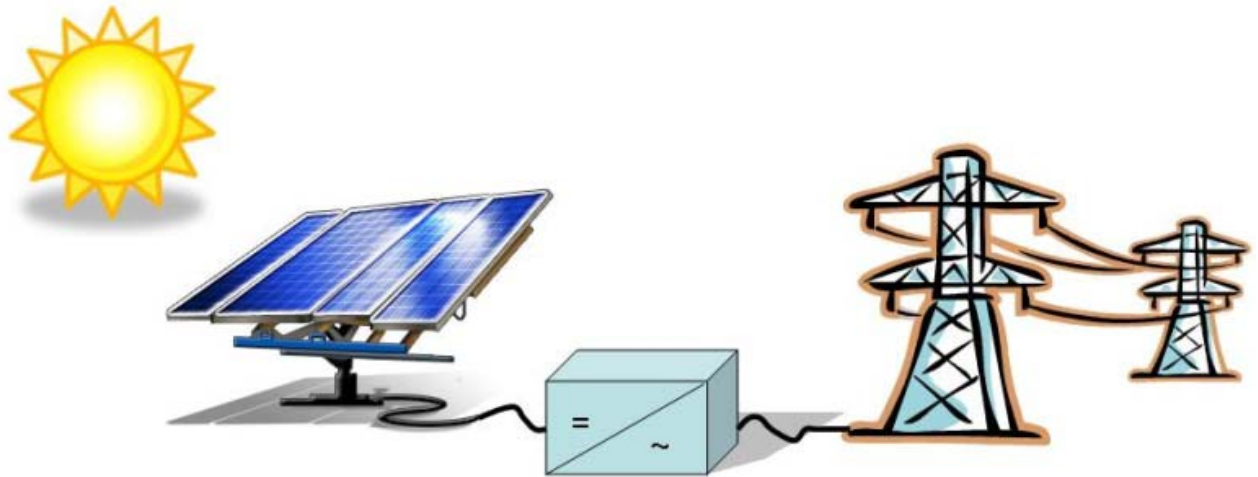


ESPRIT

Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le
Raccordement Au Réseau Electrique D'Installations
Techniques Photovoltaïques



**Ilotage des installations
photovoltaïques raccordées au réseau
électrique : réglementation, méthodes
de détection et retours de terrain**



energie atomique - energies alternatives



ESPRIT

Ilotage des installations photovoltaïques raccordées au réseau : réglementation, méthodes de détection et retours de terrain

Rédacteurs : H. Colin (CEA-INES), C. Duvauchelle (EDF), Y. Tanguy (TransEnergie), B. Gaiddon (HESPUL), T. Tran-Quoc (IDEA)

Travaux réalisés avec le soutien financier de l'ADEME



Décembre 2011

Résumé

Le présent document traite du phénomène d'îlotage pouvant survenir sur les installations de production photovoltaïques au réseau public de distribution électrique ainsi que des méthodes de détection de ce phénomène. Il vise à rassembler les informations disponibles sur le sujet, mais n'a pas pour but de définir des préconisations.

Après avoir rappelé la définition de l'îlotage et la réglementation en vigueur, il présente les principales caractéristiques des différentes méthodes de détection existantes pouvant être mises en œuvre dans les onduleurs :

- les méthodes passives basées sur l'analyse des variations de paramètres du signal électrique,
- les méthodes actives, basées sur l'observation des effets d'une perturbation créée intentionnellement sur le réseau,
- et les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l'onduleur PV.

Le risque d'îlotage des installations photovoltaïques est un sujet ancien et polémique qui a fait l'objet de nombreuses études internationales souvent contradictoires. Les experts du programme PVPS de l'AIE affirment par exemple que la probabilité d'îlotage est bien en deçà des limites communément acceptées pour les autres types de risques habituels. A l'opposé, ceux du projet européen Dispower concluent que, pour des onduleurs équipés uniquement de dispositifs de découplage de type passif et basés sur la mesure de la tension et de la fréquence, la probabilité d'îlotage est significative et au-dessus de ce qui est communément toléré.

Aussi, bien que la probabilité d'îlotage soit très faible, elle n'en demeure néanmoins pas nulle. Les cas vécus par IBERDROLA, un gestionnaire de réseaux espagnol, sur des réseaux HTA et dont les conditions d'apparition restent à élucider, le prouvent et incitent, de ce fait, à s'en prémunir. C'est la raison pour laquelle de nombreux documents (guides, normes européennes et internationales) traitent du phénomène d'îlotage et imposent la présence de dispositifs de découplage, internes ou externes à l'onduleur, mais le plus souvent sans prescrire de méthode de détection particulière.

Mots clés

PHOTOVOLTAÏQUE, RESEAU, ONDULEUR, ILOTAGE

Summary

The present document deals with the issues of islanding occurring in photovoltaic generators connected to the public distribution grid and the methods of islanding detection. It aims at gathering information related to islanding but not at defining any requirements.

Following the definition of islanding and the requirement by the regulation to avoid any operation in this mode, the main characteristics of the different existing detection methods used in inverters are presented:

- passive methods based on the analysis of parameter variations of the electric signal (the efficiency of 9 passive methods has been evaluated by means of simulation),
- active methods based on the observation of the effects of a disturbance intentionally generated on the grid,

- and methods using communication means between the main grid and the PV inverter.

The risk of islanding in photovoltaic systems is an old and polemic issue, which has been dealt in lots of international studies, often contradictory. Experts of the IEA's PVPS program state that this probability is far below the limits commonly accepted for other kinds of risks; whereas those of Dispower European project conclude that for inverters integrating only passive protections based on voltage and frequency monitoring islanding probability is significant and above common limits.

Therefore, even though this probability is very small, yet it is not nil. The situations encountered by IBERDROLA, a Spanish grid operator, in MV grids (in particular conditions that still have to be clarified) prove it and thus incite to provide against it. This the reason why various documents (guides, European and International standards) deal with the islanding issue and demand that internal or external disconnection devices should be installed, but most of the times without prescribing any specific detection method.

Key words

PHOTOVOLTAIC, GRID, INVERTER, ISLANDING

Sommaire

I.	PREAMBULE	7
II.	CADRE DU DOCUMENT	7
III.	INTRODUCTION.....	8
IV.	NOTION D’ILOTAGE	9
V.	ASPECTS REGLEMENTAIRES ET CONTRACTUELS.....	10
VI.	METHODES DE DETECTION DE L’ILOTAGE	11
VI.1	LES METHODES PASSIVES	11
VI.2	LES METHODES ACTIVES	13
VI.3	LES METHODES UTILISANT LES COMMUNICATIONS ENTRE LE RESEAU PRINCIPAL ET L’ONDULEUR PV. 15	15
VI.4	EVALUATION DES METHODES PASSIVES DE DETECTION D’ILOTAGE	15
VI.4.1	<i>Liste des méthodes testées.....</i>	16
VI.4.2	<i>Cadre des simulations et configurations de test.....</i>	16
VI.4.3	<i>Evaluation des différentes méthodes</i>	17
VI.4.4	<i>Remarques et conclusions</i>	18
VII.	PROBABILITE D’OCCURRENCE DE L’ILOTAGE	18
VIII.	RETOURS DE TERRAIN	24
VIII.1	PREMIER CAS D’ILOTAGE	24
VIII.2	DEUXIEME CAS D’ILOTAGE	25
VIII.3	TROISIEME CAS D’ILOTAGE	25
VIII.4	REFLEXIONS D’IBERDROLA SUR CES CAS CONCRETS.....	26
IX.	NORMALISATION	27
IX.1	NORMES ET GUIDES RELATIFS A L’ILOTAGE.....	27
IX.2	PROCEDURES DE TEST DES METHODES DE DETECTION D’ILOTAGE	29
X.	CONCLUSION.....	31
XI.	REFERENCES	32
XII.	GLOSSAIRE.....	33
ANNEXE : METHODES DE DETECTION D’ILOTAGE		34
A.	METHODES PASSIVES.....	34
A.	LES PROTECTIONS A SEUIL DE TENSION ET DE FREQUENCE.....	34
B.	LA METHODE PAR MESURE DE SAUT DE PHASE	37
C.	LA METHODE RoCOF	38
D.	LA MESURE DES HARMONIQUES	38
E.	LA MESURE DES TROIS PHASES.....	39
F.	CONCLUSION SUR LES METHODES PASSIVES	39
B.	METHODES ACTIVES.....	39
A.	LA MESURE D’IMPEDANCE	39
B.	SLIP-MODE FREQUENCY SHIFT (SMS)	41
C.	ACTIVE FREQUENCY DRIFT (AFD)	42
D.	SANDIA FREQUENCY SHIFT (SFS)	43
E.	RANDOM NOISE INJECTION	43
F.	FREQUENCY JUMP	43

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d’îlotage

G.	FREQUENCY FEEDBACK SCHEME.....	43
H.	SANDIA VOLTAGE SHIFT (SVS).....	43
I.	VOLTAGE FEEDBACK SCHEME	44
J.	DIFFERENTIAL LEVEL VOLTAGE SHIFT (DVS).....	44
C.	TABLEAU RECAPITULATIF	44

I. Préambule

Le présent document est le fruit d'un travail collaboratif réalisé dans le cadre d'un projet de recherche cofinancé par l'ADEME : le projet ESPRIT (Etudes Scientifiques Prénormatives sur le Raccordement au réseau des Installations Techniques photovoltaïques), relatif au raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution.

Le projet ESPRIT, d'une durée de 3 ans, rassemble au sein du même consortium les partenaires suivants :

- CEA – INES
- EDF –R&D
- TransEnergie
- HESPUL
- IDEA
- INPG-G2ELAB

Les objectifs de ce projet sont d'apporter des compléments au cadre réglementaire et technique français relatif au raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution. Il vise par ailleurs à apporter des éléments de réponses aux situations de défaut de fonctionnement des installations rencontrées sur le terrain, notamment les phénomènes de découplage des onduleurs.

II. Cadre du document

Ce document traite du phénomène d'îlotage pouvant survenir sur les installations de production photovoltaïques (PV), monophasées ou triphasées, raccordées via des onduleurs au réseau public de distribution électrique (RPD) à basse tension (BT) et à moyenne tension (HTA), ainsi que des méthodes de détection de ce phénomène.

III. Introduction

On assiste au niveau mondial et notamment en France à une croissance importante du nombre de raccordements d'installations photovoltaïques aux réseaux publics de distribution.

Bien que la survenue d'une situation d'îlotage soit très improbable lorsqu'un faible nombre de systèmes PV est connecté au réseau électrique, elle devient a priori plus importante dans le cas d'une forte densité d'installations PV.

La forte croissance du nombre d'installations photovoltaïques fait donc apparaître des risques plus importants chaque jour et la question de l'efficacité des moyens de détection actuels des situations d'îlotage se pose.

Il existe de nombreuses méthodes, passives ou actives, pour détecter une situation d'îlotage mais aucun consensus ne semble se dégager sur la méthode à privilégier : certaines sont très fiables, mais difficiles à mettre en œuvre ; d'autres sont extrêmement simples à réaliser, mais présente des zones de non-détection plus importantes.

Le présent document propose de faire le point sur la situation actuelle des connaissances acquises par les partenaires dans le cadre du projet ESPRIT. Il aborde en particulier le calcul de la probabilité d'occurrence de l'îlotage, il présente un exemple de cas concret rencontré sur le terrain et évalue par la simulation certaines méthodes de détection. Il ne répond cependant pas à la question de la gestion de l'îlotage car cela nécessiterait une étude plus approfondie hors du cadre d'ESPRIT.

IV. Notion d'îlotage

On dit qu'il y a îlotage quand une partie de réseau électrique comprenant des moyens de production et des charges est déconnecté du réseau principal (séparée du réseau amont) et que les charges de cet îlot sont entièrement alimentées par les générateurs du même îlot et où la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs autour de leurs valeurs nominales (marche en réseau séparé).

On note que la notion de marche en réseau séparé ou îlotage est associée à une durée. Les règles qui définissent le fonctionnement d'une installation PV considèrent qu'une situation d'îlotage est définie comme telle dès lors que l'onduleur PV détecte un fonctionnement en réseau séparé pendant un certain temps (5 secondes selon la DIN VDE 0126-1-1, 2 secondes selon IEC 62116). Au delà de cette durée, l'onduleur devra se découpler du réseau principal.

Plusieurs configurations sont théoriquement envisageables en fonction de la taille du réseau ou de l'installation électrique se trouvant séparée du réseau amont :

- Îlotage d'un bâtiment : se produirait dans l'hypothèse où un bâtiment serait séparé du réseau BT ou HTA, suite par exemple à l'ouverture du disjoncteur de branchement, et où une installation PV continuerait d'alimenter les charges de ce bâtiment,
- Îlotage d'un départ BT : se produirait dans l'hypothèse où un départ BT serait séparé du réseau HTA, suite par exemple au retrait des fusibles HPC de protection du départ BT, et où une ou plusieurs installations PV continueraient d'alimenter les charges de ce départ BT,
- Îlotage d'un départ HTA : se produirait dans l'hypothèse où un départ HTA serait séparé du réseau HTB, suite par exemple à l'ouverture du disjoncteur de protection du départ HTA, et où une ou plusieurs installations PV continueraient d'alimenter les charges raccordées sur ce départ HTA.

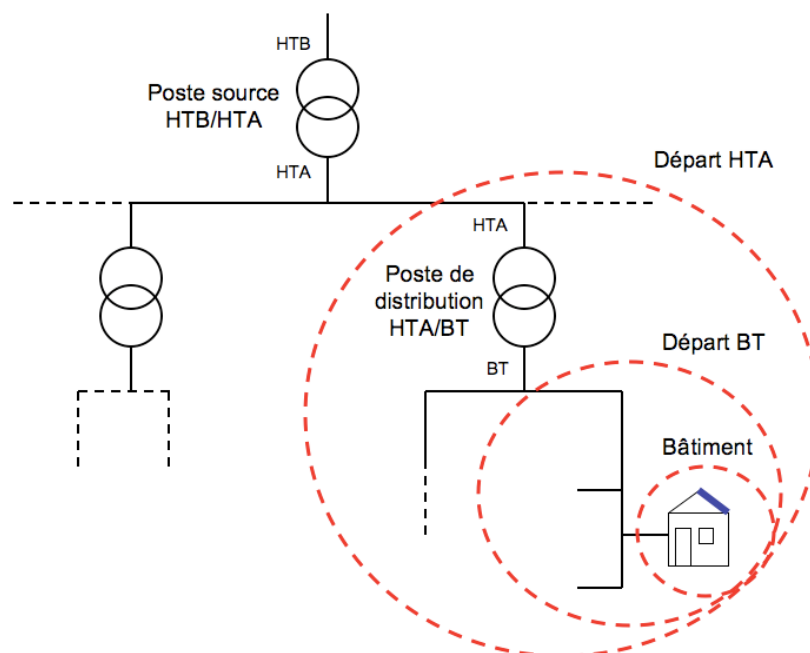


Figure 1 : différentes tailles de réseau pouvant se trouver séparées du réseau amont et se trouver en situation de marche en réseau séparé (îlotage)

Les causes d'un îlotage non intentionnel sont généralement une déconnexion du réseau principal par suite de manœuvres des organes de coupure pour travaux ou lors de défauts tels que les courts-circuits. .

L'îlotage non intentionnel peut avoir diverses conséquences [10]:

- Pendant les périodes de maintenance, il pourrait compromettre la sécurité des personnels intervenant sur site si les règles de vérification d'absence de tension dans les conducteurs et de mise à la terre n'étaient pas strictement respectées,
- La tension et la fréquence dans l'îlot n'étant plus contrôlées par les gestionnaires de réseau, elles peuvent sortir des limites réglementaires et être à l'origine de dommages dans les installations électriques présentes dans cet îlot,
- Il peut également perturber la réalimentation de l'îlot lors de la remise en service du réseau amont (une différence de phase entre les tensions amont et aval pourrait notamment engendrer de forts courants).

Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté. La réglementation en vigueur a été établie en ce sens.

V. Aspects réglementaires et contractuels

En régime normal d'exploitation, la marche en réseau séparé ou « îlotage » est interdite, pour des questions de sécurité vis-à-vis des tiers mais aussi pour des questions de sûreté des installations. C'est pourquoi les onduleurs PV, tout comme tous les autres moyens de production décentralisée, doivent être équipés d'un dispositif de découplage automatique appelé « protection de découplage » destiné, entre autres, à prévenir le fonctionnement en mode îloté (cf. article 7 de l'arrêté du 23 avril 2008).

En France, la réglementation en vigueur relative aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au Réseau d'une Installation de Production électrique requiert la présence d'un dispositif constitué d'une protection et d'un organe de découplage doit être installé entre la sortie du générateur et l'Installation Intérieure [17]. Ce dispositif peut être mis en œuvre de deux façons ;

- Le ou les onduleurs de l'Installation intègrent un dispositif de découplage satisfaisant aux exigences de la prénorme DIN VDE 0126-1-1,
- Une protection de découplage de type B1, externe à ou aux onduleurs, est installée.

Cependant, comme cela a été décrit en [2], la réglementation en vigueur à ce sujet soulève un certain nombre de questions dont les principales sont rappelées ci-dessous :

- La principale méthode de détection de l'îlotage utilisée en France pour les installations de production d'électricité raccordées sur les réseaux de distribution BT et HTA est de type passif (mesure de la tension et de la fréquence), et elle présente une zone de non détection importante,
- Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT, le référentiel technique d'ERDF mentionne que le dispositif de mesure d'impédance (donc anti-îlotage) des onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 peut être inhibé, après demande auprès du GRD,

- Des simulations ont montré que, dans certains cas la mesure d’impédance est susceptible de provoquer des découplages intempestifs, dans d’autres, de ne pas détecter une situation d’îlotage, ou bien de générer des surtensions sensibles (cf. [18], [19] et [20]),
- La DIN VDE 0126-1-1 adopte des seuils de protection différents des protections de type B.1/B.2 et de la norme française NF EN 61727.

Une harmonisation semble donc nécessaire sur ce dernier point, et, des études plus approfondies sur les méthodes de détection d’îlotage, permettant de conduire au choix d’une ou plusieurs méthodes garantissant cette détection, doivent être conduites. Le chapitre suivant fait justement la description de la plupart des méthodes possibles recensées à ce jour.

VI. Méthodes de détection de l’îlotage

La plupart des cas d’îlotage peuvent être aisément évités en contrôlant la tension et la fréquence du RPD [10], mais il peut arriver, bien que cela reste peu probable, qu’en cas d’îlotage production et consommation soient quasiment identiques et en conséquence que la tension et la fréquence puissent se maintenir dans les plages autorisées. Il peut donc être jugé nécessaire de mettre en place des commandes supplémentaires de détection d’îlotage.

Il existe plusieurs méthodes de détection d’îlotage (ou détection de perte du réseau principal). Ce rapport se limite aux méthodes de détection d’îlotage pour les installations PV (onduleurs PV). Des méthodes de détection d’îlotage peuvent être divisées en trois catégories ([3] et [13]):

- les méthodes passives, basées sur l’analyse des variations de la tension, de la fréquence ou du déphasage,
- les méthodes actives, basées sur l’observation des effets d’une perturbation créée intentionnellement sur le réseau,
- les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l’onduleur PV.

Pour évaluer ces méthodes, il faut déterminer leur zone de non détection (ZND). Celle-ci, pour des raisons évidentes de sécurité, doit être la plus petite possible tout en ne générant pas de déclenchement intempestif. Cette zone est définie par les puissances actives et réactives pour lesquelles la variation de l’amplitude de la tension et/ou de la fréquence est insuffisante pour provoquer le déclenchement de la protection principale.

Ce chapitre est une synthèse sur les méthodes existantes, en particulier celle du rapport “State of the art solutions and new concepts for islanding protection” réalisé dans le cadre du projet européen DISPOWER [3] et du rapport “Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems” [12].

VI.1 Les méthodes passives

Les principales méthodes passives sont classées en cinq catégories qui sont les suivantes :

- Protections à seuils de tension et fréquence,
- Méthode RoCoF (rate of change frequency) et variantes,
- Méthode basée sur la mesure du déphasage entre courant et tension (voltage vector shift),

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d'îlotage

- Méthodes basées sur la mesure des harmoniques,
- Méthode basée sur la mesure du déséquilibre entre phases.

Le Tableau 1 rappelle leur nom, leur principe, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients. Leur analyse détaillée figure en annexe de ce document.

Tableau 1 – Méthodes de détection d'îlotage passives

Méthodes	Nom	Effet	Avantages	Inconvénients
Passives	Seuil de fréquence (MP2) et de tension (MP1)	Mesure des grandeurs aux bornes AC de l'onduleur	Déjà intégrée par conception. Coût nul.	Large Zone de Non Détection
	RoCo(F, V, P ou Q) (MP6 à 9)	Mesure de la dérivée de la fréquence, de la tension, de la puissance active ou de la puissance réactive	Plus efficaces que la précédente	Détection intempestive possible lors de l'enclenchement de grosses charges
	Voltage Vector Shift (MP5)	Mesure le déphasage entre courant et tension	Coût peu élevé	Détection intempestive possible et choix des paramètres difficile
	Mesure d'harmoniques (MP3 et MP4)	Mesure le THD aux bornes AC de l'onduleur	Passive et efficace	Choix des paramètres très difficile et trop dépendante de l'impédance du réseau
	Déséquilibre des phases	Mesure l'écart de tension entre les phases	Très efficace	Choix des paramètres difficile et ne fonctionne que pour les faibles puissances Nécessite les 3 phases

Rappel : en France, les protections de découplage de type B1 et de type H1, H2 et H3 décrites dans le référentiel des distributeurs et dans le guide UTE C15-400 n'utilisent que la méthode du seuil de tension et de fréquence décrite ci-dessus. Les autres dispositifs de découplage (DIN VDE 0126-1-1 et H4) utilisent une méthode complémentaire en plus de la méthode passive.

Les méthodes passives requièrent souvent peu d'investissement supplémentaire afin d'être opérationnelles, mais elles présentent l'avantage d'être moins perturbées dans les scénarios à fort taux de pénétration des systèmes PV. Par ailleurs, les méthodes impliquant des mesures de fréquence et de tension possèdent une Zone de Non Détection relativement importante. Les autres méthodes anti-îlotage ont certes une Zone de Non Détection plus restreinte, mais il est souvent nécessaire de définir un seuil à ne pas franchir qui peut être très difficile à identifier.

VI.2 Les méthodes actives

Les méthodes actives ont l’avantage de ne pas uniquement dépendre des caractéristiques de la charge en mode îloté. Les méthodes passives peuvent en effet ne pas être assez rapides si elles se contentent de mesurer des grandeurs aux bornes AC de l’onduleur en attendant que l’une d’entre elles ne franchisse le seuil au-delà duquel le découplage devient effectif. Les méthodes actives, qui génèrent des perturbations injectées sur le réseau, peuvent faire dévier une grandeur et ainsi permettre de détecter plus rapidement un îlotage.

Elles se distinguent en 2 catégories :

- Celles basées sur la mesure locale des caractéristiques du système, ou mesure d’impédance,
- Et celles basées sur l’instabilité du système en cas d’îlotage ; ces dernières sont actives, mais leur objectif ne sera plus d’observer la réaction du réseau à une légère perturbation en mesurant son impédance, mais plutôt de rendre l’îlotage instable via des signaux perturbateurs afin que la fréquence ou la tension sortent de leur plage respective, actionnant la protection de découplage. Le principe de base repose sur une rétroaction positive de la tension ou de la fréquence qui permettra, en cas d’îlotage, de faire dériver la tension, la fréquence ou le courant hors des plages autorisées par la norme en vigueur :
 - Slip-Mode frequency Shift (SMS),
 - Active Frequency Drift (AFD),
 - Sandia Frequency Shift (SFS),
 - Random noise injection,
 - Frequency jump,
 - Frequency Feedback Scheme,
 - Sandia Voltage Shift (SVS),
 - Voltage Feedback Scheme
 - Differential level Voltage Shift (DVS)

Le Tableau 2 rappelle leur dénomination, leur principe, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients. Leur analyse détaillée figure en annexe de ce document.

Tableau 2 – Méthodes actives de détection d’îlotage

Méthodes	Nom	Effet	Avantages	Inconvénients
Actives par mesure d’impédance	Mesure d’impédance à un instant donné	Mesure l’impédance aux bornes AC de l’onduleur	Efficace pour un unique onduleur	Dépend de la charge et serait à l’origine de déclenchements intempestifs en présence de plusieurs onduleurs
	Mesure d’impédance à une fréquence choisie	Mesure l’impédance à une fréquence autre que 50 Hz	Très efficace pour un unique onduleur	Dépend de la charge et serait à l’origine de déclenchements intempestifs en présence de plusieurs onduleurs

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d'îlotage

Actives par fréquence	Slip mode frequency shift (SMS)	Dévie la fréquence en fonction du déphasage et réciproquement	Zone de Non Détection très restreinte	Facteur de puissance dégradé
	Active frequency drift (AFD)	Déforme le courant pour déstabiliser le réseau		Peu efficace et perturbatrice avec beaucoup d'onduleurs
	Sandia frequency drift (SFS)	Même principe que la précédente avec une boucle positive	Plus efficace que l'AFD	Perturbatrice en présence de nombreux onduleurs
	Random noise injection	Injection d'un bruit blanc	Zone de Non Détection inexistante et peu perturbateur	Très peu employée sur le marché
	Frequency jump (FJ)	Idem que l'AFD	Moins perturbateur que l'AFD et très efficace pour un unique onduleur	Perturbatrice en présence de nombreux onduleurs
	Frequency feedback	Varie la puissance réactive lors d'une variation de fréquence	Peu perturbatrice	Moins fiable que les autres méthodes actives
Actives par tension	Sandia Voltage Shift (SVS)	Dévie l'amplitude de la tension	Peu perturbatrice	Zone de Non Détection assez large et choix des paramètres difficile
	Voltage feedback	Varie la puissance active lors d'une variation de tension	Peu perturbatrice	Moins fiable que les autres méthodes actives
	Differential voltage shift (DVS)	Fait rapidement varier l'amplitude du courant de sortie	Efficace	Intempestifs possibles en cas de densité forte d'onduleurs

Rappel : en France, les dispositifs de protection internes aux onduleurs disposant d'un certificat de conformité à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 doivent utiliser, en plus de la méthode passive du seuil de tension fréquence, une méthode complémentaire de détection d'îlotage réalisée très souvent par mesure du saut d'impédance.

VI.3 Les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l'onduleur PV.

Trois méthodes utilisant le principe d'une communication entre un émetteur et un récepteur :

- Communications indiquant la présence d'énergie sur les lignes,
- Signal émis et transmis lors du débranchement de composants,
- Système superviseur de contrôle et acquisition de données (SCADA).

Le

Tableau 3 rappelle leur nom, leur principe, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients.

Tableau 3 – Méthodes de détection d'îlotage par communication

Les méthodes	Principe	Avantages	Inconvénients
Utilisation de la communication via les lignes électriques (Use of Power Line Carrier Communications)	Un signal de faible énergie le long des lignes du réseau envoyé via le transmetteur. Le récepteur détectera la présence ou non de ce signal. Avec une coupure du réseau, ce signal disparaît, l'onduleur reçoit l'ordre de cesser toute opération.	- Pas de zone non détection, pas de dégradation de la puissance, permet un haut de degré de pénétration, utilise le réseau électrique existant	- Transmetteur capable d'envoyer un signal à tous les onduleurs, le prix
Signal produit par déconnexion (Signal Produced by Disconnect)	L'état du commutateur est directement communiqué au générateur distribué par l'intermédiaire de la liaison hertzienne, de la ligne téléphonique	- Efficace - Permet la commande additionnelle des générateurs distribués par le réseau - Aucune ZND n'a été décrite pour cette méthode	- cette méthode serait relativement chère et compliquée mettre en œuvre
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Introduction de systèmes SCADA dans les onduleurs : lorsqu'il y a une déconnexion, des alarmes sonores se mettent en route et des moyens d'action peuvent être mis en œuvre	- Contrôle partiel ou total du générateur - ZND faible	- Limité au petit réseau - Nécessité des moyens humains notables - coût élevé

Rappel : en France, les protections de découplage de type H4 décrites dans le référentiel des distributeurs et dans le guide UTE C15-400 utilisent, en plus de la méthode passive du seuil de tension et fréquence, la méthode de « signal produit par déconnexion ».

VI.4 Evaluation des méthodes passives de détection d'îlotage

Dans le cadre du projet ESPRIT [16], neuf méthodes passives de détection d'îlotage ont été testées par des simulations afin d'évaluer d'une part leur efficacité à détecter une situation d'îlotage, afin de conduire à un découplage du réseau de l'onduleur, et d'autre part, leur capacité à ne pas générer des déconnexions intempestives par une trop grande sensibilité. Ces neuf méthodes appartiennent aux quatre premières catégories listées dans le Tableau 1.

VI.4.1 Liste des méthodes testées

Ces neuf méthodes sont les suivantes :

Méthodes passives de détection d'îlotage
MP1 : Détection du seuil de tension <i>Under/Over Voltage (U/OVP)</i>
MP2: Détection du seuil de fréquence <i>Under/Over Frequency (U/OFP)</i>
MP3 : Détection du taux de distorsion harmonique de tension <i>Total Harmonic Distortion of Voltage (V_THD)</i>
MP4 : Détection du taux de distorsion harmonique de courant <i>Total Harmonic Distortion of Current (I_THD)</i>
MP5 : Détection de saut de phase de tension <i>Voltage Phase Jump Detection (VPJD)</i>
MP6 : Détection de variation de dérivée de la fréquence <i>Rate of Change of Frequency (RoCoF)</i>
MP7 : Détection de variation de dérivée de tension <i>Rate of Change of Voltage (RoCoV)</i>
MP8 : Détection de variation de dérivée de puissance active <i>Rate of Change of Active Power Output (RoCoP)</i>
MP9 : Détection de variation de dérivée de puissance réactive <i>Rate of Change of Reactive Power Output (RoCoQ)</i>

Cf. Annexe pour leur principe d'action.

VI.4.2 Cadre des simulations et configurations de test

Les simulations réalisées ci-dessous ont comme objectifs d'étudier l'efficacité de différentes méthodes passives de détection d'une situation d'îlotage d'un bâtiment, c'est-à-dire lorsque celui-ci est séparé du réseau BT, suite par exemple à l'ouverture du disjoncteur de branchement, et continuerait à être alimenté par une installation PV.

Le réseau utilisé pour effectuer ces simulations est de type BT triphasé avec neutre alimenté par un transformateur de 160kVA, 20/0.4kV. Il se compose de 14 nœuds sur lesquels sont connectés un onduleur PV monophasé de 3 kVA (nœud 7), une charge triphasée (nœud 3) et 9 charges monophasées, dont une au nœud 7. Les simulations ont été réalisées avec le logiciel EMTP-RV.

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d’îlotage

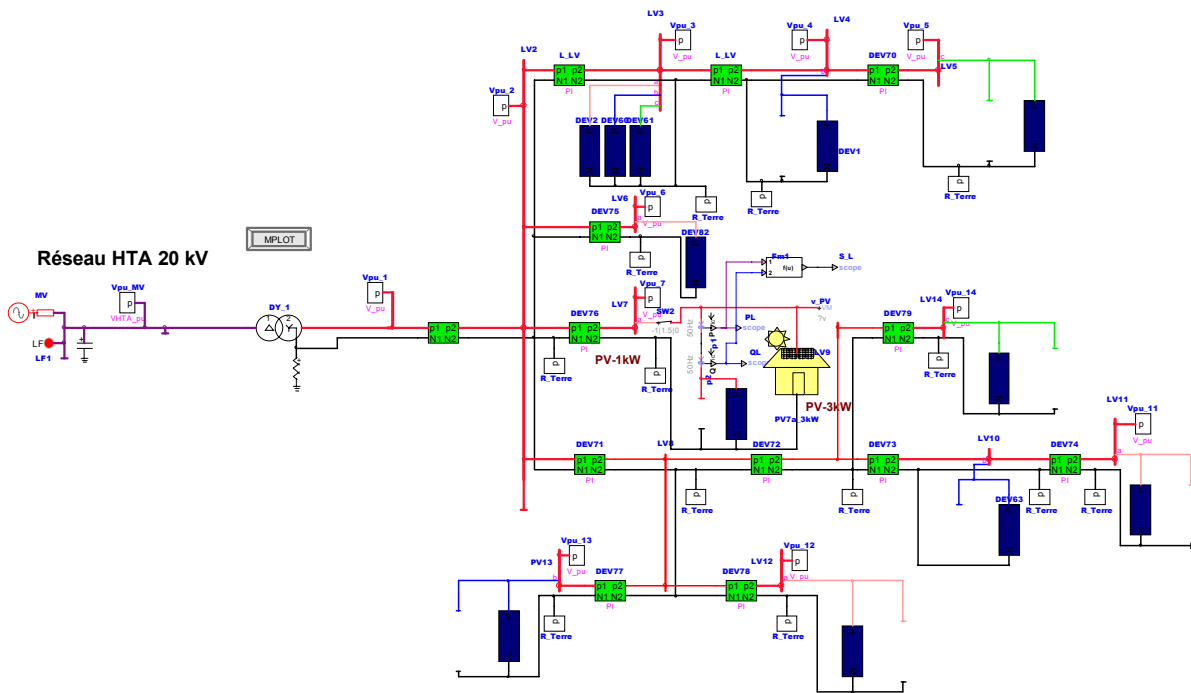


Figure 2 - Réseau BT étudié

Les configurations de tests concernent les niveaux relatifs des puissances (actives et réactives) de l’onduleur et de la charge raccordée au même nœud et sur les variations rapides de celles-ci :

Efficacité de détection de l’îlotage	
Situation 1 :	$P_{charge\ locale} > P_{onduleur\ PV}$ (Q nulles)
Situation 2 :	$P_{charge\ locale} = P_{onduleur\ PV}$ (Q nulles)
Résistance aux déconnexions intempestives	
Situation 3 :	$P_{charge_locale} > P_{onduleur_PV}$ $Q_{charge_locale} > Q_{onduleur_PV}$ brusque variation de $P_{charge\ locale}$ (+100%)
Situation 4 :	$P_{charge_locale} > P_{onduleur_PV}$ $Q_{charge_locale} > Q_{onduleur_PV}$ brusque variation de $P_{onduleur\ PV}$ (de 20 à 100% P_{nom})

VI.4.3 Evaluation des différentes méthodes

Le bilan des simulations est dressé dans le tableau suivant :

Tableau 4 - Bilan d’évaluation des méthodes passives de détection d’îlotage par simulations

Méthodes	Capacité de détection d’îlotage		Risque de déconnexion intempestive	
	cas général (situation 1)	cas où l’écart est faible entre production et consommation (situation 2)	cas de variation de la charge (situation 3)	cas de variation de la production (situation 4)
MP1 (U/OVP)	Peu efficace	modérément efficace	Peu probable	Peu probable

MP2 (<i>U/OFP</i>)	Efficace	modérément efficace	Non	Non
MP3 (<i>V_THD</i>)	Efficace	Peu efficace	Probable	Non
MP4 (<i>I_THD</i>)	Efficace	Pas très efficace	Non	Probable
MP5 (<i>VPJD</i>)	Efficace	Peu efficace	Non	Probable
MP6 (<i>RoCoF</i>)	Très efficace	Peu efficace	Peu probable	Peu probable
MP7 (<i>RoCoV</i>)	Très efficace	Peu efficace	Très probable	Très probable
MP8 (<i>RoCoP</i>)	Très efficace	Peu efficace	Très probable	Très probable
MP9 (<i>RoCoQ</i>)	Très efficace	Peu efficace	Très probable	Très probable

VI.4.4 Remarques et conclusions

Remarques :

- Les méthodes passives peuvent être utilisées pour la détection d'îlotage, mais elles présentent une zone de non détection inévitable, en particulier dans le cas où l'écart de production et consommation est faible,
- Ces méthodes sont très simples à mettre en œuvre et ne nécessitent pas de dispositifs additionnels,
- Elles ne provoquent pas de perturbations sur le fonctionnement du réseau ou d'interactions entre les onduleurs,
- Les méthodes MP1 et MP2 sont normalement intégrées dans tous les onduleurs.

Conclusions :

- Les méthodes MP1 et MP2 sont peu efficaces en cas d'équilibre production/consommation,
- La méthode basée sur la dérivée de la fréquence (MP6 : RoCoF) est la plus intéressante car elle est efficace et permet facilement d'identifier le moment où apparaît l'îlotage et mais elle risque de générer des déconnexions injustifiées,
- Les méthodes MP3 et MP5 conviennent pour détecter l'îlotage en général mais sont peu efficaces en cas d'équilibre production/consommation,
- L'utilisation des méthodes MP4, MP7, MP8, MP9 est déconseillée car la variation fréquente et brutale de la production PV en fonction de l'ensoleillement peut provoquer des déconnexions injustifiées.

Cette étude a montré l'efficacité des méthodes passives¹ dans le cas où il n'y a pas équilibre entre production et consommation, même si elles ne garantissent pas totalement la détection. Mais pour résoudre ce problème ne développe-t-on pas des systèmes de détection sophistiqués pour un événement improbable ? Le chapitre suivant apporte des réponses.

VII. Probabilité d'occurrence de l'îlotage

La probabilité d'occurrence de ces îlotages fait toujours débat, mais deux études concernant des mesures de terrain sont principalement citées: celles de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [2] pour la tâche PVPS 5 et du projet Européen DISPOWER [3].

Dans les deux cas la probabilité d'accident la plus forte concerne les opérateurs de maintenance, puisque dans cette situation le réseau est coupé volontairement. La situation où l'équilibre des charges se produit en même temps qu'une coupure involontaire du réseau

¹ Les méthodes actives n'ont pas fait l'objet d'une étude similaire.

a une plus faible probabilité, en particulier dans les pays développés comme en Europe où le réseau est plus robuste. C'est donc sur la probabilité d'îlotage durant les opérations de maintenance que portent ces paragraphes.

On distinguera la probabilité d'un îlotage de la probabilité *d'accident* dû à un îlotage, cette dernière étant inférieure de trois ordres de grandeur dans les présentes études.

1. Etude AIE

Cette étude a comme objectif d'évaluer la probabilité d'électrification d'un intervenant dans le cas d'une situation îlotage d'un départ BT exclusivement. Cette probabilité d'accident P_{acc} du à une situation d'îlotage se décompose de la manière suivante:

$$P_{acc} = P_{\text{équi}} * P_{\text{maintenance}} * P_{\text{opérateur}} * P_{\text{onduleur}}$$

Où $P_{\text{équi}}$ est la probabilité d'équilibre entre la production et les charges, $P_{\text{maintenance}}$ celle d'une opération de maintenance, $P_{\text{opérateur}}$ un facteur prenant en compte les pratiques sécuritaires des opérateurs intervenants, et P_{onduleur} la probabilité que les protections de l'onduleur ne fonctionnent pas.

Pour les calculs et valeurs résultantes de ces probabilités, on considère:

$P_{\text{maintenance}}$: pour un opérateur coupant le réseau 8 fois par jour (ouvert), $P_{\text{maintenance}} = 2000/\text{an}$. Ici on a considéré que toutes les interventions sont potentiellement à risques, donc dans des zones à forte intégration PV.

$P_{\text{opérateur}}$: prise de façon empirique égale à 10^{-3} , autrement dit dans un cas sur mille l'opérateur intervenant ne respecte pas les consignes de sécurité, comme la vérification de la mise hors tension des lignes à réparer.

P_{onduleur} est prise égale à 10^{-3} , ce qui correspond à 10 fonctionnements successifs réussis $((1/2)^{10})$ de « performance à la demande » (puisque c'est un évènement non fréquent) des protections de découplage. C'est une valeur issue de tests industriels sur les onduleurs en cas de perte du réseau, qui se situe entre les niveaux SIL2 et SIL3 (Safety Integrity Level). Un non-fonctionnement du découplage peut par exemple correspondre à un échec de la communication entre le logiciel et le relais de déconnexion.

$P_{\text{équi}}$: La Figure 3 présente des profils journaliers simplifiés de cette production et des charges, pour illustrer les périodes d'équilibre. Cette probabilité d'équilibre est la plus complexe à obtenir, et a été calculée à partir de mesures expérimentales d'un quartier résidentiel en Hollande (détails dans [11]).

Du côté de la production, la puissance d'un module PV de 100 Wc couplé à un onduleur de même puissance a été mesurée durant 2 ans, par pas de temps d'une seconde. Du côté consommation, six lignes BT différentes (totalisant 240 maisons) ont été monitorées durant la même période mais les résultats sont similaires d'une ligne à l'autre.

La puissance PV a été ensuite multipliée pour simuler le taux de pénétration PV, en choisissant différents multiplicateurs et en étudiant l'impact sur les probabilités d'équilibre.

Avec ces mesures, $P_{\text{équi}}$ correspond au ratio du nombre d'occurrences d'équilibres pendant une période supérieure à 5 s et sur un an, multiplié par la durée d'équilibre, et divisé par le

nombre de secondes adéquates sur un an (10 h par jour). Un exemple de graphique d'occurrences en fonction de leur durée est donné en Figure 4, pour les puissances actives uniquement.

P_{equ} dépend fortement des marges des différences entre la production et les charges pour lesquelles on considère qu'il y a toujours un équilibre, dans cette étude les valeurs qui semblaient les plus réalistes pour conserver un équilibre sont de +/-5 % pour la puissance active et +/-2 % pour la puissance réactive (ces valeurs n'étant pas étayées par des références).

Au final, dans cette étude, la probabilité d'un équilibre P_{equ} est de 10^{-6} pour un taux de pénétration² PV de 1, qui correspond à environ 900 Wc par maison. Pour trois fois ce taux la probabilité augmente à 10^{-5} , probablement du fait d'un plus grand équilibre entre puissances réactives.

Au final la probabilité d'un accident est de:

$$P_{\text{acc}} = 10^{-6} * 2000/\text{an} * 10^{-3} * 10^{-3} = \underline{\underline{2 \cdot 10^{-9}/\text{an}/\text{opérateur}}}$$

Dans l'industrie, et notamment pour l'utilisation domestique du gaz, une probabilité d'accident de $2 \cdot 10^{-6}/\text{an}/\text{personne}$ est généralement acceptée (telle qu'en Angleterre). D'après ces calculs la probabilité d'îlotage est donc bien en deçà des limites communément acceptées.

A noter que d'autres conditions expérimentales pourraient affecter cette probabilité d'îlotage, comme de considérer un champ PV plus important ayant des variations temporelles de puissances plus atténuées, ou des conditions d'ensoleillement plus régulières qu'en Hollande, ou bien encore des postes BT avec un profil de charge se rapprochant plus du profil d'irradiation (par exemple utilisation de climatiseurs en été).

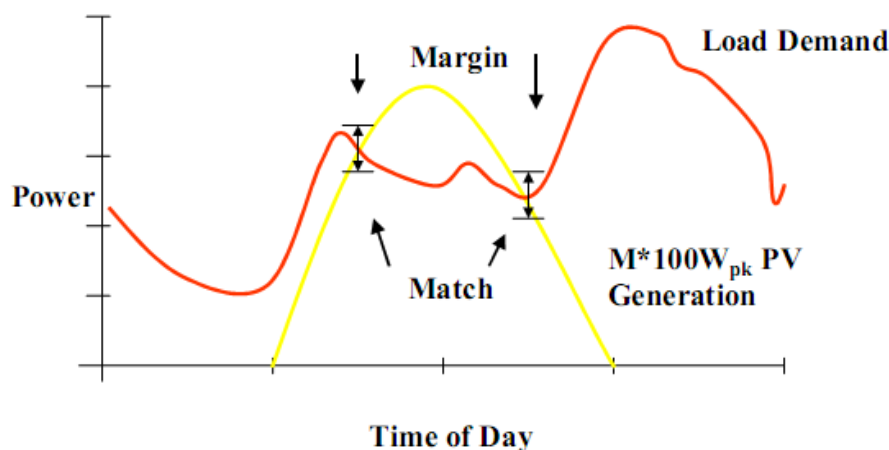


Figure 3 - Schéma 'idéalisé' d'une production PV (en jaune) et de la consommation locale (en rouge), avec les périodes d'équilibre ('match'). Dans la réalité les fluctuations sont plus dynamiques, et l'équilibre doit s'effectuer sur les puissances actives et réactives (cf. [2]).

² Un taux de pénétration PV de 1 signifie que le ratio observé le plus fréquent entre la puissance active instantanée produite par le PV et celle consommée par le réseau est de 1.

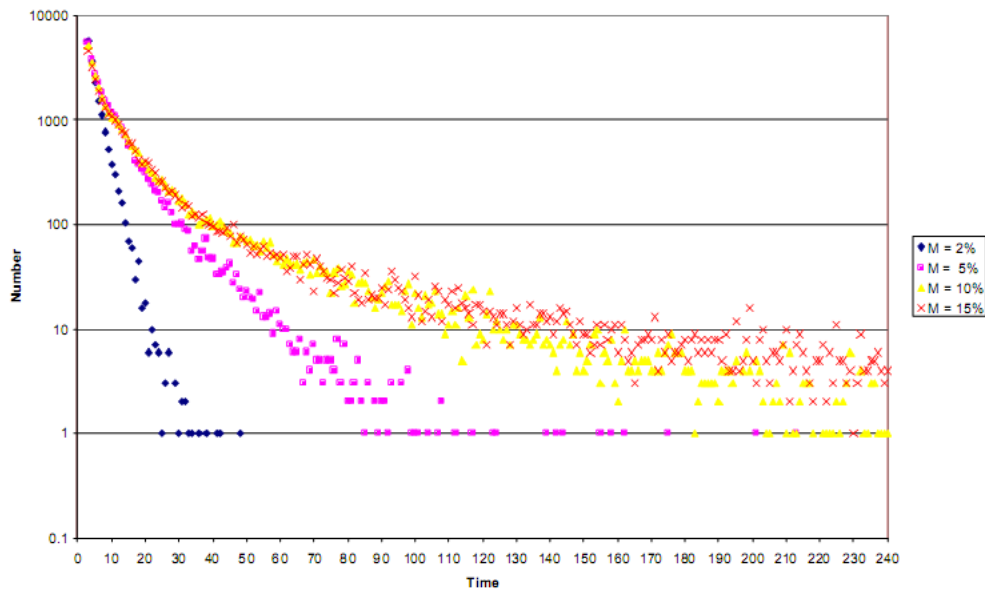


Figure 4 - Nombre d'occurrences (ordonnée) sur un an où les puissances actives PV et de consommation sont équilibrées en fonction de la durée (en secondes) de ces équilibres (abscisse), selon la marge de différence (de +/-2 à +/-15 %) (cf. [2]). Lorsque l'on ajoute la condition d'équilibre également pour les puissances réactives le nombre de points se réduit drastiquement, à moins de 10.

2. Etude Dispower

Dans l'étude de DISPOWER (cf. [3]), des mesures expérimentales similaires ont été effectuées dans un quartier résidentiel en Autriche, et un générateur PV de 100 kW. Cette étude a été réalisée après celle de l'AIE, et les auteurs pointent les manquements de cette première étude en tentant d'y remédier:

- Mesures sur un système PV d'une puissance crête plus conséquente, avec potentiellement un comportement différent sur les variations de puissance,
- Une approche plus réaliste pour déterminer les marges de différences pouvant donner lieu à un équilibre production/consommation, plutôt qu'une simple estimation à +/-2 et +/-5 %,
- Mettre en avant les impacts de la production de puissance réactive sur ces probabilités, dans la perspective de régulations du réseau à l'aide de puissances réactives fournies par les sources de production décentralisées,
- Etudier plusieurs zones différentes du réseau où l'îlotage pourrait se produire :

Calculs de P_{equ} :

L'approche dans les calculs de P_{equ} est donc différente, puisqu'elle remplace les marges de différence fixes (+/-5 % et +/-2 %) par des calculs de ZND (Zone de Non Détection). Les ZND sont calculées en tenant compte de protections de découplage uniquement passives (mesures en tension et fréquence), en oblitérant volontairement les mesures d'impédance du réseau, et en supposant un système RLC pour simuler les charges.

A partir de l'hypothèse d'un îlotage après coupure du réseau, des formules, qui relient les puissances PV et la charge RLC avant la coupure, les limites en tension-fréquence de la norme VDE 0126-1.1 et les puissances pendant l'îlotage, sont déterminées. Ces formules permettent de préciser la ZND, un exemple est donné en Figure 6.

Ainsi pour chacun des points de mesures électriques durant l'expérimentation on peut déterminer une ZND et déterminer si ces points se situent ou non à l'intérieur de cette ZND. Si c'est le cas alors un îlotage pourrait se produire en cas de coupure réseau à cet instant, et ne serait pas détecté.

Une telle approche avec la détermination de ZND a permis de montrer que les marges de différences sont en fait plus larges que dans l'étude de l'AIE, et varient en fonction des amplitudes des paramètres, allant de +/-2 % à +/-15 % pour les puissances actives et +/-2 % à +/-10 % pour les puissances réactives.

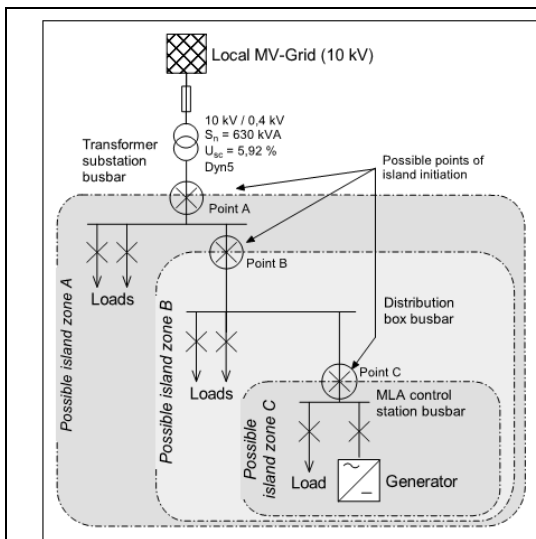


Figure 5 - Les 3 zones d'îlotage (A, B et C) du réseau électrique étudiées dans DISPOWER, la zone C n'ayant pas été évaluée en détails du fait du peu de consommation à cet endroit.

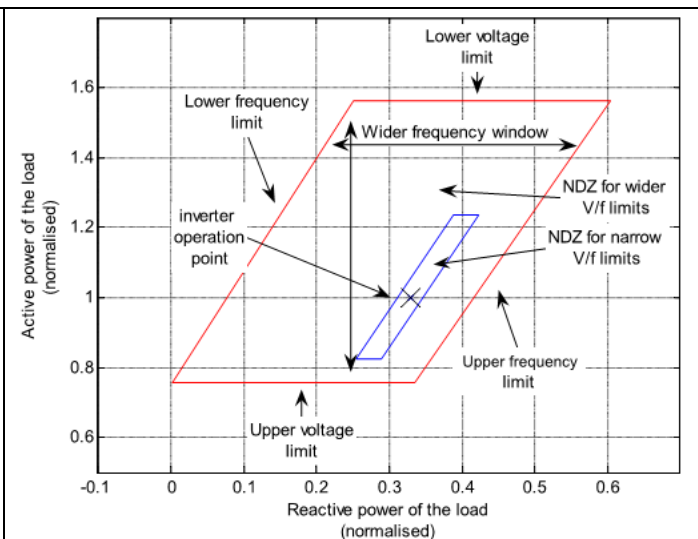


Figure 6 - Un exemple de calculs de ZND, pour une puissance active PV de 1, réactive de 0,33 et un facteur de qualité RLC de 2. Les deux fenêtres (en rouge et bleu) représentent des limites de découplage en tension-fréquence différentes (cf. [3]).

Comme pour l'étude de l'AIE, les situations d'équilibre comptabilisées sont celles d'une durée supérieure à 5 s.

L'influence de plusieurs paramètres sur la probabilité P_{equ} a été étudiée pour la zone B:

- Les probabilités ont été calculées pour les 3 phases du réseau. Les facteurs de puissance variant de façon significative d'une phase à l'autre, les résultats peuvent amplement différer,
- Le taux de pénétration PV sur le réseau. En faisant varier ce taux de 1 à 4, la probabilité P_{equ} peut augmenter d'un facteur 10,
- Trois réglages de protection en tension-fréquence ont été comparés: norme IEEE P1547 (Etats Unis), VDE0126-1-1 et DK5950 (Italie). Il apparait, qu'en augmentant la plage en fréquence de 2 % à 8 %, le nombre de situations d'îlotages et leur durée augmentent d'un ordre de grandeur. La plage en fréquence de la norme VDE est la plus large, et donc la moins restrictive,

- Le facteur de qualité RLC des charges, variant de 0,5 à 1 et 2. Un doublement de ce facteur augmente P_{equ} d'un facteur 10. Néanmoins la valeur de 0,5 est considérée comme étant la plus réaliste pour ce type de réseau.

En résumé, pour un facteur RLC réaliste de 0,5, la probabilité P_{equ} ainsi calculée peut varier de $2 \cdot 10^{-6}$ à 10^{-3} . Pour la situation actuelle de ce réseau, c'est-à-dire pour un ratio puissance PV/consommation de 2, un réglage conforme à la norme VDE 0126-1-1 et pour la phase la plus à risque, la probabilité est de $3 \cdot 10^{-4}$.

Cette valeur est à comparer avec celle prise dans l'étude de l'AIE qui est de 10^{-6} .

Calculs de P_{acc} :

Les calculs de probabilité d'un accident du à un îlotage ont également été effectués, en se calquant sur la méthode de l'AIE:

$$P_{\text{acc}} = P_{\text{equ}} * P_{\text{maintenance}} * P_{\text{opérateur}}$$

Dans ce cas $P_{\text{maintenance}}$ est égale à **200/an**, en considérant un opérateur effectuant 2000 opérations de maintenance par an, avec une partie seulement (10 %) des opérations de maintenance portent sur des réseaux avec une forte pénétration de DER (du même type que le quartier résidentiel ci-dessus). $P_{\text{opérateur}}$ reste égale à 10^{-3} , et P_{onduleur} est considérée comme étant déjà comprise dans les calculs de P_{equ} , ce qui signifie que ce ne sont pas les défauts/pannes des onduleurs qui sont pris en compte mais la non détection de l'îlotage en fonctionnement normal.

Ainsi on obtient:

$$P_{\text{acc}} = 3 \cdot 10^{-4} * 200/\text{an} * 10^{-3} = \mathbf{6 \cdot 10^{-5}/\text{an/opérateur}}$$

Cette valeur de P_{acc} est bien plus importante que celle de l'étude de l'AIE, et au dessus des limites considérées comme acceptables (de l'ordre de $10^{-6}/\text{an/pers}$). A noter toutefois que le dispositif de détection de l'îlotage par mesure d'impédance n'a pas été pris en compte dans ces calculs alors qu'il est utilisé dans la majorité des onduleurs disposant d'un certificat de conformité à la pré-norme DIN VDE 0126-1-1. La prise en compte de ce dispositif aurait comme conséquence de réduire significativement cette probabilité³.

Influence de la puissance réactive:

Les auteurs étudient également l'influence de la production d'énergie réactive qui pourrait être assurée par les onduleurs pour soutenir le réseau, avec un facteur de puissance constant de 0,95 proche de celui de la partie de réseau considérée (zone A de la Figure 5).

Dans ce cas, la probabilité d'équilibre augmente dramatiquement de 3 ordres de grandeur, avec des durées potentielles d'îlotage de plus de 30 mn sur une seule phase, et de 10 mn *simultanément* sur 3 phases, alors que ces durées n'excèdent pas 20 s sur une seule phase dans le cas précédent avec facteur de puissance égal à 1.

L'étude de DISPOWER conclue ainsi que pour des onduleurs contenant uniquement des protections passives de découplages sur la tension et la fréquence, la probabilité d'îlotage est significative et au dessus de ce qui est communément toléré. Une situation qui s'aggraverait fortement si les onduleurs produisaient également de la puissance réactive pour soutenir le réseau.

³ la situation correspond donc plus à ce que l'on rencontre sur le réseau HTA

3. Tableau comparatif

Probabilités annuelles par opérateur		
Probabilités	Etude AIE	Etude DISPOWER
$P_{\text{maintenance}}$	2000	200
$P_{\text{opérateur}}$	10^{-3}	10^{-3}
P_{onduleur}	10^{-3}	(incluse dans $P_{\text{équilibre}}$)
$P_{\text{équilibre}}$	10^{-6}	$3 \cdot 10^{-4}$
Résultat : P_{accident}	$2 \cdot 10^{-9}$	$6 \cdot 10^{-5}$

VIII. Retours de terrain

Les situations d’îlotage sont des phénomènes rares qui ne peuvent se produire que dans des situations très particulières. À notre connaissance, et après des recherches approfondies auprès de nombreuses sources, de telles situations n’ont été observées qu’au niveau de départs HTA avec des protections de découplage n’utilisant que la méthode passive de type relais de tension et de fréquence. Ces situations exceptionnelles n’ont été observées à ce jour que par un seul gestionnaire de réseau : IBERDROLA en Espagne⁴.

VIII.1 Premier cas d’îlotage

Le premier cas d’îlotage relaté par IBERDROLA s’est produit lors de travaux de maintenance d’un transformateur HTA/BT. Pour réaliser ces travaux, la mise hors service du transformateur impliquait l’ouverture d’un sectionneur qui, du fait de l’absence de pouvoir de coupure de ce dernier, a dû être précédée de l’ouverture du disjoncteur de départ HTA du poste source HTB/HTA (voir Figure 7).

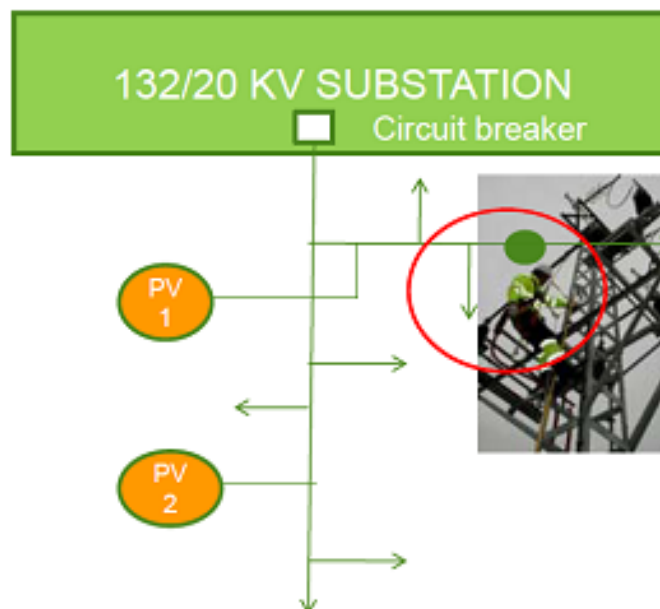


Figure 7 : Cas d’îlotage n°1

⁴ Les informations continues dans ce chapitre proviennent d’une présentation faite par IBERDROLA [15].

A l’ouverture du sectionneur, un arc électrique s’est produit alors que le départ HTA était censé être hors tension. Dans cette situation, les travailleurs avaient considéré que la vérification d’absence de tension n’était pas nécessaire.

IBERDROLA a, ensuite, essayé de reproduire cette situation en suivant un protocole bien défini, et y est parvenu (cf. VIII.2).

VIII.2 Deuxième cas d’îlotage

Ces événements ont montré la nécessité d’une vérification additionnelle d’absence de tension par rapport aux règles habituelles. Les équipes en place ont alors pu constater une présence de tension pendant une durée pouvant aller jusqu’à 40 minutes (mesurée en plusieurs endroits du départ HTA).

Le modus operandi était analogue : ouverture d’un sectionneur sur une ligne HTA (sectionneur 1 sur Figure 8) précédée de l’ouverture du disjoncteur de départ HTA du poste source HTB/HTA.

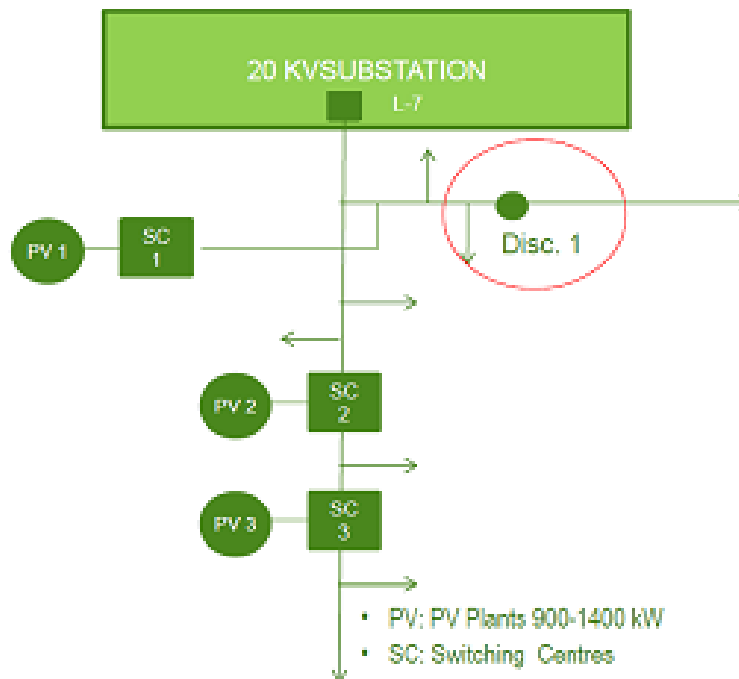


Figure 8 : Cas d’îlotage n°2

Malgré l’ouverture du disjoncteur, une présence de tension fut constatée sur le départ HTA. Plusieurs ouvertures / fermetures de ce disjoncteur n’y changèrent rien, le départ HTA restant sous tension jusqu’à la mise hors service de la ferme PV n°2 après l’ouverture de l’interrupteur n° 2.

Il sera confirmé par la suite que la production PV et les charges étaient des mêmes ordres de grandeur.

VIII.3 Troisième cas d’îlotage

Des travaux de maintenance sur un transformateur 66 kV / 11 kV impliquaient la mise en service du jeu de barres 11 kV par l’intermédiaire d’un transformateur 20 kV / 11 kV (voir

Figure 9). Pour manoeuvrer le disjoncteur 20 kV du poste 2 hors charge (« reconectador » sur la figure), le disjoncteur L04 du poste 1 fut ouvert. Par la suite, la fermeture du disjoncteur L01 s'avéra impossible à cause du déphasage mesuré entre ses bornes amont et aval. Soupçonné dans un premier de dysfonctionnement, il s'est avéré par la suite que le disjoncteur L01 fonctionnait correctement. Il a par la suite été montré que ce déphasage était créé par le maintien sous tension du départ HTA par les fermes PV raccordées sur ce même départ.

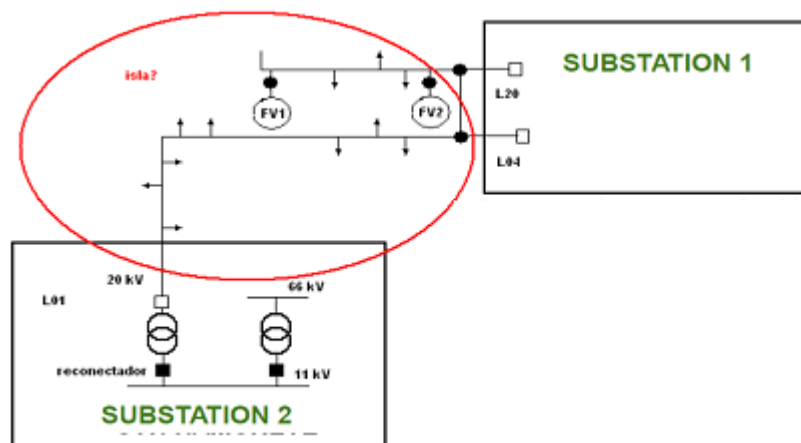


Figure 9 : Cas d'îlotage n°3

VIII.4 Réflexions d'IBERDROLA sur ces cas concrets

Selon IBERDROLA, l'origine de ces situations provient d'une combinaison de différents facteurs techniques, notamment :

- La réglementation en vigueur en Espagne décrit le réglage des relais de mesure de tension et de fréquence mais ne définit aucune méthode active de détection d'îlotage. De ce fait, les réglages des protections de découplage et des éventuelles détections de perte du réseau amont observées par IBERDROLA peuvent être différents d'un producteur à l'autre, ce qu'a également démontré l'enquête faite auprès des constructeurs d'onduleurs dans le projet ESPRIT.
- Chaque onduleur fonctionne indépendamment, sans aucune coordination avec les onduleurs voisins,
- Chaque constructeur implante dans ses onduleurs une boucle de régulation qui leur sont propres, sans tenir compte a priori du fonctionnement des autres onduleurs,
- Les tests réalisés en laboratoire ne sont pas nécessairement représentatifs des conditions réelles rencontrées en exploitation, notamment quant au comportement des charges, particulièrement complexe à définir et donc à reproduire.

A la suite de ces cas d'îlotage, IBERDROLA a réalisé une série de tests en laboratoire, tests qui ont montré entre autres que :

- Les relais de découplage sur seuils de tension et de fréquence traditionnellement utilisés pour la production raccordée en HTA, mais aussi en BT, avaient une large zone de non-détection, augmentant ainsi les risques d'îlotage,
- Les détections d'îlotage par mesure d'impédance généraient des perturbations entre onduleurs, affectant ainsi l'efficacité des mesures,
- Les méthodes basées sur les sauts de phase ou sauts de fréquence ne fonctionnaient correctement que si les onduleurs étaient synchronisés,

- Quelles que soient les méthodes utilisées, la présence d'onduleurs de marques différentes pouvait contribuer au risque d'îlotage.

L'expérience d'IBERDOLA montre que la probabilité d'occurrence de l'îlotage n'est pas nulle et que les efforts de mise en place d'un cadre légal international et français au sujet du découplage des installations photovoltaïques n'ont pas été vains et doivent se poursuivre. Le chapitre suivant liste les principaux textes traitant de ce sujet.

IX. Normalisation

Ce chapitre liste, sans être exhaustif, les principales normes et autres références traitant de l'îlotage de systèmes photovoltaïques.

IX.1 Normes et guides relatifs à l'îlotage

Norme NF C15-100 [4]

Une protection, dite de découplage, doit être prévue pour déconnecter le générateur d'énergie électrique, en cas de disparition de l'alimentation du réseau de distribution publique, de variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles déclarées pour l'alimentation normale.

Le guide UTE C 15-400 donne toutes les informations sur le choix des dispositifs de découplage et de sectionnement.

Norme NF C14-100 [5]

Lorsqu'une installation de production en aval du branchement peut fonctionner couplée avec le réseau public de distribution, une protection de découplage située dans l'installation est nécessaire.

Le guide UTE C 15-400 précise notamment son emplacement et son type.

Guide UTE C15-400 [6]

Dans le cas particulier de modules PV, la protection de découplage peut être assurée par les dispositifs de couplages automatiques (de puissance inférieure ou égale à 4,6 ou 5 kW) conformes à la norme DIN VDE 0126.

La protection de découplage comprend :

- Les dispositifs de mesure, de détection et les relais de protection, qui doivent être d'un modèle approprié conforme aux spécifications fonctionnelles publiées par le GRD,
- Les composants et circuits nécessaires à la mise en œuvre de la fonction dans l'installation.

L'appareil de découplage doit assurer en position d'ouverture un sectionnement entre tous les conducteurs actifs.

L'inhibition de la protection de découplage est optionnelle et réservée au cas des installations à la fois consommatrices et productrices.

Guide UTE C15-712-1 [7]

La protection de découplage est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau,
- disparition de l'alimentation par le réseau de distribution,

- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur. Cette protection de découplage est intégrée à un dispositif de coupure automatique conforme à une norme européenne ou une norme d'un autre pays de la communauté européenne reconnue équivalente par le distributeur (exemple DIN VDE 0126-1-1).

CEI 61727 Ed.2 : Systèmes photovoltaïques (PV) - Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau [8]

Un onduleur à fonction anti-îlotage est un onduleur qui cessera d'alimenter une ligne de réseau public si celle-ci sort des spécifications de fonctionnement normales de tension et/ou de fréquence.

Pour se prémunir de l'îlotage, un système PV raccordé à un réseau doit cesser d'alimenter la ligne réseau de la ligne de distribution hors tension quelles que soient les charges raccordées ou les autres générateurs dans les temps limites spécifiés.

Une ligne de distribution d'un réseau électrique peut être coupée pour différentes raisons. Par exemple, ouverture d'un disjoncteur de sous-station due à des conditions de défaut ou coupure de la ligne de distribution pendant la maintenance.

Le système PV doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau dans les 2 s après la perte du réseau.

A la suite de conditions hors limites du réseau public ayant conduit le système photovoltaïque à cesser son alimentation, celui-ci ne doit pas alimenter la ligne de distribution du réseau pendant 20 s à 5 min après le rétablissement dans les limites des plages spécifiées de la tension et de la fréquence.

Norme DIN VDE 0126-1-1 [9]

Le dispositif de déconnexion doit, en raison

- de modifications de la tension ou de la fréquence du réseau basse tension,
- d'une alimentation en courant continu du réseau basse tension,
- d'une exploitation accidentelle en réseau séparé et,
- d'une exploitation volontaire en réseau séparé avec des installations réseaux de réserve,

déconnecter l'installation de production coté courant alternatif du réseau au moyen de deux commutateurs montés en série.

La sécurité des fonctions de contrôle de la tension, de la fréquence, du courant continu et d'une exploitation en réseau séparé du dispositif de déconnexion automatique doit être assurée dans toutes les conditions d'exploitation du réseau. Elle peut être réalisée sous forme d'un dispositif autonome ou sous forme d'un élément intégré de l'installation de production et doit déclencher en cas de défaillance et afficher l'état de défaillance.

Une exploitation de réseau séparé doit, dans les conditions de contrôle de l'essai d'homologation provoquer une coupure. Un ordre d'arrêt doit provoquer l'arrêt en moins de 0,2 s.

Norme EN 50438

Cette norme européenne spécifie les conditions requises pour le raccordement et le fonctionnement de micro-générateurs sur le réseau de distribution basse tension (courant injecté inférieur à 16 A par phase).

Les protections (internes à l'onduleur ou assurées par un élément externe) doivent assurer un raccordement ne compromettant pas l'intégrité du réseau, ni ne dégradant son niveau de sécurité.

Cela doit être réalisé par surveillance de la tension AC (sous-tensions et surtensions), de la fréquence (sous-fréquences et surfréquences) et par la détection de perte du réseau amont (dans les pays où cela est requis⁵).

Lorsque cette protection contre la perte du réseau amont est employée, elle devra utiliser la méthode basée sur la mesure de la dérivée de la fréquence, ou celle basée sur la mesure du déphasage courant-tension, ou bien toute autre méthode non exclue par les spécifications nationales.

IX.2 Procédures de test des méthodes de détection d'îlotage

CEI 62116 Ed.1 (à venir) : Procédure d'essai des mesures de prévention contre l'îlotage pour onduleurs photovoltaïques interconnectés au réseau public [10]

L'industrie photovoltaïque a été le précurseur dans le développement de la détection d'îlotage et des mesures de prévention ; elle a développé de nombreuses méthodes de détection (cf. VI) et une méthode de test de l'efficacité de celles-ci.

La présente norme fournit une méthode d'essai de consensus pour évaluer l'efficacité des mesures de prévention contre l'îlotage utilisées par le conditionneur de puissance des systèmes photovoltaïques (PV) interconnectés au réseau public.

L'essai est réalisé avec un circuit test composé d'une source de tension continue, d'une source de courant alternative (ou du réseau), de l'onduleur et d'un circuit RLC (composants variables), modélisant les charges et connecté en parallèle entre l'onduleur et le réseau :

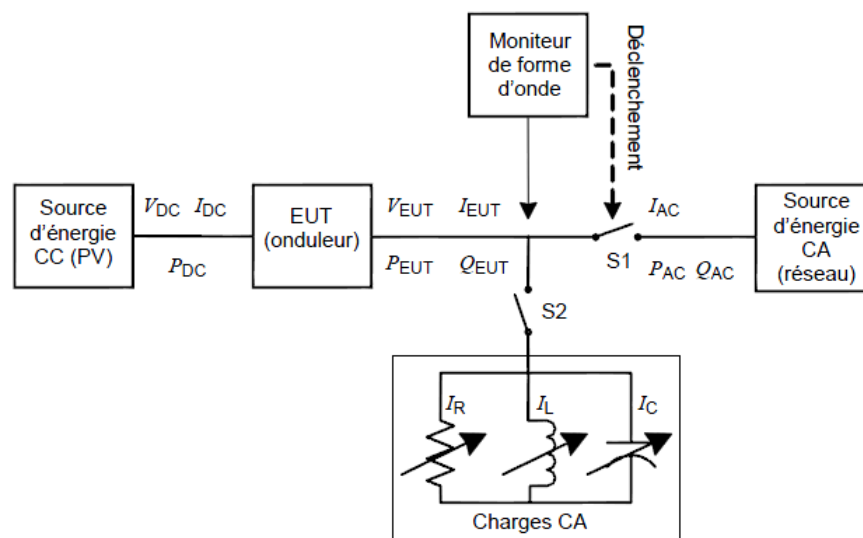


Figure 10 : Circuit d'essai pour la fonction de détection d'îlotage dans un conditionneur de puissance (onduleur)

⁵ Ce qui n'est le cas de la France que pour les protections de type DIN VDE 0126.

Un onduleur est considéré comme conforme aux exigences pour la protection contre l'îlotage lorsque, dans chaque cas (à 25-33 %, 50-66 % et 100 % de P_{ac_max} de l'onduleur et selon les conditions d'équilibre variables pour les charges), le temps de maintien de l'alimentation (intervalle entre l'ouverture du sectionneur du réseau public et l'instant où le courant en sortie onduleur chute) est inférieur à 2 s ou répond aux exigences des codes locaux.

Norme DIN VDE 0126-1-1 [9]

Le contrôle de la coupure due à une exploitation en réseau séparé s'effectue selon l'une des procédures suivantes :

- mesure d'impédance : dans les conditions d'essai (charge et alimentation équilibrée, tension et fréquence stables), le dispositif de déconnexion automatique doit identifier avec précision la coupure de réseau et arrêter le générateur en moins de 5 s. L'essai est réalisé avec un circuit test composé d'une source de tension continue, de l'onduleur et de circuits RLC (dispositifs de contrôle et de commutation). Une coupure doit se produire dans les 5 s suivant l'ouverture du dispositif de commutation (à 100 % $P_{nom_onduleur}$).
- test du circuit oscillant : l'essai est réalisé avec un circuit test composé d'une source de tension continue, de l'onduleur et d'un circuit RLC oscillant de facteur de qualité d'au moins 2. L'ensemble du test (à 25, 50 et 100 % $P_{nom_onduleur}$) est considéré comme réussi, quand les temps de coupure de chacun des tests sont inférieurs à 5 s.
- contrôle de tension triphasique : il n'est autorisé comme critère d'identification d'un réseau séparé que pour des alimentations monophasiques. Dès qu'au moins une tension d'un conducteur extérieur dépasse les limites min de 80 % U_N ou max de 115 % U_N , il faut effectuer une coupure en moins de 0,2 s. L'essai est réalisé à l'aide d'une source de tension alternative à amplitude variable ; les valeurs de tension basse et haute ne doivent excéder de plus de 3 % (~ 7 V) les seuils mentionnés précédemment.

Norme EN 50438

Les tests doivent vérifier que les dites protections résultent en un arrêt de l'injection sur le réseau de distribution lorsque les paramètres du réseau (tension, fréquence) sont dépassés ou en cas de perte du réseau amont.

Pour le test de la protection contre la perte du réseau amont, la norme renvoie à la procédure définie dans la norme EN 62116 (cf. IEC 62116).

Spécifications techniques 50549

Le document TS 50549, relatif aux prescriptions pour le raccordement de générateurs de plus de 16A par phase, et qui est en cours de rédaction, préconise également l'utilisation du circuit RLC pour tester le fonctionnement de la fonction de protection contre la perte de réseau.

X. Conclusion

Les calculs de probabilité montrent que le risque d'occurrence d'un îlotage sur le réseau de systèmes photovoltaïques est relativement faible, et en l'occurrence, aucun phénomène de ce type n'avait par le passé été observé en conditions réelles.

Les expériences vécues récemment par IBERDROLA, un gestionnaire de réseau espagnol, prouvent que ce phénomène peut se produire sur les réseaux HTA, dont les installations de production ne sont équipées que de protections de découplage passives à seuil de tension et de fréquence.

Cette méthode de détection d'îlotage à seuil de tension et de fréquence est mise en œuvre dans tous les onduleurs commercialisés pour des raisons de conception mais a l'inconvénient de présenter une importante zone de non-détection de l'îlotage, lorsque la puissance de production est proche de la puissance de soutirage.

Il existe de nombreuses méthodes complémentaires de détection d'une situation d'îlotage, passives ou actives, qui ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients mais aucune ne semble pouvoir être mise en avant.

Le premier choix fondamental à faire est de déterminer le niveau de non détection acceptable : niveau peu contraignant avec méthodes passives mais avec une zone de non détection, ou niveau contraignant avec méthodes actives mais potentiellement très sensibles avec risque de déclenchement intempestif. Ce choix doit être fait pour tous les systèmes de production décentralisés, photovoltaïques ou autres.

Il y a donc un réel besoin de tester et d'évaluer les différentes méthodes de détection, passives et actives, afin de parvenir à établir des recommandations sur l'utilisation de telle ou telle méthode au vu de son efficacité réelle et d'une sensibilité faible de manière à ne pas déconnecter les installations de façon intempestive ou à ne pas donner lieu à des interférences entre onduleurs proches. Ces recommandations pourront être reprises dans les textes normatifs et aboutir à une situation plus claire et sereine vis-à-vis de l'îlotage.

XI. REFERENCES

- [1] « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension – cadre réglementaire, impacts et préconisations », projet ESPRIT, avril 2010
- [2] « Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks », IEA-PVPS T5-08:2002.
- [3] R. Bruendlinger, « Deliverable 2.2: State of the art solutions and new concepts for islanding protection » Projet DISPOWER, 2006.
- [4] Norme NF C15-100, « Installations électriques à basse tension », décembre 2002
- [5] Norme NF C14-100, « Installations de branchement à basse tension », février 2008
- [6] Guide UTE C15-400, « Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution », 2005
- [7] Guide UTE C15-712, « Installations photovoltaïques », février 2008
- [8] Norme CEI 61727 Ed.2, « Systèmes photovoltaïques (PV) - Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau », 2004
- [9] Norme DIN VDE 0126-1-1, « Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz », 2006
- [10] Norme CEI 62116 Ed.1, « Procédure d'essai des mesures de prévention contre l'îlotage pour onduleurs photovoltaïques interconnectés au réseau public », projet final de norme internationale, 2008
- [11] « Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems », IEA PVPS T5-07:2002
- [12] Ward Bower and Michael Ropp, « Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems », Report IEA PVPS T5-09: 2002
- [13] D. Schulz, R. Hanitsch «Proposals for an international islanding detection standard», World Renewable Energy Congress VII, 2003
- [14] D. Arnoult, « Détection d'îlotage par la méthode du saut d'impédance », Note interne IDEA, NTe/APP9/07/001/A
- [15] IBERDROLA, « Failures in Photovoltaics », Bilbao, 8 avril 2010

- [16] T. Tran Quoc, « Evaluation des méthodes passives de détection d'îlotage », projet ESPRIT, juin 2011
- [17] Référentiel technique ERDF, « Modèle de contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE) pour une installation de production de puissance ≤ 36 kVA raccordée au réseau public de distribution basse tension », ERDF-FOR-CF_15E, version V9, 2010
- [18] C. Duvauchelle, « Impact de l'installation photovoltaïque Habitarelle sur le réseau public de distribution, analyse des résultats de la campagne de mesures et des simulations effectuées sous EMTP-RV », projet ESPRIT, juillet 2011
- [19] Projet européen DISPOWER, D2.2, State of the art solutions and new concepts for islanding protection, Roland Bruendingler, ARSENAL, 21 février 2006.
- [20] Projet européen PV UP-Scale, WP4 – D4.1, State-of-the-art on Dispersed PV Power Generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks, Estefanía Caamaño (Universidad Politécnica de Madrid – Instituto de Energía Solar), Jim Thornycroft (Halcrow), Hugo De Moor (Energy Research Center of the Netherlands), Sjeff Cobben (Continuon), Martin Jantsch, Thomas Erge, Hermann Laukamp (Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme), Demet Suna (Vienna University of Technology – Institute of Power Systems and Energy Economics), Bruno Gaidon (Hespul), 23 juillet 2007

XII. GLOSSAIRE

AC	= Alternating current (courant alternatif)
BT	= Basse tension
DC	= Direct current (courant continu)
ENS	= Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz (système de surveillance de réseau avec organe de commutation rattaché)
OFP	= over frequency protection
OVP	= over voltage protection
PV	= Photovoltaïque
PCC	= Puissance de court-circuit
RLC	= Résistif inductif capacitif
RPD	= Réseau public de distribution
THD	= Distorsion harmonique totale
UFP	= Under frequency protection
UVP	= Under voltage protection
ZND	= Zone de non détection (d'une méthode de détection d'îlotage)

ANNEXE : Méthodes de détection d'îlotage

A. Méthodes passives

a. Les protections à seuil de tension et de fréquence

Les protections de base systématiquement intégrées à tous les onduleurs, à savoir celles à seuils de fréquence et de tension, sont celles qui détectent la plupart des anomalies présentes sur le réseau, îlotages compris. La fonction est assurée par des relais de découplage. L'existence de ces deux plages engendre donc quatre seuils de détection :

- un seuil de tension maximale admissible,
- un seuil de tension minimale admissible,
- un seuil de fréquence maximale admissible,
- un seuil de fréquence minimale admissible.

Si l'amplitude de la tension ou la fréquence du réseau dépassent l'un de ces seuils, l'onduleur est alors déconnecté. Entre le moment où l'onduleur est connecté au réseau et celui où il s'en déconnecte, un écart de puissance active et réactive apparaît. L'écart de puissance active va sensiblement modifier la tension au point de raccordement et celui de puissance réactive va entraîner un changement de fréquence. C'est en ce sens que les protections à seuil de fréquence et de tension sont considérées comme des protections anti-îlotage. Ces protections à seuil sont déjà implantées dans les onduleurs pour d'autres applications, ce qui constitue l'avantage principal de la méthode. En contrepartie, la Zone de Non Détection est relativement importante. Dans le test imposé par la norme IEC 62116 [10], il se pourrait que les onduleurs ainsi équipés ne passent pas les tests. Il est alors recommandé par les normes nationales d'employer une méthode supplémentaire.

Pour mieux comprendre cette méthode, les explications théoriques sont effectuées en utilisant un réseau simple comportant un onduleur PV et une charge de type RLC parallèle (Figure 11) [14]. La liste suivante est l'énumération des variables utilisées ci-après :

- P_{ch} et Q_{ch} : puissances absorbées par la charge,
- P et Q : puissances fournies par onduleur PV,
- ΔP et ΔQ : puissances fournies par le réseau,
- Q_c : puissance absorbée par le condensateur de charge,
- Q_l : puissance absorbée par l'inductance de charge,
- R, L, C : composants passifs de la charge (RLC parallèle),
- V_{res} : tension du réseau,
- V_{PV} : tension de l'onduleur PV,
- ω_{res} : pulsation du réseau,
- ω_{PV} : pulsation de l'onduleur PV.

En cas de fonctionnement normal (onduleur PV connecté au réseau), les équations des transferts de puissances sont les suivantes :

$$\Delta P + P = P_{ch} . \quad (1.1)$$

$$\Delta Q + Q = Q_{ch} . \quad (1.2)$$

Les équations des puissances au niveau de la charge RLC sont les suivantes :

$$P_{ch} = \frac{V_{res}^2}{R} \tag{1.3}$$

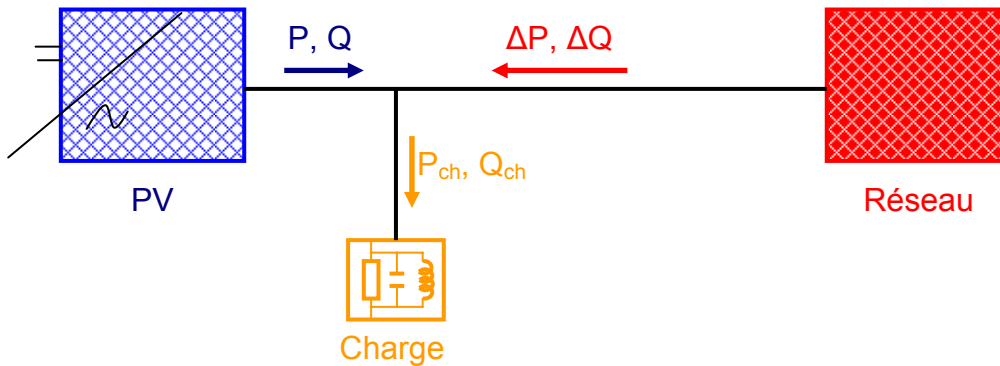


Figure 11 - Synoptique du réseau en fonctionnement normal.

Avec : $Q_l = \frac{V_{res}^2}{L\omega_{res}}$ (1.4)

$$Q_c = V_{res}^2 C\omega_{res} \tag{1.5}$$

D'où : $Q_{ch} = Q_l - Q_c = V_{res}^2 (L\omega_{res})^{-1} - V_{res}^2 C\omega_{res}$ (1.6)

Donc on obtient :

$$\Delta P + P = \frac{V_{res}^2}{R} \tag{1.7}$$

$$\Delta Q + Q = V_{res}^2 (L\omega_{res})^{-1} - V_{res}^2 C\omega_{res}$$

$$\Leftrightarrow V_{res}^2 (L\omega_{res})^{-1} = \Delta Q + Q + V_{res}^2 C\omega_{res} \tag{1.8}$$

Lors de la perte du réseau, le synoptique devient :

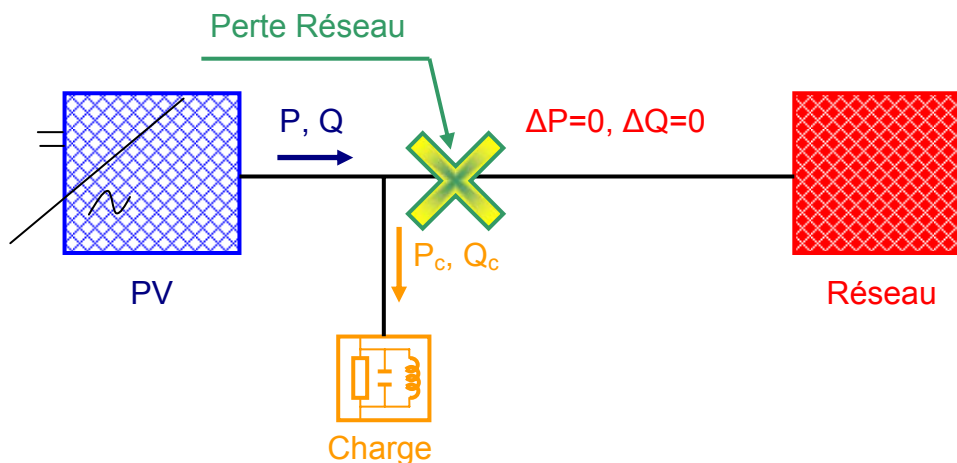


Figure 12 - Synoptique du réseau en fonctionnement îloté.

Dans ce cas, les équations des puissances au niveau de la charge RLC sont les suivantes :

$$P_{ch} = P = \frac{V_{PV}^2}{R} \tag{1.9}$$

$$Q_{ch} = Q = \frac{V_{PV}^2}{L\omega_{PV}} - V_{PV}^2 C \omega_{PV} ,$$

$$\Leftrightarrow \frac{V_{PV}^2}{L\omega_{PV}} = Q + V_{PV}^2 C \omega_{PV} . \quad (1.10)$$

En effectuant le rapport des équations (1.7) et (1.9), pour la puissance active, et des équations (1.8) et (1.10), pour la puissance réactive, on obtient:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{V_{res}^2}{V_{PV}^2} - 1 . \quad (1.11)$$

$$\Leftrightarrow \frac{V_{Res}^2 \omega_{PV}}{V_{PV}^2 \omega_{res}} = \frac{\Delta Q + Q + V_{res}^2 C \omega_{res}}{Q + V_{PV}^2 C \omega_{PV}} \quad (1.12).$$

En simplifiant avec les équations (1.11) et (1.5), on a :

$$\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right) \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} = \frac{\Delta Q + Q + Q_c}{Q + Q_c \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)}} ,$$

$$\Leftrightarrow \left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right) \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \left(Q + Q_c \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)} \right) = \Delta Q + Q + Q_c ,$$

$$\Leftrightarrow \left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right) \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \left(Q + Q_c \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)} \right) = \Delta Q + Q + Q_c$$

$$Q \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} + Q \frac{\Delta P}{P} \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} + Q_c \left(\frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \right)^2 = \Delta Q + Q + Q_c$$

$$\Leftrightarrow \frac{\Delta P}{P} \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} - \frac{\Delta Q}{Q} = 1 + \frac{Q_c}{Q} \left(1 - \left(\frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} \right)^2 \right) - \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} . \quad (1.13)$$

Grâce aux relations (1.11) et (1.13), on peut remarquer que lorsque ΔP et ΔQ sont nulles, il n'y a ni variation de tension, ni pulsation.

Les seuils de détection de tension découlent de l'équation (1.11) :

$$P_{ndz} = \frac{\Delta P}{P} \Big|_{\max} - \frac{\Delta P}{P} \Big|_{\min} = \frac{V_{res}^2}{V_{\min}^2} - 1 - \left(\frac{V_{res}^2}{V_{\max}^2} - 1 \right) ,$$

$$\Leftrightarrow P_{ndz} = \frac{V_{res}^2}{V_{\min}^2} - \frac{V_{res}^2}{V_{\max}^2} . \quad (1.14)$$

Pour déterminer les seuils en fréquence, l'équation (1.13) doit être modifiée :

$$\frac{\Delta P}{P} \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} - \frac{\Delta Q}{Q} = 1 + \frac{Q_c}{Q} \left(1 - \frac{\omega_{PV}^2}{\omega_{res}^2} \right) - \frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}} .$$

On prend seulement en compte une variation de puissance réactive donc $\Delta P=0$. De plus, si on prend le rapport $\frac{\omega_{PV}}{\omega_{res}}$ égal à 1, on obtient une approximation relative de la zone de non détection et on peut donc déterminer les limites en fréquence :

$$Q_{ndz} = \frac{\Delta Q}{Q} \Big|_{\max} - \frac{\Delta Q}{Q} \Big|_{\min} = \frac{Q_C}{Q} \left(\frac{f_{\max}^2}{f_{res}^2} - 1 \right) - \frac{Q_C}{Q} \left(\frac{f_{\min}^2}{f_{res}^2} - 1 \right),$$

$$\Leftrightarrow Q_{ndz} = \frac{\Delta Q}{Q} \Big|_{\max} - \frac{\Delta Q}{Q} \Big|_{\min} = \frac{Q_C}{Q} \frac{f_{\max}^2}{f_{res}^2} - \frac{Q_C}{Q} \frac{f_{\min}^2}{f_{res}^2}. \quad (1.15)$$

De ces expressions et de l'excursion sur la fréquence et la tension, il est possible de déterminer la marge de puissances active et réactive décrivant la NDZ.

Cette zone est relativement importante. En France les seuils en tension et en fréquence sont fixés sur le tableau ci-dessous :

Tableau 5 - Différents types de protections BT (ERDF-NOI-RES_13E du 01/06/2008)

Protections de découplage BT	Type B.1 (ex type 2.1)	Type B.2 (ex type 2.2)	Sectionneur automatique DIN VDE 0126
Détection des défauts monophasés HTA	Non réalisée	Non réalisée	Non réalisée
Séparation du réseau amont			Max impédance raccordement amont $Z_{rac} < 1,25$ puis $1,75\Omega$ $\Delta Z_{rac} < +0.5 \Omega$ Temporisée 5 secondes
Détection des défauts polyphasés	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 80% V_n
Marche en réseau séparé	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 85% 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
	Maxi de f Instantanée 50,5 Hz		Maxi de f Instantanée 50,2 Hz

b. La méthode par mesure de saut de phase

La méthode par détection de saut de phase est passive. L'onduleur compare le courant de sortie à la tension du réseau (au point de raccordement). Dans le cas où il est connecté au

réseau, l'onduleur synchronise le courant de sortie sur la tension du réseau via la détection des passages à zéro de la tension. Cette synchronisation permet à l'onduleur de fonctionner avec un facteur de puissance le plus proche de l'unité. Lors de la perte du réseau, le courant est toujours synchronisé avec la tension présente avant la déconnexion au réseau. Suite à la perte du réseau, la tension se cale avec celle de la charge du départ, provoquant un saut de phase. La méthode compare alors le passage à zéro du courant et celui de la tension, calculant ainsi le déphasage de la tension avant et après îlotage. Si ce saut de phase est supérieur à une valeur seuil, l'onduleur se découple.

Déjà implémentée dans l'onduleur pour le réglage du facteur de puissance, cette méthode est peu coûteuse. Il ne suffit que de rajouter la capacité à mesurer le déphasage. De plus aucune perturbation n'est injectée sur le réseau, ce qui fait de cette méthode un bon choix dans les scénarios à forte densité de systèmes PV. Par contre, le choix du seuil de déphasage conditionne la Zone de Non Détection. En effet il ne faut pas qu'il soit trop élevé sous peine d'avoir une Zone de Non Détection trop large et il ne le faut pas non plus trop faible car l'enclenchement de charges sur le réseau entraîne souvent des sauts de phase qui pourraient alors être interprétés comme des situations d'îlotage, provoquant alors des découplages intempestifs. Cet inconvénient remet en cause la fiabilité d'une telle méthode.

c. La méthode RoCoF

La méthode RoCoF (Rate of Change of Frequency) mesure le changement de fréquence au point de raccordement. En fait elle calcule la dérivée de la fréquence à tout instant. Si cette dérivée, en valeur absolue, dépasse un seuil défini, l'onduleur, concluant à une situation d'îlotage, se découple. Cette méthode a l'avantage d'être passive et d'être plus réactive que celles à seuil de tension et de fréquence. Cependant, comme pour le saut de phase, l'enclenchement de charges importantes peut générer un changement de fréquence mesurée qui pourrait être mal interprété.

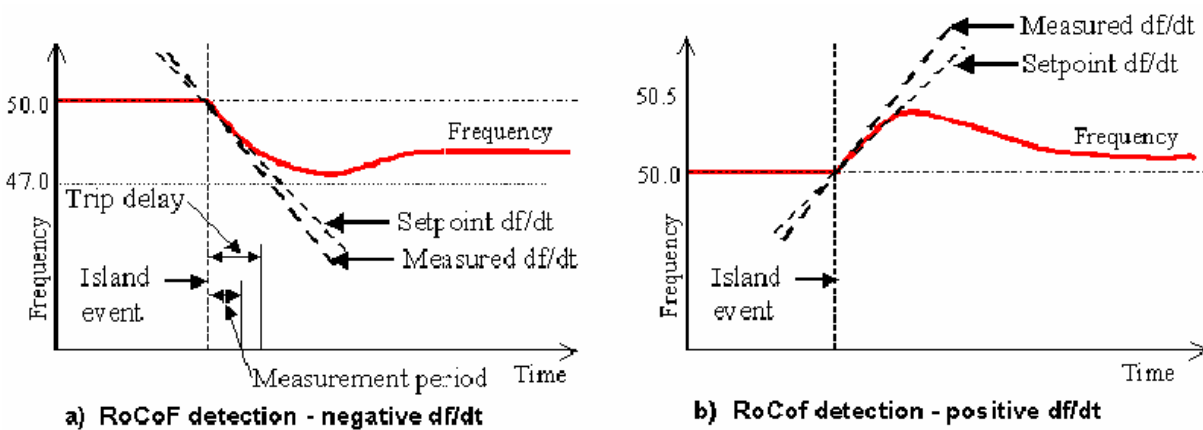


Figure 13 - La méthode RoCoF (source : [3])

d. La mesure des harmoniques

La méthode de détection d'harmoniques de tension surveille le Taux de Distorsion Harmonique (THD) de la tension aux bornes de la charge et se déconnecte si le THD dépasse une valeur seuil. Pour rappel, le THD est défini par le rapport entre la tension sans sa composante fondamentale par sa composante fondamentale. L'onduleur génère en permanence des courants harmoniques, comme tout convertisseur. Lorsque le réseau est

connecté, le THD est très faible car l'impédance du réseau l'est également, mais en situation d'îlotage, l'impédance de la charge qui est souvent plus élevée que celle du réseau génère des harmoniques de tension, provoquant alors une hausse du THD qui peut dépasser la valeur seuil qui, lorsqu'elle est bien choisie, permettra de déconnecter l'onduleur. Cette méthode est très efficace pour la détection de l'îlotage et, par sa nature passive, elle ne perturbe pas le réseau. La valeur seuil est toutefois très difficile à choisir car chaque onduleur est différent et l'impédance présente sur le réseau n'est pas homogène. De plus si la charge a une impédance faible ou s'il n'y a aucun transformateur dans l'îlot, la génération de tension harmonique peut être trop faible pour que l'onduleur puisse détecter l'îlotage.

e. La mesure des trois phases

La dernière méthode passive est particulièrement efficace et souvent employée en Allemagne. Mais elle ne s'applique qu'à des installations à onduleur triphasé. Elle consiste à surveiller les écarts des trois phases par rapport au régime permanent (i.e. connecté au réseau). Elle mesure également les variations d'amplitude de tension entre les trois phases et les variations de THD des courants. Chacun des trois paramètres s'accompagne de seuils qu'il ne faut pas dépasser sous peine de découplage de l'onduleur. Parmi les méthodes passives, c'est de loin celle qui possède la Zone de Non Détection la plus petite, mais les seuils sont, comme pour la méthode de mesure harmonique, très difficile à identifier.

f. Conclusion sur les méthodes passives

En résumé, les méthodes passives requièrent souvent peu d'investissement supplémentaire afin d'être opérationnelles, mais elles ne sont vraiment efficaces que dans les scénarios à fort taux de pénétration des systèmes PV et les méthodes impliquant des mesures de fréquence et de tension possèdent une Zone de Non Détection relativement importante. Les autres méthodes anti-îlotage ont certes une Zone de Non Détection plus restreinte, mais il est souvent nécessaire de définir un seuil à ne pas franchir qui peut être très difficile à identifier.

B. Méthodes actives

a. La mesure d'impédance

Le principe consiste à mesurer la variation d'impédance générée par la perte du réseau lors d'un incident. En effet, en régime permanent l'impédance du réseau de distribution est très faible (inférieure à 1Ω la plupart du temps, voire quelques Ω en réseau rural). Lors de la déconnexion du réseau, l'impédance vue par l'onduleur sera égale à celle de l'îlot auquel celui-ci est raccordé, beaucoup plus importante que celle du réseau de distribution. L'onduleur détectera alors le saut d'impédance qui en résultera et se découplera.

Il existe deux types de mesure d'impédance : celle à un temps donné et celle à une fréquence donnée. Les deux introduisent une perturbation sur le réseau, observent sa réaction et mesurent l'impédance au point de raccordement.

La mesure d'impédance à un instant donné se décline elle-même en deux versions :

1. La première par une variation de puissance. Il suffit d'injecter un pic de courant qui provoquera une variation de puissance et de tension. Le quotient de la variation de tension par le pic de courant permet de déterminer l'impédance au point de

raccordement. Si la variation d'impédance dépasse un certain seuil, l'onduleur en conclut qu'il est en situation d'îlotage et se découple. Si l'onduleur est en réalité connecté au réseau qui possède une forte puissance de court-circuit, et par conséquent une grande stabilité, les variations de tension et donc d'impédance seront négligeables. Afin d'avoir le moins de pertes, les injections de courant s'effectuent souvent au passage à zéro de la tension.

2. La seconde version consiste à connecter périodiquement une résistance en sortie de l'onduleur. Si le réseau réagit trop sensiblement à cette insertion d'impédance, l'onduleur se déconnecte.

Quelle que soit la version choisie, la méthode par mesure à un instant donné injecte ponctuellement une perturbation.

Malgré une Zone de Non Détection étroite, une simulation numérique [3] comportant de nombreux onduleurs employant cette méthode a révélé que les perturbations sur le réseau pouvaient être importantes et que les onduleurs pouvaient se perturber les uns les autres. En effet si les onduleurs sont synchronisés, c'est-à-dire qu'ils injectent la perturbation au même instant, la variation de tension sera plus importante que prévue et la variation d'impédance mesurée pourra par conséquent dépasser le seuil fixé (1Ω dans la DIN VDE 0126-1-1 de février 2006 [9]) et donc être interprétée à tort comme une situation d'îlotage. A l'inverse, si les onduleurs ne sont pas synchronisés, les perturbations peuvent s'annuler les unes avec les autres, ne provoquant aucune réaction en tension au point de raccordement, faussant les mesures. Dans un cas la mesure d'impédance est susceptible de provoquer des découplages intempestifs, dans l'autre elle peut ne pas détecter un îlot pourtant présent. Ces arguments sont ceux avancés par un des plus grands gestionnaires de distribution en Allemagne, RWE, qui a interdit l'utilisation d'une telle méthode en se rabattant sur la méthode passive par mesure de tensions triphasées ou par protection accessible par le gestionnaire de réseau.

Sur les réseaux fragiles, typiquement les réseaux insulaires, la mesure d'impédance est fortement déconseillée car la mesure d'impédance sera très souvent parasitée et faussée à cause de la stabilité plus faible du réseau, provoquant des découplages intempestifs.

La mesure d'impédance à une fréquence donnée consiste à injecter pendant une durée courte (quelques cycles du fondamental) un courant sinusoïdal à une fréquence spécifique. Il mesure ensuite le THD afin de le comparer à une valeur seuil au-delà de laquelle l'onduleur se découple. Cette méthode rappelle celle par mesure d'harmonique à la différence près qu'elle injecte un courant perturbateur. Sa Zone de Non Détection est donc plus restreinte. La fréquence choisie peut être un harmonique de la fréquence du réseau, mais également un interharmonique. L'enjeu principal dans l'implémentation de la méthode consiste à choisir la bonne durée du signal perturbateur, son amplitude ainsi que la bonne fréquence pour avoir une mesure précise qui ne soit pas parasitée et un THD sur le réseau qui reste bas. Les conséquences d'un mauvais choix de paramètres pourraient induire : surchauffe des transformateurs, des câbles et des conducteurs, présence de flicker, dégradation des ordinateurs et des compteurs etc. Le schéma suivant explique la méthode.

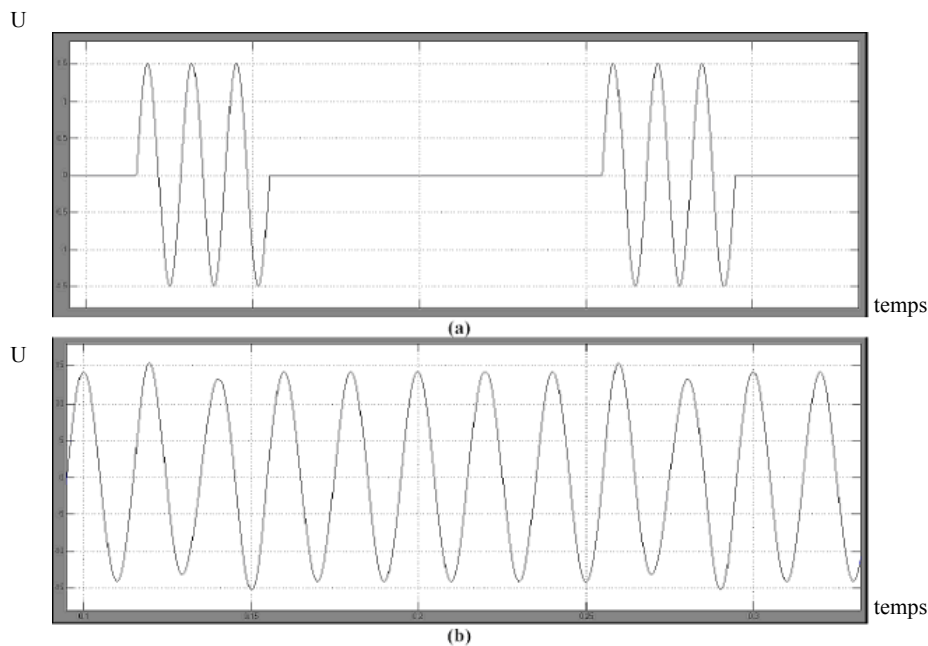


Figure 14 - Impédance à une fréquence choisie (a) l'injection du courant harmonique (b) courant de sortie déformé (source : [3])

Bien que cette méthode par mesure d'impédance semble peu fiable dans les scénarios à fort taux de pénétration de systèmes PV, sa Zone de Non Détection est une des plus restreinte pour des zones à faible densité d'onduleurs. Il est cependant préférable de ne pas continuer à employer cette méthode dans les années à venir, sous peine d'être soumis à des problèmes dus à une présence importante d'onduleurs sur le même départ.

b. Slip-Mode Frequency Shift (SMS)

Cette méthode a pour but de faire dériver la fréquence en fonction du déphasage de la tension. La courbe suivante explique le phénomène. Le déphasage entre le courant et la tension n'est alors plus fonction des passages au zéro de la tension, mais de la fréquence.

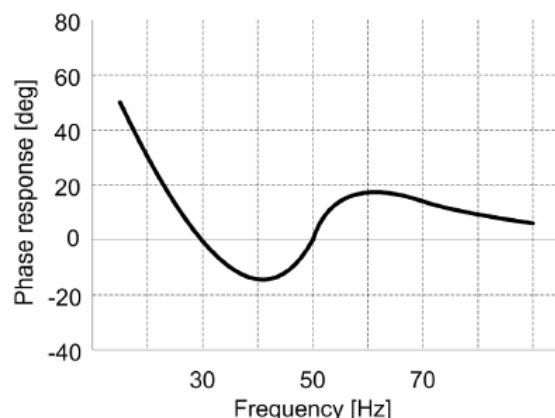


Figure 15 - La méthode SMS (source : [3])

Lorsque le réseau est présent, le point de fonctionnement se situe à 50 Hz avec la phase nulle. Le moindre déphasage se traduit alors par une déviation de la fréquence selon la loi en

« S » imposée par la courbe. Inversement, la moindre modification de fréquence va suffire pour faire apparaître un déphasage entre la tension et le courant. Cependant le réseau stabilise la fréquence à 50 Hz et maintient le point de fonctionnement à l'endroit indiqué. En revanche, lors de la perte du réseau, un déphasage, même léger, suffit à faire dévier la fréquence. La forme de la courbe provoque à chaque fois une dérive toujours plus franche jusqu'à ce que la protection à seuil de fréquence s'active. Les simulations sur un onduleur employant cette méthode ont montré que même avec un équilibre des puissances consommée et produite, l'onduleur parvient à détecter l'îlotage avec une infime variation de fréquence. Cette méthode a une Zone de Non Détection extrêmement resserrée, la rendant très efficace, mais à cause du déphasage permanent entre le courant et la tension, le facteur de puissance s'en trouve un peu dégradé.

c. Active Frequency Drift (AFD)

La dérive active de fréquence déstabilise le réseau en créant une distorsion du courant produit au point de raccordement, de telle sorte que l'onduleur ait en permanence besoin de modifier la fréquence.

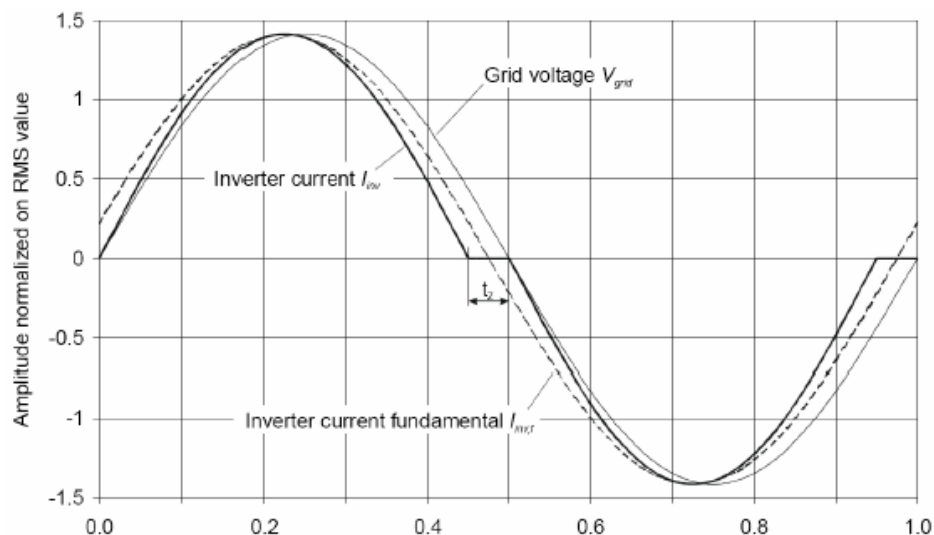


Figure 16 - La méthode AFD (source : [3])

Autour des passages par zéro de la tension, le courant injecté devient nul. Le contrôle de la phase détecte alors une erreur de phase qu'il tente d'éliminer en augmentant ou diminuant la fréquence du courant. Lorsque l'onduleur est connecté au réseau, la fréquence est fixée à 50 Hz. Par contre, en cas d'îlotage, la tension qui se cale sur le courant en raison des charges résistives va commencer à voir sa fréquence dériver. La méthode continue alors son processus d'annulation du courant autour des passages à zéro, ce qui provoque une dérive de la fréquence jusqu'au franchissement des limites de seuil de fréquence de la protection de découplage.

La qualité de fourniture de courant est légèrement dégradée en raison du courant déformé. Cependant en présence de nombreux onduleurs, les variations de chacun peuvent s'annuler, maintenant la fréquence autour de 50 Hz et par là même l'îlotage. C'est pourquoi la dérive doit être la même si le départ contient de nombreux onduleurs issus de constructeurs

différents. La Zone de Non Détection est également assez large, ce qui en fait une méthode assez peu employée car trop peu fiable.

d. Sandia Frequency Shift (SFS)

Cette méthode est une extension de la précédente. Elle intègre en effet une boucle à rétroaction positive, ce qui permet de faire dériver la fréquence plus rapidement. Elle est par conséquent plus efficace que la méthode AFD (voir § B.c). Le facteur de puissance est également légèrement dégradé, mais la Zone de Non Détection est cette fois très restreinte. La boucle à retour positif dégrade un peu plus le réseau en termes de perturbations. La principale difficulté de la méthode réside dans le choix du gain de la boucle de retour, qui ne doit être ni trop élevé sous peine de perturbations trop importantes, ni trop faible sous peine d'élargir la Zone de Non Détection.

e. Random Noise Injection

Cette méthode s'appuie sur la dérivation de fréquence en n'annulant non plus le courant lors des passages à zéro, mais en injectant un bruit blanc à la fréquence du courant en sortie de l'onduleur. Le bruit blanc a pour propriété de ne pas dégrader le réseau en termes d'harmoniques et son amplitude est si faible qu'il n'interfère en rien avec la qualité de la puissance fournie. En présence du réseau, la fréquence est figée à celle de référence, mais lors la perte du réseau, la fréquence se met à dévier en fonction des injections aléatoires des perturbations fréquentielles.

La Zone de Non Détection est inexistante si l'amplitude du bruit blanc est assez élevée pour faire suffisamment dériver la fréquence. Cette méthode est donc très efficace bien qu'elle ne soit pas encore implémentée dans les onduleurs actuels, probablement à cause de la difficulté dans le réglage des paramètres. Elle est également utilisable en présence de nombreux onduleurs si ceux-ci sont synchronisés sur le même algorithme.

f. Frequency Jump

Cette méthode reprend le principe de la dérivation de fréquence (voir § B.c méthode AFD), les annulations de courant ne se faisant plus à chaque demi-période mais toutes les 3 ou 4 périodes, perturbant moins le réseau. Cette méthode est très efficace pour des onduleurs seuls avec une Zone de Non Détection très petite, mais la présence de nombreux onduleurs exige qu'ils soient tous synchronisés afin que leurs signaux perturbateurs ne s'annulent pas.

g. Frequency Feedback Scheme

Sans entrer dans les détails, le principe de base de cette méthode est de répondre aux variations de fréquence par des variations de puissance réactive, provoquant alors une dérive à chaque fois plus nette de la fréquence jusqu'à atteindre les limites des protections. Bien que peu perturbatrice, cette méthode est en contrepartie moins fiable que les autres méthodes actives.

h. Sandia Voltage Shift (SVS)

Cette méthode n'injecte pas à proprement parler de signal perturbateur. Elle consiste à détecter les chutes ou les hausses de tension au point de raccordement pour ensuite reproduire ces mêmes variations sur le courant de sortie. Par exemple, lorsque le réseau se déconnecte, la tension au point de raccordement est susceptible de diminuer, ce qui va provoquer une chute de l'amplitude du courant de sortie. En cas d'ilotage, comme

l'impédance de la charge comporte une partie résistive, la tension va encore plus décroître pour finalement atteindre le seuil de tension bas.

Comme pour toute méthode à boucle de retour positif, le gain de la boucle doit être judicieusement fixé. En effet de telles méthodes doivent pouvoir fonctionner sur tout type de réseau sans pour autant le perturber en termes de distorsion harmonique. La Zone de Non Détection est quant à elle plus large que d'autres, mais elle reste néanmoins plus restreinte que celles engendrées par les protections à seuil de fréquence ou de tension.

i. Voltage Feedback Scheme

Le principe de base de cette méthode est de répondre aux variations de tension par des variations de puissance active, provoquant alors une dérive à chaque fois plus nette de la tension jusqu'à atteindre les limites des protections. La différence principale avec la méthode frequency feedback scheme (§ B.g) provient du fait que la fréquence est figée et homogène tandis que la tension est susceptible d'être géographiquement hétérogène. Pour cette raison, il est préférable de choisir la méthode employant la fréquence afin d'éviter de déformer la tension en raison des trop nombreuses déviations qu'elle peut subir.

Cette méthode n'injecte aucun signal perturbateur, ce qui en fait une méthode moins fiable que les autres méthodes actives.

j. Differential level voltage shift (DVS)

L'onduleur contrôleur de courant modifie la sinusoïde de la manière suivante : hausse de 13 % de la valeur nominale de courant sur une période suivie d'une période avec une baisse de la valeur nominale de courant de 13 %. En cas d'îlotage, la tension va suivre les variations du courant en raison des charges résistives, ce qui permet à la protection à seuil de tension de détecter le dépassement. Les pourcentages de variations peuvent bien entendu se régler de telle sorte que la détection soit effective. Cependant en cas de forte densité d'onduleurs, cette méthode peut devenir perturbatrice pour le réseau. La Zone de Non Détection dépend essentiellement du pourcentage de variation choisi.

C. Tableau récapitulatif

Cette section regroupe les méthodes évoquées plus haut dans un tableau qui rappelle leur nom, leur principe, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients.

Les méthodes de détection d’îlotage

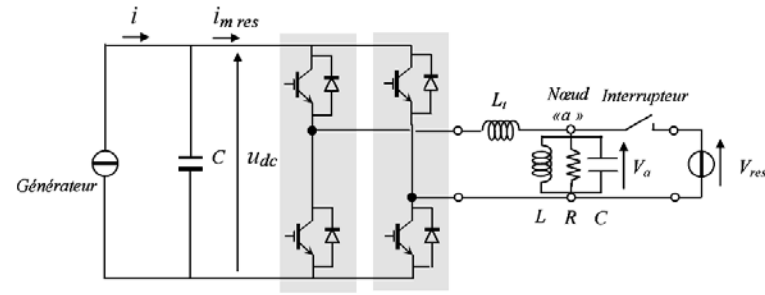


Figure A.1.

Figure 17 - Schéma de raccordement d’un générateur au réseau - Le générateur est relié via un onduleur de tension et une charge locale RLC

METHODES PASSIVES				
Les méthodes	Principe	Avantages	Inconvénients	Zone de non détection
Seuil de tension (UVP/OVP) et de fréquence (UFP/OFP) <i>Under/Over Voltage (Frequency) Protection</i>	Surveillance des seuils de tension et de fréquence par mesure au PCC.	- Utilisable pour d’autres applications - Déjà implémentée dans la protection. - Faible coût	- Zone de Non Détection importante - Temps de réactions variables ou imprédictibles.	Détection impossible lorsque ΔP et ΔQ seront nulles ou très proches de zéro $\Delta P = P_{charge} - P$ $\Delta Q = Q_{charge} - Q$
Détection d’harmoniques de tension <i>Detection of Voltage Harmonics (DVH)</i>	Surveillant le taux de distorsion harmonique de la tension (THD) aux bornes de la charge et se déconnecte si le THD dépasse une valeur seuil	- Très performante en théorie - Son efficacité pas affectée dans le cas de plusieurs onduleurs connectés en parallèles	- Difficile d’établir un seuil de détecter l’îlotage - Harmonique trop dépendante de l’impédance du réseau	En cas de faible THD d’onduleur (onduleurs très haute qualité)
Détection d’harmoniques de courant	Surveillant le taux de distorsion harmonique du courant (THD) de l’onduleur	Il n’y a pas d’influence en cas de plusieurs onduleurs connectés en	- Difficile d’établir un seuil de détecter l’îlotage	

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d'îlotage

Detection of Current Harmonics (DCH)	PV et se déconnecte si le THD dépasse une valeur seuil	parallèles	- Harmonique trop dépendante de l'impédance du réseau et du système de filtrage	
Détection du saut de phase de tension Voltage Vector Shift (VVS ou VPJP)	En surveillant le déphasage entre la tension et le courant fourni par l'onduleur	- Implantation facile au niveau de la commande de l'onduleur - Aucune dégradation de la puissance délivrée par l'onduleur	- Choix des seuils difficile - Intempestif possible en cas du démarrage de certaines charges et les moteurs	- Charges locales ayant une phase > la valeur seuil permettant la détection
RoCoF : Rate of Change of Frequency	Surveillant la dérivée de la fréquence lors de l'îlotage	- Plus sensible - ZND plus faible que la méthode OVP/UVF ou OFP/UFP	- Choix des seuils difficile - Intempestif possible dû à l'enclenchement de grosses charges	
RoCoV : Rate of Change of Voltage	Surveillant la dérivée de la tension rms lors de l'îlotage	Très sensible	- Choix des seuils difficile	
RoCoP : Rate of Change of Power Output	Surveillant la dérive la puissance active fournie par onduleur lors de l'îlotage	Très sensible	- Choix des seuils difficile	
RoCoFOP : Rate of Change of Frequency Over Power Change	Surveillant la dérive de la fréquence lors de l'îlotage par rapport au changement de puissance	Très sensible	- Choix des seuils difficile	
Déséquilibre des phases	Mesure l'écart de tension entre les phases	Très efficace	- Choix des paramètres difficile - ne fonctionne que	

			pour les installations à onduleur triphasé	
METHODES ACTIVES				
Méthodes actives par mesure des impédances				
Les méthodes	Principe	Avantages	Inconvénients	Zone de non détection
<p>Mesure d'impédance à instant donné Impedance Measurement at Specific Instant (IMSI)</p>	<p>En injectant une augmentation de type impulsion de l'amplitude du courant fourni par l'onduleur et on mesure l'impédance au PCC</p> <p>- On rapporte la variation de l'amplitude de V sur laquelle de I => obtenir une mesure d'impédance qui renseignera sur la présence ou non du réseau ou basé sur la variation de l'amplitude de V afin s'assurer la déconnection du réseau</p>	<p>- ZND presque nulle même dans le cas où l'îlot formé est stable, même si l'équilibre production et consommation de puissance entre le générateur et la charge locale est atteint</p> <p>- Efficace pour un unique onduleur</p>	<p>- Inefficace lorsque plusieurs onduleurs connectés en parallèle (serait à l'origine d'intempestifs en présence de plusieurs onduleurs)</p> <p>- Dépend de la charge et inefficace si la charge locale a une impédance plus faible que le réseau</p>	- Presque nulle
<p>Mesure d'impédance à une fréquence choisie Detection of Impedance at Specific Frequency (DISF)</p>	<p>En injectant une augmentation de type impulsion de l'amplitude du courant fourni par l'onduleur et on mesure l'impédance à une fréquence autre que 50 Hz</p>	<p>- Très efficace pour un unique onduleur</p>	<p>- Inefficace lorsque plusieurs onduleurs connectés en parallèle (serait à l'origine d'intempestifs en présence de plusieurs onduleurs)</p> <p>- Dépend de la charge et inefficace si la charge locale a une</p>	- Presque nulle

			impédance plus faible que le réseau	
Méthodes actives par fréquence				
Slip frequency Mode Shift: (SMS)	Dévie la fréquence en fonction du déphasage et réciproquement SMS est la première des trois méthodes décrites ici utilisant un bouclage positif permettant de déstabiliser l'onduleur lorsqu'une situation d'îlotage apparaît. SMS est un bouclage positif agissant sur la phase	- facile à planter - zone non détection petit => haute efficace - Efficace quand même si plusieurs onduleurs connectés en parallèle	- une diminution de la qualité de puissance (Facteur de puissance dégradé) - Impossibilité de déstabilisation pour certaine charge RLC	Petit
Active frequency drift: (AFD)	Déforme le courant pour déstabiliser le réseau	- facile à planter - zone non détection petit	Peu efficace et perturbatrice avec beaucoup d'onduleurs	Petit
Sandia Frequency Shif (SFS) (L'algorithme proposé par les labos Sandia pour empêcher l'îlotage causé par les GED)	Lors d'une variation de fréquence, cette méthode permet d'accélérer cette dérivation. Quand le réseau déconnecté, SFS provoque un décalage de fréquence en dehors de l'ensemble des points de déclenchement, ce qui cause une coupure automatique de PV	- facile à mettre en application - la plus petite zone non détection de toutes les méthodes actives => très efficace (Plus efficace que l'AFD)	- Lors de hauts de pénétration, les problèmes de réponse du système disparaissent - Diminution de la qualité de puissance (Perturbatrice en présence de nombreux onduleurs)	- Très petit
Active frequency drift: (AFD)	Déforme le courant pour déstabiliser le réseau	- Facile mettre en application dans des	- Une petite dégradation de la	

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d'îlotage

	La forme d'onde du courant injecté au « a » par l'onduleur est peu tordue tels qu'il y a une tendance continue de changer f. En cas de déconnexion, la fréquence du Va est forcée, augmentant la dérive de f «normale» provoquée par le système cherchant la fréquence de résonance de la charge.	inverseurs basés sur des micro-contrôleurs	qualité de puissance de sortie de l'onduleur du PV (Peu efficace et perturbatrice avec beaucoup d'onduleurs)	
Saut de fréquence (FJ) (Similaire au méthode mesure d'impédance et une modification de la méthode de dérive de fréquence)	<ul style="list-style-type: none"> - Dans cette méthode, des zones mortes sont insérées dans la forme d'onde de courant de sortie, mais pas dans chaque cycle. Au lieu de cela, la fréquence « est hésitée » selon un modèle pre-assigned - Méthode SF empêche l'îlotage en forçant une déviation dans la fréquence ou en permettant à l'onduleur de détecter une variation de la fréquence de Va qui assortit le modèle hésitant employé par l'onduleur 	<ul style="list-style-type: none"> - Si le modèle est suffisamment sophistiqué, les SF efficaces dans la prévention d'îlotage avec un seul onduleur 	<ul style="list-style-type: none"> - perd l'efficacité en cas d'inverseurs multiples, les variations présentées par les inverseurs multiples ont pu agir de se décommander dehors, ayant pour résultat l'échec de détection. 	<ul style="list-style-type: none"> - aucune en cas d'un seul inverseur en raison de sa similitude de la mesure d'impédance - Un saut codé de fréquence peut améliorer la dilution avec les inverseurs multiples
Insertion d'impédance	L'addition du grand condensateur dérangé l'équilibre entre génération et charge, causant un	<ul style="list-style-type: none"> - Fortement efficace - Condensateur de ce type facile disponible 	<ul style="list-style-type: none"> - Condensateurs ajoute beaucoup de dépenses au PV => rendre la génération 	Aucune n'a été décrite pour cette méthode

ESPRIT – Ilotages des installations PV raccordées au réseau électrique et méthodes de détection d'îlotage

	changement de phase et une baisse ω_{res} menant une diminution que la protection sous fréquence peut détecter		distribuée économiquement impraticable - la vitesse de réponse sera beaucoup plus lente que celle d'autres méthodes	
Méthodes actives par tension				
Sandia Voltage Shift (SVS)	Similaire à la méthode SFS. La boucle positive est appliquée à l'amplitude de la tension aux bornes de la charge. Lors d'une variation de tension, cette méthode permet d'accélérer cette dérivation.	- facile mettre en application cette méthode - Zone de non détection très petite => très efficace	- Une réduction de qualité de puissance - Lors de hauts de pénétration, les problèmes de réponse du système disparaissent	- Très petit
Voltage feedback (VF)	Varie la puissance active lors d'une variation de tension	Peu perturbatrice	Moins fiable que les autres méthodes actives	
Differential voltage shift (DVS)	Fait rapidement varier l'amplitude du courant de sortie	Efficace	Intempestifs possibles en cas de densité forte d'onduleurs	