ESP 11] [BOW02].

Differential level Voltage Shift (DVS)

Pour cette méthode, l'onduleur modifie son courant de sortie tel que :

- Augmentation de X % du courant pendant une période ;
- Diminution de X % du courant pendant la période suivante.

S'il y a flottage, la tension au nœud de raccordement aura tendance à suivre le courant de l'onduleur (grâce au comportement de la résistance de la charge RLC). S'il n'y a pas flottage, la tension continuera à se comporter normalement grâce au réseau.

Avantage

- Méthode efficace [ESP11].

Inconvénient

- Déclenchements intempestifs possibles en cas de forte densité d'onduleurs [ESP11].

Random Noise Injection

Cette méthode consiste à injecter un bruit blanc à la même fréquence que le courant de sortie de l'onduleur. En présence du réseau, ce bruit blanc n'a aucun effet sur la fréquence. Par contre si le réseau est déconnecté, ce bruit blanc va avoir pour effet de faire dévier la fréquence en fonction des injections aléatoires [ESP11].

Avantages

- Le bruit blanc ne dégrade pas la qualité des signaux en terme d'harmonique et d'amplitude (car l'amplitude du bruit blanc est faible) [ESP11] ;
- Méthode très efficace [ESP11].

Inconvénients

- Difficile à implémenter, réglages des paramètres difficiles [ESP11] ;
- En cas de forte densité d'onduleurs, il faut les synchroniser afin de limiter les interférences réciproques [ESP11].

Zone de non-détection

La NDZ dépend de l'amplitude du bruit blanc. Si l'amplitude est élevée, la NDZ est inexistante.

Frequency Feedback Scheme (FFS)

Cette méthode consiste à répondre aux variations de fréquence par une variation de puissance réactive. Cela provoque alors une dérive plus forte de la fréquence jusqu'à ce que les relais des OFR/UFR ne commutent.

Avantage

- Méthode peu perturbatrice [ESP11].

Inconvénient

- Méthode moins fiable que les autres méthodes actives [ESP11].

Voltage Feedback Scheme (VFS)

Autre nom : Voltage Feedback (VF)

Cette méthode est analogue à la méthode Frequency Feedback Scheme. Son objectif est de suivre les variations de tension et d'y répondre par des variations de puissance active. Cela provoque alors des dérives encore plus nettes de la tension qui permettent aux relais des protections OVR/UVR de

déclencher. La différence principale avec la méthode Frequency Feedback Scheme provient du fait que la fréquence est fixée et homogène tandis que la tension est hétérogène de nœuds en nœuds. Il semble qu'il est préférable de préférer la méthode Frequency Feedback Scheme afin d'éviter des déformations de tensions trop nombreuses.

Avantage

- Cette méthode n'injecte pas de signal perturbateur.

Inconvénient

- Méthode moins fiable que les autres méthodes actives.

Reactive-Power-Variation methods

- **Reactive-Power-Variation (RPV)**

Autre nom : Continual Reactive Power Variation

Cette méthode repose sur le fait de déstabiliser un îlot en ajoutant continuellement $\pm 5\%$ de puissance réactive au PCC [JER04].

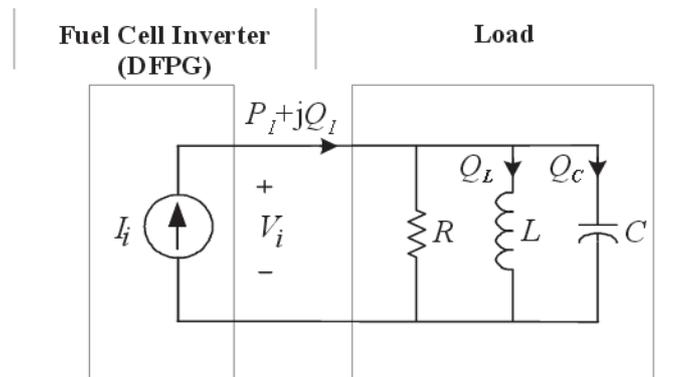


Figure 20 – Schéma d'une charge RLC reliée à son panneau photovoltaïque et son onduleur [JER04]

Avec :

- P_i : la puissance active en sortie d'onduleur ;
- Q_i : la puissance réactive en sortie d'onduleur ;
- P_G : la puissance active délivrée par le réseau ;
- Q_G : la puissance réactive délivrée par le réseau ;
- Q_C : la puissance réactive délivrée par le condensateur ;
- Q_L : la puissance réactive délivrée par l'inductance ;
- ΔP : l'écart de puissance active entre le réseau et l'onduleur ;
- ΔQ : l'écart de puissance réactive entre le réseau et l'onduleur ;
- V_i : la tension d'îlotage ;
- V : la tension nominale du système.

$$|Z_{LC}| = \frac{w_i \cdot L}{1 - w_i^2 \cdot LC} \quad (22)$$

$$|Z_{LC}| = \frac{R \cdot P_1}{Q_1} \quad (23)$$

En égalisant les deux on a :

$$w_i^2 + \frac{Q_1}{RCP_1} \cdot w_i - \left(\frac{1}{\sqrt{LC}}\right)^2 = 0 \quad (24)$$

Le facteur de qualité est défini par :

$$q = \frac{\sqrt{|Q_L| \cdot |Q_C|}}{P} = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (25)$$

On obtient donc :

$$w_i^2 + \frac{R}{q^2 \cdot L} \cdot \frac{Q_1}{P_1} \cdot w_i - \left(\frac{R}{q \cdot L}\right)^2 = 0 \quad (26)$$

La résolution de cette équation du second degré avec approximation du premier ordre donne :

$$w_i \approx \frac{1}{\sqrt{LC}} \left(1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{Q_1}{q \cdot P_1}\right) \quad (27)$$

Cette dernière expression montre que la fréquence de l'îlot dépend de la puissance active et réactive ainsi que de la fréquence de résonance.

Cette méthode perturbe continuellement la puissance réactive en l'augmentant ou la diminuant de quelques pourcents. Si le pourcentage est bien choisi, cela permet de déstabiliser n'importe quel îlot. Le signe de la variation de puissance réactive dépend de la tension, si la tension augmente par rapport à la tension nominale, la puissance réactive injectée est positive et réciproquement [JER04].

Avantage

- Zone de non-détection théoriquement nulle [JER04].

Inconvénients

- Méthode et théorie basées sur le modèle de la charge RLC parallèle. Si le modèle ne correspond pas à la réalité, par exemple si la capacité est nulle, cette méthode ne fonctionne pas [JER04] ;
- Perturbe beaucoup le réseau dans le cas d'un fort taux de pénétration d'onduleurs ;

- Peut déséquilibrer le réseau si la puissance réactive est injectée en masse sur l'une des phases.
- **Intermittent Bilateral Adaptive Reactive Power**

Cette méthode a été expliquée par [ZHA], elle définit les temps d'injection de puissance réactive minimums nécessaires à la déstabilisation d'un îlot.

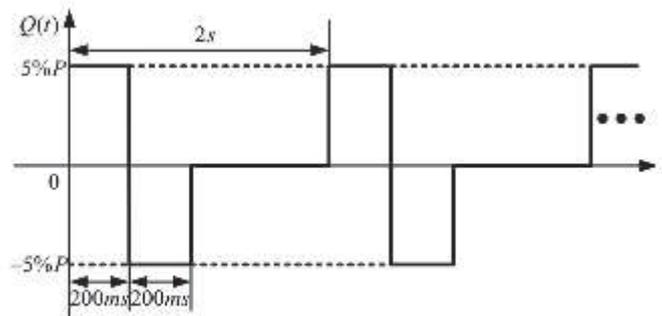


Figure 21 – $Q=f(t)$ théorique dans la méthode : Improved Bilateral Reactive Power Variation [ZHA]

Il s'avère qu'en réalité, il y a des temps de réponse au niveau de l'action de l'onduleur et également au niveau de la variation de la fréquence. La forme réelle de la fréquence est la suivante :

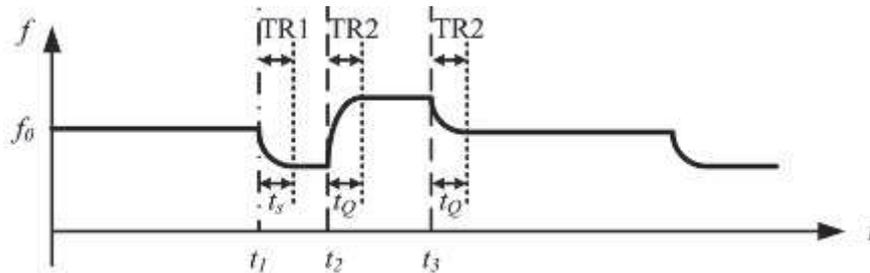


Figure 22 – $f=f(t)$ pratique dans la méthode : Improved Bilateral Reactive Power Variation [ZHA]

- À $t = t_1$ l'onduleur a en consigne de puissance réactive : $Q = 0.05P$.
- À $t = t_2$ l'onduleur a pour consigne de puissance réactive : $Q = -0.05P$.
- À $t = t_3$ l'onduleur a pour consigne de puissance réactive : $Q = 0$.

[ZHA] calcule les temps minimums nécessaires, pour que la fréquence ait le temps de varier suffisamment afin que les protections OFR/UFR ne déclenchent. La valeur de l'amplitude de la variation est fixe et est choisie pour que la ZND soit inexistante [ZHA].

Avantages

- Mêmes avantages que pour la méthode Reactive Power Variation ;
- Les perturbations que provoque l'onduleur sont atténuées comparé à la méthode Reactive Power Variation.

Inconvénients

- Mêmes inconvénients que pour la méthode Reactive Power Variation.
- **Adaptive Reactive-Power-Variation (ARPV)**

Cette méthode utilise le même principe que la méthode sans adaptation. Elle possède en plus l'avantage d'adapter l'ajout de puissance réactive en fonction de la fréquence de résonance.

Son fonctionnement est le suivant :

- Détection de la fréquence au nœud de raccordement du client ;
- Calcul du minimum de puissance réactive nécessaire pour faire sortir la fréquence des seuils de la protection OFR/UFR s'il y a situation d'îlotage.

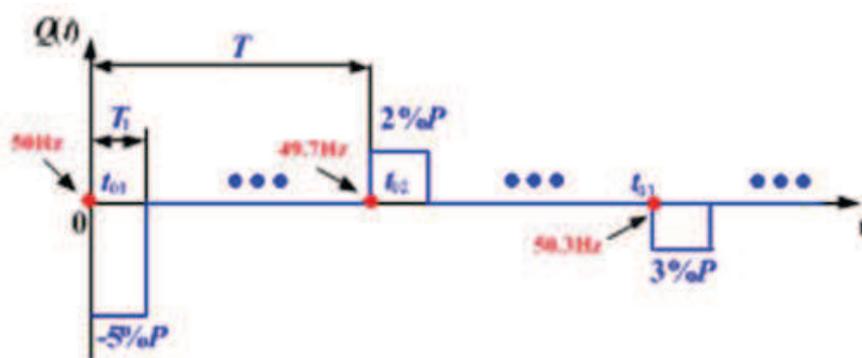


Figure 23 – $Q(t)$ pour la méthode Adaptive Reactive-Power-Variation [ZHU12]

Avantages

- Mêmes avantages que la méthode Intermittent Reactive-Power-Variation ;
- Permet de perturber encore moins le réseau que la méthode citée ci-dessus.

Inconvénients

- Mêmes inconvénients que la méthode Reactive-Power-Variation.

Negative Sequence current injection

Note : cette méthode nécessite un VSC triphasé.

Cette méthode est basée sur l'ajout de courant indirect à travers un VSC afin d'étudier les fluctuations de la tension inverse au point de liaison entre le client et l'onduleur. Pour cela, un UTSP (Unified Three-phase Signal Processor) est utilisé. Il s'agit d'une PLL ayant une bonne immunité au bruit. Le courant indirect ajouté est faible ($< 3\%$) et est ajouté par un contrôleur secondaire spécifique aux composantes indirectes.

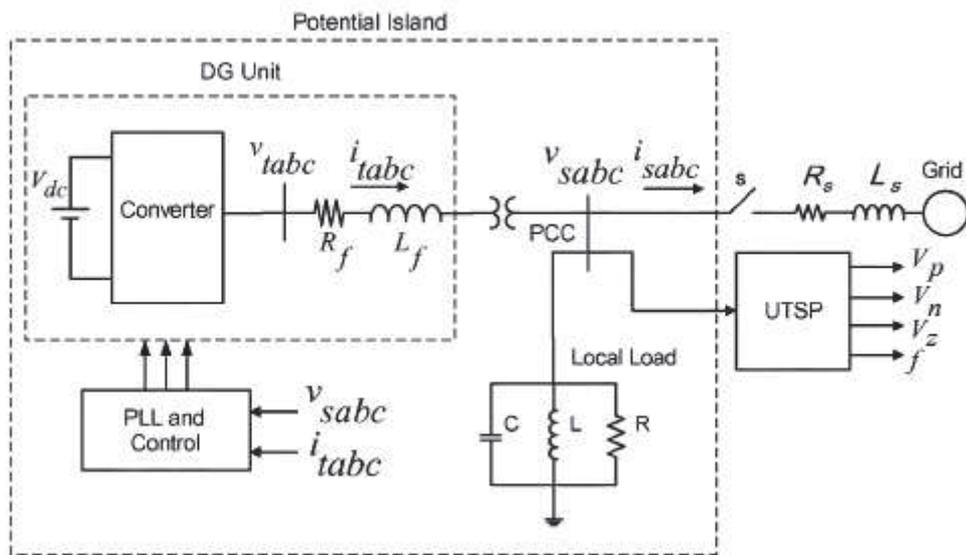


Figure 24 – Schéma du réseau avec la charge RLC parallèle et l'UTSP [KAR08]

Avantages

- Détecte les îlots en moins de 60 ms (3,5 cycles) sous la norme UL1741 [KAR08] ;
- N'est pas sensible aux variations de charges de la norme UL1741 [KAR08] ;
- Méthode immunisée au bruit [KAR08] ;
- N'a pas de zone de non-détection [KAR08].

Inconvénients

- Potentiellement très perturbateur en présence de beaucoup d'onduleurs ;
- Cette méthode ne fonctionne pas avec plus de 5 % de déséquilibre sur la tension [KAR08] ;
- Pour un réseau faible, l'ajout de courant indirect peut engendrer des détections d'îlotages inexistantes [KAR08].

Les méthodes hybrides

Les méthodes hybrides disposent de deux dispositifs de détection d'îlotage :

- Une méthode active qui perturbe le réseau ;
- Une méthode passive qui permet d'arrêter la situation d'îlotage.

La différence principale avec les méthodes actives simples vient du fait que les méthodes actives des méthodes hybrides, ne perturbent pas en continu le réseau. En effet, la méthode active n'est utilisée que lorsqu'une situation potentielle d'îlotage est détectée.

Note : les méthodes considérées ici comme hybrides sont des méthodes qui n'utilisent pas uniquement les détections de seuils comme méthode passive.

Voltage Unbalance and Frequency set point

Cette méthode combine :

- La méthode passive Voltage Unbalance ;
- La méthode active : Frequency Set Point.

Une combinaison possible des deux méthodes est la suivante :

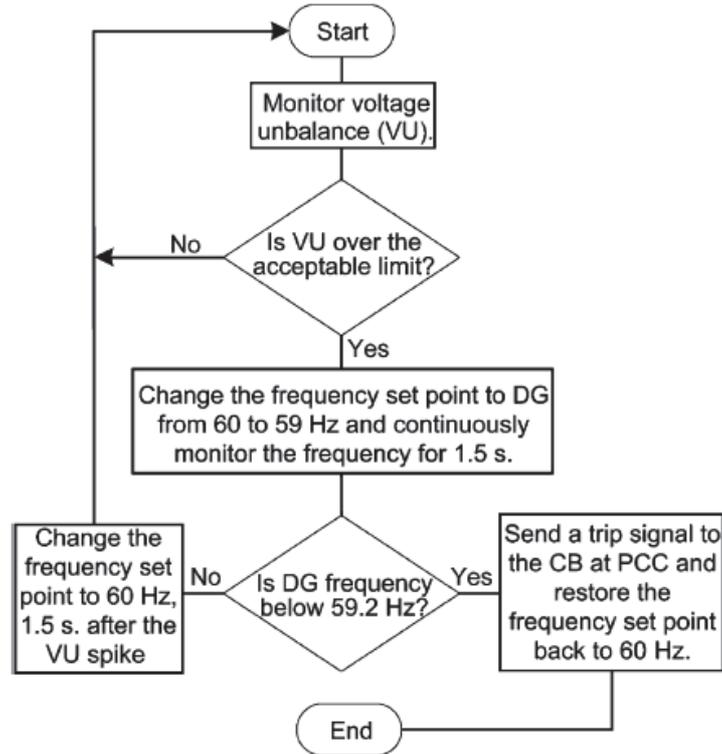


Figure 25 – Diagramme fonctionnel de la méthode hybride Voltage Unbalance et Frequency Set Point (pour $f_n = 60$ Hz) [MEN07]

Tant que la méthode passive ne détecte pas d'anomalie, la méthode active n'est pas en fonctionnement. En revanche, si la méthode passive détecte une situation qui pourrait être un îlotage ; la méthode active : Frequency Set Point est utilisée afin de déterminer si la méthode passive a détecté un îlotage ou un fonctionnement « normal » du réseau.

Avantages

- Discrimine mieux les situations normales des situations d'îlotages [MEN07] ;
- Seuls les onduleurs proches de la situation à déterminer vont perturber le réseau en changeant la consigne en fréquence [MEN07].

Inconvénient

- Seuils difficiles à déterminer.

Rate of Voltage Change and Real Power Shift

Cette méthode combine :

- la méthode passive : RoCoV ;
- la méthode active : Real Power Shift.

Le principe sur lequel se base cette méthode est la mesure de la dérivée de la tension. Tant que la variation de la tension est nulle, aucun signal n'est ajouté au réseau. Lorsque la variation de tension n'est plus nulle, l'algorithme calcule la moyenne de la dérivée de la tension sur cinq périodes. Cette moyenne est comparée à deux seuils afin de déterminer s'il y a situation d'îlotage, ou si la variation de tension ne permet pas de définir s'il s'agit d'un îlotage ou d'un autre type de phénomène (ajout de charge, etc.). S'il y a suspicion d'îlotage, la méthode active entre en œuvre. La méthode RPS va augmenter ou diminuer la puissance active générée par l'un des onduleurs en conservant le facteur de puissance unitaire. Ensuite, la moyenne des dérivées de la tension sur vingt périodes est calculée et si celle-ci dépasse le seuil supérieur, une situation d'îlotage est détectée.

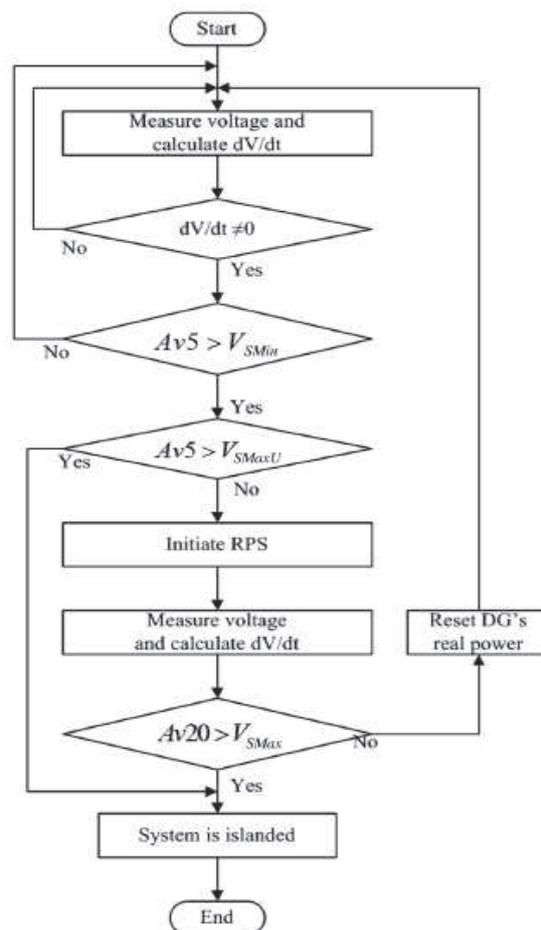


Figure 26 – Diagramme fonctionnel de la méthode hybride : Rate of Voltage Change et Real Power Shift [MAH09]

La recommandation de [MAH09] pour le dimensionnement des seuils est que $V_{S_{Max}}$ doit être supérieur à la valeur obtenue pour Av5 pour une instabilité en puissance du réseau de 0,5 MW et 0,5 MVAR. Le seuil supérieur $V_{S_{MaxU}}$ doit être supérieur à la valeur obtenue pour Av20 par la méthode RPS lors d'un îlotage, puis supérieur à la méthode RPS lors d'un équilibre production/consommation.

Avantage

- Perturbe moins le réseau que la méthode RPS simple ;
- Zone de non-détection plus faible mais toujours existante, surtout pour un cas d'îlotage avec la production égale à la consommation (toute perturbation amènera à la détection d'îlotage) ;

Inconvénient

- Seuils difficiles à déterminer.

Les méthodes utilisant les télécommunications

Signal produit par déconnexion

Autre nom : Signal produced by disconnection

L'état du commutateur est directement communiqué au générateur par un signal transporté par l'intermédiaire de tout biais autre que le câble électrique (par exemple, la liaison hertzienne de la liaison téléphonique) [BOW02].

Avantages

- Efficace en théorie ;
- Permet la commande par le gestionnaire du réseau de panneaux photovoltaïques ;
- Potentiellement pas de ZND (pas encore décrite dans la littérature).

Inconvénients

- Méthode relativement chère ;
- Difficile à mettre en œuvre car chaque onduleur doit être relié à un réseau de communication [BOW02] ;
- De longues distances pour les câbles téléphoniques pourraient atténuer le signal. Il faudrait implémenter des régénérateurs de signal [BOW02].
- Quid de la reconfiguration ?

Communication via les lignes électriques

Autre nom : Use of Power Line Carrier Communications / Power Line Signaling

Un signal de faible énergie est envoyé sur le réseau par un transmetteur. Les récepteurs détectent la présence ou non de ce signal. Lorsqu'il y a îlotage, ce signal n'est plus transmis et le récepteur fait déclencher une protection.

Avantages

- Zone de non-détection infime ;
- Dégradation très faible de la puissance qui transite dans le réseau et ce quel que soit le taux de pénétration d'onduleurs [BOW02] ;
- Utilise le réseau électrique existant ;
- Permet beaucoup moins de déclenchements intempestifs dus aux variations normales d'un réseau (enclenchement de charges, enclenchement de moteurs, ouverture de ligne, etc.) [BOW02].

Inconvénients

- Nécessite un transmetteur capable d'envoyer un signal à tous les récepteurs. Cela est économiquement viable qu'en présence d'une forte densité d'onduleurs [BOW02] ;
- Coût élevé ;
- Quid de la reconfiguration ?

Zone de non-détection

[SAN 02] avance qu'il est possible que des charges dans un îlot formé puisse continuer à envoyer un signal proche de celui du transmetteur et feindre une situation normale. Il a été montré que des charges comme des moteurs peuvent engendrer des courants harmoniques via les vibrations. La ferrorésonance pourrait également provoquer ce genre de situation. Néanmoins, il convient que ces situations sont hautement improbables car les charges doivent fonctionner de façon anormale pour arriver à ces situations. Ce problème peut d'ailleurs être résolu par l'envoi d'une faible quantité d'informations par le transmetteur.

Comparison of Rate of Change of Frequency (CoRoCoF)

Autre nom : Differential RoCoF

Cette méthode est une variante de la méthode passive RoCoF. On a vu précédemment qu'un des problèmes principaux de la méthode RoCoF est le déclenchement intempestif. La méthode CoRoCoF a été créé pour tenter de pallier à ce type de problème. Elle discrimine deux différents cas :

- Les changements de fréquence dus à la perte d'une partie du réseau ;
- Les perturbations « normales » du système.

Cette technique est basée sur l'envoi d'un signal de blocage, qui empêche les relais adaptés de déclencher. Lorsqu'une partie du réseau est déconnectée, la fréquence varie subitement au niveau du générateur mais également partout dans l'îlot. Ceci n'est pas considéré comme normal donc aucun signal de blocage n'est généré et les protections déclenchent.

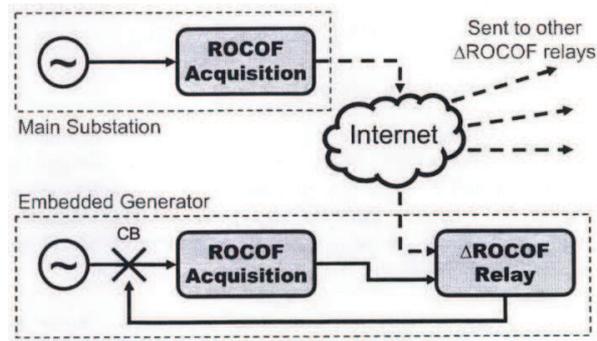


Figure 27 – Diagramme explicatif avec utilisation d'internet comme moyen de communication [LAV08]

Avantage

- Elimine une des failles de la méthode RoCoF [BRI01].

Inconvénients

- Si l'îlotage se produit en même temps qu'une fluctuation « normale » transitoire de la fréquence, cela pourrait cacher l'îlotage, le temps que le transitoire ne disparaisse (ce risque pourrait être évité en modulant le signal de blocage en fonction de la fréquence mesurée du réseau) [BRI01] ;
- Peut coûter cher car nécessite des moyens de communication supplémentaires (internet par exemple [LAV08]).

Annexe C : Détail des résultats obtenus lors des expériences menées en laboratoire

Les résultats détaillés correspondent aux conditions avant l'ouverture de la protection. Le premier tableau disponible par essai correspond aux relevés effectués quelques secondes avant l'ouverture de la protection. Ainsi, U_{ex} correspond à la tension d'excitation, I_{ex} correspond au courant d'excitation, $U_{av. onduleur}$ correspond à la tension relevée avant la connexion de l'onduleur au réseau, $U_{av. ilot}$ correspond à la tension mesurée juste avant l'ouverture de la protection. Les deux impressions d'écrans situées en dessous du tableau proviennent des deux analyseurs de puissance situés au secondaire du transformateur, et en sortie de l'alternateur. Enfin, les deux graphiques situés sur les pages suivantes correspondent aux tracés des données récupérées via la station d'acquisition puis post-traitées.

Essai 42

- Essai sans régulation à $dQ = 1$ kVAR

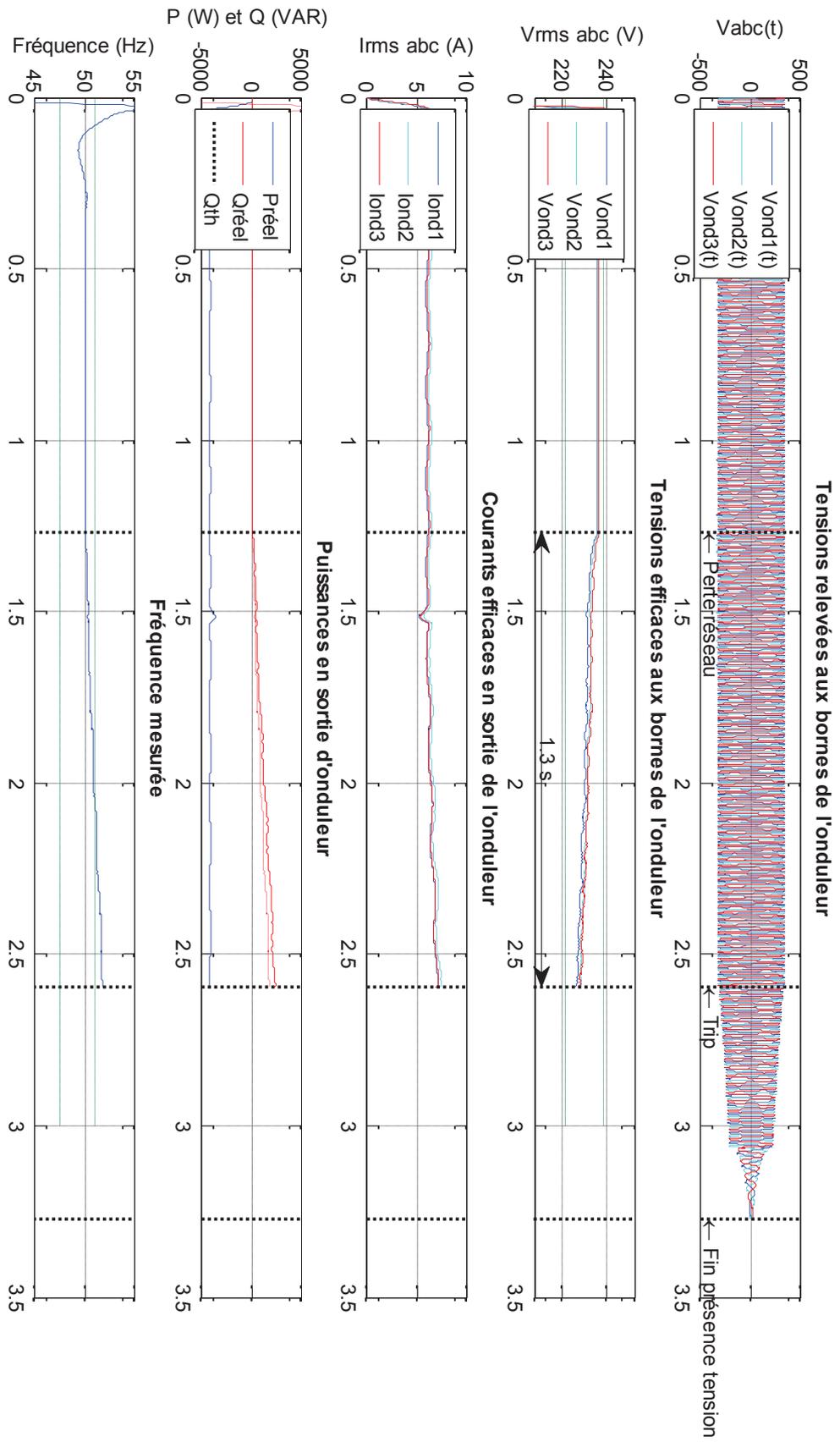
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.98 kW	P	4.239 kW	U_{ex}	33.08 V	$U_{av. onduleur}$	406.2 V
		Q	2.79 kVAR			I_{ex}	10.49 A	$U_{av. ilot}$	408.8 V
		S	4.86 kVA						
		U	403 V						
		I	6.95 A						

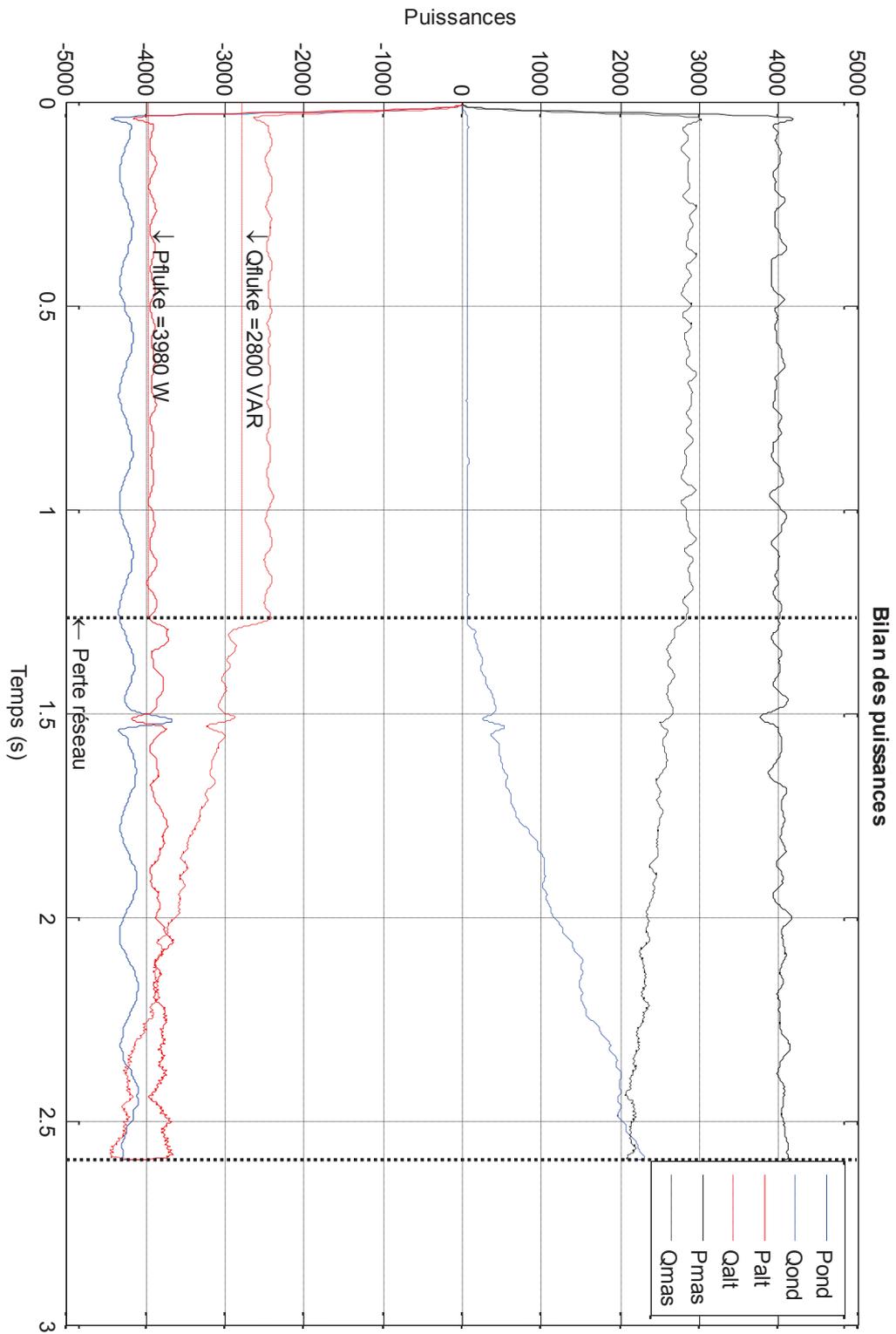
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
FULL 0:03:18				
	L1	L2	L3	Total
kW	- 0.01	- 0.02	- 0.02	- 0.04
kVA	0.36	0.34	0.34	1.03
kVAR	0.36	0.33	0.34	1.03
PF	-0.02	-0.05	-0.05	-0.04
$\cos\phi$	-0.12	-0.18	-0.18	
A_{rms}	1.5	1.4	1.4	
	L1	L2	L3	
U_{rms}	236.2	236.2	236.6	
01/07/03 05:09:36 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Puissance et énergie				
FULL 1:18:32				
	L1	L2	L3	Total
kW				3.98
kVA				4.77
kVAR				2.80
PF				0.83
DPF				0.84
A_{rms}	6.6	6.7	6.7	
	L12	L23	L31	
U_{rms}	413.5	412.2	413.4	
03/03/15 15:18:39 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Essai 43

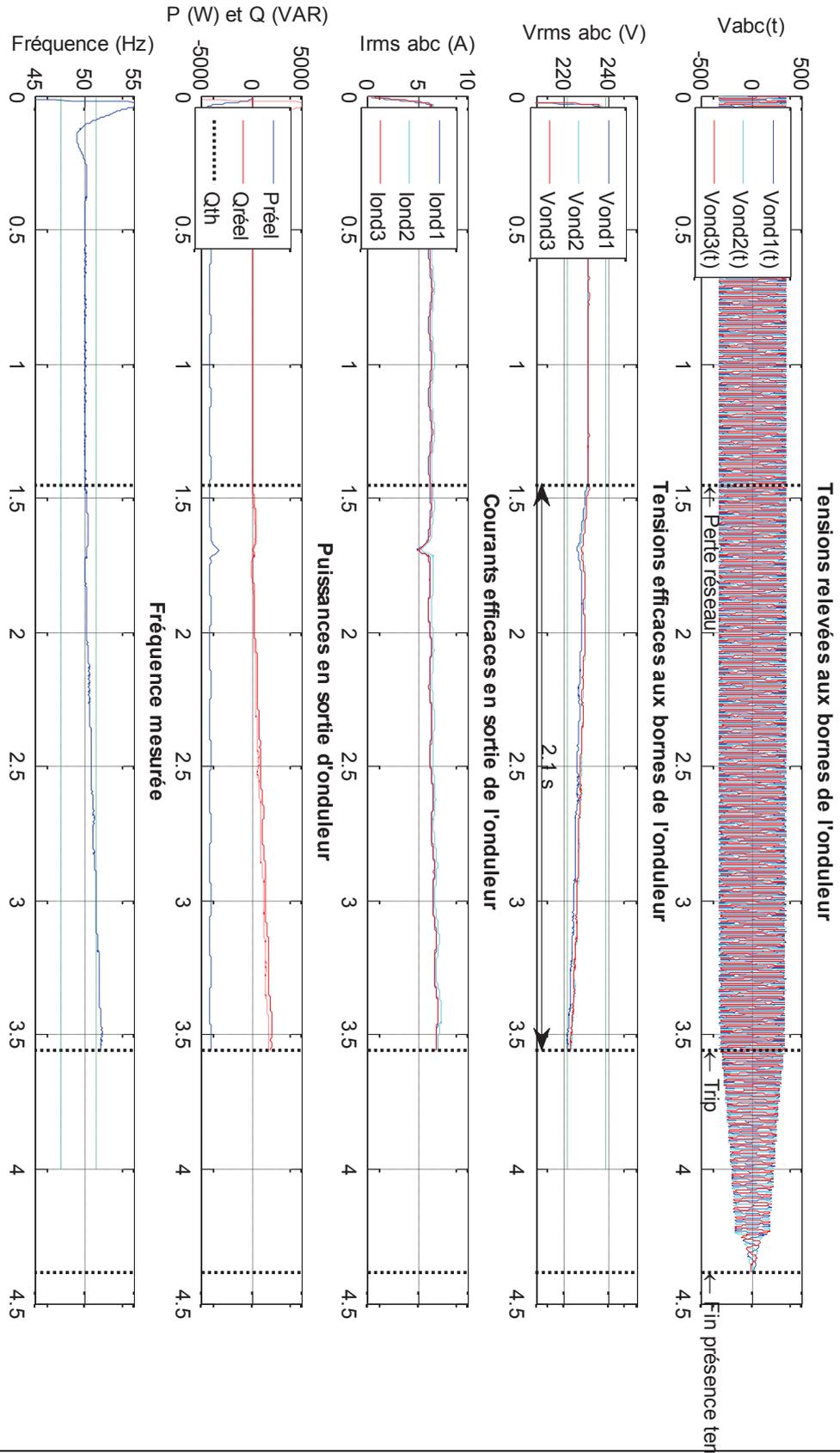
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.82 kW	P	4.245 kW	U _{ex}	30.34 V	U _{av. onduleur}	/
		Q	2.4 kVAR			I _{ex}	9.47 A	U _{av. ilot}	399.7 V
		S	4.51 kVA						
		U	393 V						
		I	6.65 A						

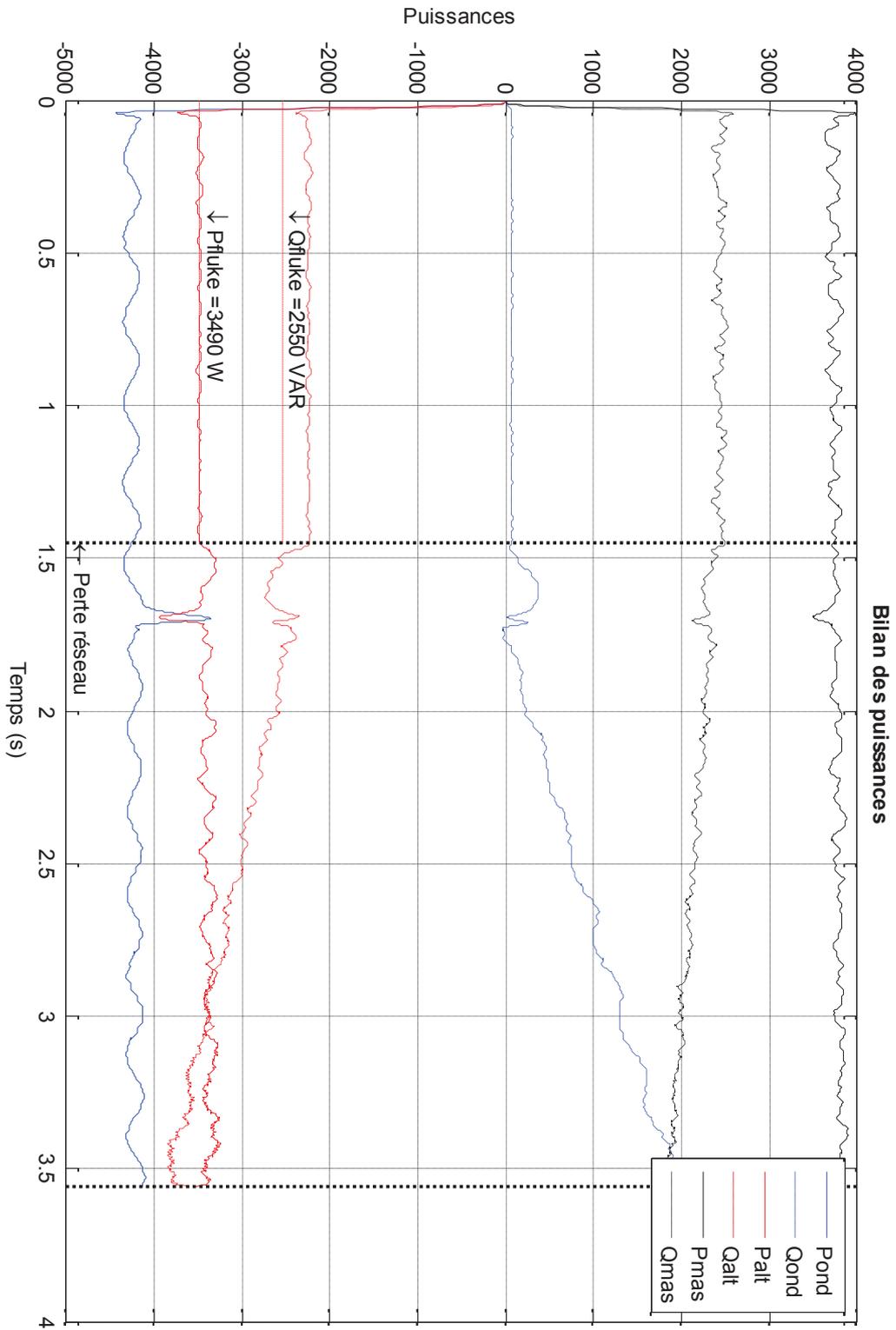
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
	FULL	0:27:36		
	L1	L2	L3	Total
kW	- 0.00	0.02	- 0.01	0.01
kVA	0.31	0.30	0.30	0.91
kVAR	0.31	0.30	0.30	0.91
PF	-0.00	0.07	-0.03	0.01
cosφ	-0.16	0.09	-0.17	
A _{rms}	1.3	1.3	1.3	
	L1	L2	L3	
U _{rms}	230.8	231.3	231.0	
01/07/03 05:33:54 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Puissance et énergie				
	FULL	1:42:47		
	L1	L2	L3	Total
kW				3.49
kVA				4.23
kVAR				2.55
PF				0.82
DPF				0.83
A _{rms}	6.0	6.1	6.1	
	L12	L23	L31	
U _{rms}	403.4	402.6	403.7	
03/03/15 15:42:53 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Essai 44

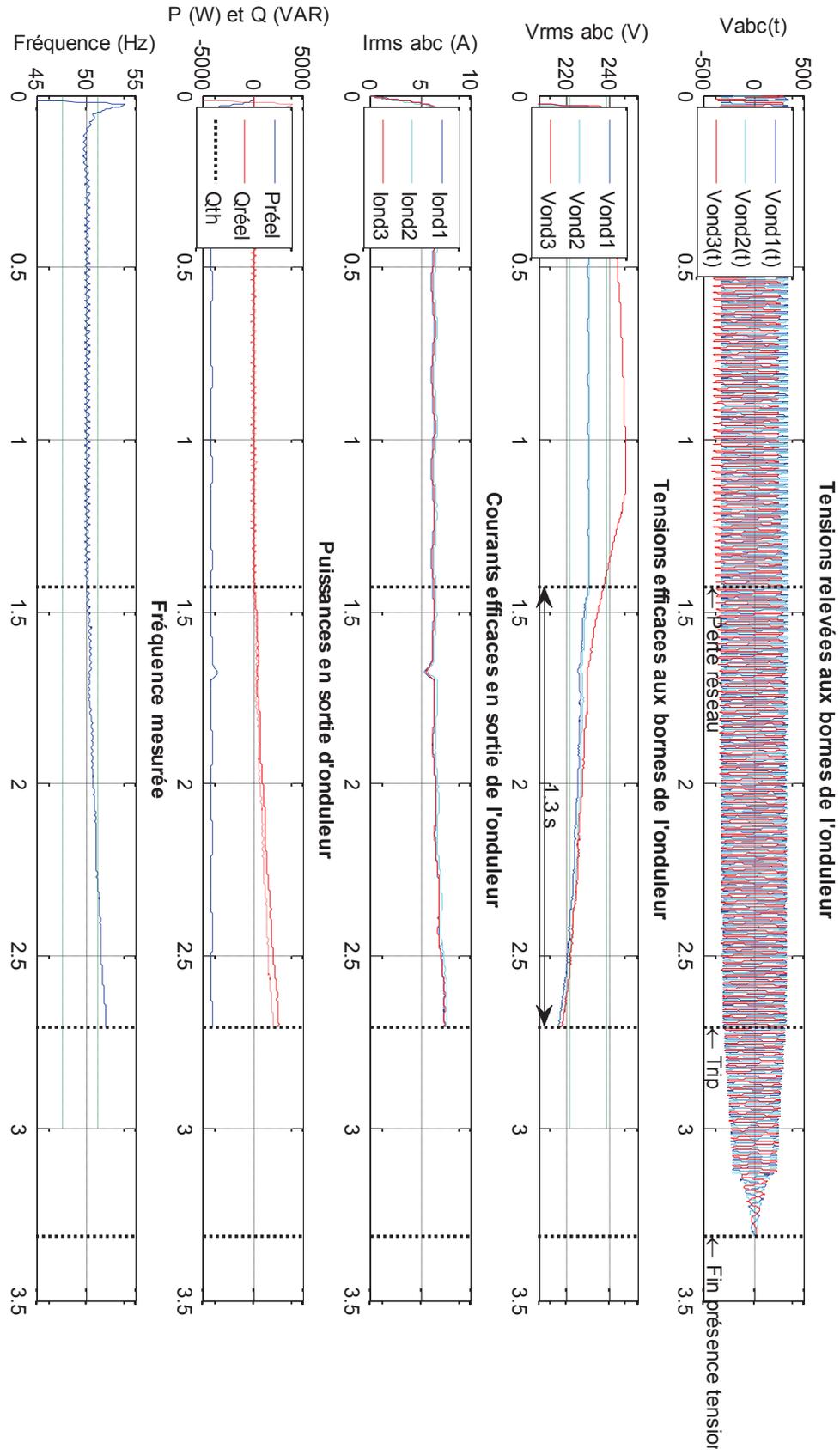
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.72 kW	P	4.236 kW	U _{ex}	29.48 V	U _{av. onduleur}	/
		Q	2.38 kVAR			I _{ex}	9.43 A	U _{av. ilot}	399.3 V
		S	4.41 kVA						
		U	395 V						
		I	6.47 A						

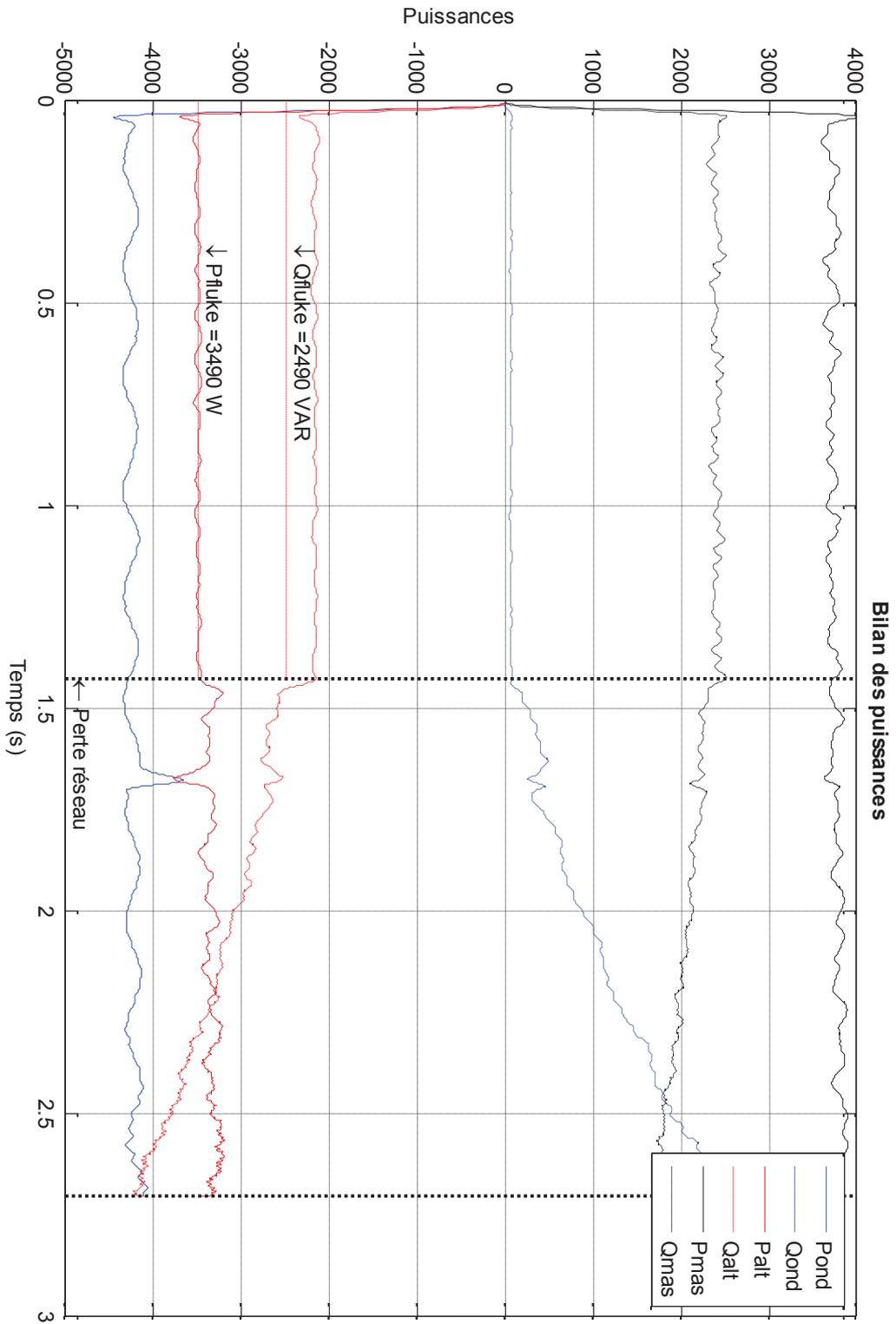
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
	FULL		0:33:34	
	L1	L2	L3	Total
kW	- 0.01	0.03	- 0.04	- 0.02
kVA	0.30	0.30	0.31	0.92
kVAR	0.30	0.30	0.31	0.92
PF	-0.04	0.11	-0.13	-0.02
Cosφ	-0.38	0.19	-0.38	
A _{rms}	1.3	1.3	1.4	
	L1	L2	L3	
U _{rms}	230.4	231.3	230.8	
01/07/03 05:39:52 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Puissance et énergie				
	FULL		1:48:58	
	L1	L2	L3	Total
kW				3.49
kVA				4.18
kVAR				2.49
PF				0.84
DPF				0.85
A _{rms}	6.0	6.1	5.9	
	L12	L23	L31	
U _{rms}	403.2	402.6	403.9	
03/03/15 15:49:04 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Essai 45

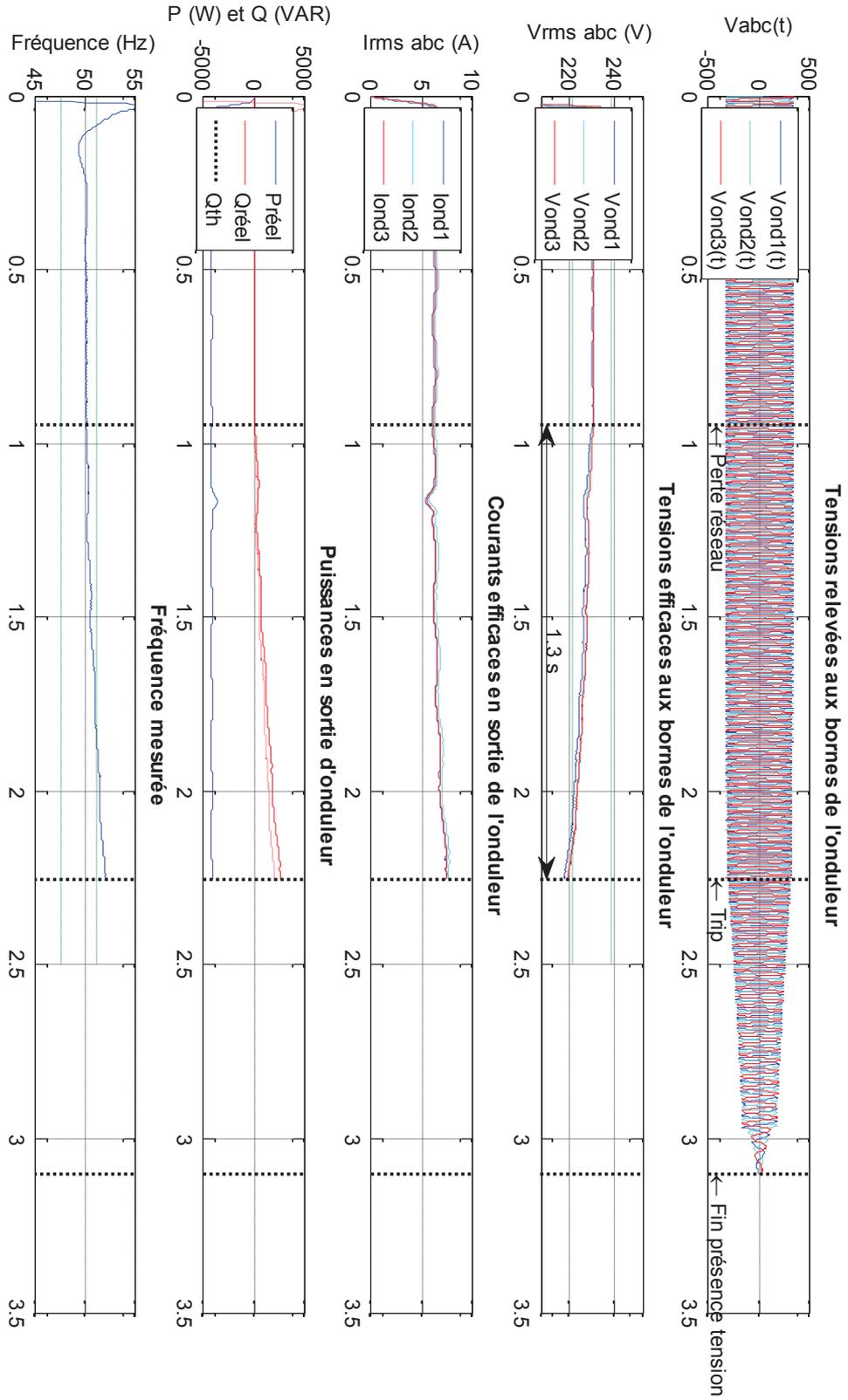
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.7 kW	P	4.239 kW	U _{ex}	/	U _{av. onduleur}	396.8 V
		Q	2.35 kVAR			I _{ex}	/	U _{av. ilot}	/
		S	4.39 kVA						
		U	393 V						
		I	6.44 A						

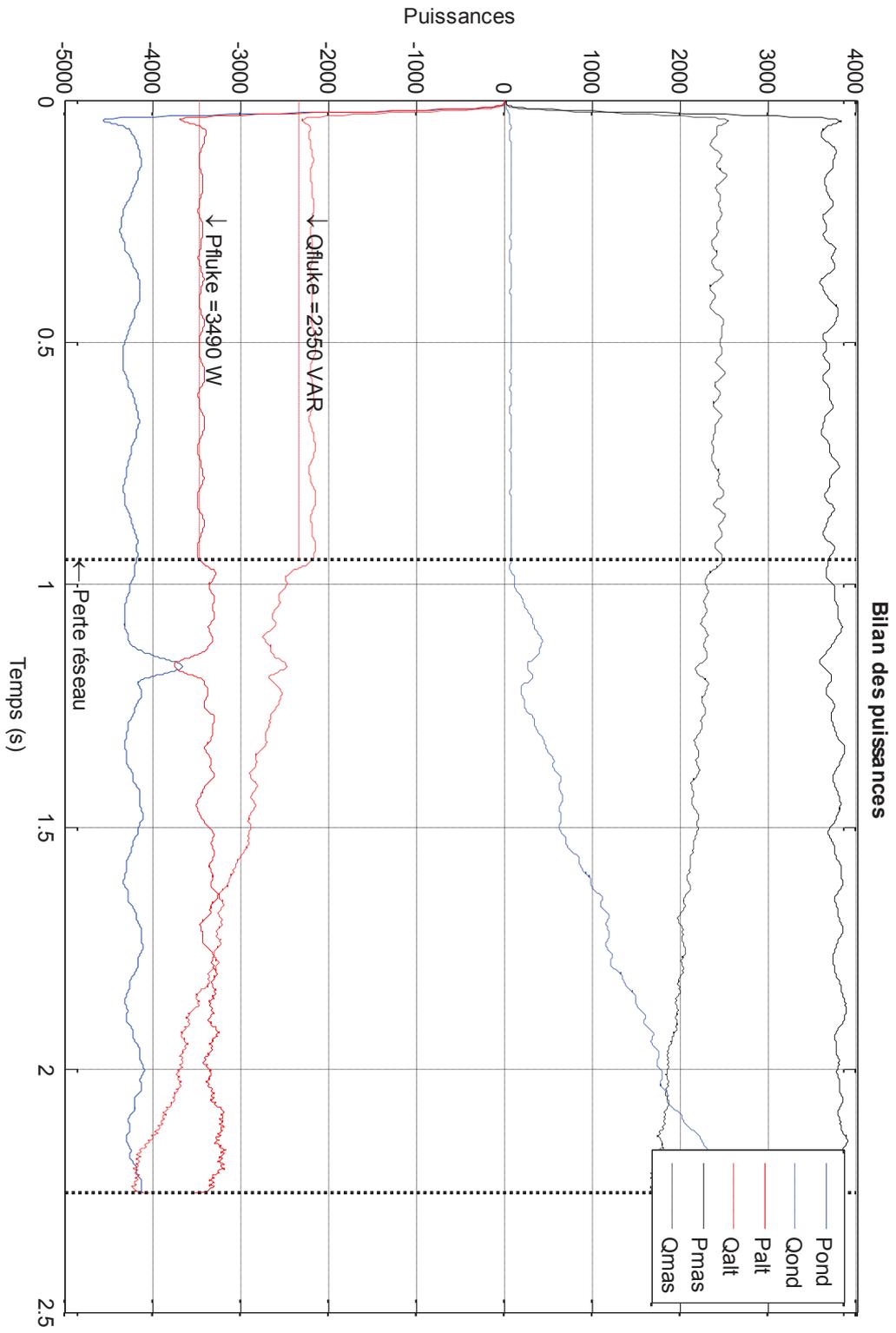
Transformateur

Alternateur

Problème de récupération d'impression écran

Puissance et énergie				
	L1	L2	L3	Total
kW				3.49
kVA				4.07
kVAR				2.35
PF				0.86
DPF				0.87
A _{rms}	5.8	5.9	5.8	
	L12	L23	L31	
U _{rms}	402.8	401.8	403.1	
03/03/15 16:12:24 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Essai 47

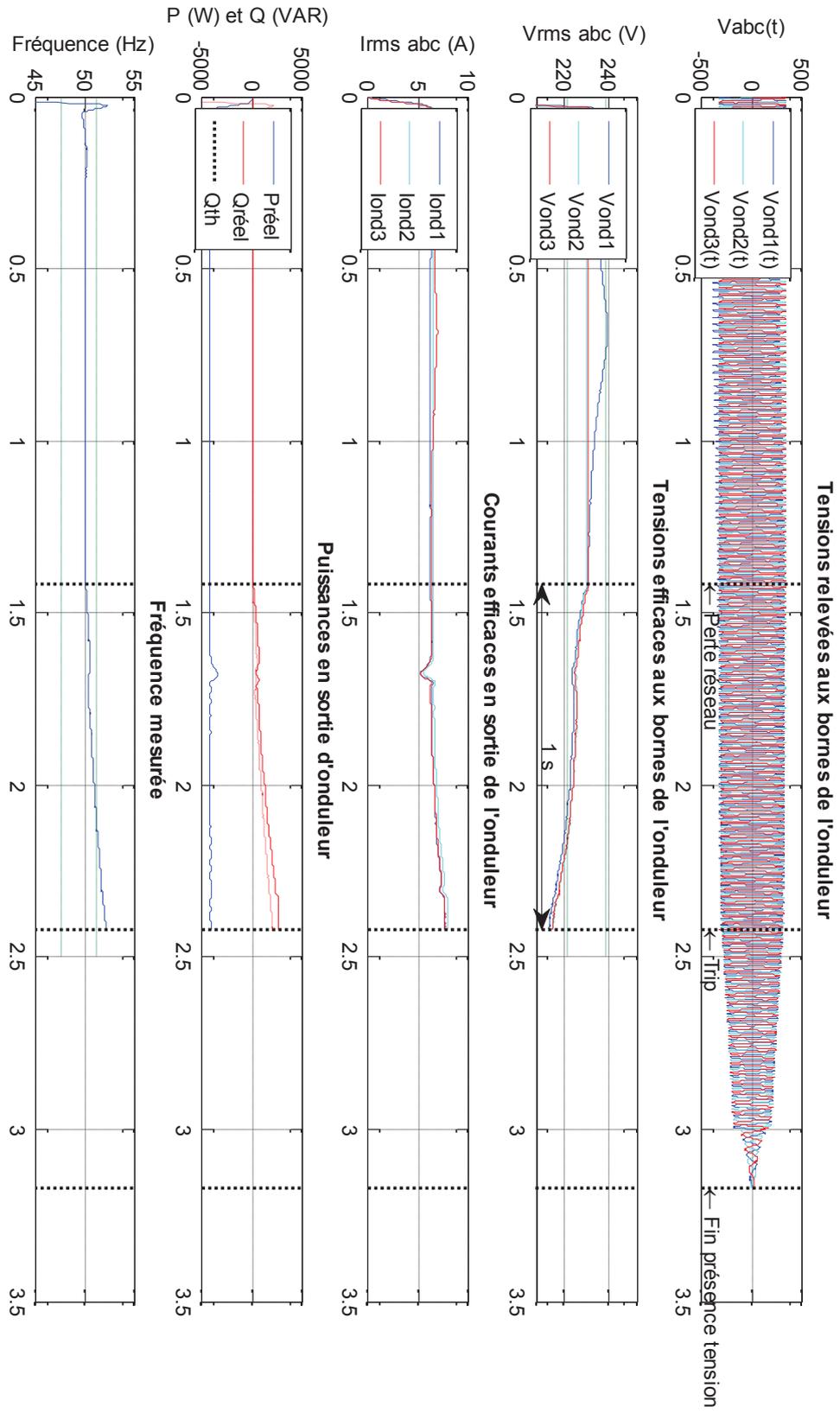
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.69 kW	P	4.238 kW	U _{ex}	29.08 V	U _{av. onduleur}	396,3 V
		Q	2.34 kVAR			I _{ex}	9.15 A	U _{av. ilot}	398.7 V
		S	4.36 kVA						
		U	393 V						
		I	6.4 A						

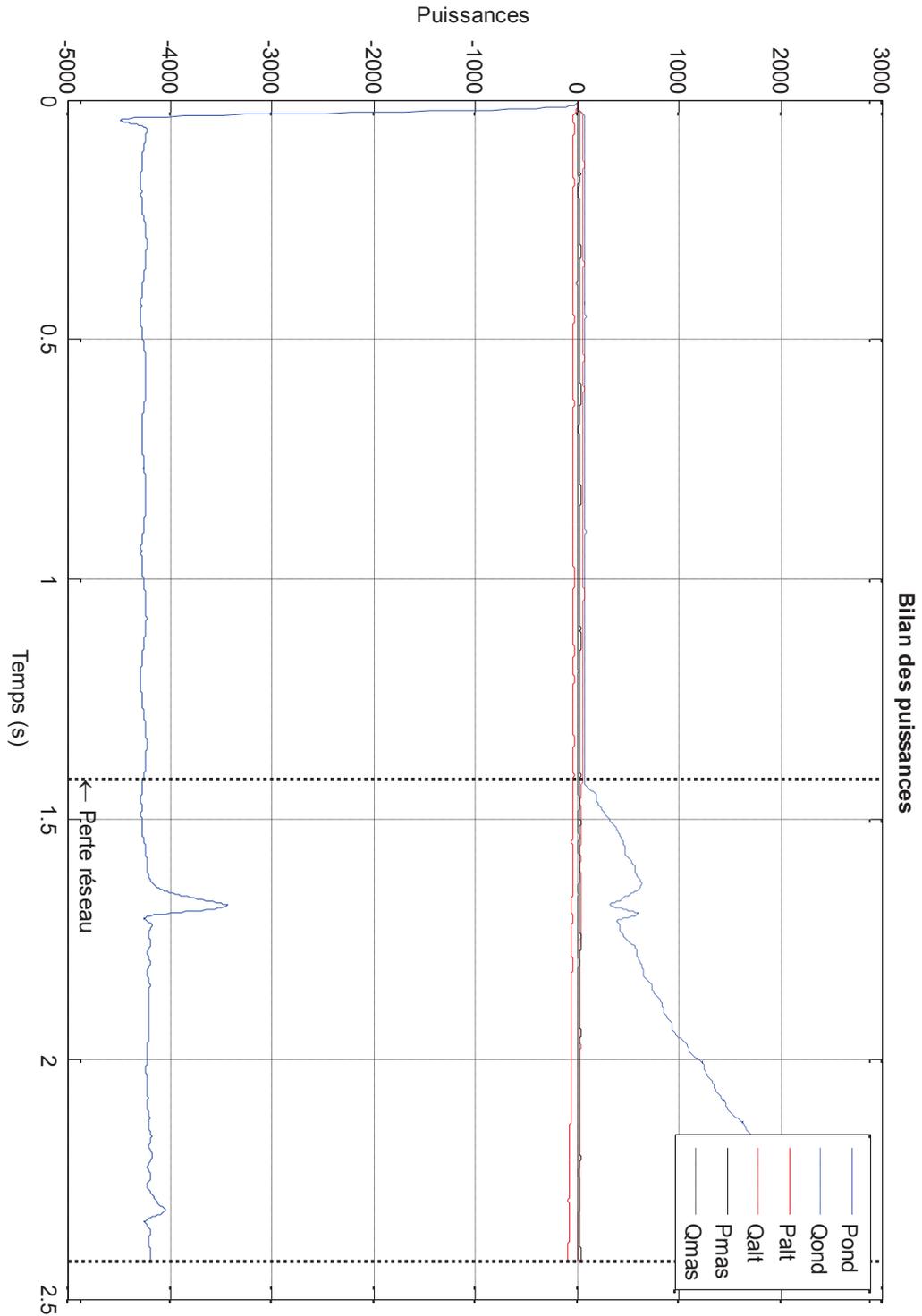
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
FULL 1:03:38				
	L1	L2	L3	Total
kW	- 0.02	- 0.01	- 0.02	- 0.05
kVA	0.36	0.34	0.35	1.05
kVAR	0.36	0.34	0.35	1.04
PF	-0.06	-0.03	-0.04	-0.05
Cosφ	-0.17	-0.11	-0.13	
A rms	1.6	1.5	1.5	
	L1	L2	L3	
U rms	230.4	231.0	230.7	
01/07/03 06:09:56 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Problème de récupération d'impression écran





Note : les pinces de courant de l'alternateur et de la machine asynchrone se sont éteintes automatiquement.

Essai 48

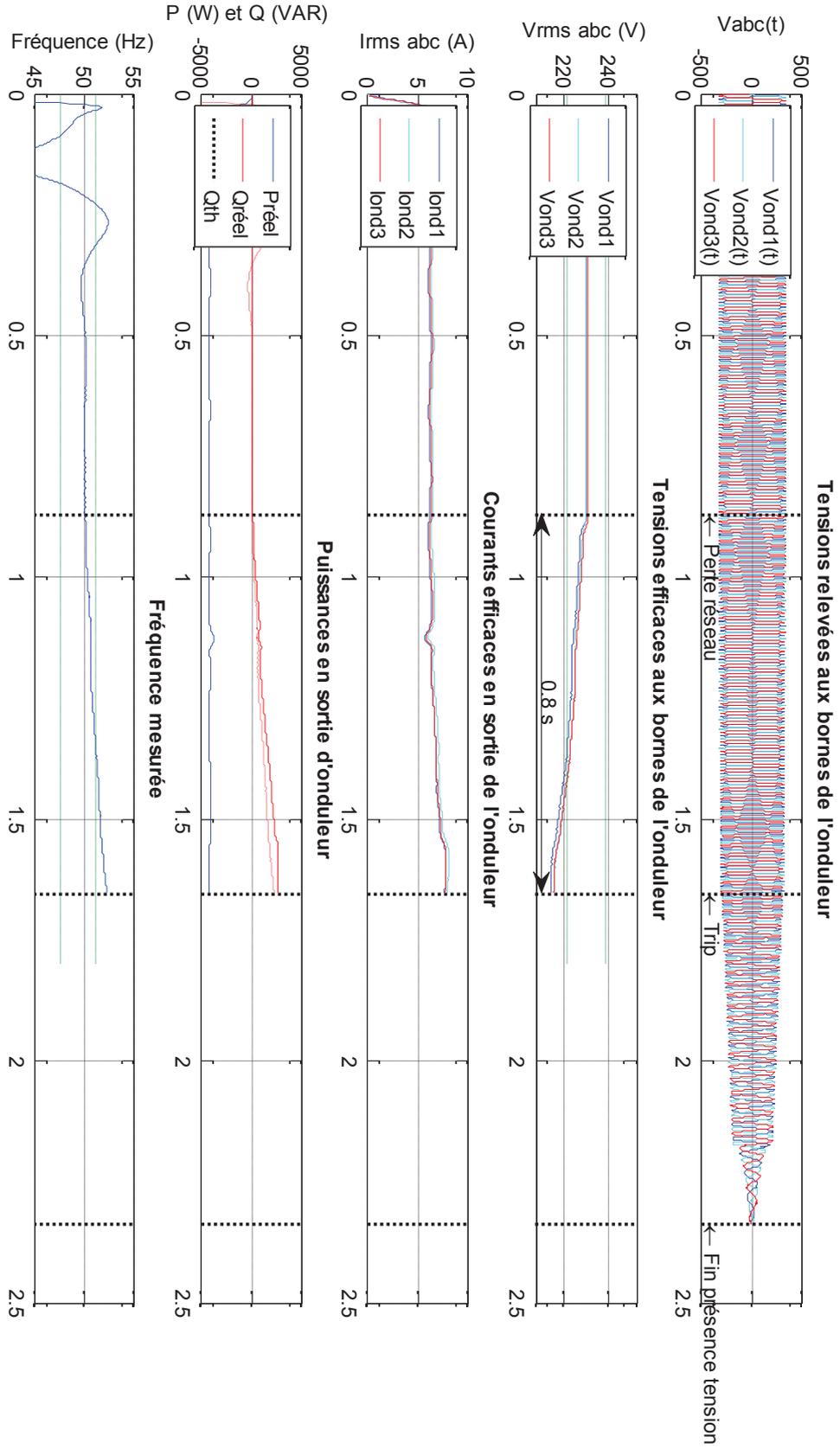
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.69 kW	P	4.238 kW	U _{ex}	29.08 V	U _{av. onduleur}	396.3 V
		Q	2.34 kVAR			I _{ex}	9.15 A	U _{av. ilot}	398.7 V
		S	4.36 kVA						
		U	393 V						
		I	6.4 A						

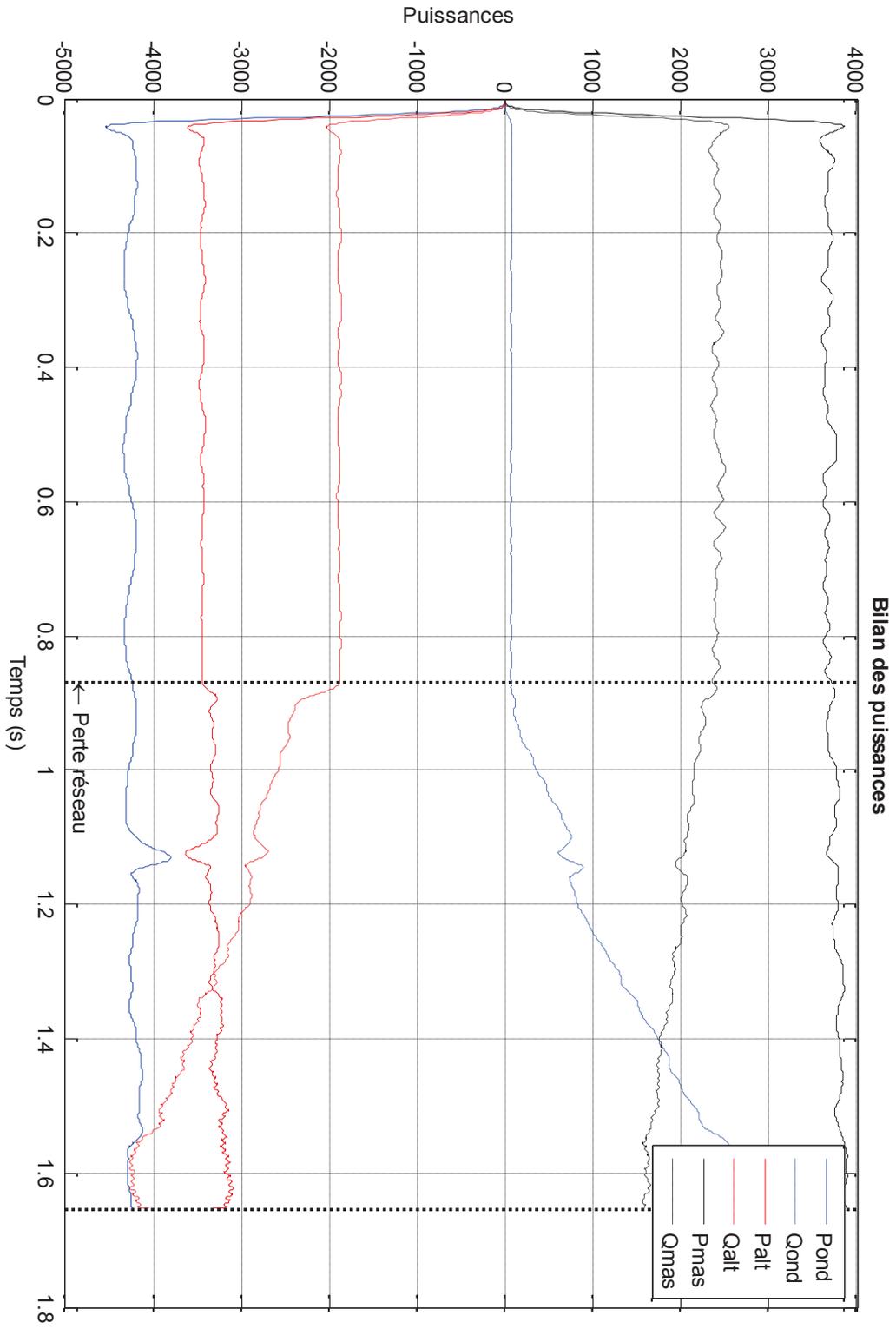
Transformateur

Alternateur

Problème de récupération d'impression écran

Problème de récupération d'impression écran





Essai 53

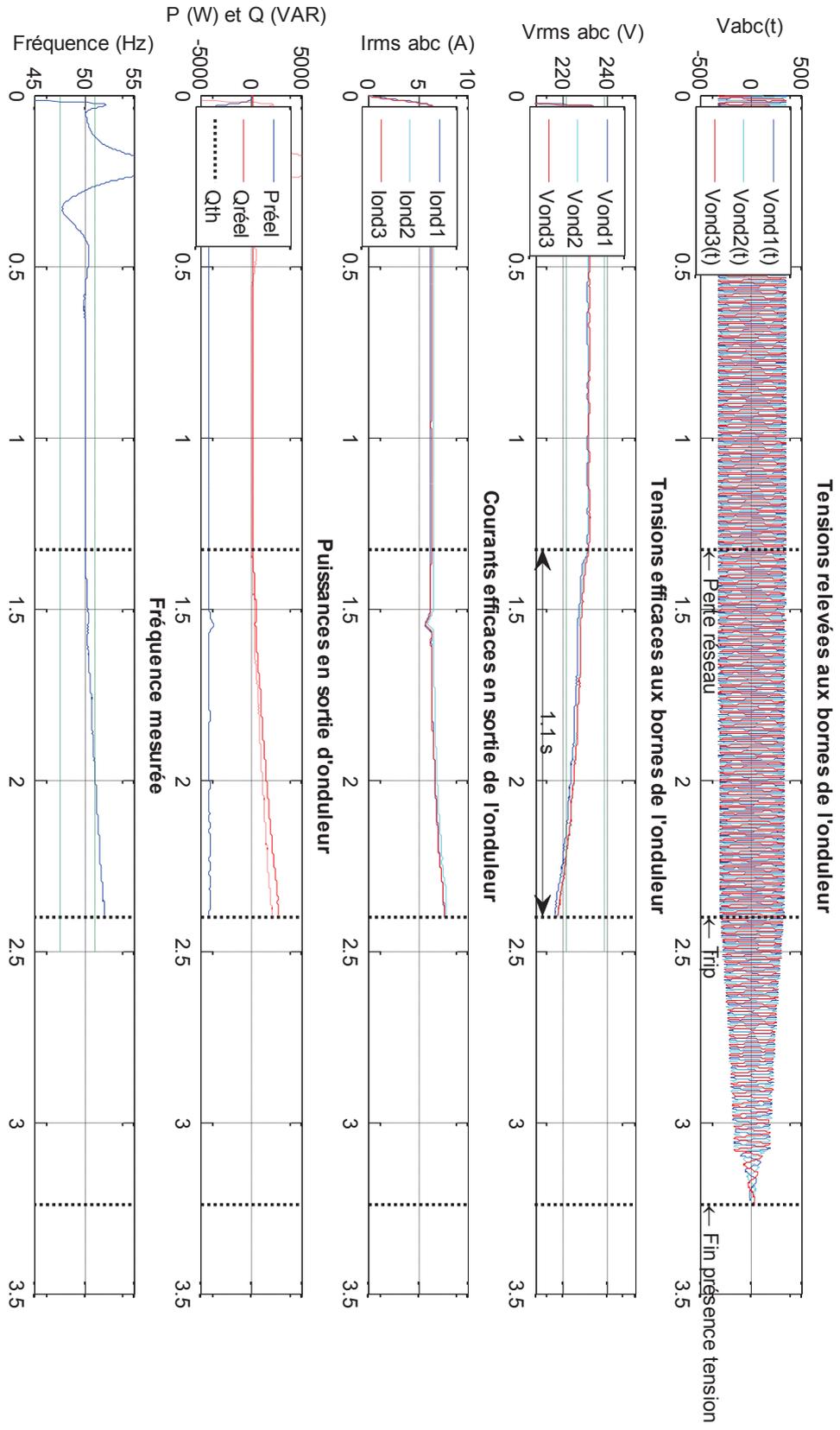
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.72 kW	P	4.234 kW	U _{ex}	29.81 V	U _{av. onduleur}	/
		Q	2.4 kVAR			I _{ex}	9.4 A	U _{av. ilot}	400.9 V
		S	4.43 kVA						
		U	396 V						
		I	6.47 A						

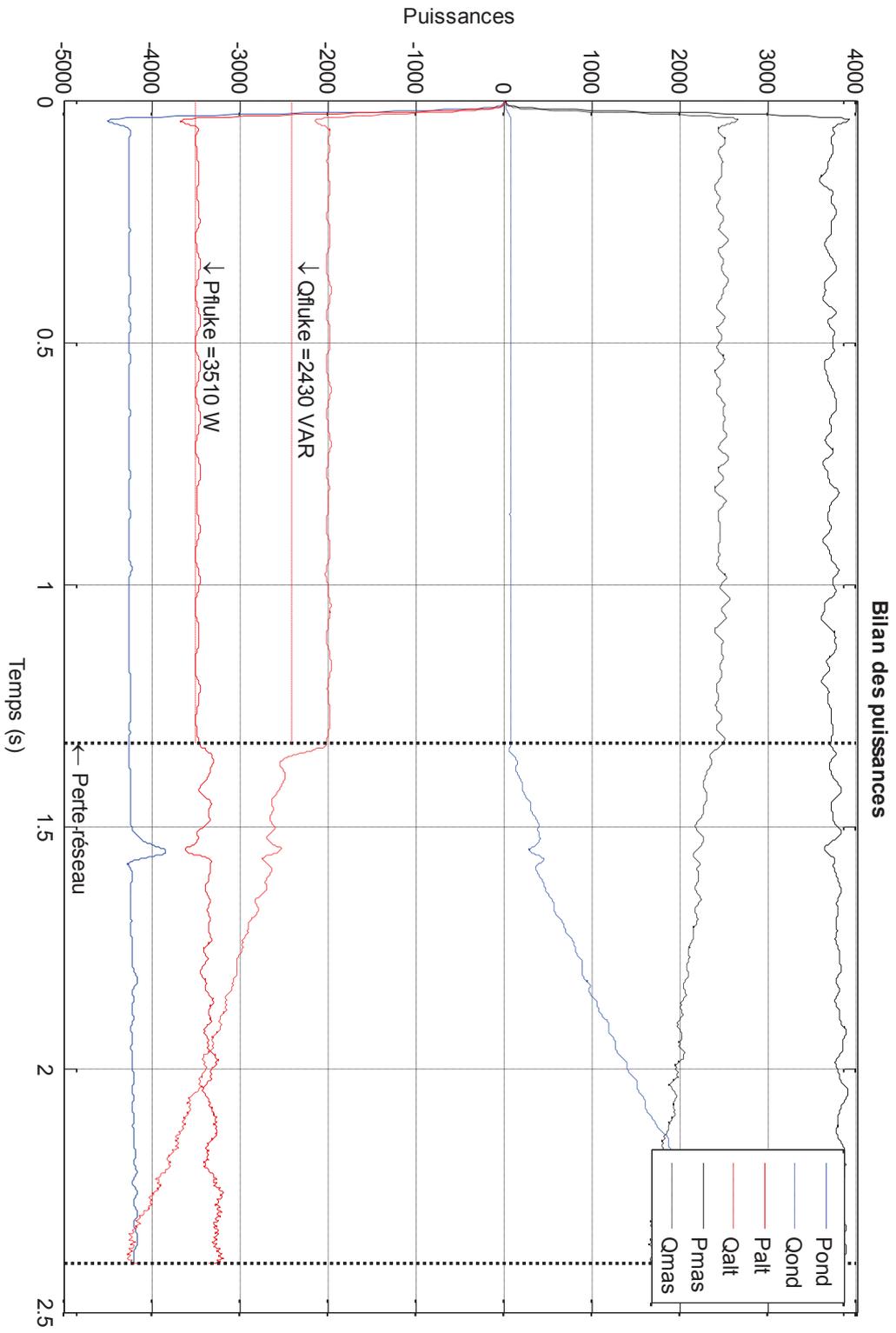
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
	FULL	1:24:57		
	L1	L2	L3	Total
kW	- 0.02	0.04	- 0.02	- 0.00
kVA	0.33	0.32	0.34	0.99
kVAR	0.33	0.32	0.34	0.99
PF	-0.05	0.11	-0.06	-0.00
Cosφ	-0.25	0.17	-0.18	
A _{rms}	1.4	1.4	1.5	
	L1	L2	L3	
U _{rms}	231.0	231.8	231.3	
01/07/03 06:31:15 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Puissance et énergie				
	FULL	2:40:03		
	L1	L2	L3	Total
kW				3.51
kVA				4.15
kVAR				2.43
PF				0.84
DPF				0.86
A _{rms}	5.9	6.0	5.9	
	L12	L23	L31	
U _{rms}	404.8	404.0	405.4	
03/03/15 16:40:09 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Essai 54

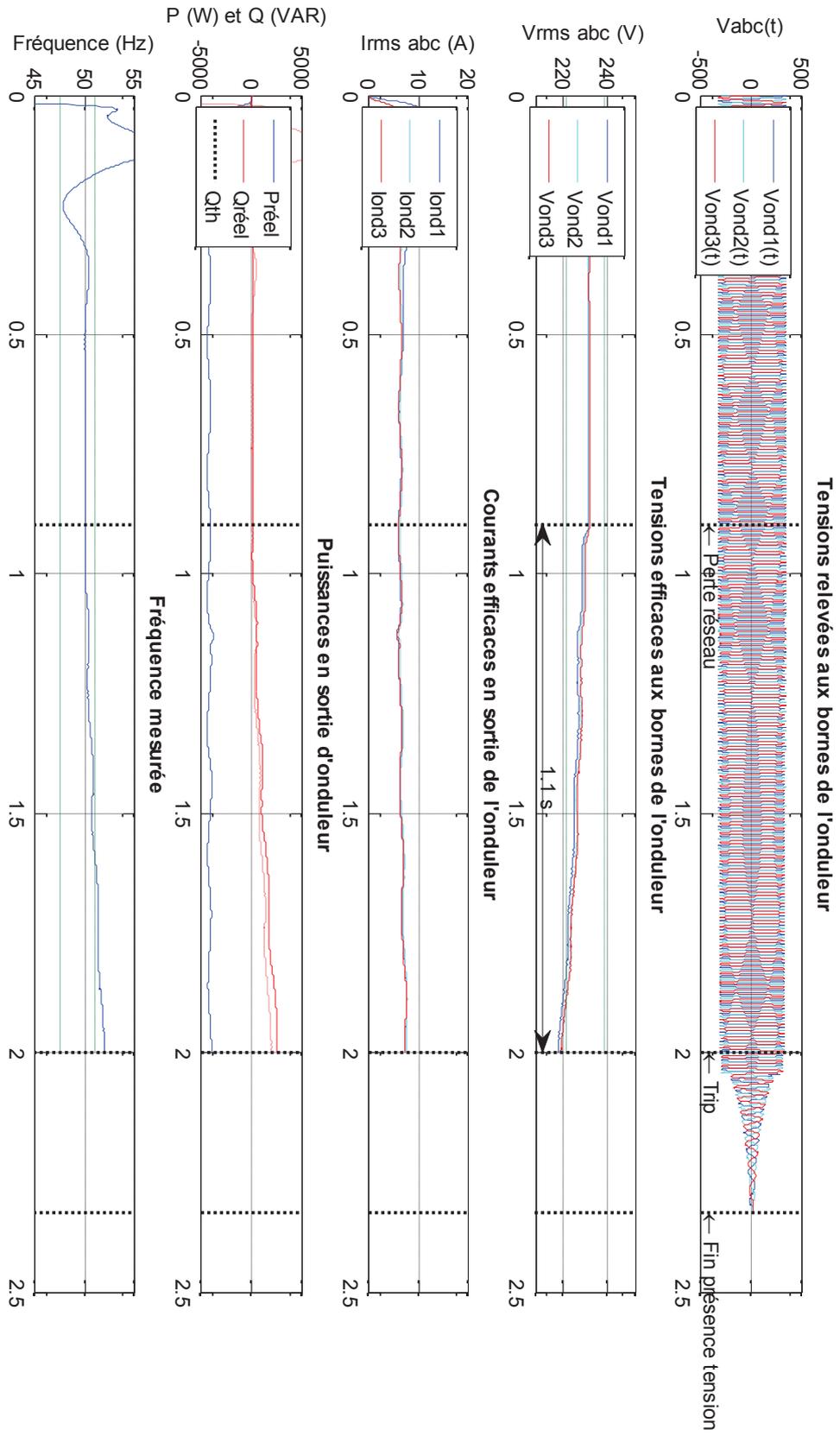
Conditions ouverture de la protection en sortie de transformateur									
Banc de résistance		Machine asynchrone + banc de condensateurs		Onduleur PV		Machine synchrone		Transformateur	
P	2.4 kW	P	3.71 kW	P	4.219 kW	U _{ex}	29.51 V	U _{av. onduleur}	398.9 V
		Q	2.38 kVAR			I _{ex}	9.36 A	U _{av. ilot}	401.3 V
		S	4.41 kVA						
		U	396 V						
		I	6.43 A						

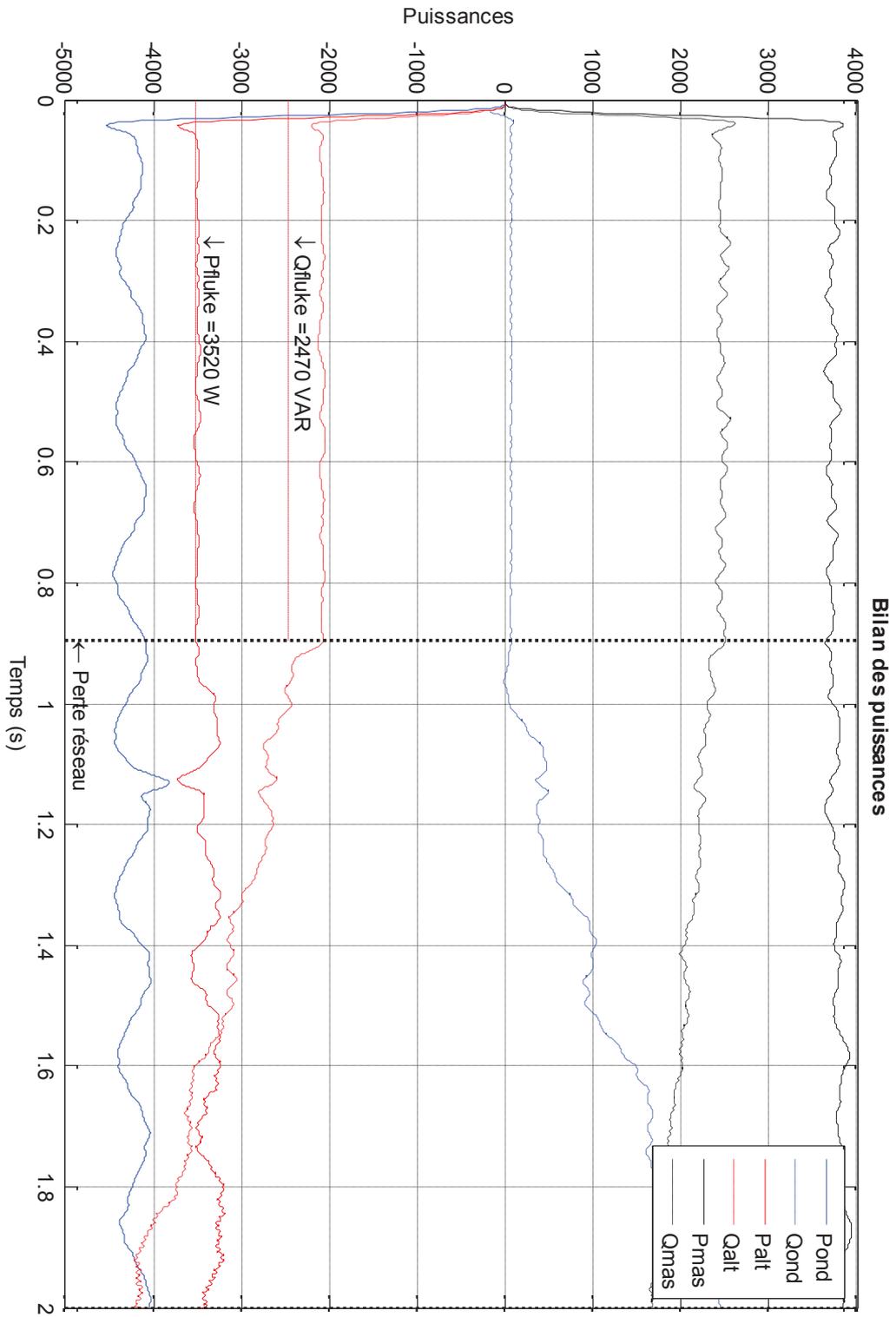
Transformateur

Alternateur

Puissance et énergie				
FULL 1:28:30				
	L1	L2	L3	Total
kW	0.01	0.02	- 0.01	0.02
kVA	0.35	0.34	0.35	1.04
kVAR	0.35	0.34	0.35	1.04
PF	0.02	0.07	-0.03	0.02
Cosφ	-0.05	0.06	-0.14	
A _{rms}	1.5	1.5	1.5	
	L1	L2	L3	
U _{rms}	231.7	232.3	232.1	
01/07/03 06:34:48 230V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Puissance et énergie				
FULL 2:43:50				
	L1	L2	L3	Total
kW				3.52
kVA				4.16
kVAR				2.47
PF				0.84
DPF				0.86
A _{rms}	5.9	6.0	5.9	
	L12	L23	L31	
U _{rms}	405.0	404.4	405.5	
03/03/15 16:43:57 398V 50Hz 3Ø IT EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE





Annexe D : Validation du modèle moyen

Dans les simulations qui suivent et dans un souci de simplicité, le client est modélisé via une charge triphasée RLC parallèle. Cette charge se situe dans les deux cas en amont d'un interrupteur parfait piloté à l'ouverture à $t = 2$ s. Les filtrages des deux types de modèles d'onduleurs sont exactement les mêmes, tout comme les condensateurs en sortie de hacheur. Le réseau est exactement identique dans les deux simulations. Les valeurs R, L et C de la charge « client » sont choisies de telle sorte qu'en régime permanent, les valeurs de fréquence et de tension dérivent jusqu'à un état stable relativement proche des cas où nous pensons avoir des chances d'obtenir des îlotages non intentionnels ($\pm 5\%$ de 50 Hz). Le réseau est équilibré c'est-à-dire que la charge triphasée est constituée de trois charges RLC parallèles monophasées de mêmes valeurs.

Note : Pour ces simulations, les onduleurs n'ont pas de statisme asymétrique en fréquence haute. Ils ne produisent pas non plus de réactif.

La Figure 28 présente les tensions des deux types de modèles ainsi que les courants tandis que la Figure 29 présente la mesure de fréquence par la PLL dans les deux modèles.

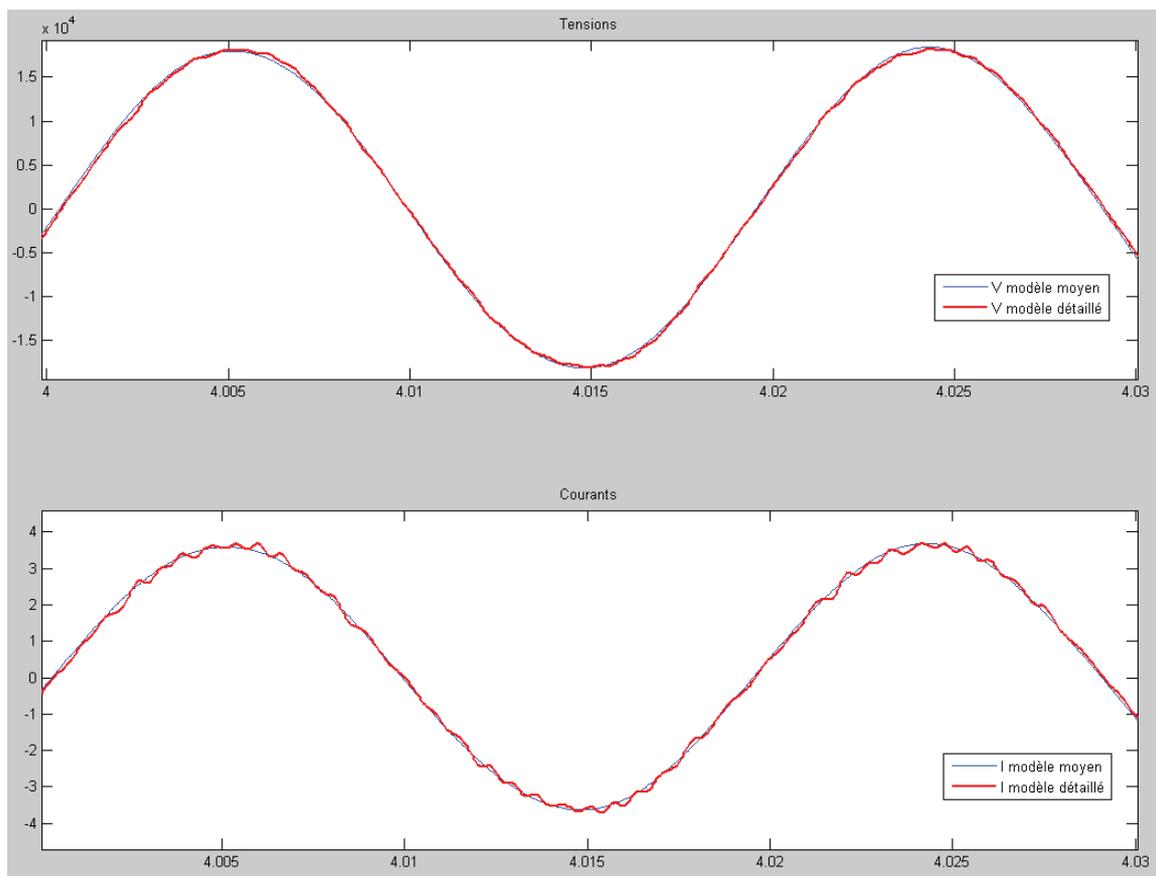


Figure 28 – Tensions et courants de l'onduleur détaillé (rouge) vs l'onduleur moyen (bleu) après 4 secondes de simulation.

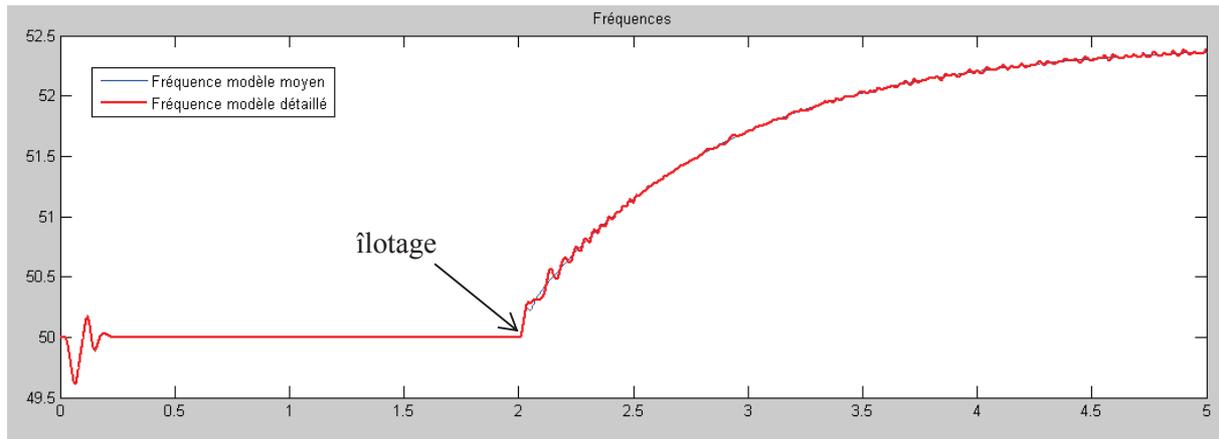


Figure 29 – Fréquence de l'onduleur détaillé vs fréquence de l'onduleur moyen.

On remarque que deux secondes après l'îlotage, les tensions et les courants de la phase « a » restent en phase sur les deux modèles (Figure 28). On peut également noter que la tension et le courant se déphasent légèrement lors de la montée en fréquence. Ce phénomène est simple à expliquer : la fréquence mesurée dans les deux simulations n'étant pas tout à fait la même, les onduleurs n'injectent pas tout à fait en phase (Figure 29). Ce problème disparaît dès lors que la fréquence mesurée redevient la même. On constate également que les tensions et courants de l'onduleur moyen moyennent celles de l'onduleur détaillé.

On remarque aussi que comme pour les tensions et courants, les fréquences mesurées par les PLL des deux modèles sont cohérentes. La fréquence mesurée pour le modèle détaillé a tendance à osciller tandis que celle du modèle moyen est plus stable mais moyenne la fréquence du modèle détaillé. Ces résultats sont suffisamment proches pour valider le comportement du modèle moyen. Celui-ci est capital car il permet de diminuer la quantité de calculs nécessaires pour simuler nos modèles.

Annexe E : Impact de la mesure de fréquence sur les charges à PQ contrôlées de Simulink

Un modèle de PLL sur étagère est disponible dans Matlab/Simulink. Nous avons comparé son fonctionnement à la PLL intégrée dans la charge à PQ contrôlées afin de voir les différences qui en ressortiront. La PLL que nous avons choisie comme référence provient de la bibliothèque SimPowerSystems de Matlab/Simulink. Il s'agit d'une PLL triphasée qui prend en entrée les trois tensions simples pour lesquelles on souhaite mesurer la fréquence. Elle fonctionne avec un correcteur PID qui a pour coefficient : $K_p = 180$, $K_i = 3200$ et $K_d = 1$. La PLL interne à la charge à PQ contrôlées fonctionne elle avec deux tensions biphasées a-b et b-c. Elle dispose d'un correcteur PI avec pour coefficient : $K_p = 60$, $K_i = 1400$. Pour les tests suivants, nous avons utilisé une source de tension contrôlée dans laquelle nous pouvons créer des variations de fréquence ; la variation choisie dans ces simulations est un échelon de 1 Hz avec pour fréquence de départ 50 Hz.

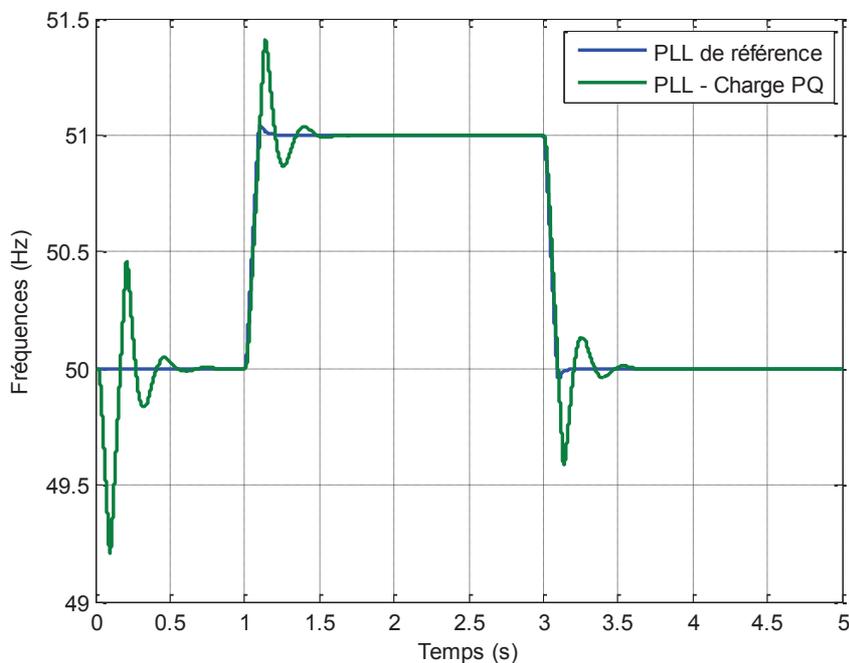


Figure 30 – Fréquences mesurées par la PLL de référence (courbe bleue) et la PLL de la charge à PQ contrôlées (courbe verte).

On voit que la PLL de référence reste très proche de la fréquence théorique entrée dans la source de tension. En revanche, pour la PLL incluse dans la charge à PQ contrôlées, la mesure de fréquence présente des différences. Celles-ci sont principalement visibles juste après les variations brutales de fréquence à $t = 1$ s et $t = 3$ s. On voit que la mesure de la fréquence a un dépassement par rapport à la hauteur de l'échelon (avec près de 40 % de dépassement) ce qui ne paraît pas négligeable dans nos simulations dans la mesure où la fréquence a un impact majeur sur les résultats.

Le comportement déviant de la PLL interne à la charge à PQ contrôlées conduit à se demander si cette PLL est bien réglée et si elle ne se désynchronise pas lors de la variation de fréquence ; le graphique ci-dessous montre que son fonctionnement est réaliste, comme on le voit en comparant le $\sin(\omega t)$

mesuré (qui est une des sorties de la PLL) et le $\sin(\omega t)$ de la tension en entrée de la PLL autour de $t = 3$ s soit au moment de l'échelon de fréquence. On voit bien que la mesure se décale légèrement mais ne perd pas la synchronisation (elle ne « saute pas une période »). La PLL de la charge à PQ contrôlées présente un rebond mais elle dispose bien d'un comportement normal.

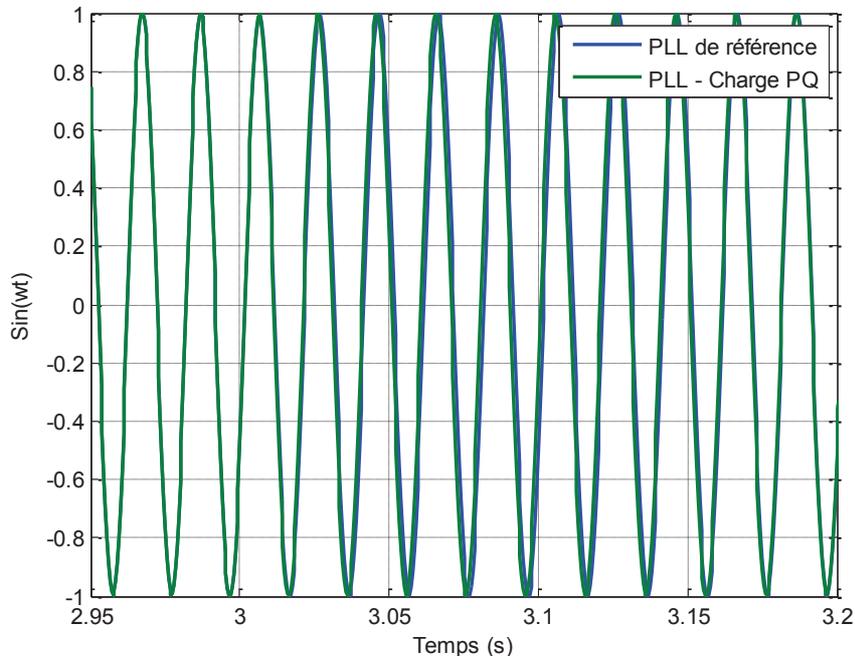


Figure 31 – « Sinus » de la phase de deux PLL de structures identiques, réglées différemment (PLL 1 : $K_p = 30$ et $K_i = 700$; PLL 2 : $K_p = 120$ et $K_i = 2000$).

On pourrait imaginer que cette différence engendre une variation plus forte de P et Q amenant à une déconnexion qui n'aurait pas existé si on avait utilisé la PLL de référence. Pour vérifier cette hypothèse, nous avons simulé deux charges à PQ constants dans lesquelles les paramètres du correcteur PID intégrés dans la PLL ont été modifiés. Les deux structures de PLL testées sont identiques et fonctionnent avec deux tensions biphasées en entrée ; les paramètres du gain proportionnel et intégral ont été modifiés pour qu'il y ait des différences importantes de mesures de fréquence. Les deux charges sont connectées à une source de tension triphasée sinusoïdale dans laquelle un échelon en fréquence de 1 Hz est programmé à $t = 0.25$ s. Les résultats obtenus sont les suivants :

Note : les PLL ont été volontairement réglées de manière à ce qu'au moment du rebond, la différence de mesure soit importante. Nous avons conscience que le réglage de la PLL n°1 pourrait être amélioré mais le but ici est de montrer l'impact de cette mesure sur la puissance absorbée par la charge.

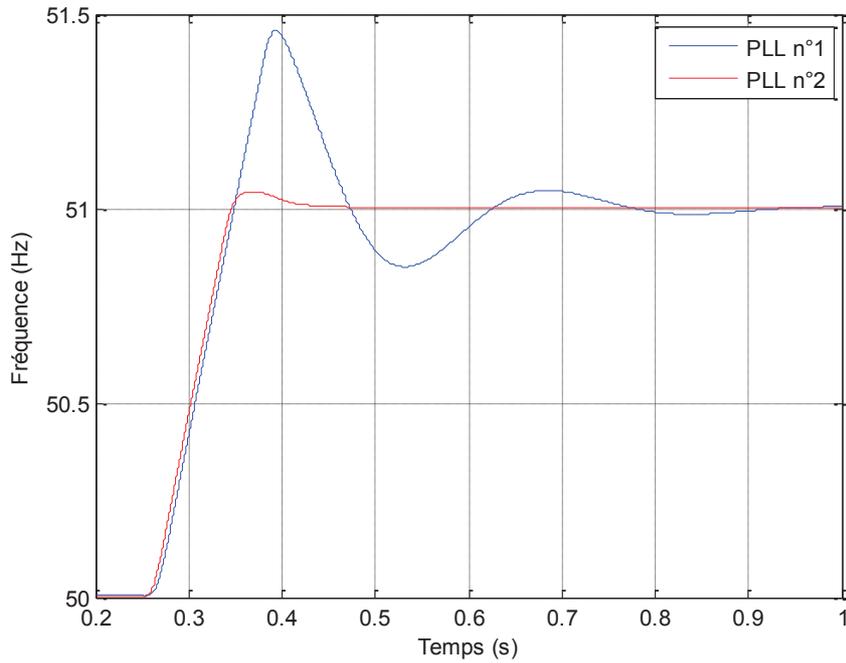


Figure 32 – Fréquences mesurées lors d'un échelon de fréquence de 1 Hz à $t = 0.25$ s par deux PLL identiques réglées différemment (PLL 1 : $K_p = 30$ et $K_i = 700$; PLL 2 : $K_p = 120$ et $K_i = 2000$).

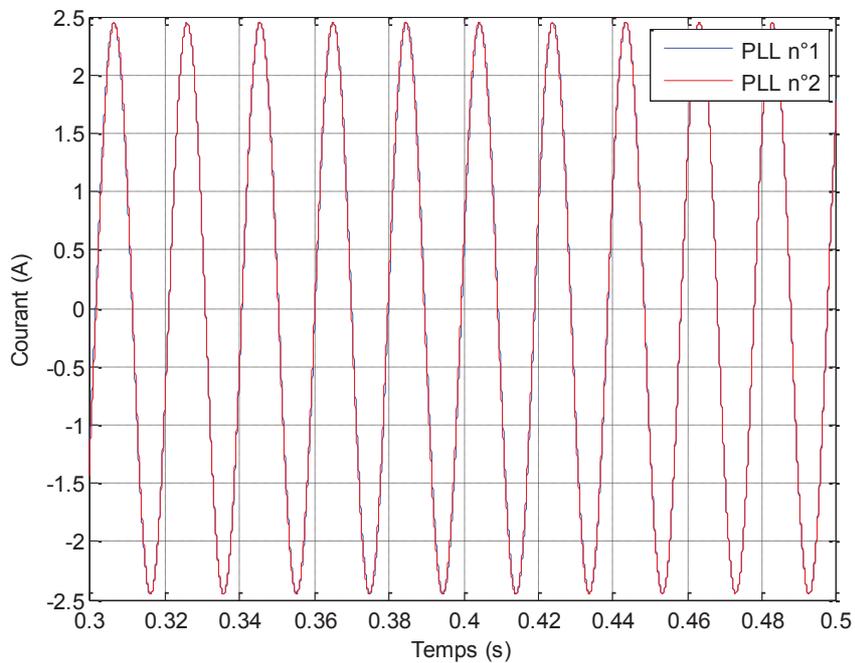


Figure 33 – Courants absorbés par les deux charges à PQ contrôlées lors du rebond après un échelon de fréquence de 1 Hz.

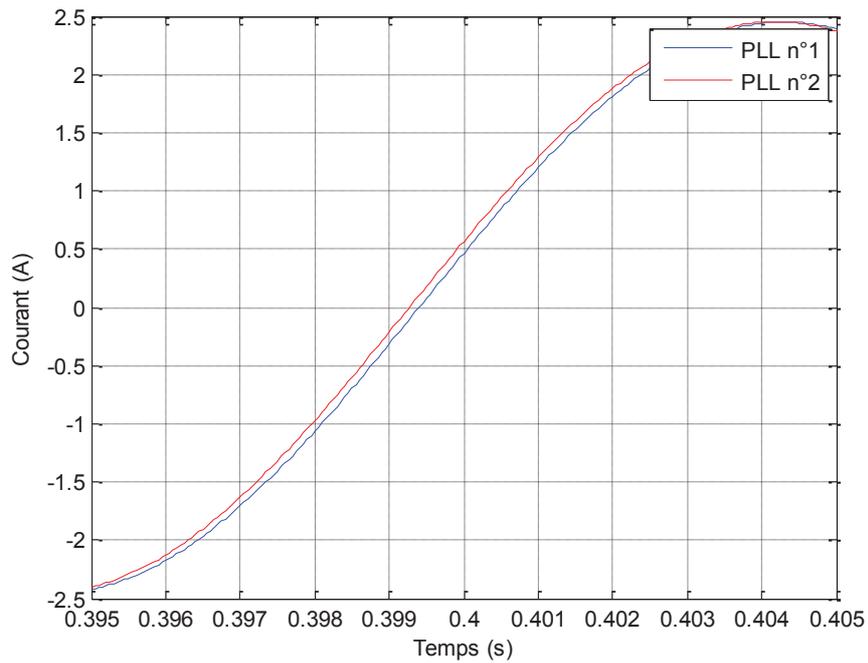


Figure 34 – Agrandissement autour de $t = 0.4$ s sur les courants absorbés par les deux charges à PQ contrôlées.

On voit d'après la Figure 34 que le courant est très peu impacté par les différences de mesure de fréquence. On peut logiquement en déduire que le réglage de la PLL a peu d'influence sur le courant absorbé par la charge et donc sur la puissance absorbée. Ce résultat valide l'utilisation de ce type de charge dans les simulations dynamiques.

Annexe F : Charge de type moteur : la machine asynchrone

La charge de type « machine asynchrone » nous permet de modéliser les moteurs présents sur le réseau de distribution, où l'on trouve normalement très peu de machines synchrones ou à courant continu. La puissance consommée par les moteurs représente une part importante de la puissance totale consommée et comprend notamment une inertie dont les autres types de charges ne disposent pas. Il est donc indispensable de faire figurer ce modèle dans notre bibliothèque.

Modèle

Le premier modèle disponible dans la bibliothèque SimPowerSystems de Matlab/Simulink que nous allons développer est la machine asynchrone à cage d'écuriel. Celui-ci comprend un jeu d'équations pour la partie électrique et un jeu d'équations pour la partie mécanique. Il est caractérisé par trois paramètres mécaniques,

- la constante d'inertie H (s),
- le coefficient de frottement F ;
- et le nombre de paires de pôles p ;

et par cinq paramètres électriques,

- la résistance statorique série R_s (qui modélise les pertes Joule dans le stator),
- l'inductance statorique série L_s (qui modélise les fuites statoriques) ;
- l'inductance magnétisante L_m (qui modélise la magnétisation du matériau magnétique dans la machine asynchrone) ;
- la résistance série de la cage R_r (qui modélise les pertes Joule rotoriques) ;
- la seconde résistance série de la cage $R_r(1-g)/g$ (qui modélise la puissance active consommée par le rotor sans les pertes) ;
- l'inductance rotorique série de la cage L_r (qui modélise les fuites rotoriques).

Note : les pertes fer sont négligées dans ce modèle.

La partie mécanique est modélisée suivant l'équation différentielle suivante :

$$\begin{cases} J \cdot \frac{d}{dt} \omega_m = T_{em} - F\omega_m - T_m \\ \frac{d}{dt} \theta_m = \omega_m \end{cases} \quad (28)$$

où ω_m est la pulsation mécanique (en rad/s), T_{em} le couple électromagnétique (en N.m) et T_m le couple mécanique (en N.m). Le couple de frottement est supposé proportionnel à la vitesse de rotation via le coefficient F . Le couple électrique T_e dépend du schéma électrique équivalent tandis que le couple mécanique T_m est un paramètre exogène grâce auquel la charge mécanique du moteur peut être maîtrisée, enfin, H représente le rapport de l'énergie stockée dans le rotor sur la puissance apparente

nominale de la machine. On rappelle que la correspondance entre H (s) et J le moment d'inertie (kg.m^2) est définie par [TOL04] :

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \omega_m^2}{S_n} \quad (29)$$

où S_n correspond à la puissance apparente nominale de la machine asynchrone.

Il existe deux modèles très répandus concernant la modélisation de la partie électrique de la machine asynchrone : la machine à cage d'écureuil et la machine à double cage d'écureuil. La première ne sera pas utilisée dans notre étude pour plusieurs raisons. En effet, [PED06] fait remarquer qu'il a été démontré que pour des études de stabilité des machines, le modèle à simple cage d'écureuil donne des résultats irréalistes. Etant donné le type d'étude que nous souhaitons réaliser, il convient donc de ne pas utiliser ce modèle. Toujours d'après [PED06], il semblerait que le modèle à simple cage d'écureuil soit très utilisé par les universitaires du fait qu'il est plus simple et qu'il nécessite moins d'informations sur la machine. Par ailleurs, nous n'avons que très peu de données concernant les machines asynchrones à simple cage d'écureuil.

Un des schémas équivalents possible pour la machine à cage d'écureuil est le suivant :

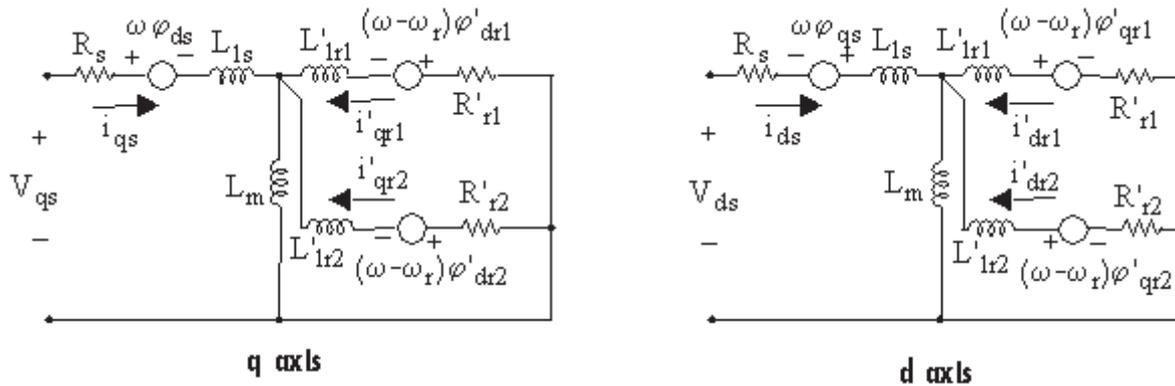


Figure 35 – Modèle de machine asynchrone à double cage d'écureuil dans le repère (d,q) [MAT16]

Note : les pertes Fer sont négligées dans ce modèle.

Les équations de la machine asynchrone sont résolues dans le repère (d,q) et sont les suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega \varphi_{ds} \\
 V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega \varphi_{qs} \\
 R'_{r1} \cdot i'_{qr1} + \frac{d\varphi'_{qr1}}{dt} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr1} = 0 \\
 R'_{r1} \cdot i'_{dr1} + \frac{d\varphi'_{dr1}}{dt} - (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr1} = 0 \\
 R'_{r2} \cdot i'_{qr2} + \frac{d\varphi'_{qr2}}{dt} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr2} = 0 \\
 R'_{r2} \cdot i'_{dr2} + \frac{d\varphi'_{dr2}}{dt} - (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr2} = 0 \\
 Te = \frac{3}{2} p (\varphi_{ds} \cdot i_{qs} - \varphi_{qs} \cdot i_{ds})
 \end{array} \right. \quad \text{où} \quad \left\{ \begin{array}{l}
 \varphi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + L_m \cdot (i'_{qr1} + i'_{qr2}) \\
 \varphi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + L_m \cdot (i'_{dr1} + i'_{dr2}) \\
 \varphi'_{qr1} = L'_{r1} \cdot i'_{qr1} + L_m \cdot i_{qs} \\
 \varphi'_{dr1} = L'_{r1} \cdot i'_{dr1} + L_m \cdot i_{ds} \\
 \varphi'_{qr2} = L'_{r2} \cdot i'_{qr2} + L_m \cdot i_{qs} \\
 \varphi'_{dr2} = L'_{r2} \cdot i'_{dr2} + L_m \cdot i_{ds} \\
 L_s = L_{1s} + L_m \\
 L'_{r1} = L'_{1r1} + L_m \\
 L'_{r2} = L'_{1r2} + L_m
 \end{array} \right.$$

Le stator et le rotor sont modélisés respectivement par R_s et L_{1s} pour la partie statorique et R'_{r1} , L'_{r1} , R'_{r2} , L'_{r2} pour la partie rotorique. L'inductance magnétisante est modélisée par l'inductance L_m . Les résistances R'_{r1} et R'_{r2} représentent les pertes rotoriques. Les flux rotoriques dans le repère (d,q) sont représentés par φ'_{dr1} , φ'_{dr2} , φ'_{qr1} , φ'_{qr2} tandis que les flux statoriques sont représentés par φ_{ds} et φ_{qs} . Les courants statoriques sont modélisés par i_{ds} , i_{qs} ; les courants rotoriques sont modélisés par i'_{dr1} , i'_{dr2} , i'_{qr1} , i'_{qr2} . Enfin, ω représente la pulsation électrique et ω_r représente la pulsation rotorique.

Définition des paramètres de la machine asynchrone

L'évaluation des paramètres d'une machine électrique n'est pas simple car elle requiert des informations que nous n'avons pas toujours et pour lesquelles les machinistes ne communiquent pas forcément. A ce stade, deux possibilités s'offrent à nous.

- La première consiste à utiliser la bibliothèque très riche du logiciel PowerFactory, celle-ci contient un grand nombre de modèles de machines asynchrones prédéfinies dans lesquels nous pouvons en extraire les tendances sur les paramètres électriques. Cette solution comporte un inconvénient majeur, à savoir, que les paramètres de la partie statorique des machines dans PowerFactory ne sont pas définis. Ces paramètres sont modifiables et sont prédéfinis par défaut à une valeur fixe quelle que soit la machine. Nous n'avons donc pas choisi l'option de définir entièrement notre machine via ces données.
- La seconde possibilité consiste à dimensionner le moteur via les quelques informations que nous pouvons trouver sur les machines asynchrones dans la littérature. L'article [PED06] présente des résultats intéressants d'un « benchmark » sur les paramètres d'un modèle de machine asynchrone. Il définit des lois de puissance en fonction de la puissance nominale mécanique de la machine de tous les paramètres du modèle. L'avantage considérable de ces lois de puissance est que le modèle considéré dans l'article est exactement le même que le modèle de machine asynchrone ci-dessus ; la loi de puissance est donc suffisante pour la modélisation des paramètres électriques.

Comme il a été dit précédemment, [PED06] a évalué des lois de puissance pour chaque paramètre électrique du modèle. Les résultats sont visibles ci-dessous :

Tableau 1 – Lois de puissance des différents paramètres du modèle de machine asynchrone à double cage d'écoreuil estimés dans [PED06].

Paramètres du modèle de machine asynchrone à double cage d'écoreuil	Lois de puissance (P en kW)
r_s	$r_s = 0.0264 \cdot P^{-0.3453}$
x_s	$x_s = 0.0625 \cdot P^{0.0572}$
x_m	$x_m = 1.4209 \cdot P^{0.0829}$
r_r	$r_{ra} = 0.0461 \cdot P^{-0.3255}$
x_r	$x_{ra} = 0.0625 \cdot P^{0.0572}$

Définition du moment d'inertie J

L'article [PED06] et plus généralement les articles qui traitent de l'évaluation des paramètres d'un modèle de machine s'intéressent principalement à la partie électrique. Les paramètres mécaniques ne sont pas analysés principalement car l'inertie d'une machine est plus facile à évaluer si on dispose des caractéristiques physiques du moteur comme le diamètre du rotor et sa masse. Dans notre cas, nous n'avons pas les caractéristiques techniques de la machine que nous souhaitons modéliser. Par conséquent, nous avons utilisé la bibliothèque de PowerFactory, afin de récupérer les informations de toutes les machines asynchrones pré-modélisées (soit 1034 machines).

Tableau 2 – Détails sur les machines pré-définies dans le logiciel PowerFactory version 15.2.4.

Nom du fabricant	Nombre de moteurs intégrés dans PowerFactory
ABB	60
FIMOT	26
Flender ATB-Loher	1
Nuovo Pignone	1
Siemens	333
WEG	613
Total	1034

Les informations sur les machines asynchrones intégrées dans PowerFactory sont visibles dans le Tableau 2. Elles ont été extraites via un script en langage DPL (langage de programmation de PowerFactory, similaire au langage Java) qui récupère toutes les inerties des machines en fonction de la puissance mécanique nominale de la machine. Les résultats sont visibles en Figure 36.

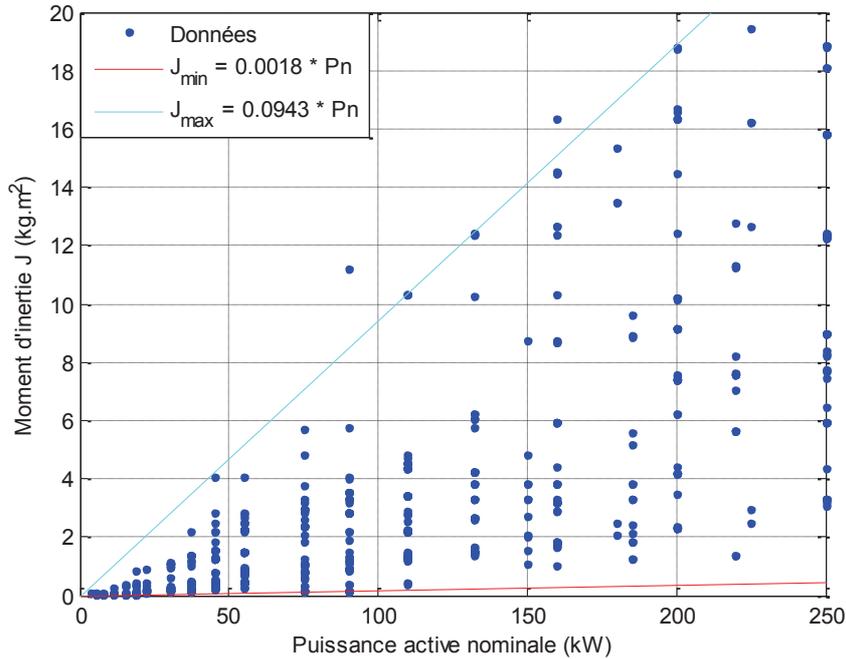


Figure 36 – Moment d'inertie J (kg.m²) en fonction de la puissance nominale de la machine.

Seuls les résultats concernant les machines de puissances inférieures à 250 kVA sont montrés ici car il s'agit de la limite haute du tarif jaune d'Enedis, soit la puissance maximale de raccordement au réseau BT [ENE15, LEG08]. Deux courbes de tendance ont été tracées, elles permettent d'encadrer les moments d'inertie. Nous avons choisi de filtrer les inerties « atypiques » afin de conserver un maximum de réalisme, ainsi, 96 % des moments d'inertie sont contenus entre les deux segments de droite de la Figure I-12.

En théorie, pour définir l'inertie d'une machine équivalente, il faut connaître toutes les inerties de toutes les machines. Dans notre cas, nous n'avons pas d'information sur l'inertie des machines électriques en BT. Néanmoins, on pourra se reporter à la Figure 36 pour évaluer l'inertie équivalente d'un réseau comprenant certains types de machines. La relation entre le temps de lancement équivalent H_{eq} (s) et les moments d'inertie J_i (kg.m²) des machines considérées [TOL04] est la suivante :

$$H_{eq} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sum_i^{N_{MAS}} J_i \cdot \omega_m^2}{\sum_i S_{n,i}} \quad (0.30)$$

Avec :

- J_i : le moment d'inertie du générateur i (en kg.m²) ;
- ω_m : la vitesse mécanique (en rad/s) ;
- $S_{n,i}$: la puissance apparente nominale du générateur i (en VA) ;
- N_{MAS} : le nombre total de machine asynchrone considéré.

Pour illustrer le fonctionnement d'une machine créée via les lois de puissance expliquées précédemment, nous avons simulé une machine asynchrone à double cage d'écureuil en série avec une source de tension parfaite qui génère un sinus d'amplitude 230 V phase-neutre et de fréquence 50 Hz. La machine asynchrone a été modélisée pour $P_n = P = 150$ kW, on a :

- $r_s = 0.0264 \cdot P^{-0.3453} = 0.00468 p.u.$;
- $x_s = 0.0625 \cdot P^{0.0572} = 0.0832 p.u.$;
- $x_m = 1.4209 \cdot P^{0.0829} = 2.153 p.u.$;
- $r_r = 0.0461 \cdot P^{-0.3255} = 0.00902 p.u.$;
- $x_r = 0.0625 \cdot P^{0.0572} = 0.0832 p.u.$.

Le nombre de paires de pôles est fixé à $p = 2$ et le moment d'inertie se situe d'après les résultats de la Figure 36 entre 0.27 et 14.15 kg.m². L'inertie choisie ici est située entre ces deux bornes ($J = 6$ kg.m²). L'inertie H équivalente dépend de la puissance apparente que nous n'avons pas à ce stade, on prendra donc comme hypothèse $\cos(\varphi) = 0.9$ pour le calcul de H , on a donc : $H = 0.4935$ s. Cette machine a été implémentée dans Matlab/Simulink avec les coefficients calculés ci-dessus. Le couple mécanique constant imposé au rotor est de 1 p.u. soit un couple mécanique de $T_m = P_m/w_m = 954$ N.m. Les graphiques de résultats sont disponibles ci-dessous, ils ont été obtenus pour les valeurs de base suivantes $U_{base} = 400$ V, $f_{base} = 50$ Hz et $S_{base} = 150$ kVA.

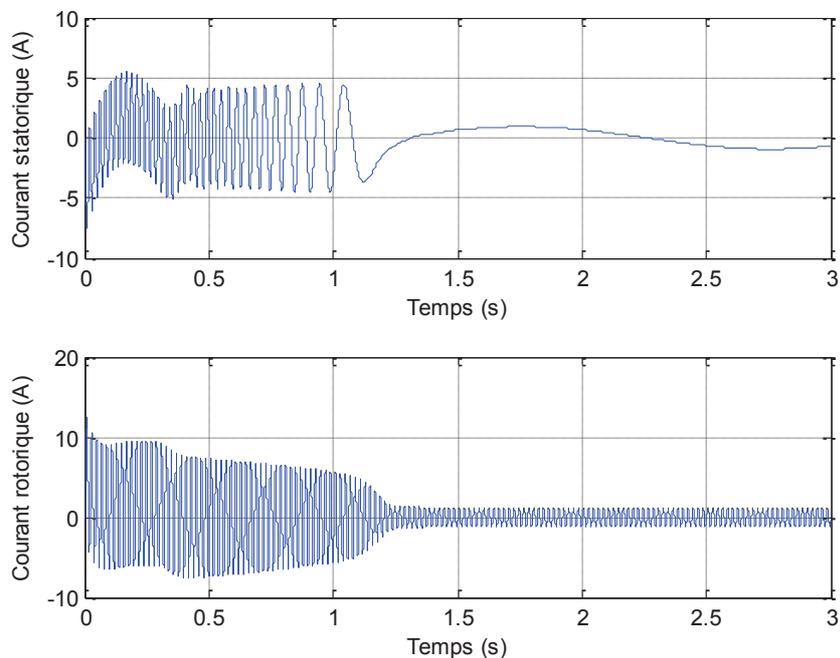


Figure 37 – Courants rotorique et statorique dans une phase en fonction du temps de la machine asynchrone (sans convertisseur pour le démarrage).

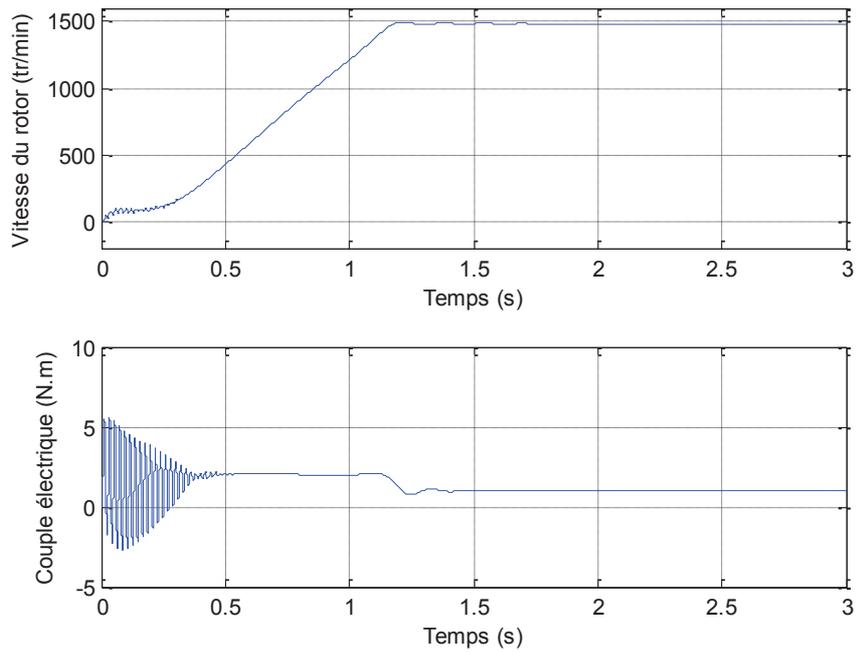


Figure 38 – Vitesse de la machine asynchrone et couple électrique en fonction du temps

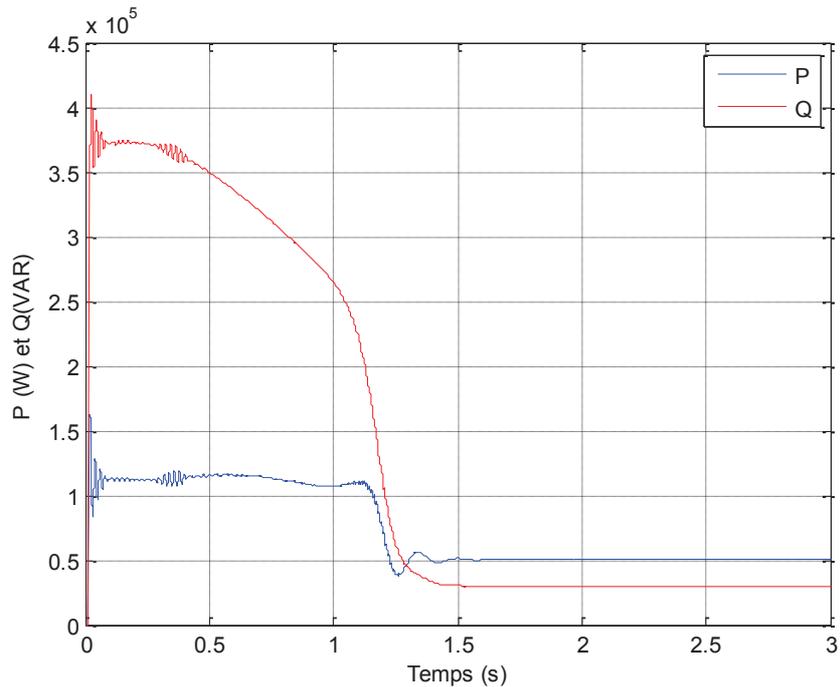


Figure 39 – Puissances active P et réactive Q consommées en fonction du temps par la machine asynchrone.

La Figure 39 permet de mesurer le facteur de puissance de la machine (en régime permanent) et ainsi de vérifier s'il est dans des plages réalistes. Dans ce cas et en régime nominal, le $\tan(\varphi)$ de la machine est de 0.6 ce qui correspond à un $\cos(\varphi)$ de 0.86 ce qui est réaliste d'après les résultats de [PED06], le facteur de puissance d'une machine asynchrone de puissance inférieure à 1 MVA doit être situé entre 0.82 et 0.88.

Annexe G : La transformation de Fortescue

Tout système déséquilibré triphasé est équivalent à trois systèmes équilibrés [SCH05A]. Ceux-ci sont :

- Un système équilibré direct noté avec un indice « d » (ou « 1 » en anglais).
- Un système équilibré inverse noté avec un indice « i » (ou « 2 » en anglais).
- Un système homopolaire noté avec un indice « 0 ».

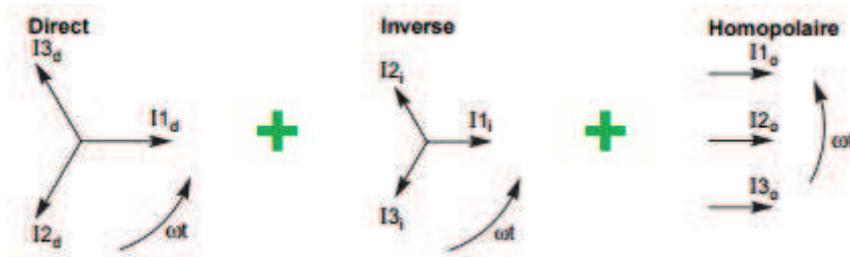


Figure 40 – Représentation vectorielle des systèmes direct, inverse et homopolaire [SCH05A].

Pour les calculs, on introduit l'opérateur de rotation \underline{a} qui correspond au nombre complexe 1 d'argument 120° :

$$\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \tag{31}$$

La relation matricielle entre les grandeurs réelles et les grandeurs de la base de Fortescue est :

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_0 \\ X_2 \\ X_1 \end{bmatrix} \tag{32}$$

Réciproquement, la relation entre les grandeurs de la base de Fortescue et les grandeurs réelles est :

$$\begin{bmatrix} X_0 \\ X_2 \\ X_1 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \tag{0.33}$$

Un des intérêts majeurs de ce changement de base réside dans l'apparition de la composante homopolaire, la tension homopolaire étant utilisée, entre autre, par Enedis comme critère de détection de défaut à la terre en HTA.

Annexe H : Le schéma symétrique équivalent du défaut monophasé

Une méthode permettant de mettre en équation les régimes déséquilibrés consiste à définir deux zones distinctes : la zone symétrique, représentant la partie équilibrée du circuit et la zone dissymétrique, qui représente la partie déséquilibrée par le défaut.

Pour la partie dissymétrique, le défaut monophasé impose :

$$\begin{cases} \underline{I}_B = \underline{I}_C = \underline{0} \\ \underline{V}_A = \underline{Z} \cdot \underline{I}_A \end{cases} \quad (34)$$

La partie symétrique est identique quel que soit le cas étudié :

$$\begin{cases} \underline{I}_A = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{I}_B = a^2 \cdot \underline{I}_1 + a \cdot \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{I}_C = a \cdot \underline{I}_1 + a^2 \cdot \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \end{cases} \quad (35)$$

$$\begin{cases} \underline{V}_A = \underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_0 \\ \underline{V}_B = a^2 \cdot \underline{V}_1 + a \cdot \underline{V}_2 + \underline{V}_0 \\ \underline{V}_C = a \cdot \underline{V}_1 + a^2 \cdot \underline{V}_2 + \underline{V}_0 \end{cases} \quad (36)$$

Par continuité à la frontière zone dissymétrique et zone symétrique, (34) et (35) donnent :

$$\begin{cases} \underline{0} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{0} = a^2 \cdot \underline{I}_1 + a \cdot \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \\ \underline{Z} \cdot \underline{I}_1 = a \cdot \underline{I}_1 + a^2 \cdot \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \end{cases} \quad (37)$$

Le système (37) implique :

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 = \frac{\underline{I}_A}{3} \\ \underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_0 = 3\underline{Z} \cdot \underline{I}_0 \end{cases} \quad (38)$$

Le comportement du réseau est modélisé en superposant trois régimes correspondant aux systèmes direct, inverse et homopolaire. Ainsi, nous obtenons les relations entre les tensions symétriques et les courants symétriques suivantes :

$$\begin{cases} \underline{E} = \underline{V}_1 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 \\ \underline{0} = \underline{V}_2 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 \\ \underline{0} = \underline{V}_0 + \underline{Z}_0 \cdot \underline{I}_0 \end{cases} \quad (39)$$

La somme des trois équations de (39) donne les courants symétriques en fonction de la f.e.m et des impédances symétriques :

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}} \quad (40)$$

L'équation (40) dans (39) donne les tensions symétriques en fonction de la f.e.m et des impédances symétriques :

$$\begin{cases} \underline{V}_1 = \underline{E} - \underline{Z}_1 \frac{\underline{E}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}} \\ \underline{V}_2 = -\underline{Z}_2 \frac{\underline{E}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}} \\ \underline{V}_0 = -\underline{Z}_0 \frac{\underline{E}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}} \end{cases} \quad (41)$$

On peut alors définir un circuit électrique dans la base de Fortescue qui respecte les équations déterminées précédemment. Ce circuit est visible en Figure 41.

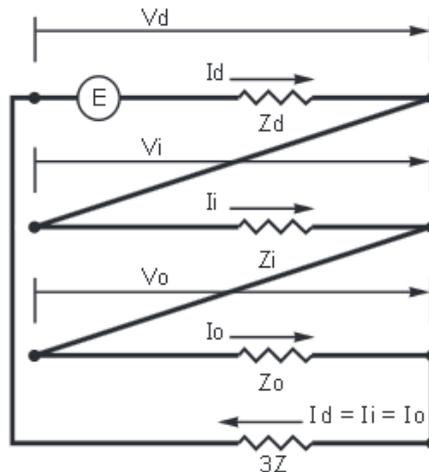


Figure 41 – Schéma symétrique équivalent du cas du défaut monophasé [SCH05A]

Annexe I : Rappel des formules pour les équations de degré trois

Soit une équation algébrique de la forme :

$$ax^3 + bx^2 + cx + d = 0 \quad (42)$$

On pose :

$$\begin{cases} \Delta_0 = b^2 - 3ac \\ \Delta_1 = 2b^3 - 9abc + 27a^2d \\ C = \sqrt[3]{\frac{\Delta_1 + \sqrt{\Delta_1^2 - 4\Delta_0^3}}{2}} \end{cases} \quad (43)$$

Avec :

$$l = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}i \quad (44)$$

Enfin, pour $k = 0, 1, 2$:

$$x_k = -\frac{1}{3a} \left(b + l^k C + \frac{\Delta_0}{l^k C} \right) \quad (45)$$

Les x_k représentent les racines complexes de l'équation (42).

Résumé : L'augmentation de la proportion d'énergie renouvelable sur le réseau électrique amène de nouveaux défis dans le domaine des réseaux électriques dont notamment la détection de l'îlotage non-intentionnel. Il s'agit de la situation pendant laquelle une partie du réseau de distribution, bien que déconnectée du réseau global après l'ouverture d'une protection, reste alimentée par la production locale. Ce phénomène, autrefois improbable, engendre de nombreux problèmes car la fréquence et la tension dans l'îlot ne sont plus imposées par le réseau global et deviennent donc incontrôlées. La probabilité d'apparition de ce phénomène semble augmenter du fait de l'insertion grandissante de la proportion de production renouvelable sur le réseau. De plus, de nouvelles réglementations tendent à élever le seuil de fréquence des protections de découplage, augmentant ainsi la probabilité que les producteurs ne détectent pas de situation anormale. Les travaux dans le cadre de cette thèse sont une contribution à une meilleure compréhension globale de ce phénomène et à sa détection. Des expériences en laboratoire ont été menées et ont notamment permis de prouver l'existence du phénomène. Ensuite, une étude de données réelles a permis de définir la durée typique de présence tension après l'ouverture d'une protection en tête de départ HTA sur lequel se trouvent des installations de production. Deux cas d'étude sont ensuite présentés. Le premier consiste à analyser la probabilité qu'un défaut monophasé sur la HTA ne soit pas détecté par la production en BT. Le second concerne des simulations numériques et montre l'impact du modèle de charge sur le comportement de l'îlotage non-intentionnel. La troisième étape de ces travaux concerne l'analyse de l'impact de nouvelles régulations dans les onduleurs photovoltaïques sur la taille de la zone de non-détection des protections de découplage. Enfin, la dernière partie présente une étude de l'impact de la dispersion naturelle des réglages des protections de découplage sur le comportement du système électrique, lors d'un événement de grande ampleur.

Summary: A high penetration of distributed generators (DGs) on the electrical networks brings new challenges for distribution system operators (DSO). Unintentional islanding is one of them; it is a situation when a part of the network is disconnected from the main grid but remains supplied by local generation. Though this was unlikely to occur before, the likelihood of this situation seems to increase with a higher penetration of DGs, and it leads to several issues since the frequency and the voltage in the island are not governed by the main grid anymore. Moreover, new requirements tend to increase the upper frequency threshold of the interface protection to prevent a system wide event. This could lead to an increase of the likelihood of undetected islanding. This thesis is a contribution to a better understanding of this phenomenon and its detection. First, laboratory experiences were conducted to prove its existence. Then, real data have been analyzed in order to define the typical duration of voltage presence after the trip of a protection feeder. Two case studies are introduced in the next part. The first one consists in assessing the likelihood of a single-phase fault on medium voltage networks that would generally not be detected by low voltage (LV) generation. The second one concerns numerical simulations and shows the impact of the load model on the frequency behavior of the island. The third part of this work assesses the impact of new regulations in the photovoltaic inverters on the non-detection zones of interface protections. Finally, the last part introduces a study regarding the impact of the natural dispersion of interface protection settings on the stability of an electrical system when a system wide event occurs.