



**HAL**  
open science

# Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle / commande et rejet de perturbations

Thi Minh Chau Le

► **To cite this version:**

Thi Minh Chau Le. Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle / commande et rejet de perturbations. Autre. Université de Grenoble, 2012. Français. NNT : 2012GRENT010 . tel-00721980

**HAL Id: tel-00721980**

**<https://theses.hal.science/tel-00721980v1>**

Submitted on 31 Jul 2012

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

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

UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

## THÈSE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE**

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

**Thi Minh Chau LE**

Thèse dirigée par **Tuan TRAN-QUOC** et **Seddik BACHA**  
préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble**  
dans l'**École Doctorale Electronique, Electrotechnique,**  
**Automatique & Traitement du signal**

# **Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations**

Thèse soutenue publiquement le **25 Janvier 2012**  
devant le jury composé de :

**M. Cristian NICHITA**

Professeur de l'Université du Havre, Président

**M. Mohamed El Hachemi BENBOUZID**

Professeur de l'IUT de Brest - Université de Bretagne Occidentale, Rapporteur

**M. Bruno FRANCOIS**

Professeur de l'Ecole Centrale de Lille, Rapporteur

**M. Christophe KIENY**

GIE-IDEA, Membre

**M. Tuan TRAN-QUOC**

CEA/INES, Directeur de thèse

**M. Seddik BACHA**

Professeur de l'Université Joseph Fourier Grenoble, Directeur de thèse

**M. Lambert PIERRAT**

Université Joseph Fourier Grenoble, Invité





## Remerciements

Cette thèse a été effectuée au sein du Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble et Groupement d'intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir) réunissant l'INPG (par le Laboratoire G2Elab), Electricité de France et Schneider Electric dans le cadre d'un projet de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)

Je tiens tout d'abord à remercier vivement aux membres du jury de l'intérêt qu'ils sont portés à ce travail

Monsieur Cristian NICHITA, Professeur de l'Université du Havre, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Monsieur Mohamed El Hachemi BENBOUZID, Professeur de l'IUT de Brest - Université de Bretagne Occidentale et Monsieur Bruno FRANCOIS, Professeur de l'Ecole Centrale de Lille, pour avoir accepté d'être rapporteur de ma thèse, dont les remarques pertinentes auront permis de clarifier certains aspects des travaux.

Monsieur Lambert PIERRAT, pour avoir accepté d'être jury invité de ma thèse et pour ses conseils et ses remarques.

Je remercie sincèrement Monsieur Seddik BACHA (Chef de l'équipe SYREL), mon directeur de thèse, pour avoir accepté de diriger ma thèse tout en m'apportant de précieux conseils et beaucoup d'encouragements tout au long de mon travail.

J'adresse mes meilleurs sentiments à Monsieur Tuan TRAN-QUOC, Habilité à Diriger des Recherches, mon « co-directeur » de thèse, tout d'abord pour m'avoir offert ce sujet de thèse à la fois très intéressant et ambitieux. Je tiens à le remercier pour avoir dirigé mes travaux de thèse, pour ses compétences, sa disponibilité, sa bonne humeur et son amitié. Sa connaissance et ses idées ont apporté des améliorations importantes à ce travail. Je voudrais exprimer mes remerciements particuliers pour son soutien et pour son aide précieuse pendant tous les quatre années des études doctorales et M2R en France.

Je souhaite ensuite remercier chaleureusement Monsieur Christophe Kieny, Directeur adjoints de GIE-IDEA, pour avoir accepté d'être jury de ma thèse et pour ses remarques, ses questions pertinentes, avisées et constructives pendant mon travail. Je tiens à remercier également les correspondances de ce projet, Messieurs Philippe CABANAC et Sébatien GRENARD de EDF, David GOULIELMAKIS de Schneider, pour les nombreuses discussions, conseils, remarques et suggestion expertes et avisées que nous avons eu pendant la thèse lors des réunions de travail, et aussi pour leurs corrections de mes rapports industriels et de ma rédaction.

Je voudrais aussi remercier :

Messieurs James ROUDET, Olivier LESAINT et Yves MARECHAL du Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble ; M Gérard MEUNIER, directeur de la formation doctorale pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

Monsieur Nouredine Hadjsaid, Professeur à l'INP Grenoble, Directeur de GIE- IDEA, pour m'avoir accueilli au sein du GIE.

Les administratifs, les secrétaires, les techniciens, le service informatique à côté du labo et à côté du GIE-IDEA : Martin Florence, Laur Julie pour leur aide, leur gentillesse et leur amitié.

Tous mes amis du labo et en particulier de l'équipe SYREL pour avoir créé une bonne ambiance de travail et pour leur amitié.

Mes remerciements s'adressent aussi à tous mes amis vietnamiens, d'ici et d'ailleurs :

*Cảm ơn các anh chị em A3EG, QNDN+ và AEVG đã luôn luôn bên cạnh động viên và giúp đỡ mình trong thời gian qua. Anh chị em đã cho mình sống lại thời sinh viên với những buổi tụ tập âm thực vui vẻ cũng như các hoạt động thể thao, văn hóa-văn nghệ bổ ích. Thời gian sống và làm việc ở đây cùng mọi người sẽ mãi là một chuỗi những kỷ niệm mà mình chắc chắn không thể nào quên.*

*Cháu xin gửi lời cảm ơn đến gia đình chú Tuấn cô Phương, đã giúp đỡ vợ chồng cháu rất nhiều trong thời gian qua. Cô chú như một gia đình thứ hai, khuyên nhủ và chỉ bảo cho chúng cháu rất nhiều điều trong khoa học cũng như trong cuộc sống.*

Mes derniers mots iront à ma famille, qui m'a continuellement soutenu.

*Cuối cùng nhưng là quan trọng nhất : Cảm ơn Ba đã luôn có những định hướng đúng đắn giúp con thành công như ngày hôm nay, Ba luôn là tấm gương sáng về đạo đức và học tập mà con noi theo. Cảm ơn Mẹ đã luôn luôn bên cạnh, tin tưởng động viên con và dành tất cả mọi thứ tốt đẹp nhất cho con. Cảm ơn Tin lùn đã luôn động viên Khuê. Cảm ơn Bố Sơn, Mẹ Loan, gia đình cụ Ty đã luôn động viên và yêu thương con. Cảm ơn Sò yêu, đã chia sẻ những khó khăn và đồng hành với em trong suốt thời gian qua, vợ chồng mình cứ tiếp tục như thế và cùng đón chờ sự ra đời của Chou Chou anh nhé!*

Merci encore à tous

Bonne lecture !

## TABLE DE MATIERES

**Introduction générale ..... 13**

**CHAPITRE I : Réseaux électrique et raccordement des installations photovoltaïques au réseau..... 17**

**I.1. Introduction..... 18**

**I.2. Réseaux électriques et productions décentralisées..... 18**

I.2.1. Architecture des réseaux électriques français ..... 18

I.2.2. Productions décentralisées ..... 19

**I.3. Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes PV ..... 22**

I.3.1. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution ..... 23

I.3.2. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques ..... 24

I.3.3. Comportement des systèmes photovoltaïques face au creux de tension..... 26

**I.4. Conclusions ..... 28**

**CHAPITRE II : Modélisation des réseaux, de leurs systèmes de protection et de protection de découplage des systèmes PV ..... 29**

**II.1. Introduction ..... 30**

**II.2. Réseaux de distribution et leur systèmes de protection..... 30**

II.2.1. Réseaux de distribution ..... 30

II.2.1.1. Réseaux HTA ..... 30

II.2.1.2. Réseaux à basse tension..... 32

II.2.2. Protections des réseaux de distribution..... 35

II.2.2.1. Protections du réseau HTA..... 35

II.2.2.2. Protections du réseau à basse tension ..... 37

**II.3. Modélisation des réseaux de distribution..... 40**

II.3.1. Réseaux de distribution ..... 40

II.3.1.1. Modélisation des réseaux à basse tension..... 40

II.3.1.2. Modélisation des réseaux HTA ..... 44

II.3.2. Modélisation de protections des réseaux de distribution ..... 47

II.3.2.1. Protections du réseau à basse tension ..... 47

II.3.2.2. Protections du réseau HTA..... 48

<b>II.4. Systèmes photovoltaïques et leurs protections de découplage.....</b>	<b>49</b>
II.4.1. Systèmes photovoltaïques .....	49
II.4.2. Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution .....	52
II.4.2.1. Couplage au réseau.....	52
II.4.2.2. Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution.....	53
II.4.2.3. Détection d'îlotage .....	58
<b>II.5. Conclusions.....</b>	<b>59</b>

## **CHAPITRE III : Comportement des onduleurs PV raccordés en HTA face aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les déconnexions non justifiées..... 61**

<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>62</b>
<b>III.2. Systèmes PV triphasés raccordés au réseau HTA et leur protection de découplage.....</b>	<b>63</b>
III.2.1. Systèmes de régulation pour les systèmes PV triphasés .....	63
III.2.2. Modélisation du système PV triphasé.....	64
III.2.3. Modélisation des protections de découplage .....	66
<b>III.3. Influence de l'insertion de sources PV sur le plan de protection du réseau HTA .....</b>	<b>67</b>
III.3.1. Méthodologie utilisé pour vérifier la cohérence d'un plan de protection.....	67
III.3.2. Influence de l'insertion des systèmes PV sur le plan de protection du réseau HTA .....	68
III.3.2.1. Réseau d'études .....	68
III.3.2.2. Etude des défauts monophasés .....	70
III.3.2.3. Défaut monophasé qui dégénère en défaut biphasé à la terre .....	70
III.3.2.4. Etude des défauts polyphasés.....	72
<b>III.4. Comportement des protections de découplage actuelles .....</b>	<b>81</b>
III.4.1. Défaut à la terre .....	81
III.4.1.1. Résistance de défaut faible (<300 Ohms) .....	82
III.4.1.2. Résistance de défaut élevée (>500 ohms).....	83
III.4.1.3. Résistance engendrant une déconnexion d'une partie des installations sur le départ en défaut .....	83
III.4.2. Défauts polyphasés.....	84
III.4.2.1. Défaut triphasé.....	84

III.4.2.2. Défaut biphasé .....	85
III.4.3. Défaut sur le réseau amont .....	86
III.4.3.1. Défaut sur une partie proche du poste source.....	86
III.4.3.2. Défaut éloigné .....	86
III.4.4. Détection d'îlotage et comportement des installations en îlotage.....	86
III.4.4.1. Ilotage suite à l'ouverture du disjoncteur de départ ou d'arrivée .....	86
III.4.4.2. Ilotage de la partie HTB où est connecté le poste source .....	87
<b>III.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA.....</b>	<b>88</b>
III.5.1. Scénarios d'étude .....	88
III.5.2. Systèmes PV raccordés au réseau HTA urbain.....	90
III.5.2.1. Courts-circuits sur le départ (L_06) ayant les systèmes PV raccordés .....	90
III.5.2.2. Courts-circuits sur le départ adjacent (L_05) .....	91
III.5.3. Systèmes PV raccordés au réseau HTA rural.....	93
III.5.3.1. Courts-circuits sur le départ (L_06) ayant les systèmes PV raccordés .....	93
III.5.3.2. Cas 2 : Courts-circuits sur le départ adjacent (L_05).....	94
<b>III.6. Solution pour éviter les déconnexions non-justifiées des systèmes PV</b>	
<b>raccordés au réseau HTA .....</b>	<b>98</b>
III.6.1. Temporisation des protections de découplage .....	98
III.6.2. Solution utilisant un gabarit de tension.....	101
III.6.3. Risque d'îlotage.....	103
<b>III.7. Conclusions .....</b>	<b>106</b>
<b>CHAPITRE IV : Comportement des onduleurs PV raccordés en BT face</b>	
<b>aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les</b>	
<b>déconnexions non justifiées.....</b>	<b>108</b>
<b>IV.1. Introduction.....</b>	<b>110</b>
<b>IV.2. Recommandations pour le raccordement des systèmes PV au réseau Basse</b>	
<b>tension .....</b>	<b>111</b>
IV.2.1. Tension de raccordement .....	111
IV.2.2. Puissance Pmax de l'installation de production .....	112
IV.2.3. Sécurité des biens et des personnes .....	112
IV.2.4. Domaine de fonctionnement de l'installation .....	113
<b>IV.3. Systèmes PV monophasés raccordés au réseau BT et leur protection de</b>	
<b>découplage.....</b>	<b>114</b>
IV.3.1. PLL .....	115
IV.3.1.1. Principe : .....	115



IV.3.2. MPPT.....	117
IV.3.2.1. Structure et caractéristique d'un panneau PV .....	117
IV.3.2.2. Méthode des Perturbations et Observation.....	117
<b>IV.4. Analyse des plans de protection sur les réseaux BT urbain et du comportement des systèmes PV face au creux de tension.....</b>	<b>125</b>
IV.4.1. Hypothèses.....	125
IV.4.2. Vérification du plan de protection BT et comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau BT urbain .....	126
IV.4.2.1. Sélectivité entre les fusibles le réseau BT (sans PV) .....	127
IV.4.2.2. Influence des systèmes PV sur le plan de protection du réseau BT.....	130
IV.4.3. Validation par les essais avec l'onduleur réel et le simulateur temps réel.....	133
IV.4.3.1. Réseau BT test avec onduleur réel.....	133
IV.4.3.2. Comportement des systèmes PV face au creux de tension .....	135
IV.4.4. Comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau HTA <i>urbain</i> .....	136
IV.4.4.1. Court-circuit sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés en BT .....	136
IV.4.4.2. Court-circuit sur un départ adjacent .....	138
IV.4.5. Remarques sur les études de simulation.....	140
<b>IV.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau BT <i>rural</i>.....</b>	<b>143</b>
IV.5.1. Description des cas d'études :.....	143
IV.5.2. Comportements des systèmes PV raccordés au réseau BT .....	144
IV.5.2.1. Courts-circuits sur le départ 1 du réseau BT ayant les systèmes PV raccordés .....	144
IV.5.2.2. Courts-circuits sur le départ 1 du réseau HTA (départ ayant les systèmes PV raccordés en BT) .....	145
IV.5.2.3. Courts-circuits sur le départ 2 du réseau HTA (départ adjacent).....	147
<b>IV.6. Solution pour les onduleurs photovoltaïques – Utilisation d'un gabarit de tension.....</b>	<b>149</b>
IV.6.1. Court-circuit sur le réseau BT.....	149
IV.6.1.1. Court-circuit sur le départ BT, dans la zone du PV .....	150
IV.6.1.2. Court-circuit sur le départ adjacent BT, hors la zone du PV.....	150
IV.6.2. Court-circuit sur le réseau HTA.....	151
IV.6.2.1. Court-circuit sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés.....	151
IV.6.2.2. Court-circuit sur le départ adjacent HTA.....	152
IV.6.3. Contribution du courant des onduleurs PV au réseau pendant un court-circuit .	154
IV.6.4. Risque d'îlotage .....	154
<b>IV.7. Conclusions .....</b>	<b>157</b>

<b>CHAPITRE V : Solutions proposées pour maintenir un bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques.....</b>	<b>159</b>
<b>V.1. Introduction .....</b>	<b>160</b>
<b>V.2. Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension.....</b>	<b>160</b>
V.2.1. Problématique .....	160
V.2.2. Commande de la tension du bus continu en régime normal .....	161
V.2.3. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut.....	162
V.2.4. Simulation.....	163
V.2.5. Conclusion .....	165
<b>V.3. Tenue des onduleurs PV face au creux de tension en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension.....</b>	<b>165</b>
V.3.1. Problématique .....	165
V.3.2. Description du régulateur auto-adaptatif proposé.....	166
V.3.2.1. Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ? .....	166
V.3.2.2. Principe.....	166
V.3.3. Réseau d'étude et scénarios.....	169
V.3.4. Remarques .....	172
<b>V.4. Conclusions.....</b>	<b>173</b>
<b>Conclusions et perspectives .....</b>	<b>174</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>177</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>184</b>
VI.1.1. Annexe I : Systèmes photovoltaïques.....	184
VI.1.2. Annexe II : Résultats de modélisation du systèmes PV .....	190
VI.1.2.1. Comportement de la PLL utilisée.....	190
VI.1.2.2. Commande de la tension du bus continu.....	191
VI.1.3. Annexe III : Résulats de simulation et les cas d'études.....	192

## TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 0.1. Déconnexions non-justifiées des systèmes PV en cas de défaut sur les départs adjacents...	14
Figure I.1. Le réseau électrique français [RAMI_06] .....	19
Figure I.2. Puissance installée cumulée des installations PV dans le monde.....	21
Figure I.3. Capacité installée des systèmes PV dans le monde .....	22
Figure I.4. Nombre de demandes de raccordement au réseau de distribution .....	22
Figure I.5. Courbes de tolérance en tension des onduleurs.....	25
Figure II.1. Réseau de type souterrain.....	33
Figure II.2. Réseau de type aérien.....	33
Figure II.3. Séquence de ré-enclenchement normal .....	36
Figure II.4. Séquence de ré-enclenchement avec shuntage.....	36
Figure II.5. Réseau urbain étudié .....	40
Figure II.6. Modélisation d'une section de câble sous Matlab – Simulink .....	41
Figure II.7. Réseau BT rural étudié .....	43
Figure II.8. La topologie du réseau urbain HTA.....	44
Figure II.9. La topologie du réseau rural .....	46
Figure II.10. Caractéristiques des fusibles FD 400A .....	47
Figure II.11. Caractéristiques des fusibles AD 90A .....	48
Figure II.12. Caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T-7T.....	48
Figure II.13. Couplage pour installations inférieures ou égales à 250kVA .....	52
Figure II.14. Couplage à comptage BT pour installations supérieures à 250kVA.....	52
Figure II.15. Couplage à comptage HTA .....	53
Figure II.16. Recommandations de IEC, IEEE, DIN VDE 0216 et ERDF pour les protections de découplage des installations de production raccordés en BT .....	54
Figure II.17. Arbre de décision pour le choix d'une protection de découplage.....	57
Figure II.18. Gabarit de tension à respecter pour les installations supérieures à 5MW .....	58
Figure III.1. Schéma de principe de l'injecteur P/Q.....	64
Figure III.2. Boucle de régulation de la puissance active.....	65
Figure III.3. Critères pour déterminer le type de protection de découplage .....	67
Figure III.4. Architecture du poste source .....	69
Figure III.5. Architecture d'un départ .....	69
Figure III.6. Schéma de circulation du courant de défaut monophasé.....	70
Figure III.7. Deux défauts monophasés sur deux départs différents.....	71
Figure III.8. Deux défauts monophasés sur le même départ .....	71
Figure III.9. Composantes symétriques pour un défaut biphasé isolé sans charge .....	73

Figure III.10. Evolution de la tension le long d'un départ en défaut (court circuit biphasé isolé en bout de ligne) .....	73
Figure III.11. Composant symétrique pour un défaut biphasé avec charge .....	74
Figure III.12. Evolution du courant mesuré par la protection de départ en fonction de la charge (CC biphasé isolé).....	74
Figure III.13. Icc au départ en fonction de la puissance PV installée .....	76
Figure III.14. Puissance max admissible avant aveuglement.....	77
Figure III.15. Distance max de défaut biphasé détectable par la protection d'arrivée.....	78
Figure III.16. Courant mesuré par la protection d'arrivée.....	79
Figure III.17. Distance maximale du défaut biphasé.....	79
Figure III.18. Cas de déclenchement intempestif de la protection .....	80
Figure III.19. composantes symétriques - défaut homopolaire.....	81
Figure III.20. Evolution de le tension homopolaire pour $R_{def}=10\text{ Ohms}$ .....	82
Figure III.21. Tension homopolaire sur un départ adjacent .....	83
Figure III.22. Tension le long du départ pour $r_{def} = 400\text{ Ohms}$ .....	84
Figure III.23. Evolution de la tension pour différentes longueurs de départ.....	85
Figure III.24. Tension le long de la ligne pour différentes longueurs de départ .....	85
Figure III.25. Réseau HTA urbain étudié avec les différentes positions de défaut .....	89
Figure III.26. Réseau HTA rural étudié avec les différentes positions de défaut .....	89
Figure III.27. Tension homopolaire au point de raccordement du système PV .....	91
Figure III.28. Courant du départ L_06.....	91
Figure III.29. Courant de la centrale PV de 500kW en cas de CC monophasé.....	91
Figure III.30. Tension de la centrale PV de 500 kW connecté au départ L_06 en cas de défaut monophasé sur le départ adjacent L_05 .....	92
Figure III.31. Courant du depart L_06 avec le système du réenclechement normal.....	94
Figure III.32. Tension homopolaire au point de raccordement .....	94
Figure III.33. Courant du départ L_06 en cas d'utilisation les systèmes ré-enclenchement normal et ré-enclenchement avec shuntage.....	95
Figure III.34. Recommandations ERDF pour les PDE raccordées au réseau HTA .....	98
Figure III.35. Solution proposée « temporisation des protections de découplage » .....	99
Figure III.36. Puissance du système PV de 500KW avec type H.1 connecté au départ L_06 du réseau HTA rural .....	100
Figure III.37. Tension du système PV de 2MW connecté au depart L_06 du réseau HTA urbain .....	100
Figure III.38 – Nouveau gabarit de tension proposée avec zone de non détection sur le critère tension .....	102
Figure III.39. Tension du système PV en cas de CC triphasé et biphasé sur le départ adjacent .....	102
Figure III.40. Tension du système PV en cas de court-circuit dans la zone du PV .....	103
Figure III.41. Tension du système PV en cas de CC triphasé ( $R_{def}=10\Omega$ ) sur le réseau HTA urbain..	104

Figure III.42. Tension du système PV en cas de CC triphasé ( $R_{def} = 10\Omega$ ) sur le réseau HTA rural ....	104
Figure III.43. Courant dans la bobine et la résistance du neutre en cas de CC biphasé .....	105
Figure III.44. Tension du système PV en cas de CC biphasé sur le réseau HTA urbain .....	105
Figure IV.1. Circuit de puissance et commande du système photovoltaïque.....	114
Figure IV.2. Principe commun de PLL .....	115
Figure IV.3. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b) .....	116
Figure IV.4. Structure du PLL utilisé.....	116
Figure IV.5. Structure d'un panneau photovoltaïque commercialisé et sa caractéristique $I(V)$ , $P(V)$ ..	117
Figure IV.6. Puissance maximale en fonction de la température (gauche) et de l'éclairement (droite) [CABAL_08] .....	118
Figure IV.7. Caractéristique $P(V)$ .....	119
Figure IV.8. Algorithme de la méthode P&O.....	119
Figure IV.9. Caractéristique du panneau PV utilisé.....	119
Figure IV.10. Comportement du MPPT .....	120
Figure IV.11. Topologie d'un convertisseur Boost et schéma bloc d'une boucle à verrouillage de la tension VPV .....	121
Figure IV.12. Boucle de commande du courant de Hacheur .....	122
Figure IV.13. Boucles de commande de l'étage DC/AC.....	123
Figure IV.14. Comportement de l'onduleur PV .....	124
Figure IV.15. Réseau HTA et BT urbain.....	126
Figure IV.16. Les positions des défauts sur le réseau BT .....	127
Figure IV.17. Sélectivité entre FD et AD .....	128
Figure IV.18 – Courant vu par fusible FD1.....	128
Figure IV.19. Sélectivité entre FD1 et AD3 en cas de défaut biphasé (phase b-phase c-terre).....	128
Figure IV.20. Sélectivité entre FD1 et AD3 en cas de défaut monophasé (phase b-neutre).....	128
Figure IV.21 - Courant CC vu par le fusible AD1 et le fusible FD1.....	129
Figure IV.22. Courant CC vu par le fusible FD1 et le fusible FD2.....	130
Figure IV.23. Tension au point de raccordement et courant du système PV monophasé .....	131
Figure IV.24. Tension au point de raccordement en cas de court-circuit biphasé.....	131
Figure IV.25. Tension au point de raccordement en cas de CC monophasé.....	131
Figure IV.26 – Tension au point de raccordement (au N21) et tension du système PV en cas de CC triphasé sur le départ adjacent.....	132
Figure IV.27. Banc d'essai et réseau test.....	133
Figure IV.28. Modèle des panneaux PV .....	134
Figure IV.29. Courant vu par fusible FD1.....	135
Figure IV.30. Courant de l'onduleur PV .....	135
Figure IV.31. Courant de l'onduleur PV .....	135
Figure IV.32. Puissance du système PV .....	135

Figure IV.33. Tension et puissance active du PV monophasé raccordé en BT .....	137
Figure IV.34- Tension au point de raccordement (CC biphasé en b-c) .....	137
Figure IV.35- Tension du système PV (CC monophasé).....	137
Figure IV.36 – Tension des système PV (12kW et 9kW) Courant du système PV de 9kW en cas de CC triphasé.....	138
Figure IV.37 - Courant au début du départ ayant les PV raccordés .....	139
Figure IV.38 - Tension des systèmes PV raccordés en BT.....	139
Figure IV.39. Réseau de distribution rural étudié avec les différentes positions de défaut .....	143
Figure IV.40. Courant du système PV .....	144
Figure IV.41. Tension au point de raccordement en cas de CC biphasé.....	144
Figure IV.42. Courant du départ L_06 en cas de court-circuit triphasé en HTA.....	145
Figure IV.43. Tension au point de raccordement en cas de CC biphasé.....	145
Figure IV.44. Courant du départ L_06 en cas de court-circuit monophasé en HTA.....	146
Figure IV.45. Tension au point de raccordement en cas de CC monophasé.....	146
Figure IV.46. Tension du système PV raccordé au départ L_06 en BT .....	147
Figure IV.47 – Tension du PV comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ BT ayant les PV raccordés .....	150
Figure IV.48– Tension du PV comparé avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent BT, hors la zone PV .....	151
Figure IV.49 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ HTA, dans la zone PV .....	152
Figure IV.50 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA urbain, hors la zone PV.....	152
Figure IV.51 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA rural, hors la zone PV.....	153
Figure IV.52 PV voltage in comparison with the new characteristic .....	154
Figure IV.53 – Tension du système PV comparé avec le gabarit en cas de CC .....	155
Figure IV.54 – Tension du système PV comparé au gabarit et la fréquence en cas de la perte volontaire du réseau.....	156
Figure IV.55 – Tension du système PV comparé avec le gabarit et la fréquence en cas de la perte volontaire du réseau.....	156
Figure IV.56. Tension du PV raccordé en BT urbain en cas de CC polyphasé et monophasé.....	157
Figure V.1. Bilan de puissance dans le bus continu .....	161
Figure V.2. Schéma de principe de la commande du hacheur pour limiter la tension du bus continu	163
Figure V.3. Comportement de l'onduleur avec la commande tension du bus continu face au court-circuit.....	164
Figure V.4. Régulation auto-adaptative de tension proposée.....	167
Figure V.5. Régimes de fonctionnements du régulateur adaptatif .....	168

Figure V.6. Puissances du système PV raccordés au réseau HTA et variation de tension avec la régulation en P/Q.....	170
Figure V.7. Puissances du système PV raccordé au réseau BT avec la régulation en P/Q.....	171
Figure V.8. Puissances du système PV raccordé au réseau HTA et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension.....	171
Figure V.9. Puissances du système PV raccordé au réseau BT et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension.....	172
Tableau II.1. Régime de neutre HTA.....	32
Tableau II.2. Tableaux BT correspondant à la puissance du transformateur HTA/BT.....	34
Tableau II.3. Domaine d’emploi des protections BT.....	38
Tableau II.4: Caractéristiques des blocs déclencheurs.....	39
Tableau II.5. Réseau urbain étudié.....	41
Tableau II.6. Paramètres de câbles du réseau BT.....	43
Tableau II.7. Paramètres de charges du réseau BT.....	44
Tableau II.8. Paramètres de câble du réseau HTA.....	45
Tableau II.9. Paramètres du poste source.....	45
Tableau II.10. Paramètres du transformateur HTB/HTA.....	45
Tableau II.11. Caractéristiques de la poste source du réseau rural.....	46
Tableau II.12. Caractéristiques du transformateur du réseau rural.....	46
Tableau II.13. Caractéristiques de la ligne.....	47
Tableau II.14. Différents modèles d’onduleurs modélisés avec EMTP-RV.....	51
Tableau II.15. Différents types de protections de découplage BT [ERDF_13E].....	55
Tableau II.16. Différents types de protections de découplage HTA [ERDF_13E].....	56
Tableau II.17. Méthodes de détection d’îlotage.....	60
Tableau III.1. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA urbain.....	93
Tableau III.2. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA rural avec ré-enclenchement normal.....	96
Tableau III.3. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA rural avec ré-enclenchement + shuntage.....	97
Tableau IV.1. Résultats de simulation en cas des systèmes PV raccordés en BT urbain.....	142
Tableau IV.2. Résultats de simulation en cas des systèmes PV raccordés en BT rural.....	148
Tableau VI.1. Résumé des cas de court-circuit sur le réseau BT urbain.....	193

## Introduction générale

La production d'énergie reste stratégique sur le long terme, ainsi, la consommation énergétique mondiale augmente d'environ 2% par an alors que l'on est confronté à une réduction des ressources primaires fossiles. Par ailleurs, concernant les émissions de gaz à effet de serre, il est admis comme étant un risque majeur concernant l'avenir de notre planète. En vertu du Protocole de Kyoto, du plan de Bali, des accords de Cancun et certainement de ce qui ressortira de la conférence de Durban l'utilisation de quelques ressources conventionnelles comme le charbon, le pétrole, l'énergie nucléaire... seraient limitée ou découragée pour des raisons liées à l'environnement. Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique et la biomasse devront jouer un rôle de plus en plus important. Dans ce contexte, en septembre 2001, l'Union Européenne a adopté la Directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable sur le marché intérieur de l'électricité. L'objectif de cette directive est la promotion et l'exploitation à l'avenir du potentiel des sources d'énergie renouvelable.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie solaire photovoltaïque. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieuse et non dérangeante pour les riverains. En France, le développement rapide de l'énergie solaire est apparu progressivement sous forme d'installations de petites puissances raccordées au réseau à Basse Tension (BT) et de fermes solaires connectées directement au réseau à Moyenne Tension (HTA).

Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau... D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

En appliquant les réglementations ou les recommandations actuelles pour les installations PV [DIN\_0126\_1, ARRETE\_08, ERDF\_13E], la déconnexion des systèmes PV causée par un creux de tension en cas de défaut est parfois non justifiée, en particulier en cas de défaut sur le départ adjacent BT/HTA (voir Figure 0.1). Dans l'avenir, si la puissance totale des systèmes PV concernées est important par rapport à la charge maximale de la zone impactée, ces déconnexions pourraient provoquer une perte importante de production pouvant conduire à



un fort déséquilibre production / consommation et aggraver une situation déjà critique. Dans le pire des cas, cela pourrait conduire à un incident généralisé, voire à un black-out.

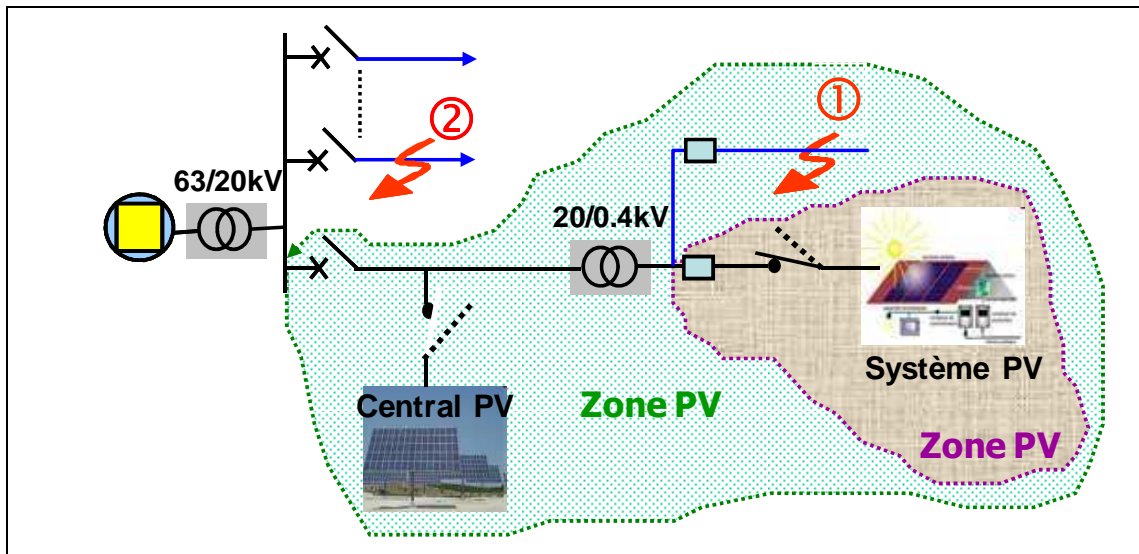


Figure 0.1. Déconnexions non-justifiées des systèmes PV en cas de défaut sur les départs adjacents

Pour cette raison, il est nécessaire d'étudier, d'une part l'influence de l'insertion de sources photovoltaïques au réseau de distribution, d'autre part le comportement dynamique des systèmes PV en régime permanent et face aux perturbations du réseau électrique. Il est nécessaire de proposer des solutions pour éviter des déconnexions injustifiées. Il est aussi envisagé de développer des solutions permettant d'augmenter la performances des onduleurs PV afin d'augmenter leur taux d'insertion au réseau de distribution.

Les objectif de cette thèse consistent donc à :

- Etudier l'influence de l'insertion de sources photovoltaïques sur le plan de protection du réseau de distribution,
- Etudier le comportement dynamique des systèmes PV (onduleurs monophasé ou triphasé) raccordé au réseau BT et HTA face aux régimes transitoires, en particulier au creux de tension lors d'un défaut,
- A partir de ces études, identifier les cas de déconnexions non justifiées en cas de creux de tension
- Proposer des solutions pour les protections de découplage des onduleurs PV (qu'elles soient intégrées ou non à l'onduleur), lors d'un défaut, capables de :
  - maintenir connectés les systèmes PV en cas de défaut hors de sa zone (départs adjacents), et de les déconnecter en cas de défaut dans sa zone,
  - éviter des déconnexions non justifiés.

➤ Proposer des solutions innovantes, adaptatives et généralisées de raccordement des systèmes PV aux réseaux électriques, en particulier développer un système de contrôle de tension adaptatif pour les onduleurs PV. Ce dispositif permet de faciliter et de réduire le coût de raccordement des systèmes PV. Il permet d'augmenter le taux d'insertion, les performances et la flexibilité de fonctionnement des systèmes PV de manière intelligente et adaptative. En particulier, en cas de court-circuit, le système de contrôle intelligent de tension proposé permet de maintenir un plan de tension suffisamment élevé afin d'éviter les déconnexions des systèmes PV pour cause de tension trop basse

➤ Proposer une solution afin d'éviter les surtensions du bus DC en cas de défaut sur le réseau. Cette solution permet de maintenir la connexion des systèmes PV en cas de perturbations sur le réseau en assurant la sécurité de fonctionnement du système PV.

Pour réaliser les objectifs proposés, les modèles des systèmes PV et de leurs protections de découplage ont été développés. Les différents types de réseau de distribution (rural, urbain), ainsi que les réseaux BT et HTA et leurs protections sont aussi modélisés.

Ce travail de thèse a été réalisé au sein du Groupement d'intérêt Economique IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir) réunissant l'INPG (par le Laboratoire G2Elab), Electricité de France et Schneider Electric dans le cadre d'un projet de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie). La rédaction de ma thèse se compose de cinq chapitres :

Le premier chapitre présente la structure actuelle du réseau électrique français et des sources d'énergie renouvelable. Les interactions entre le réseau et les systèmes PV sont ensuite analysées. L'état de l'art sur le comportement de systèmes PV face au creux de tension et une description des objectifs de la thèse sont également présentés.

Le deuxième chapitre décrit la modélisation des composants du réseau de distribution (HTA et BT) avec leur système de protection. Les modèles des systèmes PV (modélisation des onduleurs monophasé ou triphasé) et leur système de protection de découplage sont présentés dans ce chapitre.

Le troisième chapitre concerne le raccordement des systèmes PV au réseau HTA. Tout d'abord, une modélisation du système PV triphasé basée sur le modèle simplifié de l'injecteur de courant et de son système de la protection de découplage a été développée. L'influence de l'insertion de systèmes PV sur le plan de protection du réseau HTA ainsi que l'influence des systèmes de ré-enclenchement (normal et par shuntage) sur les systèmes PV raccordés à ce réseau sont ensuite étudiées. L'analyse du comportement dynamique des systèmes PV raccordés au réseau HTA face au creux de tension est effectuée par simulation, pour différents scénarios de court-circuit, en tenant compte de différents types de protection du réseau. A partir des résultats obtenus, des cas de déconnexions non-justifiées des systèmes PV sont identifiés. Des solutions sont proposées pour les protections de

découplage, permettant d'éviter les déconnexions non justifiées des centrales PV raccordées au réseau HTA.

Le quatrième chapitre concerne le raccordement des systèmes PV au réseau BT. La modélisation du système PV monophasé (modèle moyen dynamique : MPPT + hacheur + onduleur) et de son système de protection de découplage est d'abord présentée. Ensuite, nous étudions le comportement dynamique des systèmes PV raccordés au réseau BT face aux creux de tension puis l'impact du système PV sur le plan de protection du réseau pour plusieurs scénarios de court-circuit. Afin d'éviter les déconnexions non justifiées des systèmes PV raccordés au réseau BT, des solutions basées sur l'utilisation d'un gabarit de tension et sur une temporisation sont proposées pour les protections de découplage.

Dans le cinquième chapitre, un système de contrôle de tension « intelligent » intégré dans les onduleurs PV est proposé. Il permet d'assurer la tenue de tension des onduleurs PV face aux creux de tension sur le réseau. Le système proposé permet de réduire les coûts de raccordement et d'améliorer les performances des onduleurs PV raccordés au réseau. D'autre part, un système de contrôle/commande permettant de limiter les surtensions du bus DC des onduleurs PV est développé. Ce système permet d'éviter les défaillances et les connexions des systèmes PV en cas de court-circuit.

Ce travail se termine donc par des conclusions générales et des perspectives ouvertes par les solutions proposées.

# CHAPITRE I :

## Réseaux électrique et raccordement des installations photovoltaïques au réseau

### SOMMAIRE

---

<b>CHAPITRE I : Réseaux électrique et raccordement des installations photovoltaïques au réseau.....</b>	<b>17</b>
<b>I.1. Introduction.....</b>	<b>18</b>
<b>I.2. Réseaux électriques et productions décentralisées.....</b>	<b>18</b>
I.2.1. Architecture des réseaux électriques français .....	18
I.2.2. Productions décentralisées .....	19
<b>I.3. Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes PV .....</b>	<b>22</b>
I.3.1. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution .....	23
I.3.2. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques .....	24
I.3.3. Comportement des systèmes photovoltaïques face au creux de tension.....	26
<b>I.4. Conclusions .....</b>	<b>28</b>

## I.1. Introduction

La consommation énergétique mondiale augmente sans cesse associée à une réduction des ressources énergétiques fossiles. Avec l'ouverture des marchés de l'énergie électrique et les incitations étatiques, les productions décentralisées basées sur les énergies renouvelables se développent dans tous les pays. Parmi les sources renouvelables, les éoliennes et les systèmes photovoltaïques (PV) présentent de grands intérêts.

Ce chapitre présente le contexte de notre recherche qui porte sur le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution français. Pour cela, nous présentons tout d'abord les réseaux de distribution (nature, structure) et les sources d'énergie renouvelables développées actuellement. Ce chapitre aborde ensuite les interactions entre le réseau de distribution et les systèmes PV : impacts des systèmes PV sur le fonctionnement du réseau et impacts du réseau sur le fonctionnement des systèmes PV. La troisième partie présente un état de l'art sur le comportement de systèmes PV face au creux de tension et une description des objectifs de la thèse.

## I.2. Réseaux électriques et productions décentralisées

### I.2.1. Architecture des réseaux électriques français

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [CAR\_90]. Il est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières étant définies par les postes sources et les transformateurs (voir Figure I.1).

➤ Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau international.

➤ Les réseaux de répartition à haute tension (HT, 90 et 63 kV) assurent, à l'échelle régionale, le transport de l'électricité provenant de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.

La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissances active et réactive et de tension sont effectuées sur le réseau et sont regroupées aux centres de téléconduite. Ces mesures sont ensuite disponibles pour les opérateurs en charge du bon fonctionnement du réseau ainsi que de la coordination des productions. L'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces

réseaux est le gestionnaire du réseau de transport, le RTE (Réseau de Transport d'Electricité) en France. Cette entité exploite et entretient le réseau public de transport français.

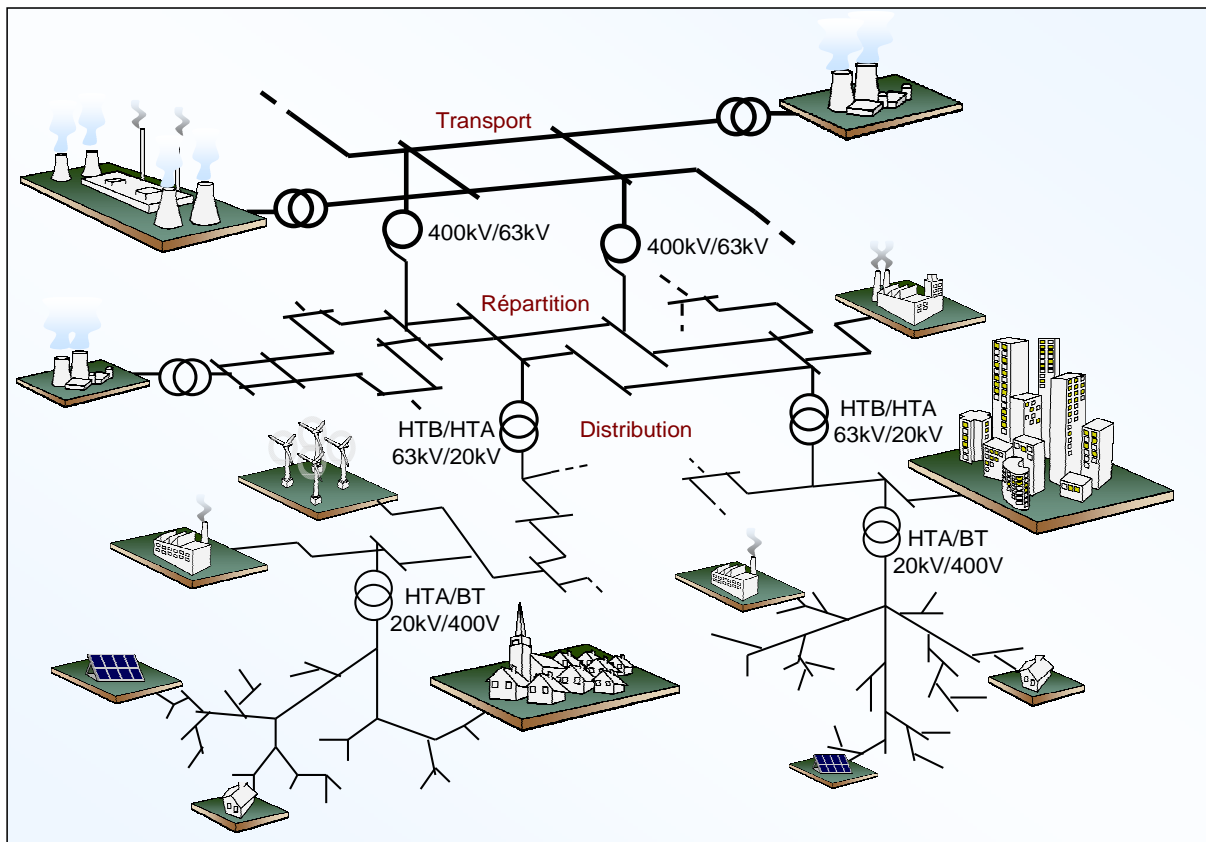


Figure I.1. Le réseau électrique français [RAMI\_06]

➤ Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (20 kV) et les réseaux à basse tension (400 V). Les réseaux de distribution moyenne tension transportent l'énergie vers les réseaux à basse tension et permettent d'alimenter directement des clients industriels, qui représentent 15-20% de l'ensemble du secteur industriel. Les réseaux basse tension sont destinés à alimenter des clients à faible demande d'énergie : petits commerce, établissements de service, clients domestique, etc. Le réseau de distribution a été conçu, dimensionné et exploité de manière à ne pas être surchargé par des flux de puissance provenant du réseau de répartition à travers les postes de transformation HTB/HTA (63kV/20kV) ou HTA/BT (20kV/0.4kV). Jusqu'à un passé récent, tout le fonctionnement du réseau de distribution était basé sur le principe que le flux de puissance est unidirectionnel depuis le poste source jusqu'aux consommateurs [TI-D4230].

### I.2.2. Productions décentralisées

Depuis quelques décennies, plusieurs pays se focalisent sur la recherche et le développement de sources d'énergies renouvelables afin de remplacer en partie les sources d'énergies

conventionnelles pour la production de l'électricité. Actuellement, il existe diverses sources d'énergies renouvelables [LE\_08] :

➤ **Eolien** : l'énergie cinétique du vent est convertie en énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Les deux types de générateurs principalement utilisés sont synchrones et asynchrones. En fonction de ces types, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. Dans les sites isolés et en tenant compte de l'intermittence de l'énergie éolienne, les turbines sont normalement associées à un système de stockage d'énergie et/ou à un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens connectés au réseau : éolien en mer (offshore) et éolien sur terre (on shore). La puissance d'un parc éolien peut varier de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.

➤ **Photovoltaïque** : les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N, réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Une grande partie des systèmes PV est connectée au réseau, notamment en basse tension (BT) et associé aux bâtiments Ils sont aussi utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage. Le système PV peut aussi être monté en parcs de plusieurs hectares parfois et sont alors connectés directement à la MT.

➤ **Solaire thermique** : le principe consiste à capter le rayonnement solaire et à le stocker dans le cas des systèmes passifs (véranda, serre, façade vitrée) ou, s'il s'agit de système actif, à redistribuer cette énergie par le biais d'un fluide caloporteur qui peut être de l'eau, un liquide antigel ou même de l'air. L'énergie solaire thermique trouve de nombreuses applications : la production d'eau chaude, le chauffage des maisons, le séchage des récoltes, la réfrigération par absorption pour les bâtiments, la production de très haute température.

➤ **Géothermique** : les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones géographiques spécifiques. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce à des turbines et alternateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50 MW.

➤ **Biomasse et déchets** : certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.

➤ **Petites centrale hydrauliques** : leur principe de fonctionnement est identique à celui d'une centrale hydraulique centralisée traditionnelle. Elles sont installées à proximité des consommateurs pour exploiter les petits cours d'eau locaux. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.

➤ **Hydrolienne** : utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore à l'état de recherche et de développement.

Notre objet d'étude concerne les systèmes photovoltaïques (PV). On remarque que la part de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieux et non dérangeantes pour les riverains voisins. D'autre part cette source d'énergie est très facile à intégrer dans les bâtiments.

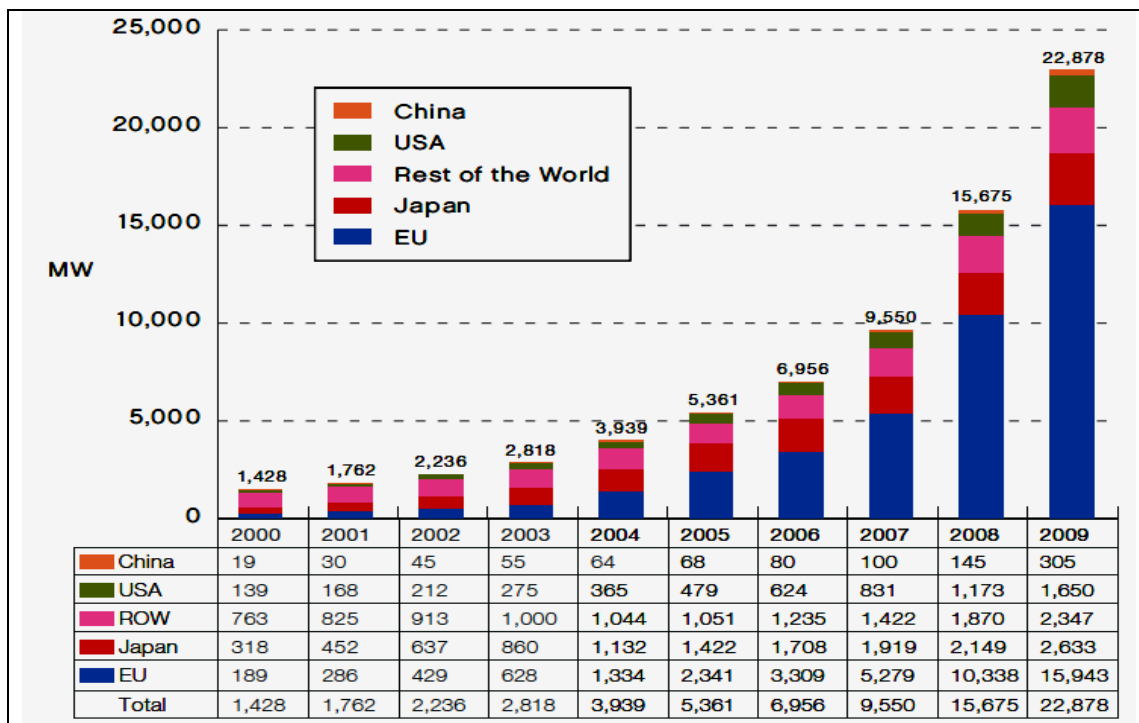


Figure I.2. Puissance installée cumulée des installations PV dans le monde

La Figure I.2 présente l'évolution de la puissance installée cumulée des installations PV dans le monde de 2000 à 2009 [EPIA\_10]. Cette figure montre la forte progression des installations PV raccordées au réseau. À la fin de 2008, cette puissance installée approchait 16 GW, et en 2009 près de 23 GW étaient installés qui produisent environ 25 TWh d'électricité sur une base annuelle [EPIA\_10]. Quatre pays ayant la capacité installée cumulée des systèmes PV plus de 1 GW sont : l'Allemagne (5,3 GW), l'Espagne (3,4 GW), le Japon (2,1 GW) et les Etats-Unis (1,2 GW). Ces pays représentent près de 80% de la capacité installée mondiale (Figure I.3). D'autres pays (Australie, Chine, France, Grèce, Inde, Italie, Corée et le Portugal) sont en train d'accélérer dû à la nouvelle politique et au plan de soutien économique [IEA\_10].



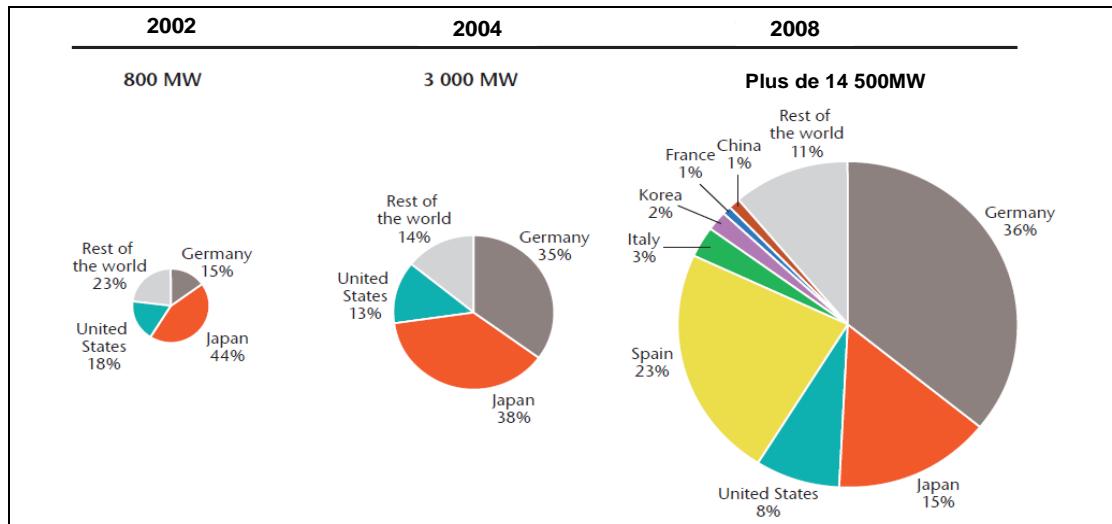


Figure I.3. Capacité installée des systèmes PV dans le monde

En France, depuis la publication de l'arrêté du 10 juillet 2006 relatif aux conditions d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, on assiste à une croissance importante des demandes de raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution, comme la montre la Figure I.4 [ESPRIT\_10a].

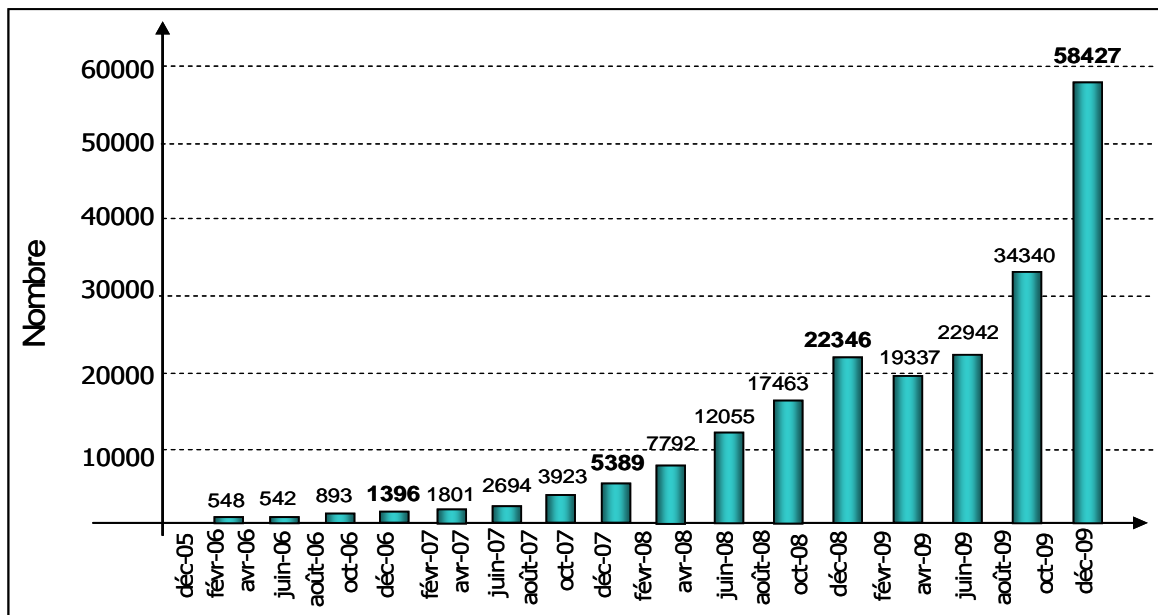


Figure I.4. Nombre de demandes de raccordement au réseau de distribution

### I.3. Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes PV

La filière photovoltaïque, dont le développement est soutenu par les pouvoirs publics (lutte contre le changement climatique, augmentation de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique, soutien de la filière industrielle, ...) possède des caractéristiques spécifiques :

- La puissance de production des installations varie de quelques kW à plusieurs MW.
- Le nombre de producteurs peut devenir à terme très important,
- La plupart des raccordements sont réalisés sur la partie basse-tension du réseau public de distribution (au 31 décembre 2009, 99.95 % des installations PV en France étaient raccordées en BT dont 90 % étaient inférieures à 3 kWc, [ESPRIT\_10a])
  - Les installations comportent des convertisseurs statiques (pas de machines tournantes)
  - Les équipements (onduleurs et modules) disponibles sur le marché sont variés,
  - La production d'énergie est naturellement intermittente,
  - Le raccordement des installations est le plus souvent le résultat d'initiatives individuelles et donc n'est pas planifié.

### **I.3.1. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution**

Dans le passé, les réseaux de distribution se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs finaux. Du fait de l'insertion des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont impactés non seulement par les charges mais aussi par les sources. Par suite de ces spécificités techniques des installations photovoltaïques, le raccordement des systèmes PV au réseau peut avoir des impacts importants sur son fonctionnement [TRAN\_10d]. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivantes :

✚ **Influence sur le plan de tension** : la présence de générateurs PV a une influence sur le plan de tension et sur les dispositifs de réglage du réseau. La tension varie en fonction des injections de puissances active et réactive sur le réseau [RAMI\_06], [TRAN\_09]. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible. Une étude de l'université d'agriculture et technologie de Tokyo montre que, dans la localité d'Ota City qui concentre quelques 550 installations PV, l'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains systèmes, notamment en fin de semaine lorsque la consommation est faible [UEDA\_05]

✚ **Influence sur le plan de protection** : la contribution des systèmes PV au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences faibles sur le plan de protection. Mais la sélectivité et la sensibilité des protections du réseau peuvent être affectées et provoquer le déclenchement intempestif du départ sain ou l'aveuglement de la protection du départ en défaut.

#### ✚ Influence sur la qualité de l'énergie :

- Injection d'harmoniques de courant : la présence d'interfaces électronique de puissance peut injecter des harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. Les onduleurs actuels contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant car ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite (un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale) [INFIELD\_00], ainsi les THD sont plus importants. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques : troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie...

- Injection de courant continu au réseau : une étude réalisée en Espagne [SALAS\_06] montre que les onduleurs actuels (avec transformateur haute fréquence et avec ou sans transformateur basse fréquence) du marché européen injectent une composante continue dans le réseau. La présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiels, créer des erreurs sur les compteurs d'énergie, affecter la durée de vie des composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion et enfin contribuer à une saturation des transformateurs

- Déséquilibre entre phases : l'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT. Ce phénomène a été mis en évidence dans plusieurs études [IEE\_PV\_07], [TRAN\_10c].

Le caractère d'intermittence des productions décentralisées d'énergie (PDE) aura une influence néfaste sur la qualité de l'énergie fournie aux clients. Donc, toutes les influences citées ci-dessus nuisent gravement à la qualité de service fournie.

- ✚ Influence sur les pertes dans les réseaux de distribution : une étude d'EDF R&D [LOEN\_09] a montré que les fermes PV de plusieurs MW, généralement raccordées sur des départs HTA dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes et que les installations PV de type résidentiel, plus proches des lieux de consommation, permettraient de réduire les pertes.

### **I.3.2. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques**

Les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations des réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement normal des systèmes PV. Ceci provient généralement, soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau, soit d'une association de ces deux causes

[ESPRIT\_10a]. Ces effets entraînent généralement des découplages injustifiés des onduleurs. Les influences du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques peuvent se résumer comme suit :

✚ **Régime de neutre et courants de fuite** : En France, le régime de neutre utilisé en basse tension est de type TT. Avec ce régime de neutre, la protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant. Les installations PV peuvent produire des courants de fuite du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, et des onduleurs (capacités des filtres EMC). Ces capacités en présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu engendrent des courants de fuite dans la liaison de mise à la terre [IEE\_PV\_07]. Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct avec le fil de terre [TRAN\_10a]. De plus, ils peuvent provoquer le déclenchement intempestif des disjoncteurs différentiels désormais obligatoires en France.

✚ **Niveau de tension du réseau** : le niveau initial (hors PV) de tension du réseau est un paramètre clé vis-à-vis du dimensionnement et du fonctionnement des installations PV et les types de protection de découplage.

✚ **Creux de tension et tenue des systèmes PV** : les creux de tension sont considérés comme les plus graves perturbations de la qualité de service en raison de leurs effets sur les processus sensibles. Leur profondeur et leur durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production qui y sont raccordés. Des essais ont été effectués sur 12 onduleurs PV conformes à la norme DIN VDE 0126, dans le cadre du projet européen DISPOWER [DISPOWER\_06]. Ces essais avaient pour objectif de déterminer la sensibilité des onduleurs aux creux de tension.

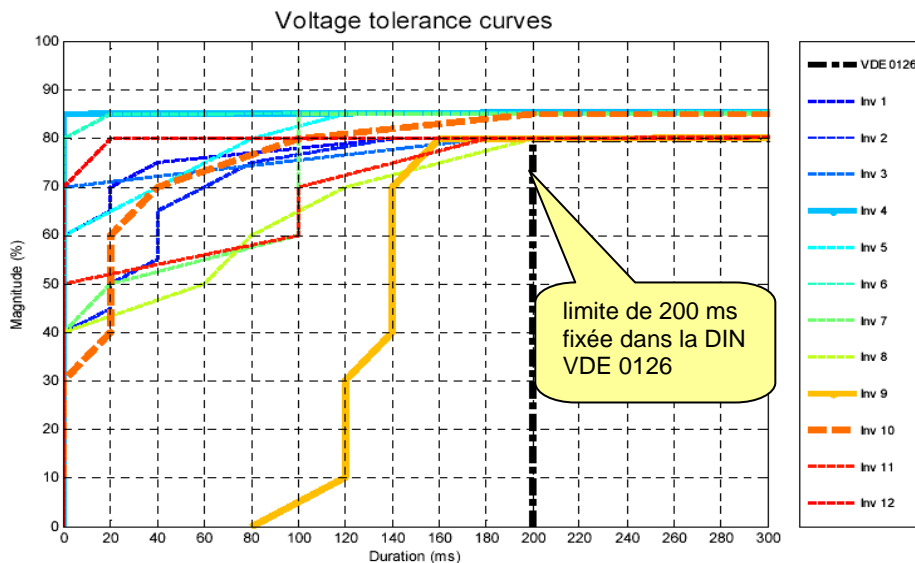


Figure I.5. Courbes de tolérance en tension des onduleurs

Le résultat de ces essais est représenté sur la Figure I.5, sur laquelle on peut voir apparaître la profondeur du creux de tension en ordonnée et sa durée en abscisse. On peut remarquer que la norme « DIN VDE 0126 » impose aux onduleurs de se déconnecter en moins de 200 ms si la tension chute en dessous du seuil de 80 % de la tension nominale  $U_n$ . Mais on peut aussi remarquer que certains onduleurs se découplent pour  $U = 85 \% U_n$  et dans tous les cas pour des temps très inférieurs à 200 ms, ce qui montre la grande sensibilité ces onduleurs aux creux de tension [DIN\_0126\_1].

Les creux de tension sont ainsi l'une des principales causes de déclenchements des systèmes PV [IEEE\_00]. La déconnexion d'un nombre important de systèmes PV pourrait avoir des impacts locaux et globaux sur le fonctionnement du réseau, en particulier sur des réseaux faibles.

✚ **Présence de composante continue et d'harmoniques de tension** : les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïque en modulation à largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour "Pulse Width Modulation") pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal. Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie des tensions du réseau (déformation de la sinusoïde par addition d'harmoniques paires), par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur [IEE\_PV\_07].

✚ **Inter harmoniques** : Les inter-harmoniques (fréquences qui ne sont pas un multiple entier de la fréquence du réseau) sont produits par des variations rapides des charges, ou la saturation des transformateurs [IEE\_PV\_07]. Les tests sur 12 onduleurs du projet DISPOWER ont montrés que ces inter-harmoniques créent des perturbations sévères sur les dispositifs de mesures de la fréquence et de l'impédance du réseau [DTI\_99].

### I.3.3. Comportement des systèmes photovoltaïques face au creux de tension

Les sections I.3.1 et I.3.2 nous donne une vision globale des interactions entre un réseau de distribution et des systèmes PV. Les installations PV raccordées aux réseaux de distribution peuvent causer les interactions, les impacts et les effets sur le réseau public de distribution. D'autre part, les caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution ainsi que les perturbations causées par les défauts sont l'origine de fonctionnements incorrects et de déconnexions intempestives des systèmes PV. C'est pourquoi, plusieurs études sont effectuées dans les différents laboratoires pour bien analyser ces impacts et proposer des solutions efficaces, susceptibles d'améliorer leur raccordement au réseau [RAMI-06], [TRAN\_09], [SALAS\_06], [PANKOW\_08], .... Notre sujet de thèse se situe dans ce contexte mais il se limite au cadre du raccordement des systèmes PV aux réseaux de distribution français, en particulier face aux perturbations (ex : court-circuit).

Dans un réseau électrique, la tension peut varier temporairement sous l'effet des fluctuations de charge ou d'un court-circuit. Une augmentation brutale de la charge ou un court circuit provoque un creux de tension dont la profondeur et la durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production concernés. Actuellement, le comportement des systèmes PV face aux creux de tension et la tenue des systèmes PV aux perturbations sous condition de défaut ont attiré plusieurs d'études dans le monde [BLET\_05], [BLAZIC\_05], [BUCH\_06], [STRAUSS\_09],... Ces études montrent une grande sensibilité des onduleurs PV face au creux de tension, entraînant leur déconnexion qui peut être intempestive. Pourtant, ces études n'ont pas systématiquement pris en compte tous les facteurs influençant le comportement d'un système PV. En effet, l'analyse du comportement des systèmes PV raccordés au réseau de distribution face au creux de tension causé par un court-circuit est très compliquée car elle dépend :

- de la topologie de l'onduleur associé à son système de contrôle/commande (ex : PLL, courant limite de son système de contrôle) ;
- des types et de la position des défauts (triphase à la terre, triphase au neutre, biphasé à la terre, biphasé au neutre, monophasé à la terre, monophasé neutre);
- de la topologie du réseau (BT/HTA urbain ou rural), des systèmes de protection (les fusibles ou disjoncteurs, avec ou sans système réenclenchement) ;
- des systèmes de protection de découplage ;
- etc...

Dans le contexte actuel des réseaux électriques français, notre étude analyse globalement et en détail le comportement des systèmes PV face au creux de tension dans les scénarios réels, en tenant compte de données réelles de réseaux de distribution, et de leurs systèmes de protection et enfin des recommandations appliqués en France pour les protections de découplage. A partir de l'analyse de l'influence des systèmes PV sur le plan de protection du réseau avant et pendant le court-circuit ainsi que de l'influence des creux de tension sur le fonctionnement des systèmes PV, nous identifierons les cas de déconnexions injustifiés des systèmes PV dans différents scénarios de court-circuit. On remarquera que si la puissance totale des installations PV concernées n'est pas marginale par rapport à la charge maximale de la zone impactée, ces déconnexions pourraient provoquer une perte importante de production pouvant conduire à un fort déséquilibre production / consommation et aggraver une situation déjà critique. Dans le pire des cas, cela pourrait conduire à un incident généralisé, voire à un black-out. Afin d'éviter cette situation extrême, il est nécessaire d'exiger des installations PV qu'elles soient moins sensibles aux creux de tension. Dans notre travail de thèse, les solutions permettant d'assurer la sélectivité des protections et les solutions innovantes, adaptatives, en particulier, de développer les fonctions avancées

intégrées pour les onduleurs de PVs sont envisagées et proposées. Un système PV idéal doit donc répondre à une double contrainte : se déconnecter en cas de court-circuit sur le départ qui le concerne et rester connecté au réseau en cas de court-circuit hors la zone PV. Les solutions proposées ont pour but de garantir le bon fonctionnement des systèmes PV en régime permanent, de maintenir si possible leur contribution face aux perturbations causées par les défauts sur le réseau électrique et de réduire le coût de leur raccordement. Ces solutions permettent d'augmenter le taux d'insertion, les performances et la flexibilité de fonctionnement des PVs de manière intelligente et adaptative.

## **I.4. Conclusions**

Ce chapitre expose une vision succincte du réseau électrique français actuel dans le contexte d'insertion de sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution. Nous avons étudié les différentes formes d'impacts significatifs des systèmes PV sur le réseau de distribution ainsi que les impacts importants des caractéristiques et perturbations des réseaux sur le fonctionnement des systèmes PV. Dans le cadre de cette thèse, l'étude du raccordement des systèmes PV face aux creux de tension causés par les courts-circuits, l'interaction entre le réseau électrique et le système PV pour différents scénarios de court-circuit sont envisagés. Les creux de tension provoquent parfois des déconnexions non-justifiés des systèmes PV, c'est pourquoi il est nécessaire de rechercher des solutions adéquats pour les protections de découplage et mise en œuvre de contrôles intelligents intégrés dans les onduleurs afin que le raccordement des systèmes PVs au réseau conduise à un bon fonctionnement de l'ensemble.

# **CHAPITRE II :**

## **Modélisation des réseaux, de leurs systèmes de protection et de protection de découplage des systèmes PV**

### SOMMAIRE

---

<b>CHAPITRE II : Modélisation des réseaux, de leurs systèmes de protection et de protection de découplage des systèmes PV .....</b>	<b>29</b>
<b>II.1. Introduction .....</b>	<b>30</b>
<b>II.2. Réseaux de distribution et leur systèmes de protection.....</b>	<b>30</b>
II.2.1. Réseaux de distribution .....	30
II.2.2. Protections des réseaux de distribution.....	35
<b>II.3. Modélisation des réseaux de distribution.....</b>	<b>40</b>
II.3.1. Réseaux de distribution .....	40
II.3.2. Modélisation de protections des réseaux de distribution .....	47
<b>II.4. Systèmes photovoltaïques et leurs protections de découplage.....</b>	<b>49</b>
II.4.1. Systèmes photovoltaïques .....	49
II.4.2. Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution .....	52
<b>II.5. Conclusions.....</b>	<b>59</b>



## II.1. Introduction

L'élaboration et le développement de modèles adaptés jouent un rôle très important pour les études de simulation des comportements dynamique des systèmes PV face aux creux de tension du réseau auquel ils sont raccordés. Un modèle global intégrant les réseaux, les onduleurs PV et les systèmes de protection doit être développé et être à la fois précis et simple d'implantation. Ce chapitre va décrire les modèles des composants utilisés dans ce but.

Nous allons d'abord présenter les généralités concernant les réseaux de distribution et leur système de protection, les structures actuelles des onduleurs PV ainsi que les protections de découplage des systèmes PV raccordés aux réseaux de distribution. Le développement des modèles sera ensuite présenté :

- Les réseaux de distribution HTA et BT (urbain et rural)
- Les systèmes de protection du réseau HTA (avec ou sans ré enclenchement) et BT (fusibles et disjoncteurs)
- Les systèmes de protection de découplage des PV respectant la norme DIN VDE 0126 ou les recommandations de ERDF
- Deux modèles des onduleurs PV sont proposés : modèle par injecteur de courant et modèle détaillé (modèle moyen dynamique : MPPT+hacheur+onduleur) qui seront présentés en détail dans les chapitre III et IV.

Tous les modèles utilisés sont modélisés sous Matlab/Simulink, ce logiciel étant bien adapté à la simulation et la modélisation par blocs fonctionnels. Par contre, ce logiciel est moins utilise pour la simulation de réseaux électriques et c'est pourquoi nous associerons à Matlab simulink la Toolbox SimPowerSystem permettant de gérer la simulation de réseaux triphasés ou monophasés.

## II.2. Réseaux de distribution et leur systèmes de protection

### II.2.1. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux électrique à haute tension du réseau de transport ou de répartition. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (en France 20 kV) et les réseaux à basse tension (en France 400 V).

#### II.2.1.1. Réseaux HTA

##### II.2.1.1.a. *Constitution des réseaux de distribution HTA*

Nous pouvons distinguer deux types principaux de réseaux HTA, selon la nature des

liaisons :

- lignes aériennes
- câbles souterrains.

Nous allons donner plus de détails dans les points suivants, [GROSS\_86].

✚ Réseaux ruraux – en majorité aériens :

Dans des zones géographiques de faible densité de charge (zones rurales, petites villes ou villages), on utilise majoritairement des lignes aériennes. Ils sont constitués par des lignes à trois conducteurs – trois phases – ou quatre conducteurs – trois phases et neutre, selon que le neutre est distribué ou non, et par des antennes triphasées ou monophasées à deux ou à un seul conducteurs. En France, on n'utilise que des lignes triphasées à trois conducteurs (le neutre n'est pas distribué)

✚ Réseaux souterrains – urbains :

Dans les zones à plus forte densité de population on utilise majoritairement des liaisons souterraines. Ils sont constitués par des câbles généralement triphasés à isolant synthétique ou papier. Ces types des réseaux permettant de répondre aux besoins d'amélioration de qualité d'alimentation et de l'environnement (impact visuel, insensibilité aux conditions météo).

#### II.2.1.1.b. Réseau HTA de 20kV

Les réseaux HTA doivent avoir une puissance de court-circuit  $P_{cc}$  supérieure à 30 MVA à la sortie des postes source. Dans un poste, le nombre de transformateurs HTB/HTA est souvent limité à 2 en rural et à 3 en urbain. La puissance maximale admise par départ est de 5 MVA en rural, et 6 MVA en urbain. Cette valeur est imposée par la limite de 400 A sur les cellules « départ » du poste source. Le nombre d'organes de coupure (non télécommandés) dépend du type du réseau et de la distribution de la charge.

✚ *Lignes et câbles*

Dans les réseaux urbains, la section des lignes est généralement de 150 ou 240 mm<sup>2</sup>. La longueur moyenne d'un départ (câble 240mm<sup>2</sup>) est inférieure à 5km. Dans les réseaux ruraux, les lignes peuvent avoir des sections de 240 mm<sup>2</sup>, mais seulement à la sortie du poste source. Dans les réseaux aériens, on trouve des sections de 148 mm<sup>2</sup> pour les liaisons principales et de 54 mm<sup>2</sup> pour les liaisons secondaires. Notons que la plupart des lignes sont aériennes dans les zones rurales et en câbles souterrains dans les zones urbaines.

La valeur de la réactance en mode direct des lignes aériennes HTA (exprimée en mΩ/m, ou en Ω/km) peut être de 0.30 données par la norme NF C13-205, ou 0.35 (habituellement utilisée).

La capacité homopolaire des lignes aériennes est usuellement prise égale à 5 pF/m. Les câbles souterrains ont des capacités homopolaires plus importantes (de 0.155 μF/km pour une section de 50 mm<sup>2</sup>).

### ✚ Régime de neutre

Le tableau suivant indique les régimes de neutre HTA utilisés par EDF selon type de réseau.

Type de réseaux HTA alimentés par le transformateur	Ruraux ou Périurbains		Urbains
Longueur aérienne	> 5 km		< 5 km
Valeur du courant capacitif vu par le transformateur	$I_c < 100 \text{ A}$	$I_c > 100 \text{ A}$	Sans objet
Type de neutre HTA	Neutre inchangé ou NI 150 A RPN 80 $\Omega$ Avec politique de terre BT et HTA associée	Neutre Compensé	Neutre Impédant 1000A (RPN 12 ou BPN 12) ou 300 A (RPN 40 ou RPN 4 <sup>⊗</sup> + BPN 12)

Tableau II.1. Régime de neutre HTA

#### II.2.1.2. Réseaux à basse tension

Le réseau de distribution BT est constitué par [TI\_D4815] :

- un transformateur HTA/BT
- un tableau de distribution BT ou un disjoncteur BT,
- un ou plusieurs départs BT aériens ou souterrains,
- un ou des branchements BT desservant la clientèle.

Les schémas des réseaux BT sont très différents selon les modes d'exploitations et les habitudes des distributeurs. On décrit, ci-après, les principaux schémas utilisés à EDF :

#### ✚ Réseau de type souterrain

Un réseau BT de type souterrain est utilisé dans les zones urbaines (Figure II.1). On remontera la chaîne du client jusqu'en amont du poste de transformation HTA/BT [CAR\_90]

Le réseau comporte en série les protections suivantes :

- le disjoncteur (d) du client ;
- les coupe-circuits à fusibles (AD) d'accompagnement de ce disjoncteur ;
- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FC) de pied de colonnes montantes des immeubles (ce fusible n'existe pas dans le réseau de type urbain avec branchement individuel)
- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FD) des départs BT ;
- l'interrupteur sectionneur pour la basse tension
- les coupe-circuits à fusibles  $F_u$  HTA du transformateur HTA/BT

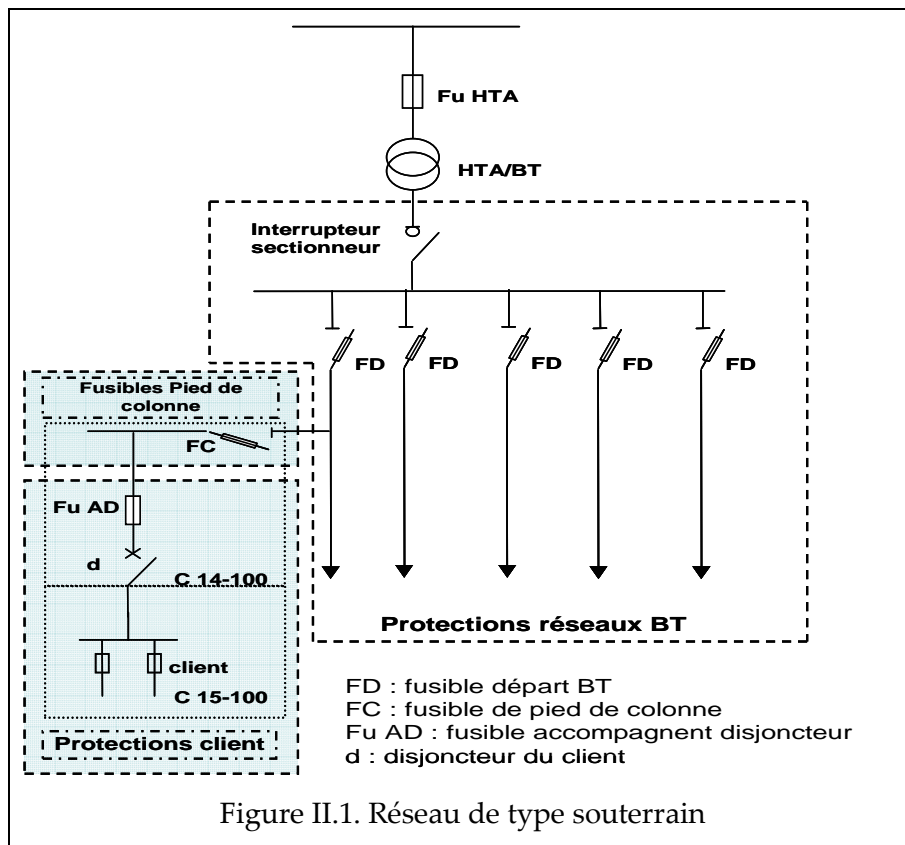


Figure II.1. Réseau de type souterrain

### 🚧 Réseau de type aérien

Un réseau BT de type aérien est utilisé dans les zones rurales (Figure II.2). On remontera la chaîne du client jusqu'en amont du poste de transformation HTA/BT [CAR\_90]

Ce réseau comporte les protections suivantes

- le disjoncteur (d) du client ;
- les coupe-circuits à fusibles (AD) d'accompagnement de ce disjoncteur ;
- les coupe-circuits à fusibles sectionneurs (FD) des départs BT. Dans le cas d'un réseau de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel, il n'y a pas de fusible FD au niveau des protections du réseau BT.

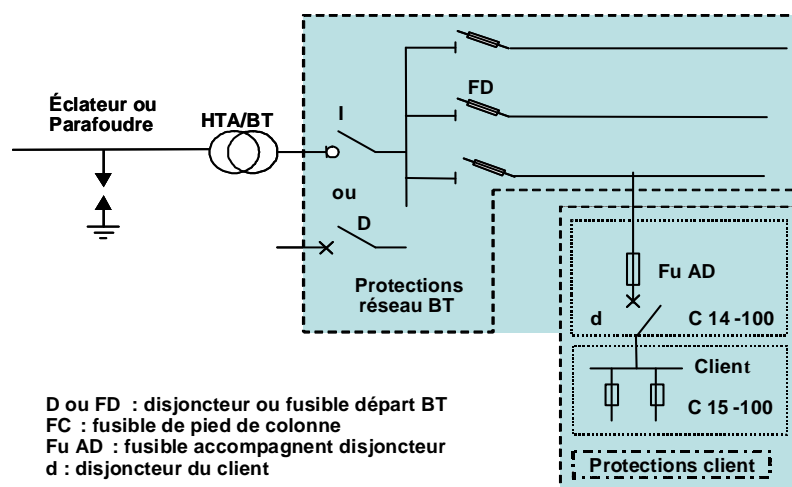


Figure II.2. Réseau de type aérien

Éventuellement le réseau comporte également un disjoncteur (D) pour un poste sur poteau ; ou un interrupteur (I) et un disjoncteur (D) pour un réseau de type rural avec cabine basse simplifiée et branchement individuel.

Sur ce type de réseau, aucun coupe-circuit à fusibles n'est installé au niveau du transformateur HTA/BT, mais leur mise en place est envisagée. Par contre, il y a des éclateurs ou des parafoudres permettant de protéger le transformateur contre les perturbations atmosphériques.

### **Transformateurs HTA/BT**

Les transformateurs HTA/BT utilisés ont les puissances normalisées suivantes :

- transformateurs « type poteau » : 50, 100 et 160 kVA,
- transformateurs « type cabine » : 160, 250, 400, 630 et 1 000 kVA.

### **Les tableaux BT**

Les tableaux BT normalisés comportent 4 ou 8 départs selon les modèles, un départ provisoire, un dispositif de réalimentation et une alimentation pour l'éclairage public.

Puissance assignée du transformateur HTA/BT d'alimentation	Tableau BT correspondant
250 kVA	TIPI 4 <sup>1</sup> -500 <sup>2</sup>
400 kVA	TIPI 8-800
630 kVA	TIPI 8-1200
1000 kVA	TIPI 8-1800

Tableau II.2. Tableaux BT correspondant à la puissance du transformateur HTA/BT

<sup>1</sup> Nombre de départ de distribution publique

<sup>2</sup> Intensité assignée

La gamme de tableaux est conçue afin de correspondre au plus près, sur le plan électrique, à la gamme existante des transformateurs HTA/BT de distribution publique. Ils prennent en compte leurs possibilités de surcharges permanentes et leurs intensités admissibles pour les conducteurs de la liaison entre le transformateur et le tableau (Tableau II.2).

### **Lignes et câbles**

Les départs sont aériens ou souterrains (NF C33-210); ils se composent de lignes aériennes ou de câbles souterrains de distribution sur lesquels sont raccordées les colonnes d'immeubles et les branchements individuels. Les sections utilisées sont :

- en aérien torsadé : 70 et 150 mm<sup>2</sup> Alu avec neutre 54,6 ou 70 mm<sup>2</sup>,
- en souterrain : 150 et 240 mm<sup>2</sup> Alu avec neutre 50, 70 ou 95 mm<sup>2</sup>.

Les branchements sont réalisés en aérien torsadé ou souterrains avec des conducteurs de 16, 25, 35 ou 50 mm<sup>2</sup> Alu avec neutre 16, 25, 35 ou 50 mm<sup>2</sup>.

## II.2.2. Protections des réseaux de distribution

Le système de protection du réseau de distribution est conçu pour une direction unique du transit de puissance du poste source (ou distribution) vers les consommateurs. Ce système de protection doit répondre aux objectifs suivants :

- Assurer la continuité de fourniture aux consommateurs,
- Préserver la sécurité des personnes et des biens,
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.

### II.2.2.1. Protections du réseau HTA

Généralement, les protections sont destinées à la détection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute nature (monophasée et polyphasée). Elles reposent essentiellement sur le principe des protections ampèremétriques. Elles visent à éliminer l'élément défectueux parmi : le tronçon de départ, le départ, un jeu de barre, le transformateur HTA/BT et leurs liaisons aux jeux de barres HTA. Le plan de protection HTA français est structuré en trois niveaux [TI\_D4810], [EDF\_B61] :

#### Niveau 1 : la protection des départs

La protection des départs est composée de deux types de protections : l'EPAMI (Ensemble des Protections Autonomes à Maximum d'Intensité), et l'EPATR (Ensemble des Protections Autonomes de Terre Résistante).

➤ La protection EPAMI est utilisée pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. Elle est composée de deux relais de phase Rephi et d'un relais homopolaire Rh. Le seuil de réglage du relais Rephi est  $0.8 \cdot I_{cbbi}$ , avec  $I_{cbbi}$  le courant de court-circuit biphasé apparaissant au point de départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande. Le relais Rh est réglé à  $1.2 \cdot I_{cbbi}$  le courant capacitif du départ. On choisit une marge de 20% pour que la protection ne se déclenche pas intempestivement.

➤ La protection EPATR protection à temps dépendant (ou à temps inverse) permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre non détectés par les protections ampèremétriques à temps constant et évite le recours au dispositif de recherche de terre. Elle est d'autant plus rapide que l'intensité du courant de défaut est élevée.

Grâce à un relais à temps inverse, le départ en défaut déclenche avant les autres départs. On obtient donc la sélectivité.

➤ Sur les réseaux aériens, plus des trois quarts des défauts sont dits fugitifs, c'est-à-dire qu'ils disparaissent lors de la mise hors tension de la partie en défaut. La ligne peut donc être réalimentée sans l'intervention d'un opérateur. Afin de limiter la durée de coupure des clients au minimum, des automatismes de reprise de service (ré-enclenchement) ont été mis en place sur les départs HTA [TI\_D4810].

Sur les départs aériens du réseau HTA français, on peut trouver un disjoncteur commandé

par un dispositif de ré-enclenchement triphasé. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant à un seuil déterminé, ce disjoncteur va réenclencher automatiquement en respectant les séquences indiquées dans la Figure II.3 et la Figure II.4.

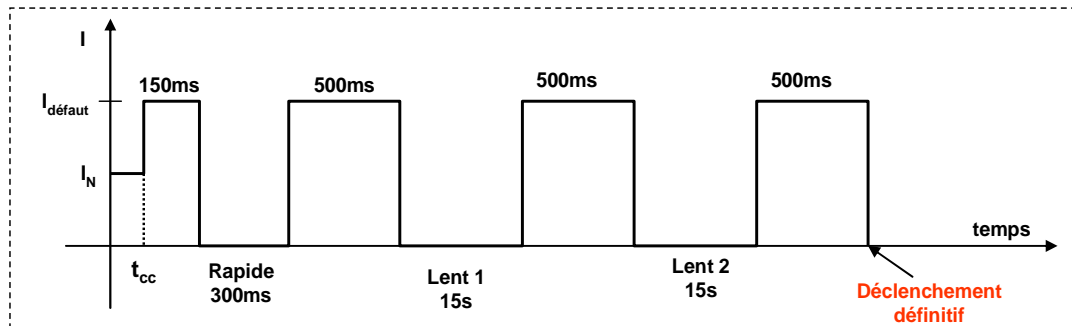


Figure II.3. Séquence de ré-enclenchement normal

Les ré-enclenchements normaux s'organisent comme suit :

- Un premier cycle rapide enchaîne une attente de 150 ms et une ouverture pendant 300ms. Il permet d'éliminer l'ensemble des défauts fugitifs soit près de 80 % des défauts. Si à la fermeture, le défaut est toujours présent, on attaque alors le deuxième cycle dit : « lent ».
- Ce deuxième cycle enchaîne, lui, une attente de 500ms en position fermée puis le disjoncteur s'ouvre pour une période de 15 à 30 secondes. La majorité des défauts semi-permanents s'éliminent ainsi. Si le défaut persiste après la fermeture qui termine le cycle lent, on en fait un troisième à la suite duquel ne persistent que les défauts permanents qui doivent alors être éliminés par l'ouverture définitive du disjoncteur.

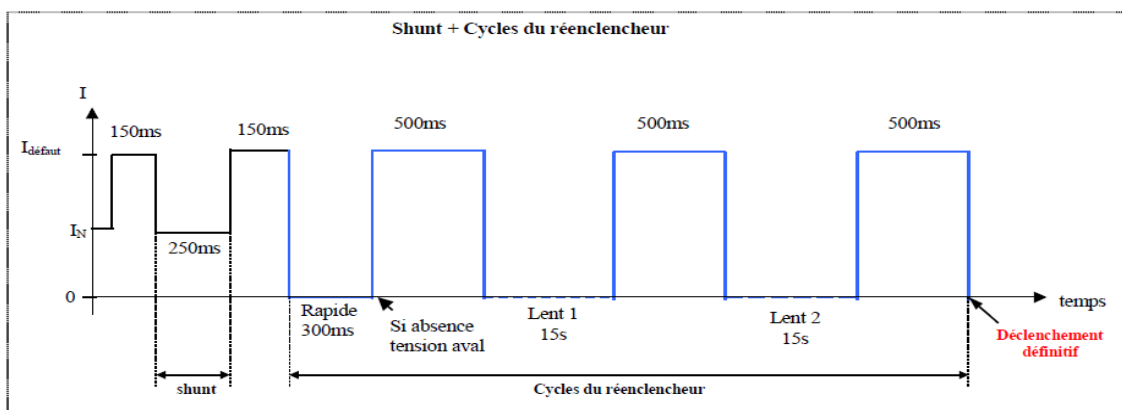


Figure II.4. Séquence de ré-enclenchement avec shuntage

Lors d'un défaut monophasé, le système ré-enclenchement par shuntage peut-être utilisé, on utilise tout d'abord un shunt qui connecte la phase en défaut au niveau du poste source à la terre pendant 250 ms. Puis si le shunt n'a pas fonctionné, il y a une séquence rapide d'ouverture / fermeture du disjoncteur puis, le cas échéant une séquence longue ([TI\_D4810], [VATRA\_06]). Sur les départs souterrains, 100% des défauts sont permanents, par suite de la nature de l'isolant solide. Dans ce cas un système ré enclenchement est inutile.

### Niveau 2 : la protection d'arrivée

Cette protection est située entre le transformateur HTB/HTA et le jeu de barres HTA. Elle a pour but de protéger le jeu de barres et de secourir la défaillance éventuelle d'un disjoncteur de départ.

Elle est basée sur une protection EPAMI ampèremétrique à temps constant. Afin de ne pas déclencher avant les protections de départ, une sélectivité ampèremétrique et chronométrique est appliquée.

Les seuils de déclenchement sont :

- Relais de phase  $R_{\text{ephi}}$  : Le seuil de déclenchement doit être suffisamment faible pour que la protection d'arrivée puisse secourir la protection de départ, mais suffisamment élevé pour ne pas se déclencher lors d'une surcharge du transformateur.

- Relais homopolaire  $R_h$  :  $1.2 \cdot \text{MAX}(R_h \text{ départs})$  lorsque la mise à la terre du neutre est faite par une résistance et que le courant capacitif total du réseau HTA ne dépasse pas 100A.

La temporisation est supérieure de 500ms à la temporisation des départs.

### Niveau 3 : la protection du transformateur HTB/HTA et des éléments associés

La protection du matériel auxiliaire connecté au transformateur côté HTA est assurée par cette protection qui déclenche alors un disjoncteur côté HTB du transformateur.

C'est une protection de type EPAMI avec des seuils ampèremétriques de 1.2 fois les seuils de la protection au niveau 2 et une temporisation de 500ms supplémentaire par rapport à la temporisation des protections niveau 2.

### Autres protections du réseau

Il existe d'autres protections :

- La protection de la liaison entre le transformateur HTB/HTA et l'arrivée.
- Le détecteur de terre résistante mesure le courant circulant dans le neutre du transformateur (côté HTA). Il assure le secours des protections de type EPATR et déclenche le disjoncteur d'arrivée après une temporisation.

- La protection interne du transformateur qui agit sur le disjoncteur côté HTB.
- La protection masse cuve du transformateur qui agit sur le disjoncteur côté HTB.\*

#### II.2.2.2. Protections du réseau à basse tension

Les départs BT comportent des disjoncteurs ou des coupe-circuit interrupteur unipolaire à fusibles en vue d'assurer la protection électrique du réseau basse tension de distribution publique contre les surcharges et les courts-circuits (Tableau II.3).

Le système de protection comporte essentiellement des disjoncteurs et des fusibles qui se répartissent comme suit [TI\_D4815] :



### **Protection client**

#### ➤ Disjoncteur du client

Ce disjoncteur est utilisé pour séparer le réseau BT des installations du client lorsqu'un défaut ou une surcharge les affectent. Les courants assignés normalisés des disjoncteurs des clients sont : 30, 45, 60 et 90 A. Ces valeurs représentent les limites supérieures du courant de réglage.

Pn ≤ 160 kVA	Poste poteau	Disjoncteur
	Cabine basse simplifiée	Fusibles ou fusibles + disjoncteur
	Poste urbain	Fusibles
160 kVA et 250 kVA	Cabine basse simplifiée	Fusibles ou fusibles + disjoncteur
	Poste urbain	Fusibles
400 kVA ≤ Pn ≤ 1 000 kVA	Poste urbain	Fusibles

Tableau II.3. Domaine d'emploi des protections BT

#### ➤ Coupe-circuit à fusible d'accompagnement du disjoncteur du client (AD)

Le fusible d'accompagnement du disjoncteur du client AD est placé au début de chaque branchement. Il est destiné à interrompre les courts-circuits qui mettent en jeu des courants dépassant le pouvoir de coupure des disjoncteurs. Ils répondent à la spécification EDF HN 62-S-83 d'avril 1999 qui constitue une révision de la norme NF C 62-921 de 1981. En France, les valeurs normalisées de leurs calibres, sont : 45, 60 et 90 A.

### **Protection « Pied de colonne »**

Les fusibles (FC) sont utilisés pour éliminer une colonne de distribution en défaut, évitant ainsi la coupure du départ BT au poste HTA/BT. Ils répondent à la spécification EDF HN 63-S-20 de novembre 1995. Sur les réseaux français, les calibres de ces fusibles BT sont limités à : 125, 200, 250 et 400 A.

### **Protection du réseau BT**

#### ➤ Fusible de départ BT (FD)

Le fusible de départ (FD), placé au début de chaque départ BT, est destiné à assurer l'élimination des défauts situés en amont des colonnes d'immeubles ou des branchements individuels. Il répond à la spécification EDF HN 63-S-20 de novembre 1995. Sur les réseaux français, les calibres de ces fusibles BT sont limités à : 200, 250 et 400 A.

➤ Disjoncteur en réseau rural

Les fusibles de départ BT peuvent, selon leur calibre, être insensibles à des courants de court-circuit lointains pouvant affecter des câbles de faible section. Ceci est particulièrement vrai sur des réseaux ruraux desservant des départs de faible section et de grande longueur. La non-détection des défauts entraîne un risque pour la sécurité des personnes et du matériel qui peut être détérioré ou détruit par surchauffe. Il est alors nécessaire de prévoir soit une protection complémentaire (par exemple, un fusible divisionnaire au milieu du départ et de calibre moindre que celui du départ, mais c'est une solution rarement utilisée), soit de substituer aux fusibles un disjoncteur associé à un bloc déclencheur.

Transformateur à protéger	In (A)	Poste	Type de disjoncteur	Bloc déclencheur	Pouvoir de coupure
50 kVA	72	sur poteau	165 T <sup>3</sup>	3T/6T	4 kA
100 kVA	144	cabine basse	TUR <sup>4</sup>	6	4 kA
		sur poteau	165 T	3T/6T	
		socle	165 A <sup>5</sup>	6T	
160 kVA	231	cabine basse	TUR	7	6.4 kA
		sur poteau	265 T	7T	
		socle	265 A	7T	
250 kVA	361	cabine basse	TUR	8	2 kA

<sup>3</sup> La lettre T indique que le bloc déclencheur est à image thermique, ce qui permet d'assurer une meilleure prise en compte du déséquilibre éventuel des charges entre phases.

<sup>4</sup> Tableau Urbain de Répartition.

<sup>5</sup> La lettre A indique que le bloc déclencheur est ampèremétrique.

Tableau II.4: Caractéristiques des blocs déclencheurs

Le Tableau II.4 donne le type de déclencheur à utiliser suivant la nature du poste et la puissance du transformateur.

➤ Disjoncteur BT associé au transformateur HTA/BT

Ce disjoncteur est utilisé pour protéger le transformateur HTA/BT contre les courts-circuits et les surcharges. Dans les réseaux de type aérien, les disjoncteurs sont équipés d'un indicateur de charge. Il s'agit d'un dispositif qui permet de signaler que le disjoncteur a été traversé, pendant 24 h, par une charge de l'ordre de la puissance assignée du transformateur qu'il protège.

➤ Coupe-circuit à fusible HTA

On utilise les fusibles des transformateurs HTA/BT pour protéger le réseau HTA contre les avaries affectant soit les transformateurs de distribution et les clients alimentés en HTA, soit les circuits BT en amont des protections BT normales ou en cas de défaillance de celles-ci. Dans les réseaux de tension comprise entre 12 et 24 kV, les calibres sont : 3, 6, 16, 43 et 63 A.

## II.3. Modélisation des réseaux de distribution

Les comportements des systèmes PV raccordés au réseau de distribution face au creux de tension sont très compliqués. Ils dépendent de nombreux facteurs : la structure des systèmes PV, la configuration des réseaux, le système de protection du réseau, les types de défaut, etc. C'est pourquoi, afin d'étudier globalement le comportement des systèmes PV raccordés au réseau de distribution face au creux de tension en tenant compte tous les facteurs d'influence, il est nécessaire de développer et de modéliser des différents types de réseaux de distribution avec leur système réel de protection; des modèles de l'onduleur PV avec différents types de protection de découplage. Cette partie va décrire les modèles des composants utilisés dans ce but.

### II.3.1. Réseaux de distribution

Deux types de réseaux de distribution sont modélisés :

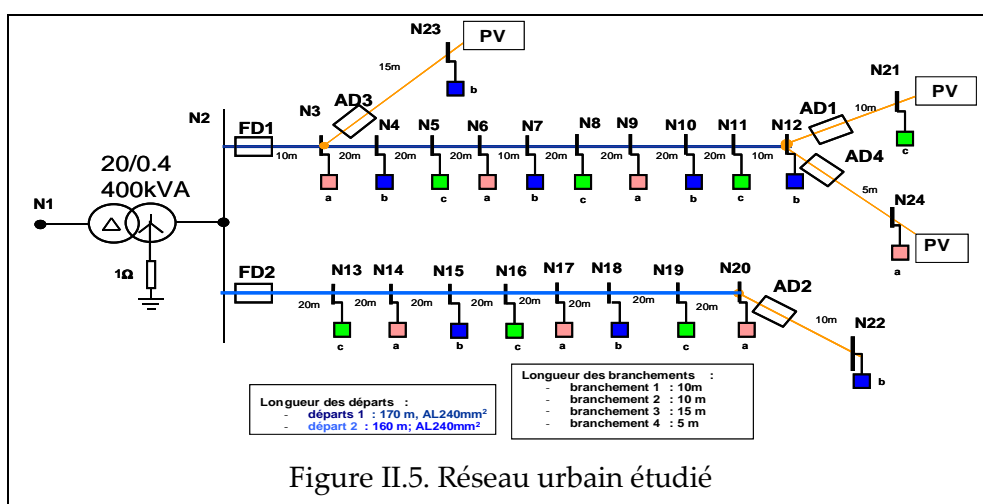
- Réseau à Basse tension urbain et rural
- Réseau HTA urbain et rural

#### II.3.1.1. Modélisation des réseaux à basse tension

##### II.3.1.1.a. Réseau BT urbain

✚ Description du réseau

Il s'agit d'un réseau de type urbain avec branchement individuel comportant un transformateur, deux départs BT, quatre branchements BT desservant la clientèle. Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms (à chaque accessoire de jonction, tous les 20 m).



✚ Architecture du réseau

Le réseau BT triphasé avec neutre distribué est illustré dans la Figure II.5, il est composé de 23 nœuds, chaque accessoire de jonction (tous les 20m) est mis à la terre par une impédance

équivalente de terre de  $40\Omega$ . La longueur de deux départs est comprise entre 160m et 170m et la longueur de quatre branchements est comprise entre 1m et 15m.

Paramètres des lignes

Le réseau a été modélisé avec deux types de lignes : deux départs câbles souterrains de  $240\text{mm}^2$  et quatre branchements de  $35\text{mm}^2$ . Les modèles de câble ont été utilisés avec les paramètres suivants :

Paramètre de la ligne	Paramètre de câble $240\text{mm}^2$	Paramètre de câble $35\text{mm}^2$
Rd (Ohms/km)	0.1113	0.856
Ro (Ohms/km)	0.954	2.61
Xd (Ohms/km)	0.085	0.145
Xo (Ohms/km)	0.382	1.72
Co ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	0.3	0.005

Tableau II.5. Réseau urbain étudié

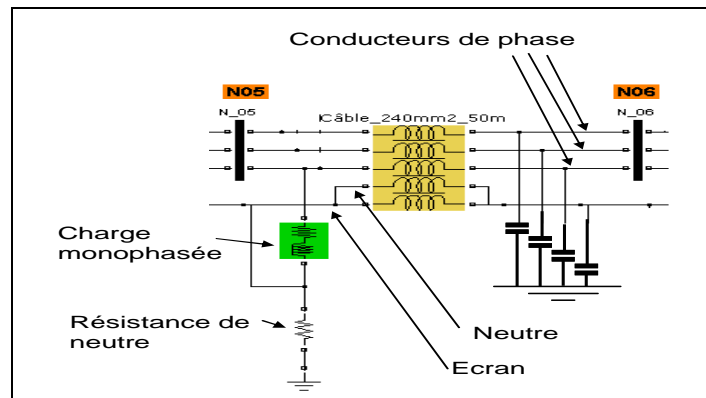


Figure II.6. Modélisation d'une section de câble sous Matlab – Simulink

Nous avons proposé une nouvelle méthode pour modéliser correctement les lignes ou les câbles de 4 ou 5 conducteurs (3 conducteurs, neutre et écrans) par utilisation de la matrice des paramètres de ligne (ou câble). La Figure II.6 présente le modèle d'une section de câble  $240\text{mm}^2$  avec neutre et écran. Les conducteurs, le neutre et l'écran sont modélisés par une matrice avec les valeurs propres et mutuelles de résistance et d'inductance. Les capacités sont modélisées par les paramètres localisés en  $\pi$  ou en  $\Gamma$ .

Matrice des résistances pour 50m de câble souterrain de  $240\text{mm}^2$

0.039485	0.0338475	0.03379	0.03385	0.01800675
0.0338475	0.039485	0.0338475	0.033815	0.019966
0.03379	0.0338475	0.039485	0.03385	0.019966
0.03385	0.033815	0.03385	0.047835	0.019966
0.01800675	0.019966	0.019966	0.019966	0.0437825

Matrice des inductances pour 50m de câble souterrain de 240mm<sup>2</sup>

0.1443275	0.140085	0.138495	0.14054	0.0856525
0.140085	0.1443275	0.140085	0.1393175	0.0856525
0.138495	0.140085	0.1443275	0.14054	0.0856525
0.14054	0.1393175	0.14054	0.143805	0.0856525
0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525	0.0856525

Les valeurs de capacité pour 50 m de câble souterrain de 240 mm<sup>2</sup>

- C<sub>phase\_a</sub> = 0.0158 μF
- C<sub>phase\_b</sub> = 0.0152 μF
- C<sub>phase\_c</sub> = 0.0158 μF
- C<sub>neutre</sub> = 0.0091 μF
- C<sub>écran</sub> = 0.0097 μF

#### ✚ Structure du poste source

Le réseau amont a été modélisé par une source de tension triphasée avec les paramètres : Rs=0.015 Ohms et Ls=0.25mH.

#### ✚ Modélisation des charges

Toutes les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série) variables de quelques dizaines de kW avec  $\text{tg}\phi = 0.4$ ; les productions de PV monophasées varient de quelques kW et sont placées aux nœuds : N23, N21 et N24.

#### ✚ Paramètres du transformateur HTA/BT

- Couplage : D-yn
- Puissance : 400kVA
- Paramètres de l'enroulement primaire (50% Zt) : U = 20kV ; R1 = 17.25 Ω ; L1 = 183 mH
- Paramètres de l'enroulement secondaire : U = 0.4kV ; R2 = 0.0023 Ω ; L2 = 0.024 mH ; Rmag = 143 kΩ ; Lmag = 1.3691\*10<sup>6</sup> (H)

### II.3.1.1.b. Réseau BT rural

#### ✚ Description du réseau

Il s'agit d'un réseau de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel, un départ BT (Figure II.7). Le régime de neutre est du type mis à la terre du neutre par une résistance de 40 Ohms.

#### ✚ Architecture du réseau

Le réseau BT triphasé avec neutre est alimenté par un transformateur de 160kVA, 20/0.4kV. Il est composé de 14 nœuds, 10 charges et 2 productions de PV. La configuration de ce réseau

et sa longueur des lignes sont illustrées dans la Figure II.7.

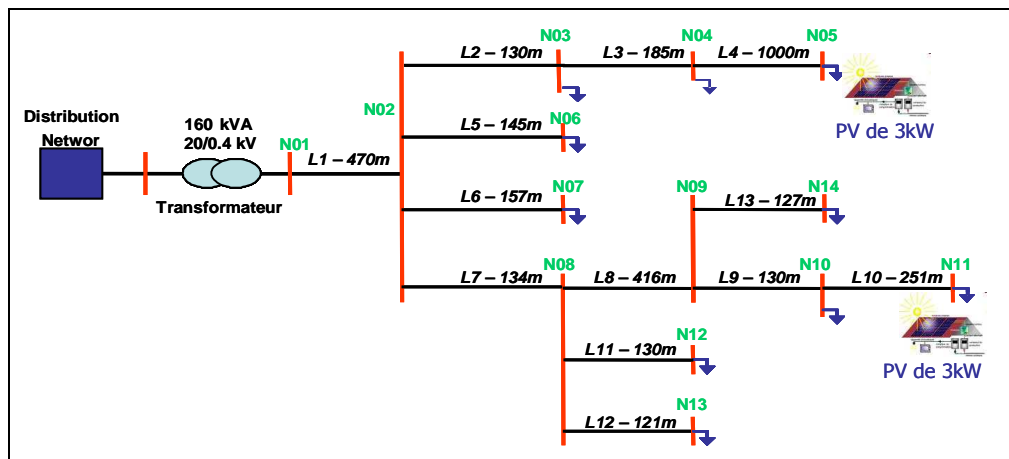


Figure II.7. Réseau BT rural étudié

#### ✚ Paramètre des liaisons

Le réseau a été composé de ligne 70mm<sup>2</sup> torsadé et de ligne 54mm<sup>2</sup> en conducteurs nus  
Le modèle de câble est été utilisé avec les paramètres suivants :

Paramètre de la liaison	Paramètre de câble 70mm <sup>2</sup>	Paramètre de câble 54mm <sup>2</sup>
Rd (Ohms/km)	0.428	0.613
Ro (Ohms/km)	2.185	0.751
Xd (Ohms/km)	0.124	0.35
Xo (Ohms/km)	0.518	1.595
Co (µF/km)	0.005	0.005

Tableau II.6. Paramètres de câbles du réseau BT

#### ✚ Structure du poste source

Le réseau amont a été modélisé par une source de tension triphasée avec les paramètres : Rs= 0.3536 Ohms et Ls= 0.0056270 H

#### ✚ Paramètres du transformateur HTA/BT

- Couplage : D-yn
- Puissance : 160kVA
- Paramètres de l'enroulement primaire : U = 20kV ; R1 = 110.25 Ω ; L1 = 0.889 H
- Paramètres de l'enroulement secondaire : U = 0.4kV ; R2 = 0.001 Ω ; L2 = 0.003mH et Rmag = 3750 kΩ, Lmag= 11937 (H)

#### ✚ Modélisation des charges

Toutes les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série) variables de quelques kW ; les productions de PV monophasées de 3 kW

sont placées aux nœuds : N05, N11. Le Tableau III.6 présente les puissances active et réactive des charges.

Charges					
Nœud	P (kW)	Q (kVAr)	Noeud	P(kW)	Q(kVAr)
N03	47	17.5	N10	7	2.6
N04	6.3	2.3	N11	7.3	2.7
N05	2.2	0.8	N12	4.2	1.6
N06	4.9	1.8	N13	7.2	2.7
N07	1.3	0.5	N14	6.3	2.3

Tableau II.7. Paramètres de charges du réseau BT

### II.3.1.2. Modélisation des réseaux HTA

#### II.3.1.2.a. Réseau HTA urbain

##### 🚧 Description du réseau

Il s'agit d'un réseau de type urbain contenant 6 départs mais seul le départ No. 6 est modélisé en détail, les autres départs (No. 1 à No. 5) étant modélisés par des charges équivalentes. Le neutre du transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms.

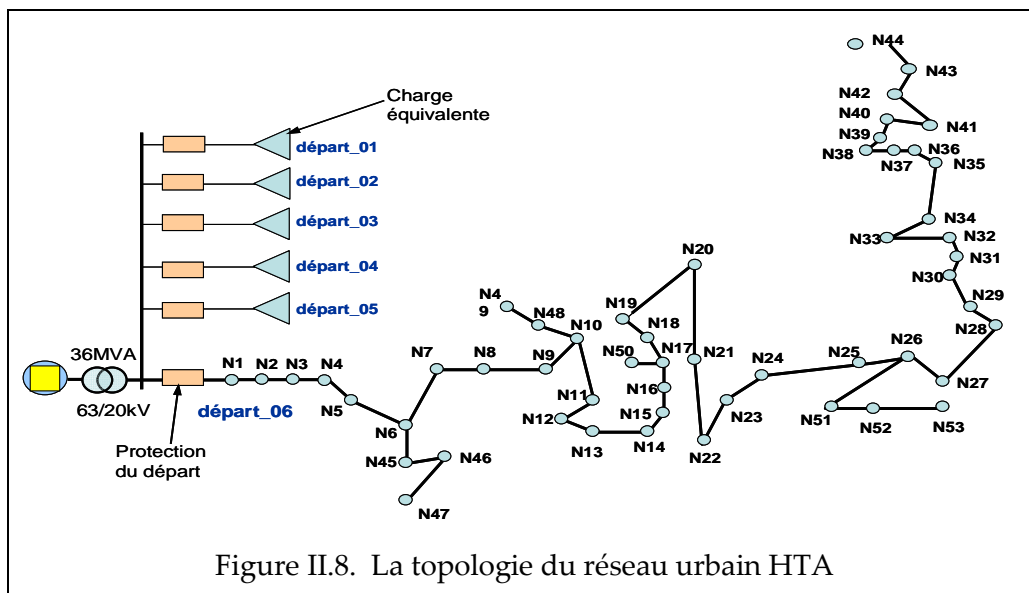


Figure II.8. La topologie du réseau urbain HTA

##### 🚧 Paramètre des lignes

Tout le réseau a été modélisé avec les mêmes paramètres de ligne, du poste source aux charges. Les câbles ont les caractéristiques suivantes :

Paramètres de câble		Type 2
		Al. 240 mm <sup>2</sup>
Rd	Ohms/km	0,125
Ro	Ohms/km	0,946
Xd	Ohms/km	0,13
Xo	Ohms/km	1,62
Cd	nF/km	250
Co	nF/km	250

Tableau II.8. Paramètres de câble du réseau HTA

Il s'agit des caractéristiques de câble 240mm<sup>2</sup>

#### ✚ Architecture du réseau

Le réseau HTA triphasé est illustré dans la Figure II.8. Ce réseau se compose de 53 nœuds. La longueur maximale d'un départ est de 4784m (le nœud le plus éloigné du transformateur étant le nœud 43) et la longueur totale des lignes est de 5928.8m.

#### ✚ Structure du poste source et paramètres du transformateur HTB/HTA

Le réseau est alimenté par un poste source ayant les caractéristiques comme indiqué dans le Tableau II.9. Le Tableau II.10 présente les paramètres du transformateur HTB/HTA

Pcc (MVA)	712
R (Ohm)	0,788
L (mH)	17,56
U (kV)	63
R/X	0,05
U (kV)	20
Q (MVAR)	3

Tableau II.9. Paramètres du poste source

63/20 kV, Yg/Yn	
S (MVA)	36
Up (kV)	63
Us (kV)	20
Ucc (%)	17
I0 (%)	0,5
Pfer (kW)	26
Pcu (kW)	220

Tableau II.10. Paramètres du transformateur HTB/HTA

#### ✚ Modélisation des charges

Toutes les charges sont modélisées par un circuit RL parallèle. Les charges connectées sur le départ étudié (No. 6) ont une puissance active totale de 4.372 MW et une puissance réactive totale de 0.974 MVAR. Dans la représentation du réseau, nous avons aussi ajouté les autres départs équivalents qui peuvent exister au niveau du transformateur. La puissance active totale de ces départs (No. 1 à No. 5) est de 7.5MW et la puissance réactive est de 1.5 MVAR.

### II.3.1.2.b. Réseau HTA rural

#### ✚ Description du réseau

Il s'agit d'un réseau de type rural, six départs dont seul le départ L\_06 est modélisé en détail,



les autres départs sont modélisés par une ligne et une charge équivalente. La topologie de ce réseau est la suivante :

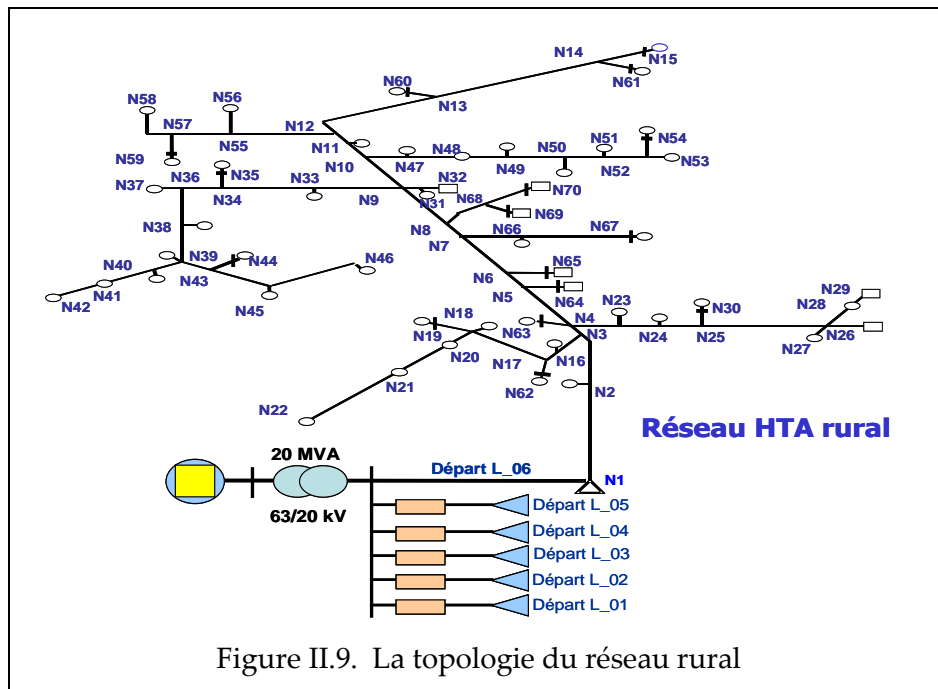


Figure II.9. La topologie du réseau rural

⚡ Paramètres du transformateur HTA/BT

La liaison entre les charges et le réseau HTA et HTB sont réalisés par un transformateur dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau II.12

⚡ Structure du poste source : le réseau est alimenté par une poste source ayant les caractéristiques suivantes (Tableau II.11) :

Poste source	
P <sub>cc</sub> (MVA)	250
R (Ohm)	0,788
L (mH)	17,56
U (kV)	63
R/X	0,05
U (kV)	20
Q1 (MVAR)	3,3
Q2 (MVAR)	3

Tableau II.11.  
Caractéristiques de la poste  
source du réseau rural

Puissance	20 MVA
Tension primaire	63 kV
Tension secondaire	20 kV
U <sub>cc</sub>	16%
Surintensité en régime normal	1.1 pu
Surintensité en secours	1.25 pu
Niveau de réglage	20 kV
Nombre de prises du régleur en charge	17
Plage de réglage	62,5 kV +/- 12 %
Couplage	Yy 0
Mise à la terre primaire	Isolé
Mise à la terre secondaire	RPN 40 Ω

Tableau II.12. Caractéristiques du transformateur du réseau  
rural

### ✚ Modélisation des charges

Les charges connectées au réseau ont une puissance active totale de 2,29 MW et une puissance réactive totale de 0,4577 MVar. Dans la représentation du réseau nous avons aussi ajouté les autres départs équivalents qui peuvent exister au niveau du transformateur. La puissance active totale de ces départs est 7.5MW et la puissance réactive est 1.5 MVAR.

### ✚ Paramètre des lignes

Le réseau se compose de 70 nœuds, dont 22 sont des nœuds de liaison, qui n'ont pas de la charge. Les liaisons dans ce réseau sont des lignes aériennes. La longueur maximale d'un départ est 7000m (le nœud le plus loin du transformateur étant le nœud 46) et la longueur totale des lignes est de 25245m. Le matériel que les lignes ont les caractéristiques suivantes :

Caractéristiques électriques		Unités
Aérien Almélec 148 mm <sup>2</sup>		
Rd	0.2236	Ohms/km
Ro	0.368	Ohms/km
Xd	0,35	Ohms/km
Xo	1,588	Ohms/km
Cd	11.13	nF/km
Co	5	nF/km

Tableau II.13. Caractéristiques de la ligne

## II.3.2. Modélisation de protections des réseaux de distribution

### II.3.2.1. Protections du réseau à basse tension

Dans notre réseau d'essais, nous modélisons seulement les protections suivantes :

#### ✚ Protections du réseau BT urbain

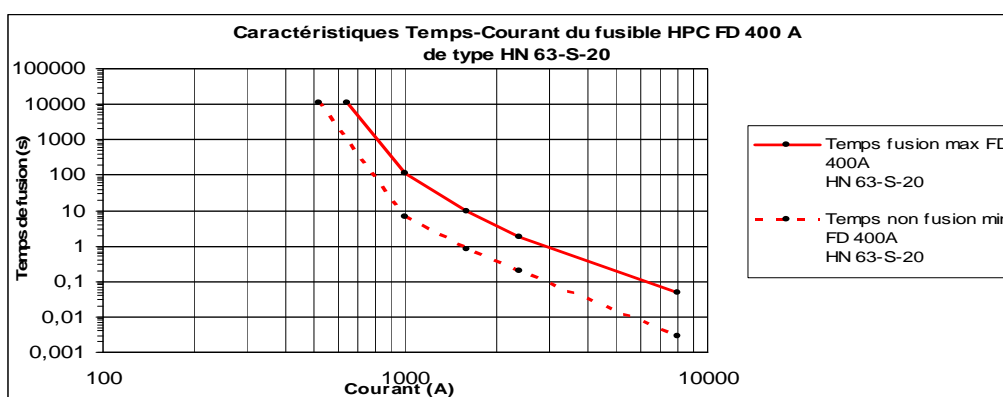


Figure II.10. Caractéristiques des fusibles FD 400A

Le plan de protection est assuré par des fusibles de départ FD 400A pour deux départs du réseau BT et des fusibles d'accompagnement du disjoncteur du client AD 90A pour les quatre branchements. Les Figure II.10 et II.11 donnent les caractéristiques des fusibles FD 400A et AD 90A selon la spécification EDF HN 63-S-20 et HN 62-S-83.

Le temps de fusion en fonction de l'intensité peut se traduire par deux courbes : la courbe de fusion du fusible et la courbe de non-fusion du fusible. Dans notre étude, nous utilisons seulement la courbe de fusion du fusible comme courbe de fonctionnement.

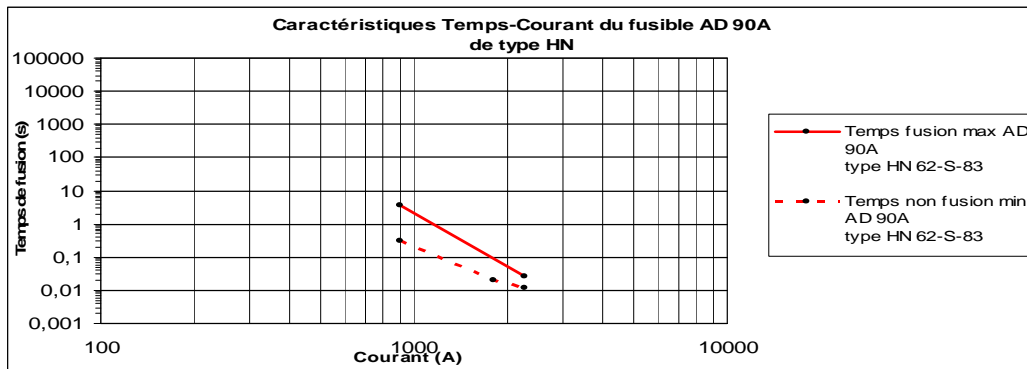


Figure II.11. Caractéristiques des fusibles AD 90A

#### ✚ Protections du réseau BT rural :

On remarque que notre réseau est de type rural avec poste sur poteau et branchement individuel (Tableau II.3 et Tableau II.4), le disjoncteur de type 256T – 7T correspondant à la puissance du transformateur de 160kVA est modélisé. La Figure II.12 montre la caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T- 7T selon la spécification EDF HN 63-S-11.

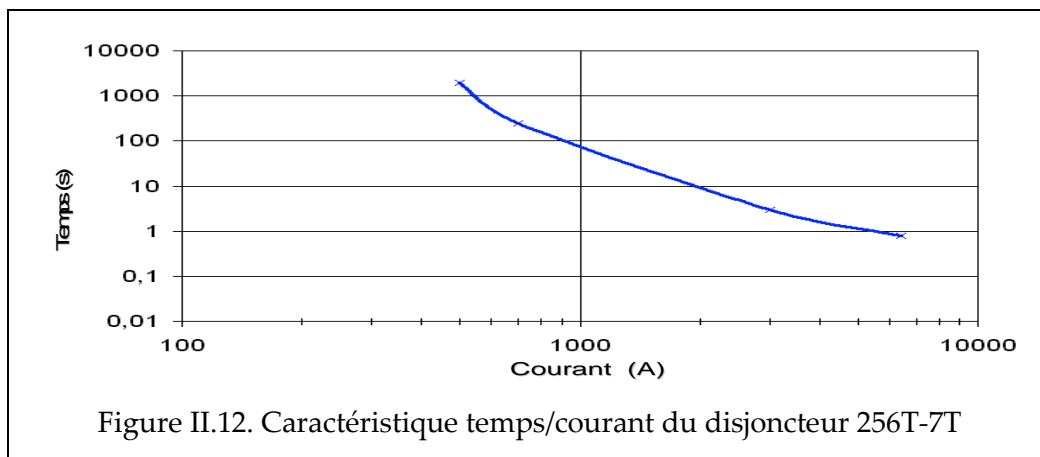


Figure II.12. Caractéristique temps/courant du disjoncteur 256T-7T

### II.3.2.2. Protections du réseau HTA

La protection EPAMI est modélisée. Elle est placée en amont de chaque départ pour l'isoler en cas de défaut dans la zone de protection. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil ( $R_{\text{ephi}} > 0.8 * I_{\text{cabi}}$  et  $R_h > 1.2 * \text{le courant capacitif du départ}$ ), la protection devient active et

se déclenche après une temporisation. Sur les départs souterrains, 100% des défauts sont permanents, par suite de la nature solide de l'isolant. Dans ce cas le système ré-enclenchement n'existe pas. La protection de départ déclenche après une temporisation de 500ms. Par contre, plus des trois quarts des défauts sur les départs aériens sont dits fugitifs, et des automatismes de ré-enclenchement sont utilisés sur le réseau HTA pour réalimenter la ligne sans intervention d'un opérateur. Les cycles de ré-enclenchement normal et de ré-enclenchement shuntage sont modélisés basés sur les séquences présentées dans les Figure II.3 et Figure II.4.

Généralement, la méthode pour calculer le courant de court-circuit  $I_{cabi}$  est issue de la norme CEI 60-909. Elle est basée sur les composantes symétriques.

$$\bar{I}_{cabi} = -j \frac{\sqrt{3}E}{(Z^d + Z^i)} \quad (II.1)$$

Avec : E = tension simple nominale

$Z_d, Z_i$  = Impédances totales directe et inverse.

Par contre, le courant ou la tension de court-circuit dans nos études sont mesurés par les blocs de mesures existant dans Matlab Simulink.

## II.4. Systèmes photovoltaïques et leurs protections de découplage

### II.4.1. Systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont des générateurs qui entrent dans la cadre des Productions Décentralisées d'Énergies (PDE) interfacées au réseau par de l'électronique de puissance. Donc, il s'agit ici de fournir des informations aux onduleurs PV. Pour la plupart des marques d'onduleurs présentes sur le marché français, une recherche du type de circuit électronique utilisé a été effectuée dans l'annexe I. Les avantages et les inconvénients de chaque structure sont analysés afin de porter notre choix sur une structure donnée caractérisée par sa simplicité et sans transformateur. Afin de convertir l'énergie électrique à basse tension du système photovoltaïque à un niveau approprié pour le réseau, il existe actuellement différents types de structures de système photovoltaïque :

- Onduleur sans ou avec transformateur (BF ou HF),
- Onduleur sans ou avec convertisseur DC/DC.

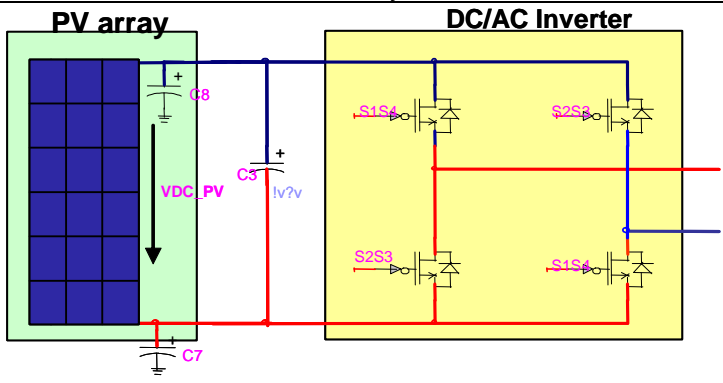
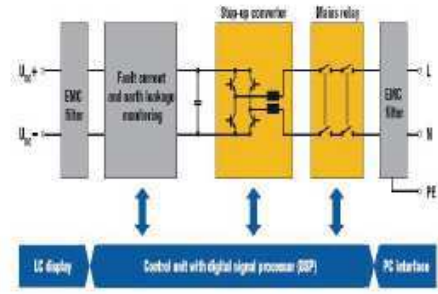
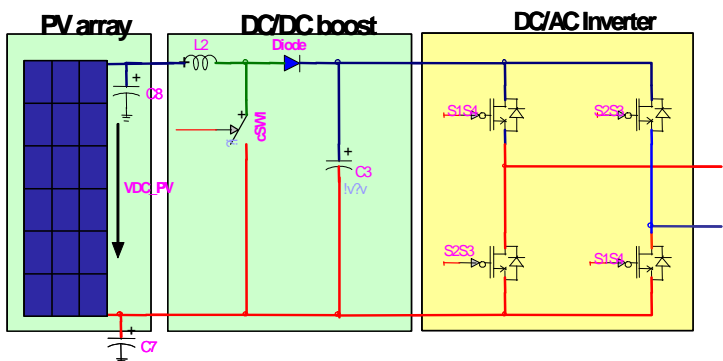
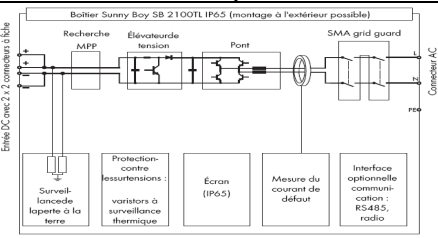
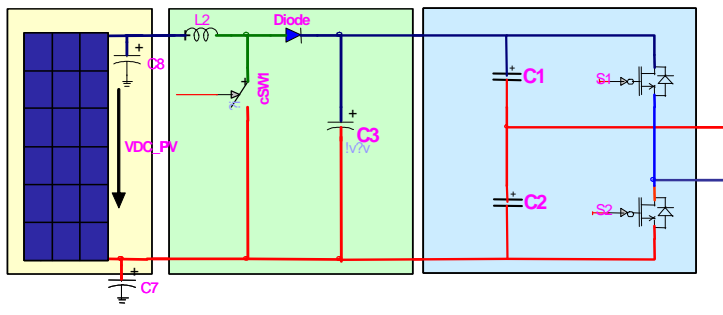
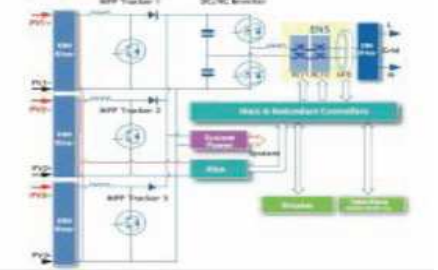
Six types d'onduleurs ci-dessous couvrent presque tous les types d'onduleurs du marché (voir Tableau II.14) :

- Topologie 1 (T1) : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC- sans transformateur
- Topologie 2 (T2) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur
- Topologie 3 (T3) : Onduleur en demi-pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur
- Topologie 4 (T4) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC Forward - avec

transformateur HF

- Topologie 5 (T5) : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC en pont- avec transformateur HF

- Topologie 6 (T6) : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC – avec transformateur BF.

Topologie du système PV	Onduleur sur le marché (modèle de fabricant)
<p style="text-align: center;"><b>T1: Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC- sans transformateur</b></p> 	 <p>SPUTNIK Solamax 4000C KACO Powandor 2500xi</p>
<p style="text-align: center;"><b>T2 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur</b></p> 	 <p>SMA Sunny Boy 2100 TL Schneider SunEzy 2000, 4000, 400E SPUTNIK Solamax 2000C/3000C SPUTNIK Solamax 2000S/3000S SPUTNIK Solamax 4600S/6000S RIELLO Helios Power HP 4065REL-D AROS Sirio 4000 FRONIUS IG TL (3.0, 3.6, 4.0, 5.0)</p>
<p style="text-align: center;"><b>T3 : Onduleur en demi-pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur</b></p> 	 <p>SCHNEIDER SunEzy 600E CONERGY IPG 4000 5000</p>


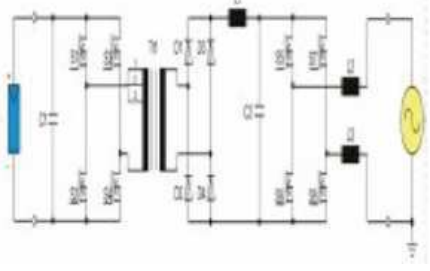
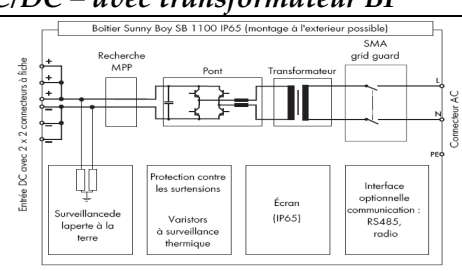
<b>T4 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC Forward - avec transformateur HF</b>		
<b>PV array</b>	<b>DC/DC Forward</b>	<b>Inverter</b>
 <p>MASTERVOLT Sunmaster QS KACO Powador 3501xi</p>		
<b>T5 : Onduleur en pont – convertisseur DC/DC en pont - avec transformateur HF</b>		
<b>PV array</b>	<b>DC/DC Double pont</b>	<b>Inverter</b>
 <p>FRONIUS Série IG plus DANFOSS série TLX PHOTOWATT série PWI Indoor XANTREX série GT SP</p>		
<b>T6 : Onduleur en pont – sans convertisseur DC/DC – avec transformateur BF</b>		
<b>PV array</b>	<b>DC/AC Inverter</b>	
 <p>SMA Sunny Boy 1100 SMA Sunny Mini Central 5000A, 6000A KACO Platinum S</p>		

Tableau II.14. Différents modèles d'onduleurs modélisés avec EMTP-RV

Dans nos études, deux types de modèle sont développés :

- Système PV triphasé : modèle par un injecteur de courant avec son système de régulation. La modélisation de ce modèle sera présentée en détail dans le chapitre III.

- Système PV monophasé : modèle de type 2 « Onduleur en pont – convertisseur DC/DC boost - sans transformateur » avec son système de régulation. Ce type d'onduleur est largement utilisé sur le marché (voir Tableau II.14). La modélisation de ce modèle sera présentée en détail dans le chapitre IV.

## II.4.2. Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution

### II.4.2.1. Couplage au réseau

Il existe trois types de couplage au réseau HTA des installations de production [GP\_05] :

✚ Couplage en basse tension en aval d'un poste à comptage BT (puissances inférieures ou égales à 250kVA)

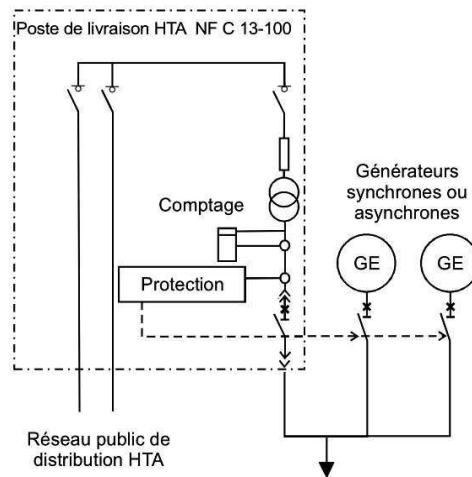


Figure II.13. Couplage pour installations inférieures ou égales à 250kVA

Les mesures pour la protection de découplage sont faites coté BT.

✚ Couplage en basse tension en aval d'un poste à comptage BT (puissances supérieures à 250kVA)

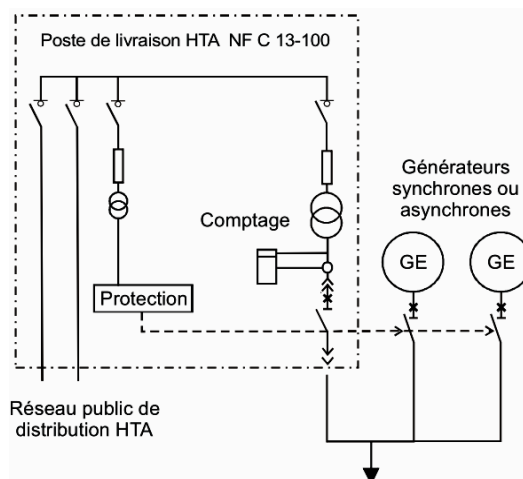


Figure II.14. Couplage à comptage BT pour installations supérieures à 250kVA

Ce schéma de couplage s'applique plutôt aux installations de faible puissance car il ne comporte qu'un transformateur.

✚ Couplage en HTA avec comptage HTA

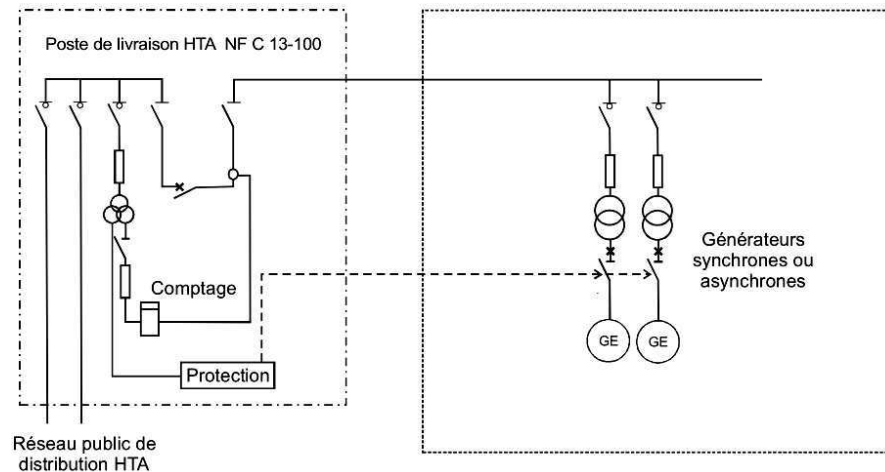


Figure II.15. Couplage à comptage HTA

Ce schéma de couplage est applicable aux puissances supérieures à 250kVA. Il s'applique plutôt aux installations de forte puissance car il comporte plusieurs transformateurs de livraison.

#### II.4.2.2. Protections de découplage pour les installations de productions raccordées au réseau de distribution

Les protections de découplage sont régies par la norme C 15-400 [GP\_05] qui s'applique à toute installation de production connectée au réseau de distribution. Il n'y a aucune spécificité quant au type de l'installation.

La protection de découplage a pour but de déconnecter l'installation du réseau en cas de défaut sur celui-ci et ainsi protéger le réseau et l'installation. Elle doit permettre de détecter les situations suivantes :

- réseau séparé sans défaut,
- défauts HTA à la terre,
- défauts entre phases pour la HTA et entre conducteurs pour la BT,
- risque de faux couplage,
- défauts sur le réseau HTB amont, lorsque le raccordement de l'installation conduit à

ce que la somme des puissances maximales actives des installations de production raccordées sur un poste HTB/HTA devienne importante (>12MW).

##### II.4.2.2.a. Protections de découplage pour les systèmes PV raccordés en BT

Actuellement, les normes IEEE et IEC ([UL\_1741], [IEEE\_03], [IEC\_08]) permettent de définir les exigences de raccordement des onduleurs PV au réseau. Cependant, plusieurs pays ont des réglementations spécifiques qui peuvent différer des approches IEC ou IEEE. En France,



les protections de découplage intégrées dans les onduleurs PV respectent la norme DIN VDE 0126-1-1 [DIN\_0126\_1] ou les recommandations ERDF [ERDF\_13E].

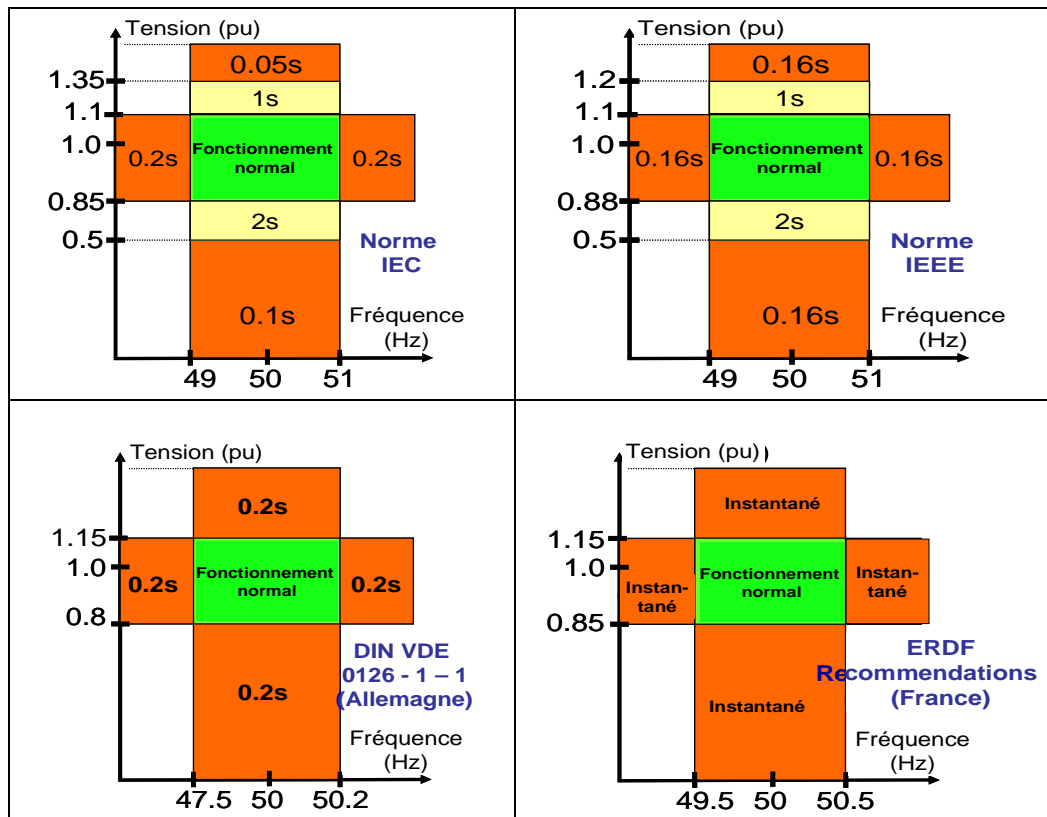


Figure II.16. Recommandations de IEC, IEEE, DIN VDE 0216 et ERDF pour les protections de découplage des installations de production raccordés en BT

La Figure II.16 présente les exigences pour la tension et la fréquence définies par IEC, IEEE, l'Allemagne et la France [TRAN\_11] pour les onduleurs PV raccordés au réseau BT.

En respectant la norme DIN VDE 0126-1-1, tous les générateurs photovoltaïques raccordés au réseau public à basse tension respectent les règles suivantes [DIN\_0126\_1] :

➤ Contrôle de tension

- Diminution de la tension (fonction de protection)

Les tensions au niveau des conducteurs externes, par lesquels passe l'alimentation électrique, de  $\leq 80\% U_N$  doivent provoquer un déclenchement dans un laps de temps de 0,2 seconde. La modification de cette valeur limite sur l'appareil doit être impossible,

- Augmentation de la tension (fonction de protection)

Les tensions au niveau des conducteurs externes, par lesquels passe l'alimentation électrique, de  $\geq 115\% U_N$  doivent provoquer un déclenchement dans un laps de temps de 0,2 seconde. La modification de cette valeur limite sur l'appareil doit être impossible,

- Augmentation de la tension (contrôle de la qualité de la tension)

Le but est de maintenir les valeurs limites de tension au point de liaison. Le seuil de déclenchement peut être réglé entre  $110\% U_N$  et  $115\% U_N$ , pour tenir compte de la baisse de

tension entre le site de départ et le point de liaison. La distribution s'effectue avec un seuil de déclenchement de 110 %  $U_N$ . Le temps de réaction est instantané.

➤ Contrôle de fréquence

Les fréquences inférieures à 47,5 Hz et supérieures à 50,2 Hz doivent provoquer un déclenchement en moins de 0,2 seconde.

➤ Contrôle du courant continu

L'apparition d'un courant continu dans le réseau basse tension en raison d'un mauvais fonctionnement du générateur doit provoquer une coupure en moins de 0,2 s. Pour cela, il est possible de prendre soit la panne elle-même soit une fraction égale de courant de plus de 1 A comme critère de déclenchement.

➤ Détection d'îlotage

Des modes de fonctionnement à plusieurs générateurs sont évoqués. Dans ce cas, il est admis que l'identification de la marche en réseau séparé et la transmission des ordres de coupure soient réalisées, via une interface, par un autre dispositif de protection.

- Déconnexion de l'onduleur pour un saut d'impédance  $\Delta ZR \geq 1\Omega$ . Le temps de réaction est de 5 s
- Surveillance triphasée de la tension du réseau (seulement pour les onduleurs ou générateurs monophasés) selon les mêmes critères que pour la surveillance des variations de tension. Le temps de réaction est de 0.2 s

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

Tableau II.15. Différents types de protections de découplage BT [ERDF\_13E]

En respectant les recommandations de ERDF, les types de protections de découplage utilisables pour les installations raccordées au réseau public BT sont présentés sur le Tableau II.5

II.4.2.2.b. *Protections de découplage pour les systèmes PV raccordés en HTA*

La protection de découplage est basée sur des seuils de différents paramètres déduits d'une mesure de tension côté HTA (sauf pour les installations dont la puissance est inférieure à 250kVA)

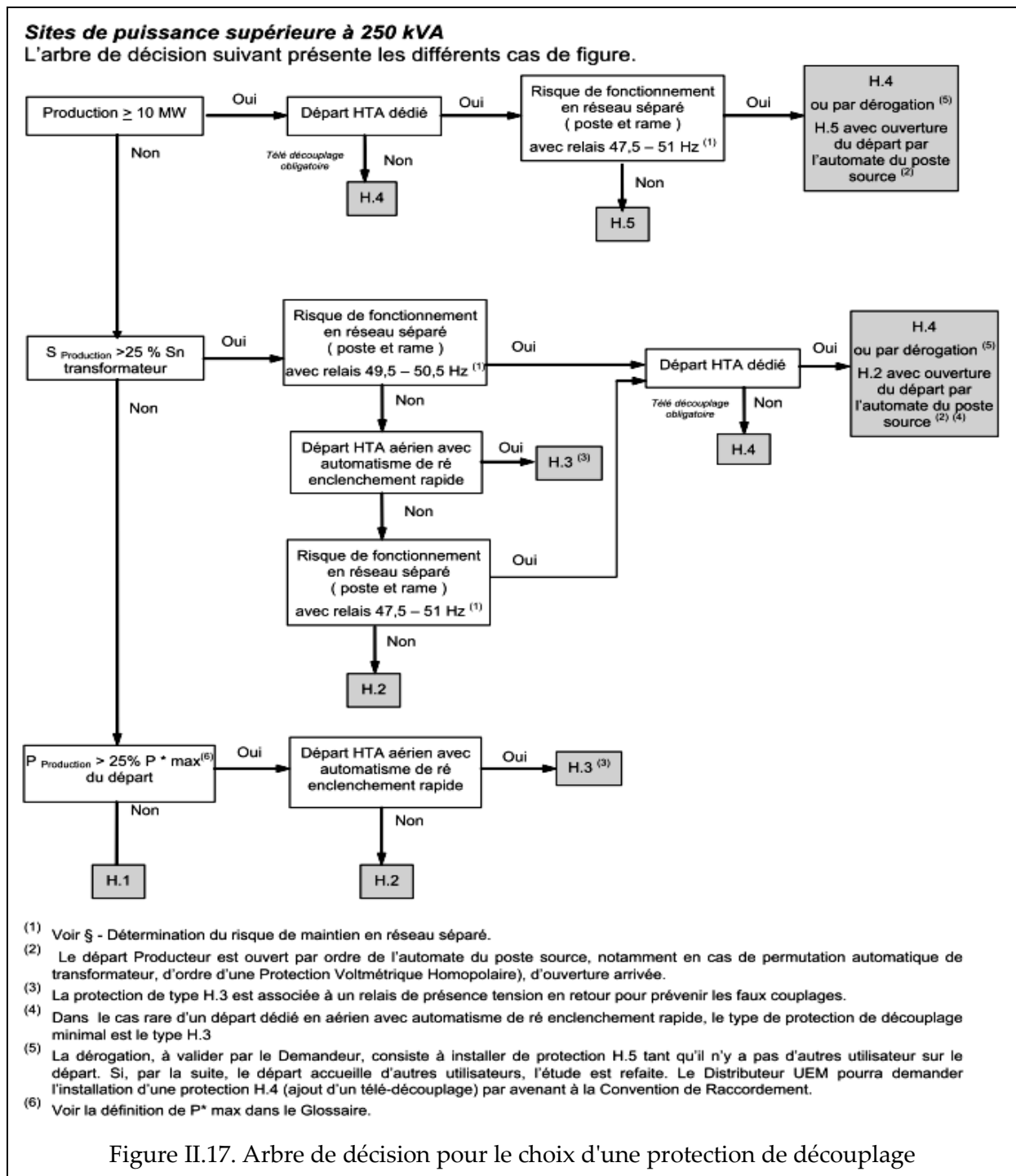
- maximum de la tension homopolaire HTA  $V_o > 10\% V_n$
- minimum de la tension composée  $U < 85\% U_n$
- maximum de la tension composée  $U > 115\% U_n$
- minimum/maximum de la fréquence  $f$  du réseau HTA 47.5Hz-51Hz

Différents types de protections de découplage des productions décentralisées raccordées en HTA sont présentés sur le Tableau II.16 [ERDF\_13E] :

Type de protection Fonction à assurer	Type H.1 (ex type 1.1)	Type H.2 (ex type 1.2)	Type H.3 (ex type 1.3)	Type H.4 (ex type 1.4)	Type H.5 (ex type 1.5)	Type 1.4 Modifié (pour mémoire)
Détection des défauts monophasés HTA	Max de $V_0$ instantanée $10\% V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e $10\% V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde $10\% V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e $10\% V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde $10\% V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde $10\% V_n$
Détection des défauts polyphasés	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde $85\% U_m$
Marche en réseau séparé				Télé découplage		Télé découplage
	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $85\% U_m$	Mini de $U$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde $85\% U_m$
	Max de $U$ instantanée $115\% U_m$	Max de $U$ instantanée $115\% U_m$	Max de $U$ instantanée $115\% U_m$	Max de $U$ temporisée à $0,2s$ $115\% U_m$	Max de $U$ temporisée à $0,2s$ $115\% U_m$	Max de $U$ temporisée à $0,2s$ $115\% U_m$
	Mini de $f$ instantanée $47,5$ Hz	Mini de $f$ instantanée $47,5$ Hz	Mini de $f$ instantanée $49,5$ Hz	Mini de $f$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $47,5$ Hz	Mini de $f$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $47,5$ Hz	Mini de $f$ instantanée $49,5$ Hz
	Maxi de $f$ instantanée $51$ Hz	Maxi de $f$ instantanée $51$ Hz	Maxi de $f$ instantanée $50,5$ Hz	Maxi de $f$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $51$ Hz	Maxi de $f$ temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e $51$ Hz	Maxi de $f$ instantanée $50,5$ Hz
Protection contre les creux de tension de forte amplitude (perte de synchronisation)	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ instantanée $85\% U_m$	Mini de $U$ instantanée $25\% U_m$ (dont 2 sur demande du producteur)	Mini de $U$ instantanée $25\% U_m$ (sur demande du producteur)	Mini de $U$ instantanée $25\% U_m$ (sur demande du producteur)	Mini de $U$ instantanée $25\% U_m$ (sur demande du producteur)

Tableau II.16. Différents types de protections de découplage HTA [ERDF\_13E]

La Figure II.17 présente un organigramme permettant de définir le type de protection de découplage à mettre en place selon la puissance de l'installation et le type de départ (aérien, souterrain ou départ dédié) [ERDF\_9E].



Les installations de productions de puissances supérieures à 5MW connectées en HTA doivent également rester connectées et en fonctionnement lors de l'apparition d'un creux de tension aux bornes de l'installation défini par le gabarit présenté sur la Figure II.18 [ARRETE\_08] :

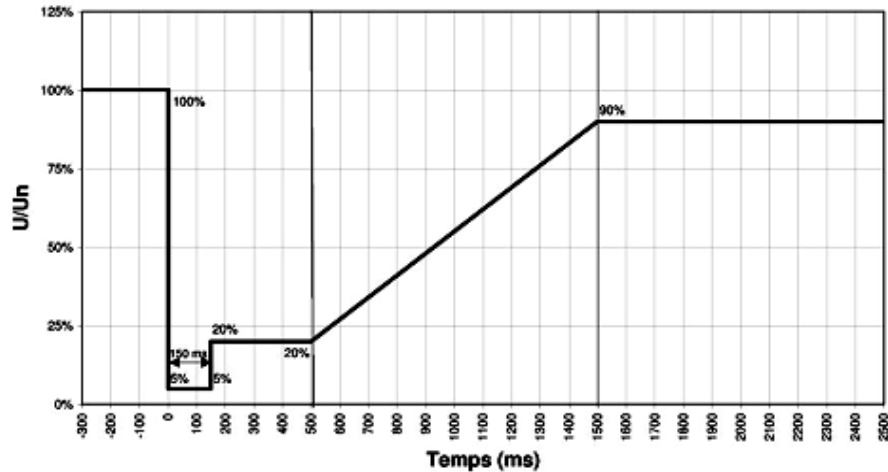


Figure II.18. Gabarit de tension à respecter pour les installations supérieures à 5MW

### II.4.2.3. Détection d'îlotage

Dans un réseau électrique en présence de productions décentralisées d'énergie (PDE), en particulier d'installations photovoltaïques, une situation appelée "îlotage" apparaît quand un sous-réseau comportant une ou des PDE est déconnecté du réseau principal, ces PDE continuant à alimenter des charges locales. L'îlotage peut être intentionnel ou accidentel. En effet, lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage du générateur. Étant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel d'exploitation. L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure du réseau accidentelle (défauts), est d'un plus grand intérêt.

Cette situation met en évidence les dangers liés au maintien d'une tension dans le réseau îloté et peut générer des risques pour :

- Les équipements électriques lors des dérives importantes de tension ou de fréquence,
- Les générateurs lors du ré-enclenchement des protections (faux couplage),
- Les personnes à proximité d'équipements ou lors d'opérations de maintenance.

Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté. Cette situation doit être détectée afin :

- D'éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension une installation en défaut,
- D'éviter d'alimenter l'îlot à une tension ou une fréquence anormal,
- De permettre aux systèmes de ré-enclenchement automatique de fonctionner.

Il existe plusieurs méthodes de détection d'îlotage (ou détection de perte du réseau principal). Des méthodes de détection d'îlotage peuvent être divisées en trois catégories : les méthodes passives, les méthodes actives, les méthodes d'utilisation des communications entre le réseau principal et l'onduleur PV [IEA\_02], [DIS\_06], [PANKOW\_04], [DUVAU].

Pour évaluer ces méthodes, il faut déterminer leur zone de non détection, NDZ (Non

Detection Zone). Celle-ci, pour des raisons évidentes de sécurité, doit être la plus réduite possible tout en ne générant pas des déclenchements intempestifs. 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.

Les méthodes de protection de découplages généralement utilisés avec leurs avantages et inconvénients sont regroupées dans le Tableau II.17

On peut constater que les méthodes passives sont les plus simples à utiliser. Cependant, elles ont un grand inconvénient à en ce qui concerne la zone de non détection, souvent importante. Les méthodes actives sont généralement couplées à une méthode passive car elles sont plus efficaces que les méthodes passives et permettent de réduire considérablement la zone de non détection. Cependant, le fait qu'on injecte des courants harmoniques au nœud de raccordement peut provoquer une dégradation de la qualité de l'énergie fournie. Quant aux des méthodes utilisant des moyens de communication, elles permettent d'obtenir une zone de non détection nulle et de ne pas dégrader la qualité de l'énergie fournie, elles sont donc très efficaces mais leur inconvénient majeur est leur coût très élevé.

## **II.5. Conclusions**

Dans ce chapitre nous avons décrit les différentes briques élémentaires constituant le générateur PV, les lignes et les protections.

Le choix du type de modèle de générateur PV dépendra du scénario d'étude. Ainsi un injecteur de courant contrôlé suffira pour ce qui est des études de plan de tension du réseau HTA. Par contre les simulations en BT requièrent plus de précision pour les dynamiques de court circuit et la réponse des protections de découplage, on est alors dans le choix de modèle moyen dynamique plus détaillé du système PV muni de sa commande. La modélisation de ces deux types de modèles sera présentée en détail dans les chapitres suivants.

Egalement dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protection de découplage, ainsi que les recommandations (réglementations) les concernant. Les valeurs de seuils relatifs aux protections de découplage présentées dans cette partie seront utilisées pour effectuer les simulations dans les parties suivantes.

Méthodes de détection d'îlotage	Principe	Avantages	Inconvénients
<b>Méthodes Passives (MP1-MP10)</b>			
<p><b>Détection des seuils de tension et de fréquence</b> - <i>Under/Over Voltage and Frequency (U/OVP; U/OFP)</i></p> <p><b>Détection du taux de distorsion harmonique de tension</b> - <i>Total Harmonic Distortion of Voltage (V_THD)</i></p> <p><b>Détection du taux de distorsion harmonique de courant</b> - <i>Total Harmonic Distortion of Current (I_THD)</i></p> <p><b>Détection de saut de phase de tension</b> - <i>Voltage Phase Jump Detection (VPJD)</i></p> <p><b>Détection de changement de la fréquence</b> - <i>Rate of Change of Frequency (RoCoF)</i></p> <p><b>Détection de changement de tension</b> - <i>Rate of Change of Voltage (RoCoV)</i></p> <p><b>Détection de changement de puissance active</b> - <i>Rate of Change of Active Power (RoCoP)</i></p> <p><b>Détection de changement de puissance réactive</b> - <i>Rate of Change of Reactive Power (RoCoQ)</i></p> <p><b>Détection du taux de déséquilibre de tension triphasé</b> - <i>Voltage Unbalance (VU)</i></p>	<p>Les méthodes passives de détection d'îlotage sont basées sur la surveillance des paramètres de tension, de fréquence ou de leurs caractéristiques (harmoniques, vitesse de changement, ...). Ces méthodes ont besoin d'une définition des seuils.</p> <p>Si le seuil prédéfini est dépassé, l'onduleur est alors déconnecté.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Simples et faciles à implanter</li> <li>- Faible coût</li> <li>- Peu voire pas de besoin de matériels supplémentaires</li> <li>- Ne provoquent pas de perturbations du réseau ou des onduleurs</li> <li>- Temps de détection rapide</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seuils difficiles à définir</li> <li>- ZND importante</li> </ul>
<b>Méthodes Actives (MA1-MA11)</b>			
<p><b>Mesure d'impédance à un instant donné</b> - <i>Impedance Measurement at Specific Instant (IMSI)</i></p> <p><b>Mesure d'impédance à une fréquence donnée</b> - <i>Detection of Impedance at Specific Frequency (DISF)</i></p> <p><b>Faire dériver la fréquence en fonction du déphasage de la tension</b> - <i>Slip Mode frequency Shift: (SMS)</i></p> <p><b>Dérive active de la fréquence</b> - <i>Active Frequency Drift: (AFD)</i></p> <p><b>Méthode de Sandia pour faire dériver la fréquence</b> - <i>Sandia Frequency Shift (SFS)</i></p> <p><b>Dérivation de fréquence</b> - <i>Frequency Jump (FJ)</i></p> <p><b>Faire varier la fréquence par des variations de puissance réactive</b> - <i>Frequency Feedback Scheme (SFS)</i></p> <p><b>Méthode de Sandia pour faire dériver la tension</b> - <i>Sandia Voltage Shift (SVS)</i></p> <p><b>Faire varier la fréquence par des variations de puissance active</b> - <i>Voltage Feedback Scheme (VFS)</i></p> <p><b>Dérivation de tension par le courant perturbé</b> - <i>Differential Voltage Shift (DVS)</i></p> <p><b>Insertion de l'impédance</b> - <i>Impedance insertion (II)</i></p>	<p>Les méthodes actives de détection d'îlotage sont basées sur l'injection à la sortie de l'onduleur (ou au réseau) de petites perturbations qui peuvent faire dévier une grandeur et ainsi détecter plus rapidement un îlotage.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ZND est faible ou nulle même dans une condition d'équilibre parfait entre la production PV et la consommation.</li> <li>- Robustes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Injection d'harmoniques au réseau</li> <li>- Provoquent des variations de tension, de puissance ou d'impédance du réseau</li> <li>- Dégradent la stabilité du réseau et la qualité d'énergie fournie</li> <li>- Inefficaces en cas de plusieurs onduleurs en parallèle</li> <li>- Déconnexion injustifiée possible</li> </ul>
<b>Méthodes utilisant les communications entre l'installation PV et le réseau (MC1-MC3)</b>			
<p><b>Méthode d'utilisation de communication par courant porteur</b> - <i>Use of Power Line Carrier Communications</i></p> <p><b>Méthode utilisant le système SCADA</b> - <i>Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)</i></p> <p><b>Méthode d'utilisant du signal de l'état du disjoncteur</b> - <i>Signal Produced by Disconnect</i></p>	<p>Ces méthodes sont basées sur la communication entre l'installation PV et le réseau.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ZND négligeable</li> <li>- Robustes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coût élevé</li> <li>- Difficiles à implanter</li> <li>- Besoin d'infrastructures de communication</li> </ul>

Tableau II.17. Méthodes de détection d'îlotage

## CHAPITRE III :

# Comportement des onduleurs PV raccordés en HTA face aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les déconnexions non justifiées

### SOMMAIRE

---

<b>CHAPITRE III : Comportement des onduleurs PV raccordés en HTA face aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les déconnexions non-justifiées .....</b>	<b>61</b>
<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>62</b>
<b>III.2. Systèmes PV triphasés raccordés au réseau HTA et leur protection de découplage.....</b>	<b>63</b>
III.2.1. Systèmes de régulation pour les systèmes PV triphasés .....	63
III.2.2. Modélisation du système PV triphasé.....	64
III.2.3. Modélisation des protections de découplage .....	66
<b>III.3. Influence de l’insertion de sources PV sur le plan de protection du réseau HTA .....</b>	<b>67</b>
III.3.1. Méthodologie utilisé pour vérifier la cohérence d’un plan de protection.....	67
III.3.2. Influence de l’insertion des systèmes PV sur le plan de protection du réseau HTA .....	68
<b>III.4. Comportement des protections de découplage actuelles .....</b>	<b>81</b>
III.4.1. Défaut à la terre .....	81
III.4.2. Défauts polyphasés.....	84
III.4.3. Défaut sur le réseau amont .....	86
III.4.4. Détection d’îlotage et comportement des installations en îlotage.....	86
<b>III.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA.....</b>	<b>88</b>
III.5.1. Scénarios d’étude .....	88
III.5.2. Systèmes PV raccordés au réseau HTA urbain.....	90
III.5.3. Systèmes PV raccordés au réseau HTA rural.....	93
<b>III.6. Solution pour éviter les déconnexions non-justifiées des systèmes PV raccordés au réseau HTA .....</b>	<b>98</b>
III.6.1. Temporisation des protections de découplage .....	98
III.6.2. Solution utilisant un gabarit de tension .....	101
III.6.3. Risque d’îlotage .....	103
<b>III.7. Conclusions .....</b>	<b>106</b>



### III.1. Introduction

Dans cette partie nous allons présenter les études des systèmes PV raccordés en HTA via des onduleurs triphasés.

Dans un réseau électrique, les courts circuits (CC) provoquent des creux de tension qui sont l'une des principales causes de déclenchements injustifiés des systèmes PV [IEEE\_00]. Leur profondeur et leur durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production qui y sont raccordés. Dans la littérature plusieurs études ont été réalisées pour étudier le comportement des systèmes PV face aux creux de tension. Pourtant, ces études n'ont pas systématiquement pris en compte tous les facteurs influençant le comportement des systèmes PV. En effet, l'analyse du comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA face au creux de tension causé par un court-circuit est très compliquée car il dépend :

- de la topologie de l'onduleur associé à son système de contrôle/commande (ex : PLL, courant limite de son système de contrôle) et à son système de protection de découplage,
- des types de défauts (triphase, biphasé et monophasé) et de la position du défaut,
- de la topologie du réseau (urbain ou rural) et des systèmes de protection (les fusibles ou disjoncteurs, avec ou sans système ré-enclenchement),
- etc....

De plus, un système PV connecté sur un départ entraîne une diminution du courant appelé au poste source. Or la limite de puissance des systèmes PV raccordés au réseau HTA est inférieure ou égale à 12MW [ARRETE\_08]. Dans ces conditions, une question se pose : l'insertion de sources PV pourrait-elle ou non aveugler les protections du réseau lors d'un court-circuit ?

C'est pourquoi, dans ce chapitre, nous allons présenter d'abord la modélisation du système PV triphasé raccordé au réseau HTA et de la protection de découplage. Ensuite, à partir de ces modèles (réseau + système PV + systèmes de protection), nous étudions en détail l'impact d'une insertion de source PV sur le plan de protection du réseau ainsi que l'impact des protections du réseau sur le fonctionnement des systèmes PV. Puis le comportement dynamique des systèmes PV raccordés au réseau HTA face au creux de tension, pour plusieurs scénarios de court-circuit (creux de tension) et en tenant compte de tous les facteurs d'influence sera étudié.

En France, en référence à ERDF-NOI-RES\_13E [ERDF\_13E], la protection de découplage, relative à des productions décentralisées d'énergie (PDE) raccordées au réseau HTA, se réfère aux types H.1, H.2, H.3, H.4 et H.5. La classification de ces types est basée sur la puissance nominale du système PV et sur la configuration du réseau HTA. La plupart des systèmes PV raccordés au réseau HTA ont une puissance de quelques MW (correspondant

aux types H1, H2 ou H3). En appliquant les normes actuelles, la déconnexion des systèmes PV causée par un creux de tension en cas de défaut est parfois non justifiée. La déconnexion d'un nombre important de systèmes PV pourrait avoir des impacts locaux et globaux sur le fonctionnement du réseau, en particulier sur des réseaux faibles. C'est pourquoi, il est nécessaire de proposer des solutions permettant de limiter ces déconnexions non-justifiées.

Dans ce chapitre, les cas de déconnexions non justifiées des systèmes PV sont identifiés et les solutions basées sur l'utilisation d'un gabarit de tension et sur une temporisation sont proposées pour les protections de découplage du système PV. Ces solutions quand elles sont intégrées à l'onduleur rendent les systèmes PV capables de se déconnecter en cas de court-circuit sur le départ auquel ils sont raccordés et de rester connectés au réseau en cas de court-circuit sur un départ adjacent.

Ce chapitre aborde les études des systèmes PV triphasés raccordés aux réseaux HTA urbain et rural. Le chapitre suivant sera consacré aux systèmes PV raccordés aux réseaux BT (urbain/rural).

## **III.2. Systèmes PV triphasés raccordés au réseau HTA et leur protection de découplage**

### **III.2.1. Systèmes de régulation pour les systèmes PV triphasés**

Pour les productions décentralisées d'énergie (PDE), deux types de régulation sont utilisés :

- Le régulateur de tension (Automatic Voltage Regulator: AVR) est capable de maintenir une tension constante aux bornes d'un générateur. Ce régulateur est utilisé pour les générateurs de grande puissance (dizaines à centaines de MVA) installés dans le réseau de transport ou par les générateurs fonctionnant en réseau séparé.
- Le régulateur de facteur de puissance ou de puissance réactive (Power Factor : PF/VAR) est capable de maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive constante. Ce régulateur est souvent utilisé pour les PDE ou les générateurs connectés aux réseaux de distribution de quelques kVA à dizaines de MVA. Il faut noter que la production PV est un cas particulier de ce type de régulation, qu'on peut appeler la régulation P/Q (avec  $Q=0$ ).

Le système de régulation PF/VAR (ou P/Q) est bien adapté pour les PDE, en particulier les PDE de petites puissances

Pour les PDE associé à une interface d'électronique de puissance, la régulation de tension de type P/Q est largement utilisée (Figure III.1). Cette régulation maintient les puissances active et réactive constantes.

### III.2.2. Modélisation du système PV triphasé

Un système PV triphasé est modélisé par un injecteur de courant avec sa régulation de puissance. Le système de contrôle régule la puissance injectée, par le système PV, au nœud de connexion en fonction de l'ensoleillement.

Le but de ce contrôle est d'imposer les puissances active et réactive injectées, par le système PV au nœud de connexion du réseau de distribution, en définissant de façon externe les valeurs de consigne  $P_{\text{consigne}}$  et  $Q_{\text{consigne}}$ . En réalité, la puissance active  $P_{\text{consigne}}$  est déterminée par le module MPPT du système PV et la puissance réactive  $Q_{\text{consigne}}$  est nulle. Durant le défaut, on supposera que la puissance active imposée reste constante (définie par le MPPT) et ce, au vu des différences de dynamiques en la ressource solaire et le défaut électrique. Par ailleurs, cette imposition de puissance participera directement, par la régulation du bus continu, au choix du courant actif ( $I_d$ ) envoyé au réseau. En mesurant les courants et les tensions triphasées au point de raccordement, il est possible de déterminer ces courants à injecter [RAMI\_06], [TRAN\_05], [HIVAUX\_05].

Le fonctionnement de ce modèle peut être décrit comme suivant (voir Figure III.1) : à partir des tensions et courants mesurés au point de raccordement de l'injecteur, on détermine les puissances active et réactive qui la régulent. Ces puissances sont contrôlées par de simples correcteurs de type Proportionnel-Intégral ( $K_p + K_i/p$ ).

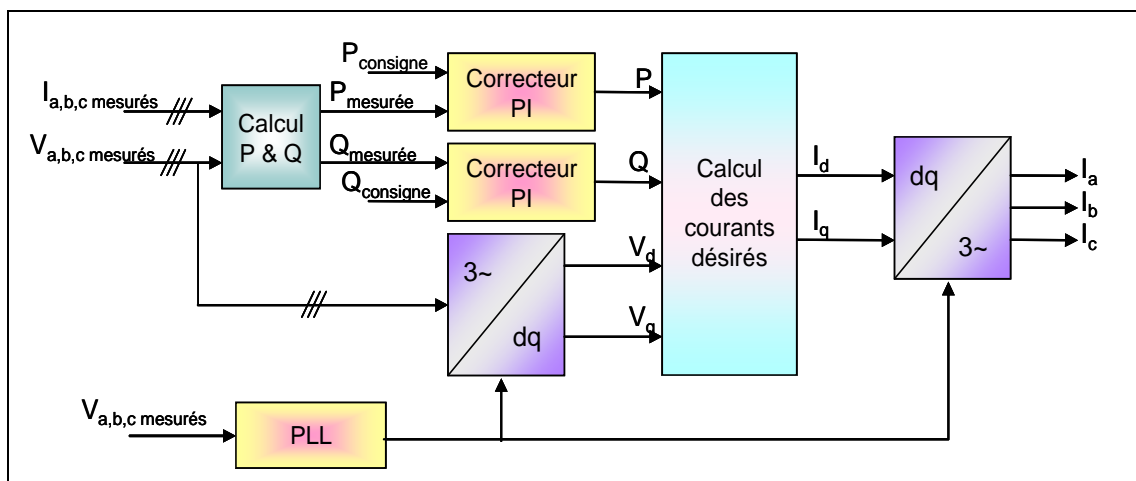


Figure III.1. Schéma de principe de l'injecteur P/Q

Les références en courant sont ensuite calculées dans le référentiel de Park par la formule :

$$\begin{cases} I_d = \frac{2(P * V_d + Q * V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \frac{2(P * V_q - Q * V_d)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (III.1)$$

Où  $P$  et  $Q$  sont les puissances de référence du système PV.

$V_d$  et  $V_q$  sont les composantes directe et en quadrature de la tension, mesurée au point de connexion du système PV, dans le référentiel de Park.

$I_d$  et  $I_q$  sont les composantes directe et en quadrature du courant produit de référence par le système PV sur le réseau auquel il est connecté.

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production.

Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau. Ainsi, lorsque le système est en régime établi, la composante directe  $V_d$  en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique  $V_q$  est nulle.

Ces courants sont ensuite convertis dans le référentiel triphasé. L'amplitude et le déphasage des courants injectés sur le réseau vont ainsi réguler les puissances à leur valeur de consigne.

La limite pour la composante  $I_d$  est choisie en fonction du courant maximal en sortie de l'onduleur et de la limite de puissance de la source DC (par exemple, on peut fixer  $I_{dmax} = 1.1 I_n$ ). La limite pour la composante  $I_q$  est choisie en conséquence, de manière à ne pas dépasser la limite de puissance réactive choisie (par exemple, on peut choisir un rapport  $Q/P=0,4$ ).

Deux correcteurs PI sont en charge de réguler les puissances active et réactive à leur valeur de consigne. Donc, il y a deux boucles : la boucle de régulation de la puissance active et celle de la puissance réactive. D'abord, nous présentons l'étude de dimensionnement de la boucle de puissance active [RAMI\_06].

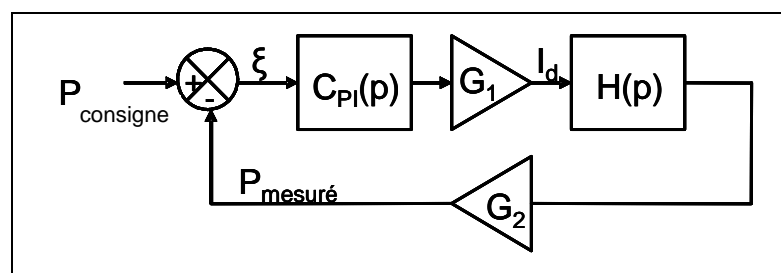


Figure III.2. Boucle de régulation de la puissance active

En considérant que le référentiel de Park choisi tourne à la pulsation de la tension, alors il est possible de fixer  $V_q=0$  et  $V_d=V_{max}$ . Donc, la boucle de régulation de puissance active peut être modélisée comme l'indique la Figure III.2

Avec  $\varepsilon$  qui représente la différence entre la puissance de consigne et la puissance mesurée (terme d'erreur).  $G_1$  est la simplification de l'équation (II - 3) et  $G_2$  est la simplification de l'équation (II - 2) en considérant  $V_q = 0$  et  $V_d$  constante.

$$\text{Donc : } G_1 = \frac{2}{3 \cdot V_d} \text{ et } G_2 = \frac{1}{G_1} = \frac{V_d \cdot 3}{2}$$

H(p) est la fonction de transfert (transformée de Laplace) qui représente la dynamique de l'onduleur qui est supposé parfait,  $\tau$  représente le temps de réponse de l'onduleur

$$H(p) = \frac{1}{1 + \tau \cdot p}$$

Le correcteur est de la forme d'un PI classique donné par la formule  $C_{PI}(p) = \frac{kp \cdot p + ki}{p}$

Où  $k_p$  est le coefficient proportionnel et  $k_i$  le coefficient intégral du correcteur. Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée.

Soit la fonction de transfert du système en boucle fermée (Figure III.2) sous la forme d'une fonction transfert du second ordre.

$$FTBF(p) = \frac{N(p)}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n} \cdot p + \frac{1}{\omega_n^2} \cdot p^2} = \frac{G_1 \cdot (kp \cdot p + ki)}{1 + \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot kp + 1}{ki \cdot G_1 \cdot G_2} \cdot p + \frac{\tau}{ki \cdot G_1 \cdot G_2} \cdot p^2} \quad (\text{III.2})$$

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{ki \cdot G_1 \cdot G_2}{\tau} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{G_1 \cdot G_2 \cdot kp + 1}{ki \cdot G_1 \cdot G_2} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

Ainsi :

On en déduit les paramètres des correcteurs comme suit :

$$\begin{cases} ki = \omega_n \\ kp = 2 \cdot \xi - 1 \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

En fixant la pulsation de coupure à  $\omega_n = \frac{1}{\tau}$  pour conserver la dynamique de l'onduleur

La même étude peut être réalisée pour la boucle de puissance réactive, les résultats et les conclusions sur les coefficients de corrections étant identiques aux précédents.

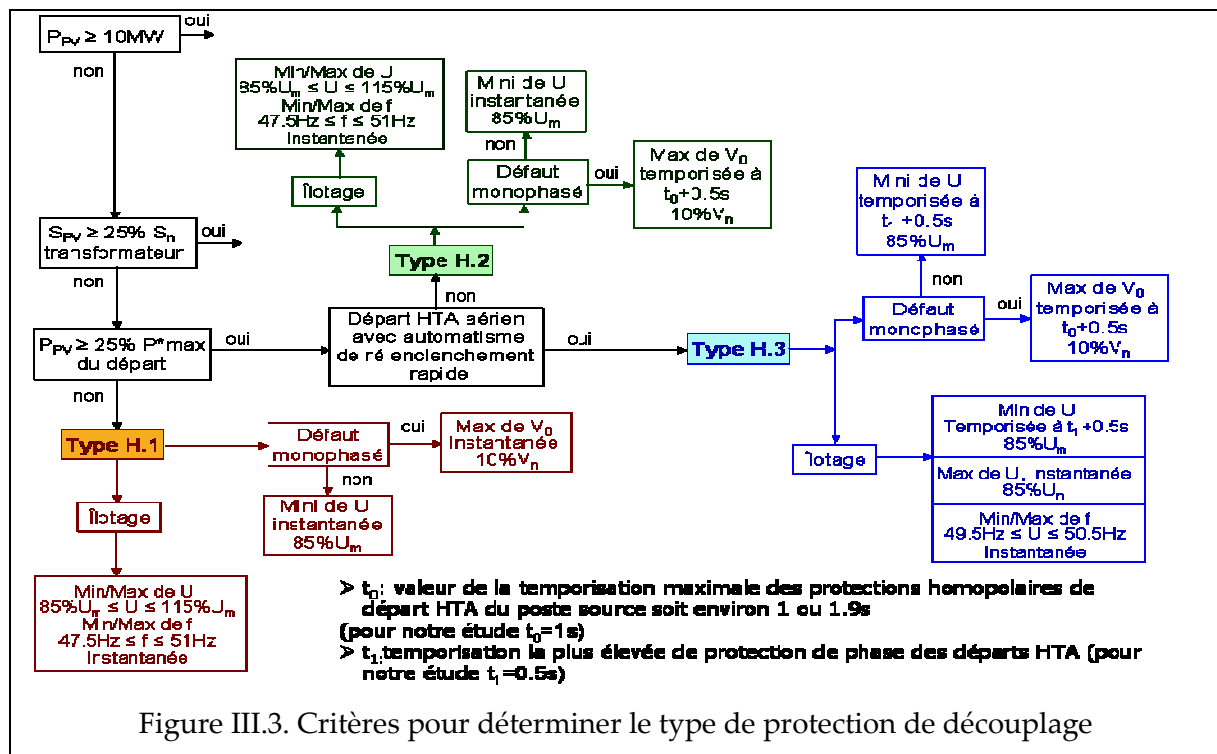
Le courant est limité par les composantes Id et Iq. Ces valeurs sont paramétrables pour que la valeur de courant de l'onduleur ne dépasse pas le seuil fixé (de 1.1 à 1.5 pu, par exemple).

### III.2.3. Modélisation des protections de découplage

En France, la protection de découplage pour les productions décentralisées d'énergie (PDE) raccordé en HTA présente sous différents types : H.1, H.2, H.3, H.4 et H.5 [ERDF\_13E].

Nos systèmes PV raccordées sur le réseau HTA ont une puissance de quelques MW (correspondant aux types H1, H2 ou H3). C'est pourquoi, dans nos études seules les

protections de ces trois types sont modélisées. La Figure III.3 présente le critère pour déterminer le type des protections de découplage.



Les protections UVP/OVP (protection à seuil de tension) et UFP/OFP (protection à seuil de tension) sont modélisées pour déclencher en cas de défauts polyphasés sur le réseau. En plus, la protection de tension homopolaire est utilisée pour déclencher en cas de défauts monophasés.

### III.3. Influence de l'insertion de sources PV sur le plan de protection du réseau HTA

La contribution des systèmes PV au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences directes sur le plan de protection. La sélectivité et la sensibilité des protections peuvent être affectées et provoquer le déclenchement intempestif d'un circuit sain ou l'aveuglement de la protection d'un circuit en défaut. Dans cette section, nous allons donc étudier l'influence de l'insertion de sources PV sur le plan de protection du réseau HTA.

#### III.3.1. Méthodologie utilisé pour vérifier la cohérence d'un plan de protection

Le plan de protection doit être capable de détecter et d'isoler tout type de défaut. Pour cela il doit :

- Eliminer les défauts en séparant la partie défectueuse du réseau à l'aide de l'organe

de coupure le plus proche

- Eliminer le défaut par une protection en amont en cas de défaillance de la protection en aval.

Le point clé est le fait de disposer de deux organes de coupure pour éliminer le défaut, de manière à garantir un isolement de la zone en défaut.

Par ailleurs, on utilise le principe de la sélectivité qui permet d'isoler uniquement la partie en défaut et de secourir les protections avales en cas de défaillance.

- Vérification de l'efficacité du plan de protection :

Plusieurs points sont à vérifier afin de valider la cohérence et le bon fonctionnement du plan de protection du réseau HTA

- Détection de tous les défauts, quelque soit leur position sur le réseau. Pour les défauts entre phases, le cas le plus critique est le court circuit biphasé isolé le plus impédant vu de la protection de départ
- Evaluation de la sélectivité. En effet seule la protection la plus proche du défaut doit déclencher
- Vérification du secours de la protection aval. Pour cela, on se place dans le cas le plus critique où le courant de défaut est le plus faible, on suppose que la protection la plus proche est en défaut et on vérifie le fonctionnement de la protection amont
- Vérification du non déclenchement intempestif des protections. Les protections ne doivent pas déclencher en cas de surcharge ou en fonctionnement normal (courant capacitif résiduel, défaut interne à une installation).

### **III.3.2. Influence de l'insertion des systèmes PV sur le plan de protection du réseau HTA**

En effet une installation de production connectée sur un départ entraîne une diminution du courant apporté par le poste source. Lors d'un court-circuit sur le réseau, les protections du réseau peuvent alors être aveuglées, c'est-à-dire que le courant de court circuit reste inférieur à la valeur du seuil de déclenchement de la protection.

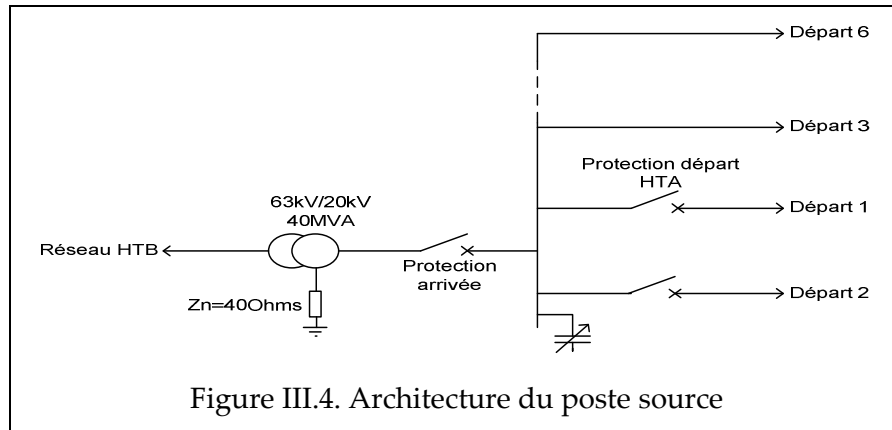
Un autre cas à étudier est le déclenchement intempestif d'une protection. Si un court circuit apparaît sur un départ, les productions installées sur les départs adjacents vont apporter leur contribution à ce courant de défaut. Les protections des départs adjacents peuvent alors se déclencher intempestivement en cas de forte insertion de production décentralisée sur les départs.

#### **III.3.2.1. Réseau d'études**

- ✚ Description du réseau :

Pour effectuer les études, un réseau rural de type aérien contenant 6 départs est utilisé. Deux départs identiques sont modélisés entièrement, c'est-à-dire avec leur système de protection,

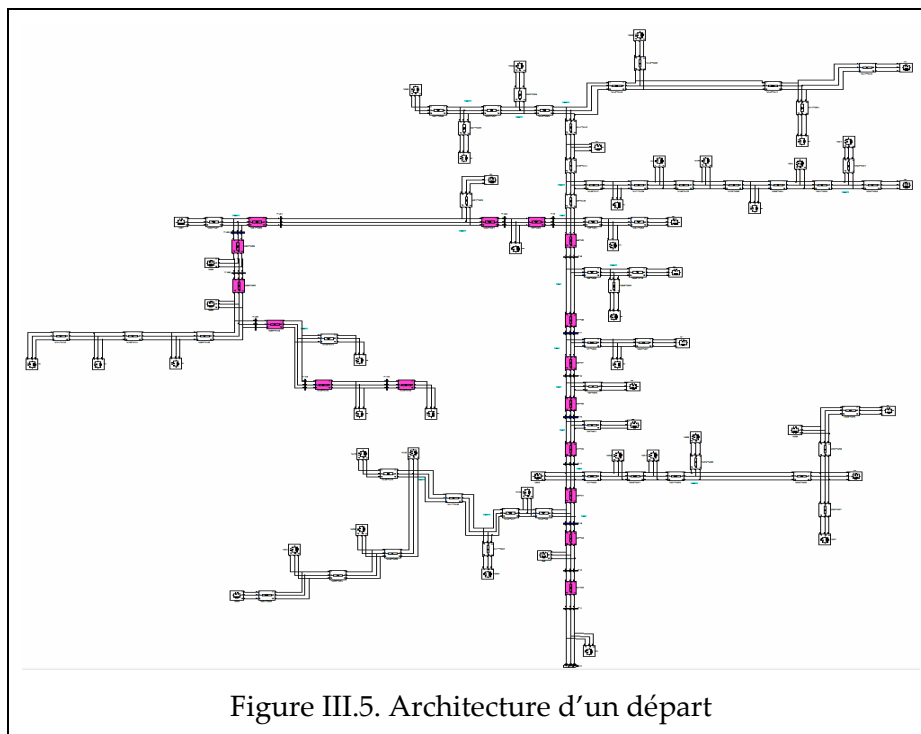
les lignes et les charges (Figure III.4). Les autres départs sont modélisés simplement par des lignes et des charges de type RL en parallèle. Le neutre (côté HTA) du transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms afin de limiter le courant de défaut à la terre à 300 A.



Le réseau HTB amont a été modélisé par une source de tension triphasée ayant une puissance de court circuit ajustable.

✚ Paramètre du réseau : les paramètres du poste source, des lignes, des charges et du transformateur HTB/HTA est présenté en détail dans la section II.3.1 du chapitre II.

✚ Architecture du départ



Le chemin le plus long, représenté en rose sur la Figure III.5 est de 8.71 km



### III.3.2.2. Etude des défauts monophasés

Circulation des courants lors d'un défaut monophasé est présenté dans la Figure III.6:

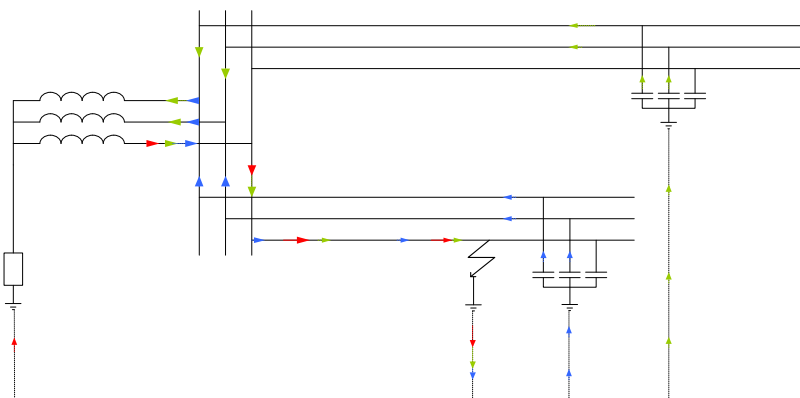


Figure III.6. Schéma de circulation du courant de défaut monophasé

Le courant de court circuit varie en fonction de la distance du défaut par rapport au poste source, de la résistance du défaut et dans une moindre mesure de la consommation des charges raccordés à ce départ.

Les installations de production connectées au réseau HTA ne comportent aucune liaison à la terre afin de ne pas modifier l'impédance homopolaire du réseau. Les installations ne participent donc pas au courant de défaut. Il n'y a aucune perturbation engendrée sur le plan de protection du réseau dans le cas de défaut monophasé.

### III.3.2.3. Défaut monophasé qui dégénère en défaut biphasé à la terre

Lors d'un défaut monophasé, le potentiel des phases saines par rapport à la terre augmente. Si la résistance du défaut est faible et s'il est situé près du poste source, cette montée de potentiel peut atteindre la tension composée  $U$ . Un défaut à la terre peut alors apparaître une autre phase.

Deux cas sont envisageables :

- 2 défauts monophasés apparaissent sur deux départs différents (voir Figure III.7)

Un premier défaut apparaît avec une résistance à la terre  $R_1$ . Ce défaut engendre une élévation de la tension des autres phases. Cette élévation de tension entraîne une contrainte diélectrique plus forte sur les autres phases. Un second défaut apparaît alors avec une résistance de défaut  $R_2$  à la terre. On a alors 3 courants qui circulent : 2 courants monophasés à la terre et un courant de défaut biphasé.

Les installations PV participent alors à ce courant biphasé. La résistance de défaut biphasé est égale à  $R_1+R_2$ , les autres résistances des lignes étant négligeables si le défaut est proche du poste source. Le défaut 1 apparaissant avant le défaut 2, le disjoncteur 1 s'ouvre en premier. Le défaut biphasé est alors annulé. Le défaut 1 est éliminé. Puis s'ouvre le

disjoncteur 2 qui élimine le défaut 2.

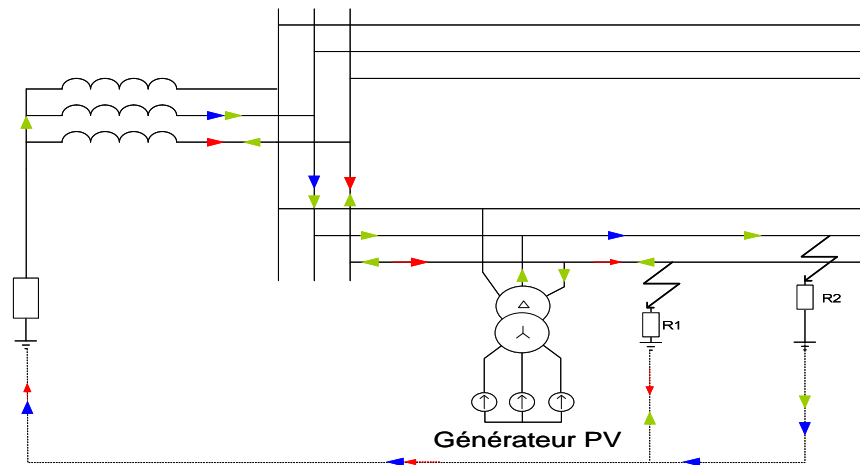


Figure III.7. Deux défauts monophasés sur deux départs différents

Les installations PV n'ajoutent pas de contraintes supplémentaires lors de défauts de ce type car ils ne participent pas au courant de défaut monophasé et la détection du défaut par les protections de départ n'est pas modifiée. De plus le courant biphasé est relativement faible par rapport à un défaut biphasé franc car limité par la somme des deux résistances de défaut R1 et R2.

⚡ 2 défauts monophasés apparaissant sur le même départ

Comme ci-dessus, on a un défaut monophasé qui dégénère en deux défauts monophasés. Mais cette fois les deux défauts monophasés concernent le même départ (Figure III.8).

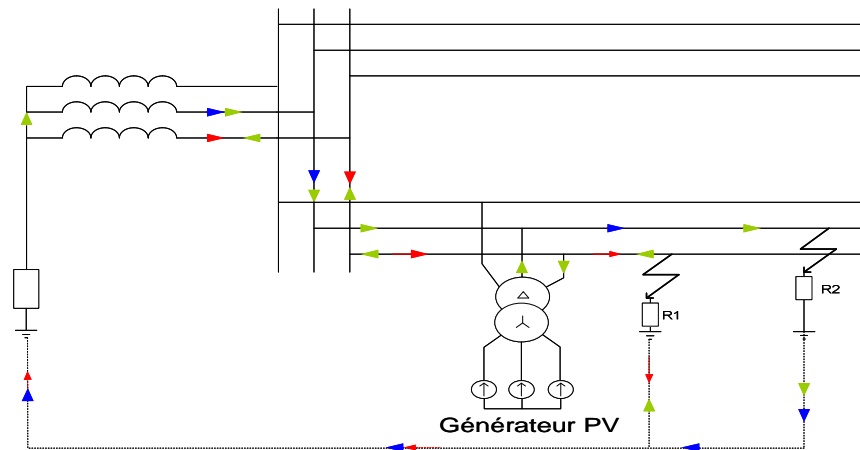


Figure III.8. Deux défauts monophasés sur le même départ

La protection détecte le défaut à la terre et le disjoncteur isole le départ en défaut. Par contre, par rapport au cas précédent, le défaut biphasé existe encore lorsque le disjoncteur de départ est ouvert. L'alimentation du défaut pendant l'îlotage peut empêcher l'extinction de l'arc électrique et donc l'élimination du défaut. Les installations PV connectées continuent donc à alimenter le défaut jusqu'à ce qu'elles se déconnectent via la protection de découplage.

### III.3.2.4. Etude des défauts polyphasés

On appelle défauts polyphasés de manière générale les défauts biphasés et les défauts triphasés.

Les défauts polyphasés sont considérés comme francs (Définition C13-100 pour la détermination du seuil de déclenchement de la protection de départs)

Pour ce type de défaut, les installations de production décentralisées participent au courant de défaut. Une étude est donc nécessaire afin d'évaluer leur impact sur le plan de protection.

Le courant fourni par les producteurs raccordés au réseau par une interface électronique (PV en particulier) est limité à 1.1 fois le courant nominal afin d'éviter la destruction de l'électronique de puissance.

La participation au courant de défaut est donc faible si on la compare à la participation au courant de défaut d'une machine tournante connectée directement au réseau (cas de certaines éoliennes qui peuvent fournir huit fois leur courant nominal lors d'un défaut).

#### III.3.2.4.a. Aveuglement de la protection de départ

✚ Réglage de la protection à maximum d'intensité du départ

Le seuil de déclenchement de la protection de départ est 0.8 fois le courant de court circuit biphasé le plus impédant (généralement celui qui survient en bout de ligne).

La méthode pour calculer ce courant de court circuit est issue de la norme CEI 60-909. Elle est basée sur les composantes symétriques.

$$\bar{I}_{ccbi} = -j \frac{\sqrt{3}E}{(Z^d + Z^i)} \quad (\text{III.5})$$

Avec :

E=tension simple nominale

Zd= somme des impédances directes entre la source de tension et le défaut, soit (impédance du transformateur de la ligne et de la source)

Zi : impédance inverse totale.

Cette valeur de courant de court circuit est utilisée pour régler le seuil des protections de départ à 0.8 fois Iccbi.

✚ Influence du courant de charge

Dans le calcul précédent, le courant de charge est négligé. Etudions l'impact du courant de charge sur le courant mesuré au niveau de la protection de départ lors d'un défaut.

Il est intéressant de visualiser le profil de tension le long de la ligne lors d'un défaut biphasé en bout de ligne. Pour cela on utilise les composantes symétriques (voir Figure III.9).

Avec : Ztd : impédance directe du transformateur du poste source

Zti : impédance inverse du transformateur du poste source

Zld : impédance directe de la ligne

Zli : impédance inverse de la ligne

$l_{mes}$  : distance entre le poste source et l'endroit de la mesure de tension  $V_{mes}$

$l_{def}$  : distance du défaut par rapport au poste source

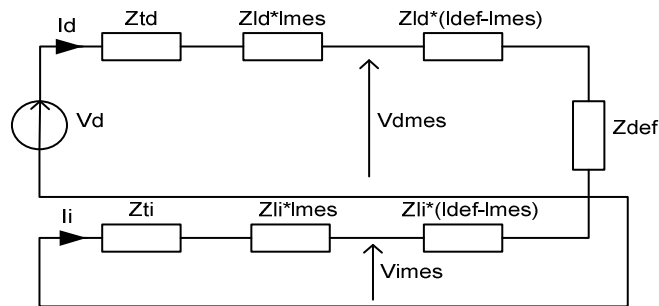


Figure III.9. Composantes symétriques pour un défaut biphasé isolé sans charge

On peut exprimer en fonction de la distance  $l_{mes}$ , les tensions  $V_{dmes}$  et  $V_{imes}$  telles que :

$$V_{dmes} = V_d * \left[ 1 - \frac{Z_{td} + Z_{ld} * l_{mes}}{Z_{td} + Z_{ld} * l_{def} + Z_{def} + Z_{li} * l_{def} + Z_{ti}} \right]$$

$$V_{imes} = V_d * \frac{Z_{ti} + Z_{li} * l_{mes}}{Z_{td} + Z_{ld} * l_{def} + Z_{def} + Z_{li} * l_{def} + Z_{ti}}$$

(III.6)

$$V_{omes} = 0$$

A partir de ces composantes symétriques il est possible d'en déduire les valeurs des tensions  $V_a, V_b, V_c$  :

$$\begin{aligned} V_{ames} &= V_d + V_i + V_o \\ V_{bmes} &= a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_{cmes} &= a V_d + a^2 V_i + V_o \end{aligned}$$

(III.7)

Avec  $a = e^{\frac{2j\pi}{3}}$

La Figure III.10 suivante montre le profil de tension le long d'un départ court égal à 8.7 km. Il n'y a aucune charge sur le départ et le court circuit est en bout de ligne.

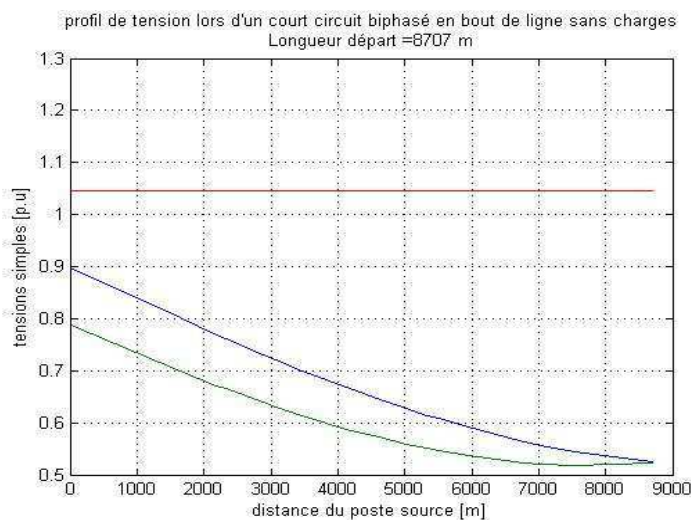


Figure III.10. Evolution de la tension le long d'un départ en défaut (court circuit biphasé isolé en bout de ligne)

Etudions maintenant l'impact de ce profil de tension sur le courant mesuré par la protection d'un départ chargé lors d'un défaut.

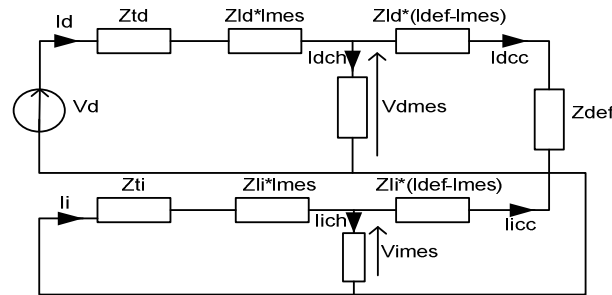


Figure III.11. Composant symétrique pour un défaut biphasé avec charge

Pour cela on fait l'hypothèse que le courant de charge ne modifie pas le profil de tension lors d'un court circuit, le courant de court circuit lui étant bien plus supérieur.

On peut donc exprimer les courants de charges  $I_{dch}$  et  $I_{ich}$  tel que :

$$I_{dch} = \frac{V_{dmes}}{Z_{ch}}, I_{ich} = \frac{V_{imes}}{Z_{ch}} \quad (III.8)$$

Les courants  $I_d$  et  $I_i$  mesurés au niveau de la protection du départ sont la somme du courant de charge et du courant de court circuit :

$$I_d = I_{dch} + I_{dcc}, I_i = I_{ich} + I_{icc} \quad (III.9)$$

On applique alors la transformation inverse pour retrouver les courants :

$$\begin{aligned} I_{a\_depart} &= I_d + I_i + I_o \\ I_{b\_depart} &= a^2 * I_d + a * I_i + I_o \\ I_{c\_depart} &= a * I_d + a^2 * I_i + I_o \end{aligned} \quad (III.10)$$

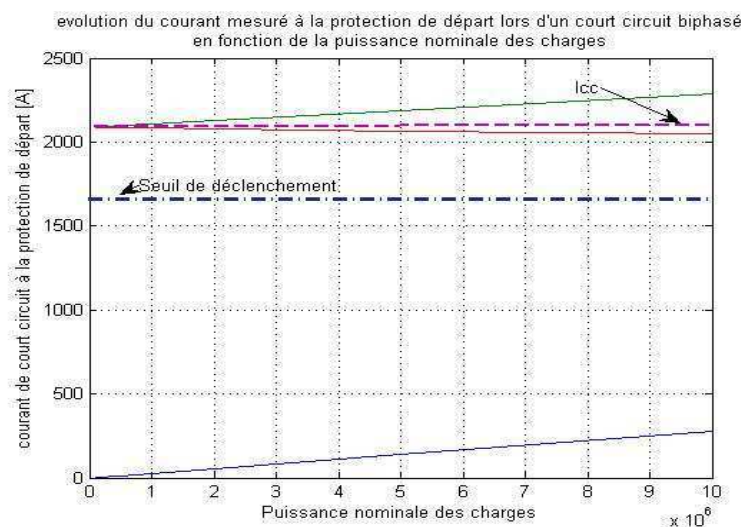


Figure III.12. Evolution du courant mesuré par la protection de départ en fonction de la charge (CC biphasé isolé)

La Figure III.12 montre le courant mesuré au niveau de la protection du départ en fonction de la puissance nominale installée sur le départ. On voit que l'influence du courant de charge est faible et réduit peu la marge de sécurité par rapport au seuil de déclenchement.

#### 🔧 Influence du courant issu des installations PV

Analysons maintenant l'impact que peut avoir l'apport d'un courant par des installations PV connectées sur un départ en défaut.

Les installations sont représentées par une source de courant triphasée équilibrée

$$\begin{aligned} I_{apv} &= I_{pv} \\ I_{bpv} &= a^2 I_{pv} \\ I_{cpv} &= a I_{pv} \end{aligned} \quad (III.11)$$

On peut alors exprimer le courant mesuré par la protection du départ comme étant la somme vectorielle du courant de charge, du courant de court circuit et du courant apporté par les installations PV.

$$\begin{aligned} I_{a\_departpv} &= -I_{pv} + I_{a\_depart} = Idch + Idcc - I_{pv} + I_{ich} + I_{icc} \\ I_{b\_departpv} &= -a^2 I + I_{b\_depart} = a^2 * (Idch + Idcc - I_{pv}) + a * (I_{ich} + I_{icc}) \\ I_{c\_departpv} &= -a I + I_{c\_depart} = a * (Idch + Idcc - I_{pv}) + a^2 * (I_{ich} + I_{icc}) \end{aligned}$$

Pour un défaut biphasé isolé la composante directe du courant de court circuit est égale à l'opposé de la composante inverse du courant de court circuit, on peut donc simplifier l'expression :

$$\begin{aligned} I_{a\_departpv} &= -I_{pv} + I_{a\_depart} = Idch - I_{pv} + I_{ich} \\ I_{b\_departpv} &= -a^2 I + I_{b\_depart} = a^2 * (Idch - I_{pv}) + a * I_{ich} - j\sqrt{3} * Idcc \\ I_{c\_departpv} &= -a I + I_{c\_depart} = a * (Idch - I_{pv}) + a^2 * I_{ich} + j\sqrt{3} * Idcc \end{aligned} \quad (III.12)$$

Notée :  $a - a^2 = j\sqrt{3}$

On peut alors déterminer à partir de quel niveau d'insertion d'installation PV on provoque un aveuglement de la protection de départ :

$$\begin{aligned} \text{phaseA} : 0.8 * I_{ccbi} &\geq \|Idch - I_{pv} + I_{ich}\| \\ \text{phaseB} : 0.8 * I_{ccbi} &\geq \|a^2 * (Idch - I_{pv}) + a * I_{ich} - j\sqrt{3} * Idcc\| \\ \text{phaseC} : 0.8 * I_{ccbi} &\geq \|a * (Idch - I_{pv}) + a^2 * I_{ich} + j\sqrt{3} * Idcc\| \end{aligned} \quad (III.13)$$

#### 🔧 Application au cas d'étude

Soit le départ présenter à la Figure III.5 . Un défaut biphasé apparaît à l'extrémité de celui-ci, soit à une distance de 8.71 km. Le seuil de déclenchement de la protection de départ est fixé à 1670 A.

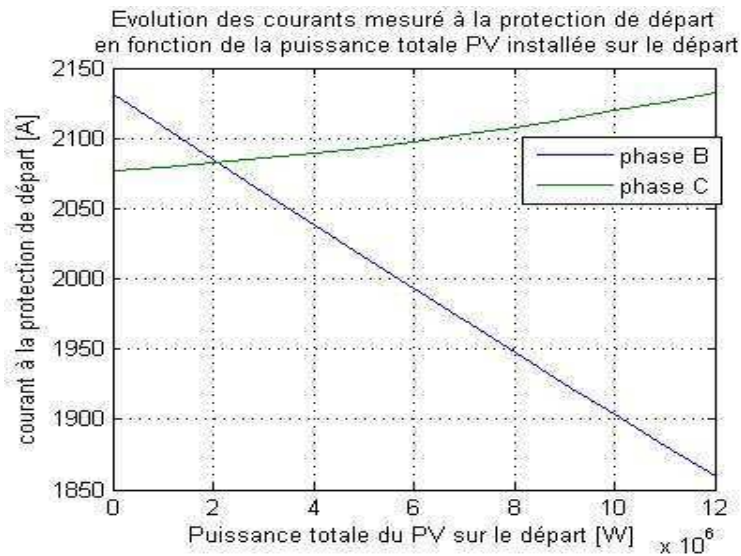


Figure III.13. Icc au départ en fonction de la puissance PV installée

L'ajout d'installations PV sur le départ a pour conséquence la modification des courants de défaut mesurés par la protection du départ.

La Figure III.13 présente l'évolution des courants Ib et Ic (le défaut biphasé est entre les phases B et C) en fonction de la puissance totale des installations PV connectées sur le départ. L'intersection des deux courbes intervient lorsque la production PV est égale à la consommation des charges. Seul le courant de défaut est alors mesuré par la protection de départ. Même pour une puissance PV importante, la protection n'est pas aveuglée, le seuil de déclenchement étant fixé à 1670 A.

#### 🔧 Influence de la longueur du départ

La longueur du départ influence la valeur du courant de court circuit qui diminue proportionnellement en fonction de la longueur du départ. Plus le départ est long, plus l'apport du courant PV devient important par rapport au courant de défaut.

On considère ici que le produit entre la Puissance consommée par les charges et la longueur du départ est constant et égal à

$$P_{ch} * Longueur = 2.2MW * 8.7km = 19MW.km$$

Actuellement, seulement 2 relais de phase sont disposés au niveau de la protection du départ [TI-D4810]. Dans le cas sans production PV, cela suffit pour détecter un court-circuit biphasé, même si uniquement un relais détecte le court-circuit.

Si l'on suppose dans notre cas que les relais sont placés sur les phases A et B et que le court-circuit est entre les phases B et C, on a un aveuglement de la protection de départ, le courant Ib chutant en dessous de la limite de déclenchement.

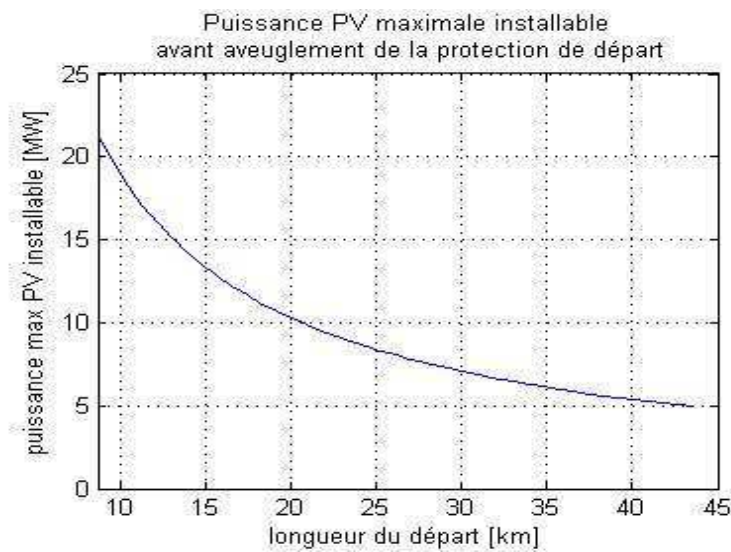


Figure III.14. Puissance max admissible avant aveuglement

Pour les départs courts, la puissance PV nécessaire pour aveugler la phase B est d'un niveau important, peu réaliste (>20MW pour le départ de 8.7 km avec 2.2 MW de charges). Par contre, pour les départs plus longs (plusieurs dizaines de kilomètres) la puissance PV qui peut aveugler la protection de départ devient « réaliste ». Par exemple pour un départ de 40 km et 6 MW de puissance PV la protection de départ peut être aveuglée (voir Figure III.14). Cet aveuglement est peu probable puisque le défaut doit se situer en bout de ligne et doit apparaître entre deux phases spécifiques (dans notre cas entre la phase B et C). Si l'on dépasse cette puissance maximale PV, la détection des courts circuits par la protection de départ n'est plus assurée.

#### III.3.2.4.b. Aveuglement de la protection d'arrivée

Le seuil de déclenchement de la protection d'arrivée doit être à la fois supérieur au courant de surcharge du poste source, et inférieur au seuil de la protection du départ le plus long ceci afin d'assurer le secours de la protection de départ en cas de défaillance de celle-ci.

$$I_{surcharge} < I_{re(I)arrivee} < MIN(I_{re(I)departs}) \quad (III.14)$$

Le seuil de déclenchement à la protection d'arrivée est compris entre 1.6 et 2.5 fois le courant nominal. On trouve le même type de protection à maximum d'intensité que dans le cas des protections de départ, c'est-à-dire d'uniquement 2 relais de phase. On a donc également un risque d'aveuglement si, lors d'un défaut biphasé, le courant dans la phase correspondant aux relais avec le relais reste en dessous du seuil de déclenchement. Les installations PV de tous les départs participent au courant de court-circuit. On a donc une modification du courant mesuré par la protection d'arrivée qui peut entraîner un aveuglement.



✚ Exemple sur le cas d'étude

○ Secours de la protection de départ sans production PV

Soit le réseau test comprenant 6 départs. Le transformateur HTB/HTA est d'une puissance de 40 MVA. Le seuil de déclenchement de la protection d'arrivée est donc :

$$I_{seuil} = 1.6 * \frac{40MVA}{\sqrt{3} * 20kV} = 1847 A$$

On peut alors chercher à partir de quelle distance de défaut biphasé la protection d'arrivée n'est plus capable d'assurer un secours de la protection de départ :

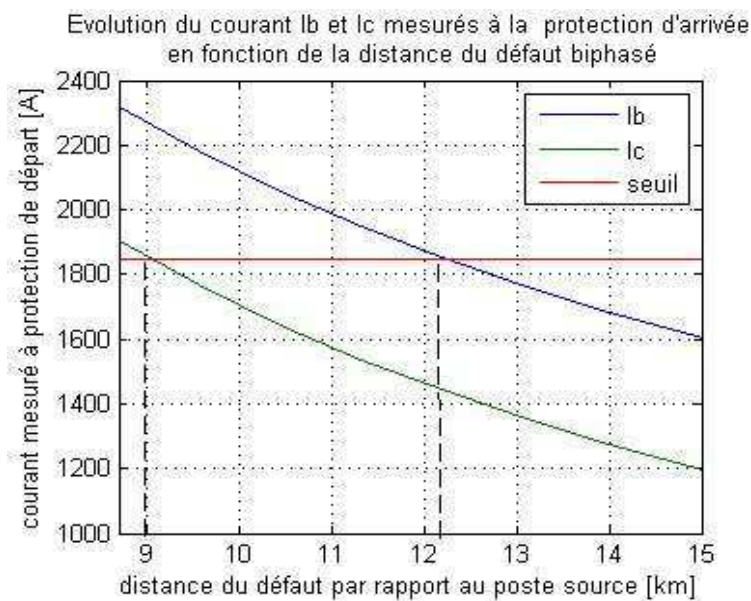


Figure III.15. Distance max de défaut biphasé détectable par la protection d'arrivée

D'après la Figure II.15, si le défaut biphasé se situe après une distance de 12 km du poste source, le secours n'est plus assuré par la protection d'arrivée. Si le défaut se situe entre 9 et 12 km, seul une phase est aveuglée. Pour une distance inférieure à 9 km, la protection d'arrivée peut secourir la protection de départ dans tous les cas.

○ Influence de la production PV sur le secours de la protection de départ

On a vu que dans le cas de la protection de départ, l'apport du courant issu des installations PV modifie le courant vu par les protections du réseau.

Sur chaque départ sont installées des productions PV. Un court-circuit apparaît sur un départ à une distance de 8.707km.

Le seuil de déclenchement de la protection d'arrivée est réglé à 1850 A.

La Figure III.16 représente l'évolution des courants mesurés à la protection d'arrivée dans le cas d'un défaut biphasé isolé apparaissant à 8.707 km du poste source, en fonction de la puissance des installations connectées sur chaque départ (on suppose que chaque départ est équipé d'installations PV de même puissance).

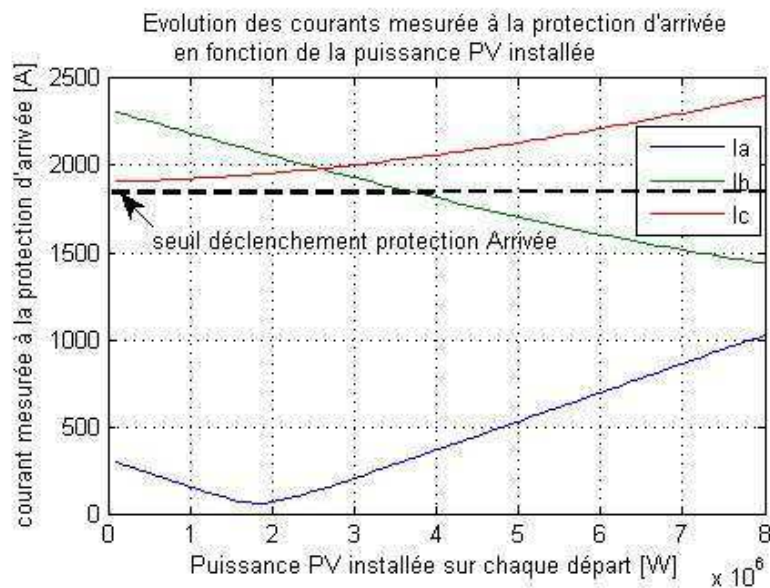


Figure III.16. Courant mesuré par la protection d'arrivée

Pour cette distance de défaut, le relais placé sur la phase B est aveuglé lorsque la puissance installée sur le réseau HTA dépasse  $6 \times 3.7$  MW soit 22MW. Il n'y a pas de risque d'aveuglement sur la phase C.

Il y a donc un aveuglement possible si le défaut est situé entre la phase B et C et si la production connectée au réseau HTA est importante.

Le cas ci-dessus a montré que pour un défaut à 8.7km, on a un aveuglement de la phase B à partir de 3.7MW installé sur chaque départ. On peut généraliser ce cas en cherchant la distance maximale du défaut par rapport au poste source avant l'aveuglement de la protection d'arrivée, et ce en fonction de la puissance PV installée sur chaque départ.

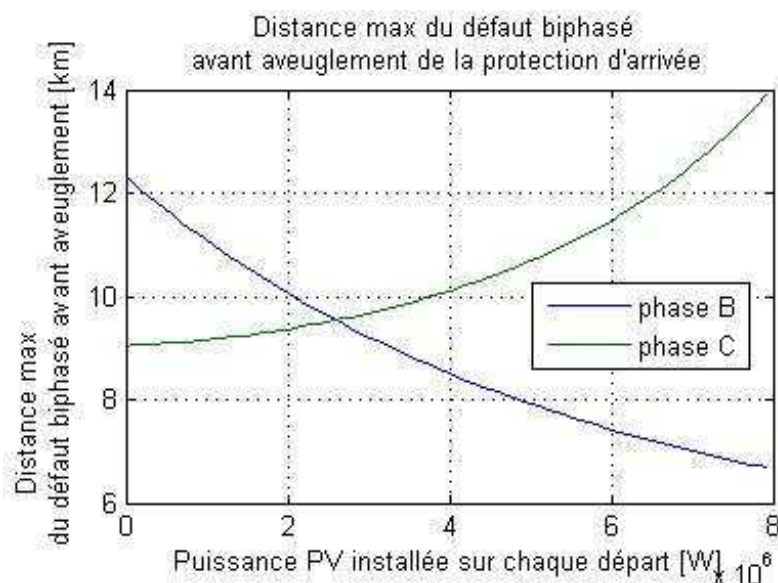


Figure III.17. Distance maximale du défaut biphase

La Figure II.17 montre la distance maximale de défaut biphasé détectable par la protection d'arrivée, distance qui évolue en fonction de la puissance PV. Pour une puissance nulle, on retrouve bien les seuils de 9 et 12 km.

La distance max avant aveuglement des deux phases est le minimum des deux courbes. Ainsi, par rapport au cas sans système PV, la distance maximale de défaut avant aveuglement sur les deux phases varie peu jusqu'à une puissance PV de 2.6MW/départ, puis diminue de l'ordre de 750 m pour 1MW/départ supplémentaire.

Ce graphique est bien entendu uniquement valable dans le cas où toutes les installations PV restent connectées jusqu'à l'ouverture du disjoncteur. Cela exclu donc le cas des protections de découplage instantanées. S'il y a aveuglement d'une phase due à l'insertion de PV (exemple avec une forte insertion qui diminue la distance max de détection de défaut), les installations PV déconnectent à la fin de la temporisation (1 seconde), on se retrouve alors dans le cas sans PV. L'ajout de PV retarde l'ouverture du disjoncteur d'arrivée.

#### III.3.2.4.c. Déclenchement intempestif de la protection de départ

En cas de court circuit sur un départ voisin, les installations de production participent au courant de défaut (Figure III.18). Cet apport au courant de défaut peut alors déclencher la protection de départ sur lequel sont connectées les installations PV.

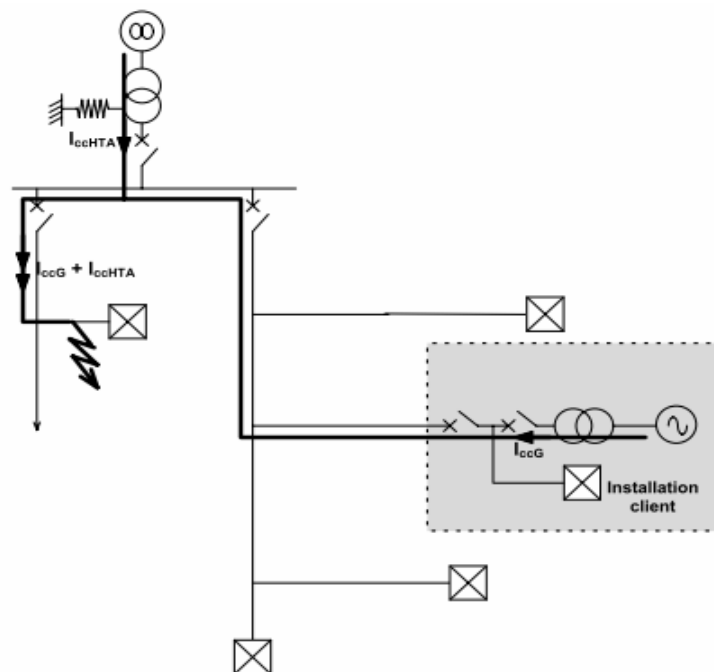


Figure III.18. Cas de déclenchement intempestif de la protection

Pour atteindre le déclenchement du disjoncteur du départ, il faut que le courant fourni par les installations PV dépasse le seuil de déclenchement de la protection de départ, soit :

$$P_{pv} = \sqrt{3} * U * I_{pv} > \sqrt{3} * U * I_{seuil\_depart}$$

Contrairement à des installations équipées de machines tournantes, les installations PV ne fournissent pas de courants de court circuit transitoires élevés. Pour provoquer un déclenchement intempestif, il faut alors que le courant nominal fourni par les installations PV d'un seul départ dépasse le seuil de déclenchement de la protection de départ.

Pour un départ long, cas le plus critique, le seuil de déclenchement du disjoncteur de départ reste élevé (426 A pour un départ de 43km) et ne peut être dépassé par des installations PV. Pour le départ de 43 km, cela représenterait une puissance PV installée sur le départ de 15 MW.

Le déclenchement intempestif d'une protection de départ ne peut donc se produire en présence de génération dispersée connectée au réseau à travers de l'électronique de puissance, en particulier d'installation PV.

### III.4. Comportement des protections de découplage actuelles

Nous étudions ensuite dans cette partie le comportement des protections de découplage actuellement mises en place pour les installations connectées en HTA.

#### III.4.1. Défaut à la terre

Le déclenchement de la protection de découplage est basé sur la surveillance de la tension homopolaire aux bornes de l'installation. Son seuil est  $V_0=10\%$  de la tension simple nominale du réseau HTA.

Selon le type de protection, le déclenchement peut être instantané (type H1) ou temporisé (types H2-H3-H4-H5)

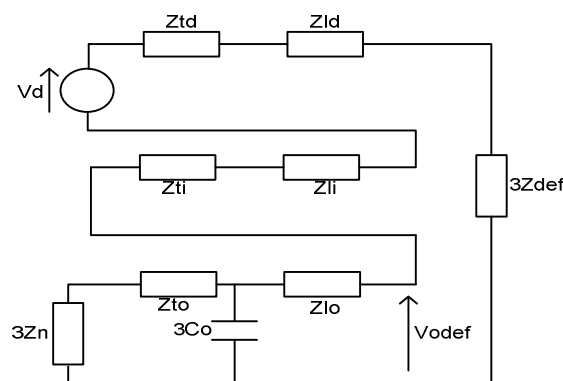


Figure III.19. composantes symétriques - défaut homopolaire

La tension homopolaire apparaissant au point de défaut est fonction des impédances du transformateur, de la ligne ainsi que du défaut, et du régime de neutre (Figure III.19).

$Z_{td}$ ,  $Z_{ti}$ ,  $Z_{to}$  : impédances directes, inverse et homopolaire du transformateur

Zld, Zli, Zlo : impédances directes, inverse et homopolaire de la ligne entre le point de défaut et le poste source

Zn : impédance de mise à la terre du transformateur du poste source

Co : capacité homopolaire de la ligne entre le point de défaut et le poste source

Les impédances les plus élevées sont l'impédance de mise à la terre Zn (ici 40 Ohms) et dans certains cas l'impédance de défaut Zdef.

La résistance d'un défaut à la terre peut être très variable et élevée contrairement à celle d'un défaut entre phases qui est considérée comme franc.

Trois situations peuvent alors se présenter :

#### III.4.1.1. Résistance de défaut faible (<300 Ohms)

En cas de défaut sur un départ, toutes les installations PV du départ détectent le défaut et se déconnectent ou lancent la temporisation. Le défaut va engendrer une tension homopolaire suffisamment importante pour entraîner la déconnexion (ou temporisation) des installations connectées aux départs adjacents.

On est dans la situation où, dans le cas d'une protection de type H1, des déconnexions intempestives surviennent sur toutes les installations connectées sur des départs issus du même jeu de barres.

La Figure III.20 présente l'évolution de la tension homopolaire le long du départ en défaut pour différentes distances du défaut par rapport au poste source. La résistance de défaut est égale à 10 Ohms.

Sur toute la longueur de la ligne, la tension homopolaire est supérieure au seuil de 10% de la tension simple du réseau (soit 0.1 p.u), même pour les départs longs.

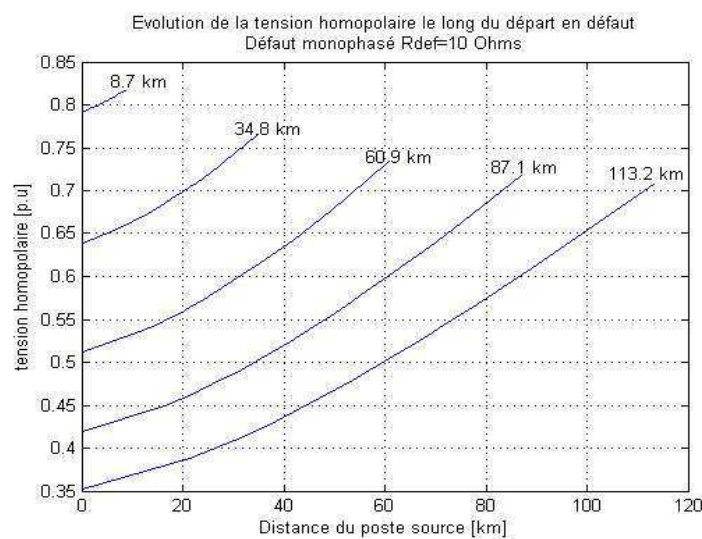


Figure III.20. Evolution de la tension homopolaire pour Rdef=10 Ohms

La tension homopolaire sur les départs adjacents est déterminée par la tension homopolaire au poste source (Figure III.21). Celle-ci augmente légèrement le long du départ à cause du courant capacitif qui circule.

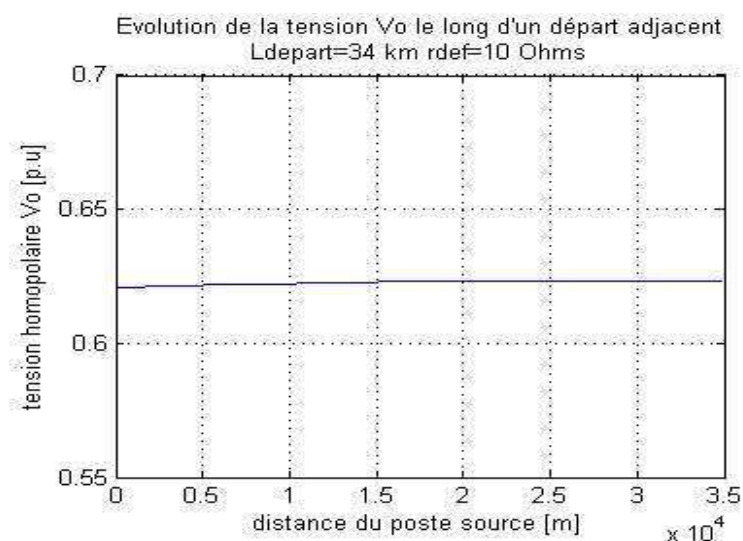


Figure III.21. Tension homopolaire sur un départ adjacent

#### III.4.1.2. Résistance de défaut élevée (>500 ohms)

Une résistance de défaut suffisamment élevée entraîne une faible tension homopolaire inférieure au seuil de déclenchement des installations PV. Toutes les installations restent alors connectées. La protection de départ s'ouvre ce qui place le départ en situation d'îlotage. On observe ce phénomène pour des résistances de défaut supérieures à 500 Ohms, ce seuil étant variable selon la longueur du départ.

#### III.4.1.3. Résistance engendrant une déconnexion d'une partie des installations sur le départ en défaut

Pour des valeurs intermédiaires de résistance de défaut, seules les installations les plus proches du défaut se déconnectent.

Les installations proches du poste source restent connectées et il n'y a pas d'influence sur les départs adjacents. Ce cas se présente plus fréquemment sur des départs longs où la tension homopolaire varie de façon plus importante le long de la ligne.

La Figure III.22 présente l'évolution de la tension homopolaire le long du départ en défaut pour différentes longueurs de départ, le défaut étant situé en bout de ligne. La résistance de défaut est de 400 Ohms. A partir d'une longueur de départ égale à 19 km, seule une partie des installations se déconnectent. Cette proportion augmente au fur et à mesure que la longueur du départ augmente.

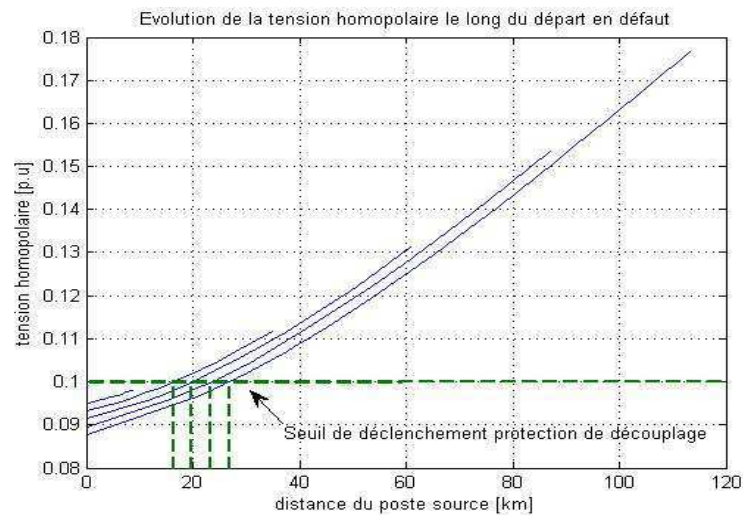


Figure III.22. Tension le long du départ pour  $r_{def} = 400$  Ohms

### III.4.2. Défaits polyphasés

Le déclenchement de la protection de découplage en cas de défaut polyphasé est basé sur le seuil de 0.85 fois la tension composée nominale  $U_n$  aux bornes de l'installation PV. Les 3 tensions sont surveillées.

En cas de défaut qui entraîne une tension inférieure au seuil, la déconnexion est instantanée pour les protections H1 et H2 et temporisée pour les autres.

Le défaut étant franc, le courant de court circuit et le profil de tension le long de la ligne varient en fonction de la position du défaut, des caractéristiques de la ligne et de la puissance de court-circuit du poste source.

#### III.4.2.1. Défaut triphasé

Ce type de défaut est celui qui entraîne la plus grande chute de tension au point de défaut ainsi que le plus fort courant de court circuit. C'est donc le plus sévère en terme de contrainte.

A partir d'un défaut situé à une distance supérieure à 16 km, le creux de tension dû au court circuit triphasé franc est supérieur à 0.85 p.u au niveau du poste source . Il n'impacte donc pas les installations connectées sur les départs adjacents. Ces résultats correspondant à des essais réalisés avec une ligne 148 mm<sup>2</sup> Almelec et une puissance de court circuit du réseau amont égale à 700MW.

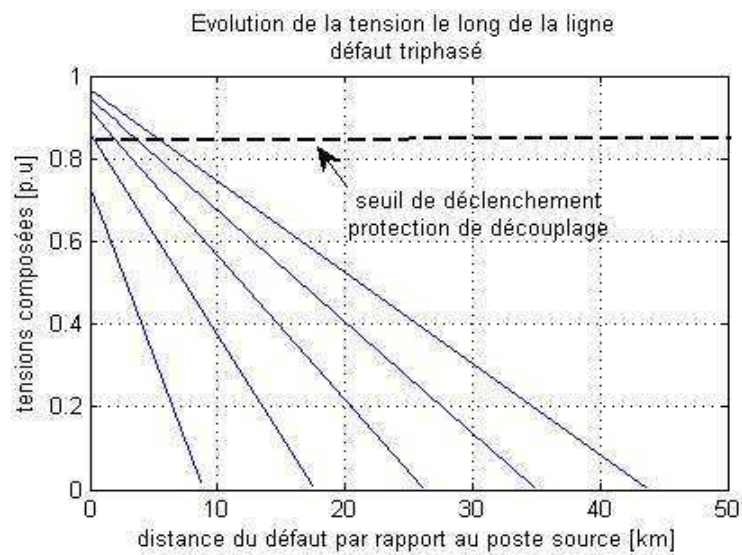


Figure III.23. Evolution de la tension pour différentes longueurs de départ

#### III.4.2.2. Défaut biphasé

De même que dans le cas du défaut triphasé, la Figure III.24 représente l'évolution des tensions lors d'un défaut biphasé en bout de ligne, et ce pour différentes longueurs de départ.

A partir d'une distance de défaut supérieure à 12 km, le creux de tension dû au court circuit biphasé franc est supérieur à 0.85 p.u au niveau du poste source. Il n'impacte donc pas les installations connectées sur les départs adjacents. Ces résultats correspondant à des essais réalisés avec une ligne 148 mm<sup>2</sup> Almelec et une puissance de court circuit du réseau amont égale à 700MW.

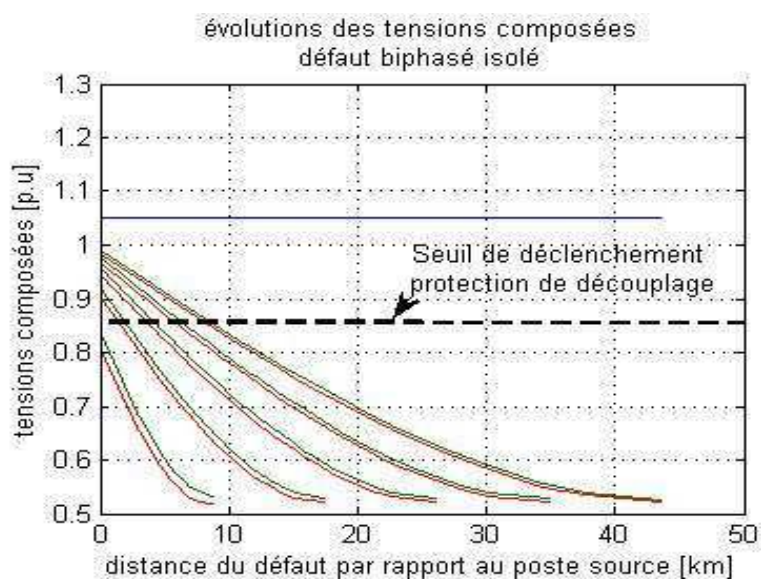


Figure III.24. Tension le long de la ligne pour différentes longueurs de départ



### III.4.3. Défaut sur le réseau amont

Le réseau de transport et de répartition, de part son impact en cas de défaillance, dispose d'un plan de protection particulièrement performant permettant de corriger un défaut HTB en moins de 100 ms.

#### III.4.3.1. Défaut sur une partie proche du poste source

Le défaut peut apparaître sur la partie voisine du poste source, par exemple la ligne 63 kV dans le cas d'une connexion en piquage du poste source. Dans ce cas, cette partie contenant le poste source est déconnecté du réseau et se trouve en situation d'îlotage.

#### III.4.3.2. Défaut éloigné

Le défaut peut survenir également sur une partie plus éloignée du poste source. Ce défaut va engendrer un creux de tension donc la durée sera celle d'élimination du départ. Ce creux de tension peut impacter le réseau sur de grandes distances et donc affectés de nombreux postes sources. Si les installations connectées au réseau HTA disposent d'une protection type H1-H2, elles sont sensibles aux creux de tensions du réseau amont et se déconnectent.

Pour les installations HTA dotées d'une protection temporisée, elles peuvent se déconnecter instantanément si la tension au point de connexion est inférieure à 25% de la tension nominale. Dans le cas contraire, elles restent connectées en cas de défaut HTB.

Afin de réduire le manque de production suite à une déconnexion des installations HTA sur de larges zones, un gabarit de tension a été imposé pour les installations de taille supérieure à 5 MW (voir Figure II.18). Celui-ci permet de maintenir les installations HTA connectées au réseau lors d'un creux de tension issue du réseau HTB.

### III.4.4. Détection d'îlotage et comportement des installations en îlotage

La situation d'îlotage intervient quand une partie du réseau se retrouve déconnecté du réseau principal. Les causes peuvent être l'élimination d'un défaut par un disjoncteur ou bien des cas de délestage.

#### III.4.4.1. Ilotage suite à l'ouverture du disjoncteur de départ ou d'arrivée

Un défaut apparaît sur le réseau HTA et est isolé du reste du réseau par l'ouverture du disjoncteur correspondant.

2 cas peuvent alors se produire :

- ✚ Le défaut est encore présent lors de l'îlotage

Si le défaut perdure après l'îlotage, il est détecté par les protections de découplages des installations restées connectées (protections temporisées). Dans le cas d'un défaut polyphasé, c'est le critère min (U) qui interviendra et pour un défaut à la terre c'est le critère max( $V_0$ ). La déconnexion des installations se fait 500ms après l'ouverture du disjoncteur.

✚ Le défaut n'est plus présent lors de l'îlotage

Si la production connectée au réseau îloté n'est pas assez élevée, le défaut peut s'éteindre. On se retrouve en situation d'îlotage sans défaut. Mais la production étant faible car incapable de continuer d'alimenter le défaut, les critères de fréquence et surtout tension composée dépassent les seuils entraînant la déconnexion des installations.

#### III.4.4.2. Ilotage de la partie HTB où est connecté le poste source

✚ Le défaut est polyphasé

Si le défaut est polyphasé, les installations connectées en HTA alimentent le défaut à travers le transformateur HTB/HTA. La chute de tension liée au court circuit entraîne la déconnexion des installations par le critère min (U)

✚ Le défaut est monophasé

Le défaut étant coté HTB, le transformateur (couplage en Y-yn) ne permet pas aux installations connectées en HTA de détecter le défaut est donc de se déconnecter. La situation pour les installations est donc équivalente à un îlotage sans défaut. Seuls les critères min/max (U) et min/max (f) peuvent fonctionner.

La durée de déconnexion est variable et dépend du rapport entre la production et la consommation du poste source. Pour éviter d'être dépendant de ce rapport, une protection PVH permet de séparer le poste source du réseau HTB, permettant de réalimenter la partie HTB après une certaine durée.

✚ Conclusion :

- Cette partie de l'étude présente, d'une part l'influence d'une insertion de sources PV sur le plan de protection actuel du réseau de distribution, puis d'autre part le comportement des protections de découplage actuelles.

- Concernant l'impact sur le plan de protection, un aveuglement de la protection de départ est possible en cas de défaut biphasé isolé, si le défaut est situé en bout de ligne et si la puissance PV installée est suffisante. Cette puissance maximale diminue avec la longueur du départ. Plus on dépasse cette puissance maximale PV, plus la zone où se situe le défaut engendrant un aveuglement est importante.

- La protection d'arrivée qui, entre autres, permet de secourir une protection de départ, est peu impactée par les productions PV jusqu'à une puissance totale installée de 16 MW. Au-delà, la distance de défaut pour laquelle la protection d'arrivée peut secourir la protection de départ diminue à raison de 8 MW de production pour un km.

- A propos des protections de découplage, une première remarque est qu'elles remplissent correctement leur tâche, à savoir la déconnexion de l'installation en cas de défaut. Cette déconnexion peut être instantanée (protection H1) ou intervenir après l'ilotage de la partie en défaut.

- Mais dans le cas des protections de types H1-H2, des déconnexions intempestives peuvent survenir sur des installations connectées à des départs sains. Les protections H1 sont sensibles à tous types de défauts alors que les protections H2 ne sont sensibles qu'aux creux de tensions et aux défauts polyphasés. Afin d'éviter les déconnexions intempestives, ces protections sont à proscrire ou à modifier. Des propositions sont faites dans les chapitres suivants.

- L'inconvénient de ces mesures simples est leur manque d'efficacité vis-à-vis de la détection d'ilotage. En effet le départ en défaut est déconnecté du réseau avant la déconnexion des installations présentes sur celui-ci. Dans le cas d'un taux d'insertion de PV faible, la tension  $U$  ou la fréquence varient suffisamment rapidement pour déconnecter l'installation. Mais plus la production se rapproche de la consommation, plus ces critères de détection deviennent inefficaces. Les différents critères varient plus lentement ce qui entraîne un délai de déconnexion plus long. Avec comme finalité, une coupure ressentie par les consommateurs plus longue.

### **III.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA**

Dans la partie précédente, une étude théorique du comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA a été réalisée. Dans cette partie, une étude détaillée de ces comportements sera mise en évidence par les simulations. Cette étude tient compte de la modélisation des systèmes PV et leur système de contrôle/commande ainsi que leur système de protection de découplage. Les études dynamiques dans cette partie seront réalisées pour les différents types de réseau HTA (rural, urbain) et leurs systèmes de protection (fusible ou disjoncteur, avec ou sans système de réenclenchement) et pour les différents types de court-circuit.

A partir de ces études, les cas de déconnexions injustifiées seront identifiés afin de proposer les solutions pour éviter ces déconnexions [LETHIMINH\_11b].

#### **III.5.1. Scénarios d'étude**

Deux types de réseau urbain et rural sont utilisés. Il s'agit d'un réseau HTA urbain/rural avec 6 départs :

- Pour le réseau urbain : les protections EPAMI et EPATR sont placées à chaque départ. La temporisation de ces protections est de 500ms. Deux systèmes PV triphasés en mode d'injecteur de courant sont raccordés aux nœuds N09 et N30 du départ L\_06 (Figure III.25)

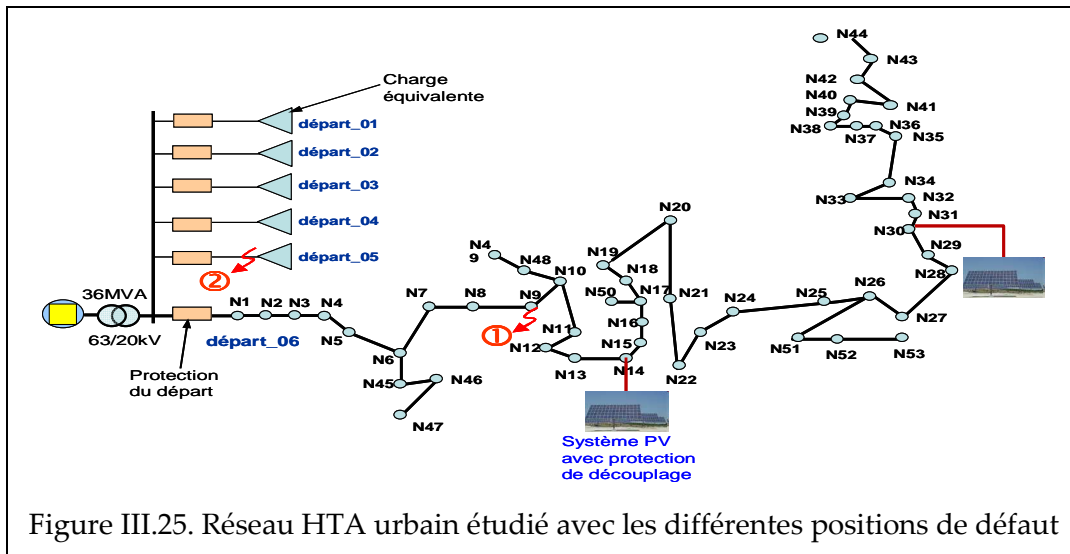


Figure III.25. Réseau HTA urbain étudié avec les différentes positions de défaut

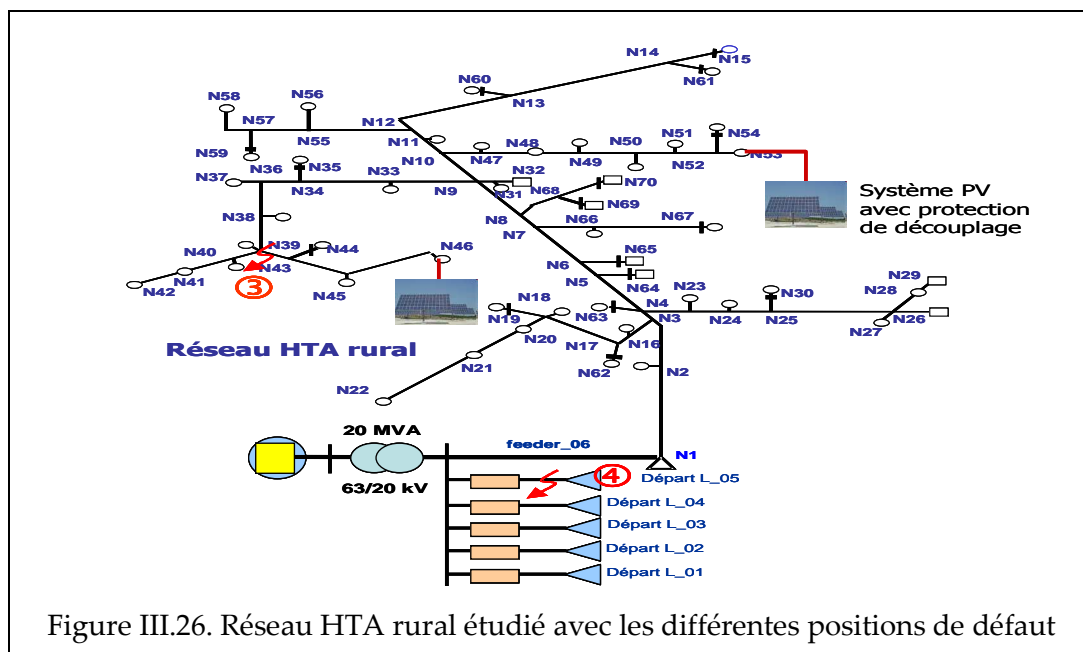


Figure III.26. Réseau HTA rural étudié avec les différentes positions de défaut

- Pour le réseau rural : il est équipé d'un système de ré-enclenchement normal ou de ré-enclenchement avec shuntage qui est placé au début de chaque de départ. Deux systèmes PV triphasé en mode d'injecteur de courant sont raccordés aux nœuds N46 et N53 du départ L\_06 (voir Figure III.26).

Les différents types de court-circuit et de localisations différentes des défauts sont considérés. Pour chaque localisation du défaut, les types suivants de courts-circuits sont étudiés : triphasé ; biphasé-neutre, biphasé-terre ; phase-neutre, phase-terre.

Les cas de défauts suivants sont considérés :

- Défaut 1 ou 3 (sur les figures IV.22 et IV.23) : les différents types de courts-circuits sur le départ L\_06 du réseau HTA (dans la zone PV), les systèmes PV raccordés à ce départ

- Défaut **2** ou **4** (sur les figures IV.22 et IV.23): les différents types de courts-circuits sur le départ adjacent (départ L\_05) du réseau HTA, hors la zone PV

En plus, à chaque position de défauts, deux cas sont examinés :

- Deux systèmes PV de **500 KW** sont raccordés au départ L\_06 avec la protection de découplage de type **H.1** (car  $0.5\text{MW} < 0.25 \times 4.4\text{MW}$ )
- Ou deux centrales PV de **2 MW** sont raccordés au départ L\_06 avec la protection de découplage de type **H.2** pour le réseau HTA urbain et de type **H.3** pour le réseau rural (car  $2\text{MW} > 0.25 \times 4.4\text{MW}$ )

La plupart des défauts sur le réseau sont dits fugitifs, c'est-à-dire qu'ils s'annulent lors de la mise hors tension de la partie en défaut. Parmi ces défauts fugitifs, 70% sont monophasés. Au total plus de 55% des défauts sont de type fugitif monophasé [TI-D4810].

Pour simplifier la présentation des résultats dans la partie suivante, seulement les cas de CC monophasé et les cas provoquant des déconnexions non justifiées des systèmes PV sont illustrés. Tous les résultats obtenus sont résumés dans les tableaux III.1, III.2 et III.3.

### III.5.2. Systèmes PV raccordés au réseau HTA urbain

#### III.5.2.1. Courts-circuits sur le départ (L\_06) ayant les systèmes PV raccordés

On suppose que :

- Tous les systèmes PV sont raccordés au départ L\_06
- Un court-circuit monophasé (phase a) apparaît au noeud N\_09 du départ L\_06 (poit 1 sur la Figure III.25) à l'instant  $t = 0.5\text{s}$

La Figure III.28 montre le courant du départ L\_06 en cas de CC monophasé. Le courant de défaut augmente fortement au delà de la limite, donc la protection de départ est activée après 500ms pour éliminer le défaut.

Dans ce cas, la tension homopolaire au point de connexion des systèmes PV est supérieure à 10% de la tension simple nominale du réseau HTA (voir Figure III.27). Donc, tous les systèmes PV sont déconnectés par la protection de découplage.

Dans le cas de deux centrales photovoltaïques de 500 kW connectées à ce réseau, la protection de découplage correspond au type H.1, c'est pourquoi le système PV est activé instantanément lorsque le court-circuit apparaît. La Figure III.29 présente le courant de la centrale PV de 500 kW connecté au bus 14 dans le réseau HTA urbain.

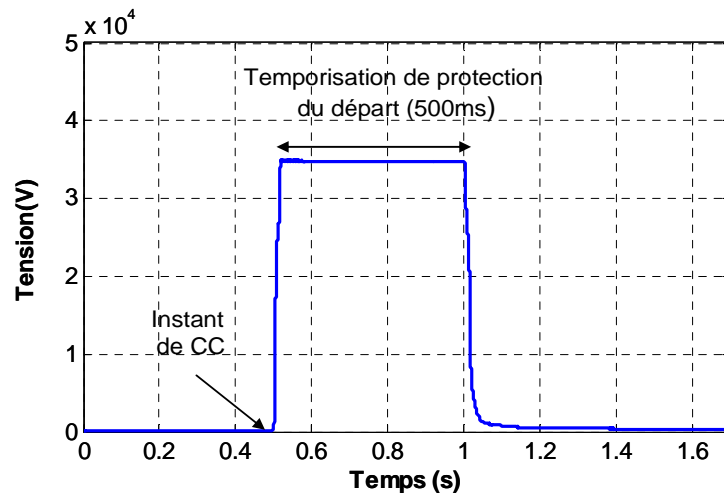


Figure III.27. Tension homopolaire au point de raccordement du système PV

Dans le cas de deux centrales PV de 2MW connecté à ce réseau, la protection de découplage correspond au type H.2. Donc, lorsque la protection du départ envoie un ordre de déclenchement pour éliminer le défaut, le système PV est lui aussi déconnecté instantanément par la protection de découplage

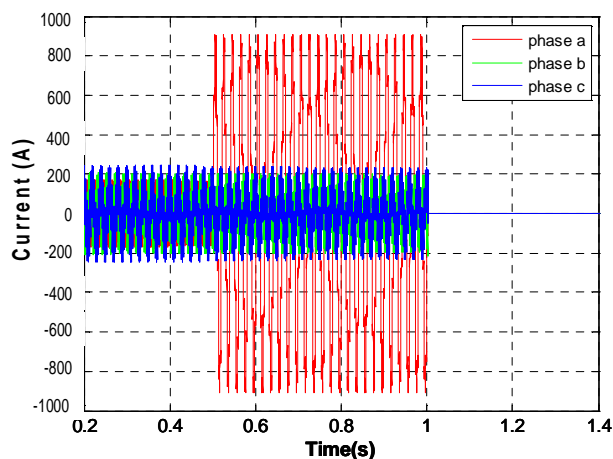


Figure III.28. Courant du départ L\_06

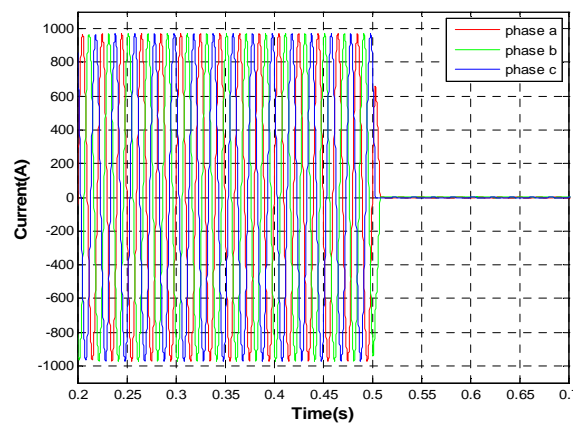


Figure III.29. Courant de la centrale PV de 500kW en cas de CC monophasé

### III.5.2.2. Courts-circuits sur le départ adjacent (L\_05)

Le scénario de l'étude est qu'un court-circuit monophasé (phase a) apparaît au point 2 (voir la Figure III.25) sur le départ adjacent L\_05 à l'instant  $t = 0.5s$ .

Au moment du défaut, le courant de la phase de défaut augmente fortement et devient supérieur au seuil de la protection du départ d'alimentation adjacente (départ L-05) laquelle est donc activée après 500ms. Tant que le courant du départ est toujours dans les limites admissibles, la protection du départ L\_06 n'est pas activée et ce départ reste connecté au réseau.

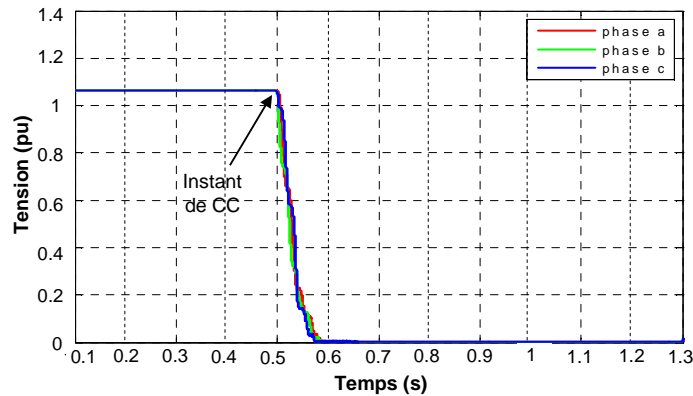


Figure III.30. Tension de la centrale PV de 500 kW connecté au départ L\_06 en cas de défaut monophasé sur le départ adjacent L\_05

Cependant, dans le cas de deux centrales PV de 500KW, ces systèmes PV sont déclenchés par la protection de découplage de type H.1 parce que la tension homopolaire au point de connexion est supérieure à 10%Vn. La Figure III.30 illustre la tension de la centrale PV de 500kW raccordée au nœud 14 du réseau HTA urbain. Elle montre la déconnexion instantanée de la centrale PV. La déconnexion de toutes les centrales PV pour un défaut sur le départ adjacent du réseau HTA est *non-justifiée*.

Dans le cas de deux centrales PV de 2MW, leurs protections de découplage correspondent au type H.2. Ce court-circuit ne cause pas le déclenchement des systèmes PV parce que la temporisation de la protection de découplage est de  $t_0+0.5s$  tandis que la protection du départ adjacent est activée après 500ms. La coordination de leur temporisation est bien assurée.

Le tableau III.1 suivant récapitule tous les résultats de simulation concernant les systèmes PV raccordés au réseau HTA urbain pour différents scénarios de court-circuits

DEFAUTS SUR LE RESEAU HTA <i>URBAIN</i>					
Position	Type de défaut	Protection de départ ayant PVs raccordés	Protection de départ adjacent	Protection découplage de type H.1 pour PVs 500kW	Protection découplage de type H.2 pour PVs 2MW
1) CC sur le départ L_06 en HTA, dans la zone PV	Triphasé	Activée après 500ms	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés
	Biphasé	Activée après 500ms	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés
	Monophasé	Activée après 500ms	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 0.5s
2) CC sur le départ adjacent (départ L_05) en HTA, hors la zone PV	Triphasé	Non activée	Activée après 500ms	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>
	Biphasé	Non activée	Activée après 500ms	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>
	Monophasé	Non activée	Activée après 500ms	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté

Tableau III.1. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA urbain

### III.5.3. Systèmes PV raccordés au réseau HTA rural

#### III.5.3.1. Courts-circuits sur le départ (L\_06) ayant les systèmes PV raccordés

Nous supposons que le défaut monophasé (phase a) apparaît au noeud N\_39 du départ HTA L\_06 (point 3 sur la Figure III.26) à l'instant  $t = 1s$ . La Figure III.31 présente le courant du départ L\_06 avec ré-enclenchement réussi (en cas d'utilisation du ré-enclenchement normal). Le défaut apparaît à  $t = 1s$ , après une temporisation de 150ms, le disjoncteur du départ s'ouvre à l'instant  $t = 1.15s$  et se referme avec succès à  $t=1.45s$

Dans le cas de deux centrales PV de 500kW connectées au départ L\_06, la Figure III.32 montre la tension homopolaire au point de connexion des systèmes PV (noeud 53). Tous les



systèmes PV son déclenchés instantanément parce que cette tension homopolaire est supérieure à  $10\%V_n$ .

Dans le cas de deux centrales PV de 2 MW, la protection de découplage correspond au type H.3 et ce court-circuit cause aussi la déconnexion des systèmes PV. Lorsque le défaut monophasé apparaît, le disjoncteur du départ déclenche à l'issue d'une temporisation de protection de 150ms. Après cette action, tous les systèmes PV connectés à ce départ fonctionnent en mode d'îlotage et la protection anti-îlotage est donc activée instantanément. La déconnexion des systèmes PV avant la refermeture du disjoncteur du départ est un fonctionnement normal afin d'avoir un temps suffisant pour éteindre l'arc d'électrique. Le disjoncteur du départ se referme avec succès.

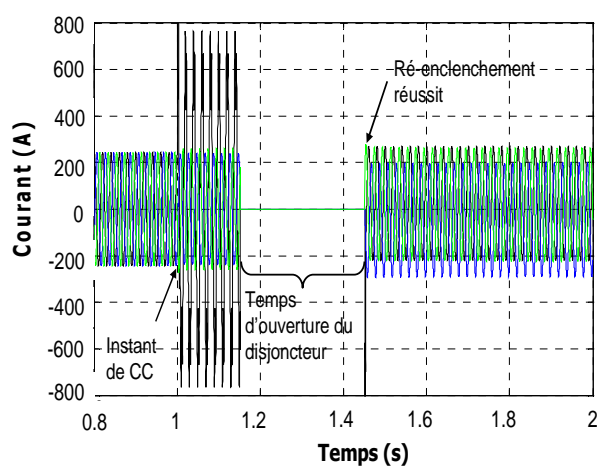


Figure III.31. Courant du départ L\_06 avec le système du réenclenchement normal

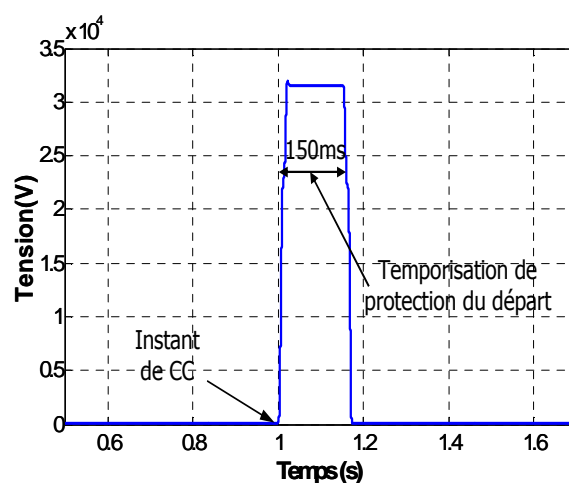


Figure III.32. Tension homopolaire au point de raccordement

Avec utilisation du système ré-enclenchement par shuntage, le court-circuit est éliminé pendant le shuntage (en moins de 400ms) tandis que la temporisation du système PV est  $t_{0+0.5s}$ . C'est pourquoi, les systèmes PVs restent connectés au réseau.

### III.5.3.2. Cas 2 : Courts-circuits sur le départ adjacent (L\_05)

Nous supposons que le défaut monophasé à la terre (phase a) apparaît au point 4 (voir la Figure III.26) sur le départ adjacent L\_05

Dans ce cas, le courant de défaut augmente fortement et la protection du départ adjacent (départ L\_05) est activée avec le ré-enclenchement normal ou le ré-enclenchement par shuntage. La Figure III.33 illustre le courant du départ L\_06 sur lequel les systèmes PV raccordés. Ces courants sont encore dans la limite, la protection du départ L\_06 n'est pas activée.

Dans le cas de deux centrales PVs de 500kW, ce court-circuit monophasé sur le départ adjacent provoque aussi le découplage instantané des systèmes PV par la protection de type

H.1. La raison est que la tension homopolaire au point de connexion des systèmes PV est supérieure à  $10\%V_n$ . Cette déconnexion des systèmes PV due à un défaut sur le départ adjacent en réseau HTA est non justifiée. Il est donc nécessaire de proposer une solution permettant d'éviter cette déconnexion.

Dans le cas de deux PV de 2MW, la protection de découplage correspondante au type H.3, les systèmes PV restent connectés au réseau parce que la temporisation des protections de découplage est 1.5s ( $t_0+0.5s$ ) tandis que le disjoncteur du départ adjacent se referme avec succès (ré-enclenchement) après 450ms (à  $t=1.45s$ )

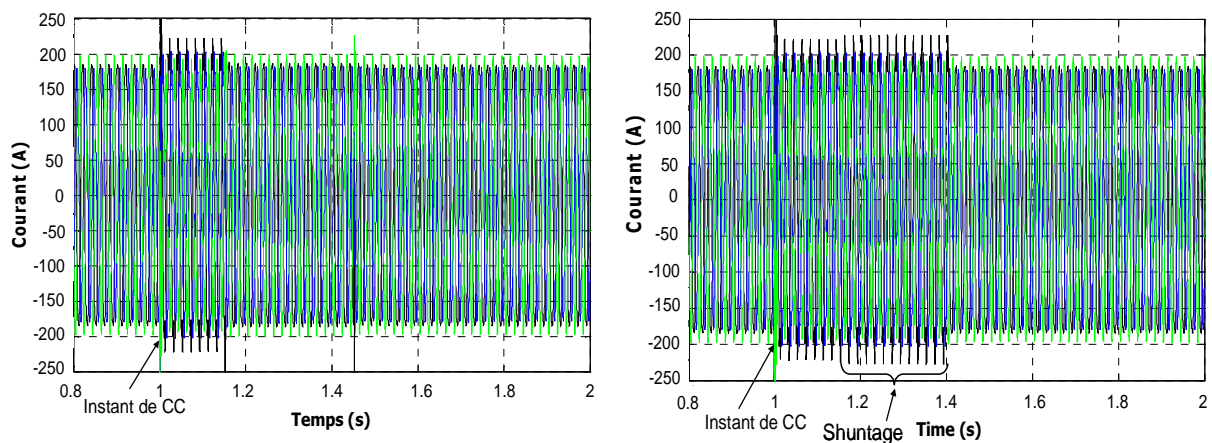


Figure III.33. Courant du départ L\_06 en cas d'utilisation des systèmes ré-enclenchement normal et ré-enclenchement avec shuntage

Les tableaux III.2 et III.3 récapitulent tous les résultats de simulation concernant les systèmes PV raccordés au réseau HTA rural pour différents scénarios de court-circuit

DEFAUTS SUR LE RESEAU HTA RURAL avec réenclenchement normal					
Position	Type de défaut	Protection de départ ayant PVs raccordés	Protection de départ adjacent	Protection découplage de type H.1 pour PVs 500kW	Protection découplage de type H.3 pour PVs 2MW
3) CC sur le départ L_06 en HTA, dans la zone PV	Triphasé	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 150 ms
	Biphasé	Activée et cc éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 150 ms
	Monophasé	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 150 ms
4) CC sur le départ adjacent (départ L_05) en HTA, hors la zone PV	Triphasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté
	Biphasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté
	Monophasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté

Tableau III.2. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA rural avec ré-enclenchement normal

DEFAUTS SUR LE RESEAU HTA RURAL avec réenclenchement + shuntage					
Position	Type de défaut	Protection de départ ayant PVs raccordés	Protection de départ adjacent	Protection découplage de type H.1 pour PVs 500kW	Protection découplage de type H.3 pour PVs 2MW
3) CC sur le départ L_06 en HTA, dans la zone PV	Triphasé	Activée et CC éliminé pendant shuntage	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 150 ms
	Biphasé	Activée et CC éliminé pendant shuntage	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Activée => Systèmes PV déconnectés après 150 ms
	Monophasé	Activée et CC éliminé pendant shuntage	Non activée	Activée => Systèmes PV déconnectés instantanés	Non activée => Systèmes PV restent connecté
4) CC sur le départ adjacent (départ L_05) en HTA, hors la zone PV	Triphasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant shuntage	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté
	Biphasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant shuntage	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté
	Monophasé	Non activée	Activé et CC éliminé pendant shuntage	Activée, systèmes PV déconnectés instantanés => <b>déconnexion non justifiée</b>	Non activée => Systèmes PV restent connecté

Tableau III.3. Résultats de simulation en cas de défauts sur le réseau HTA rural avec ré-enclenchement + shuntage

### Remarques sur les études de simulation

Les résultats de simulation obtenus montrent que les systèmes photovoltaïques sont très sensibles aux creux de tension qui entraîne les déconnexions des systèmes PV. Par ailleurs, plusieurs cas de déconnexion non justifiée de systèmes PV sont identifiés. Il vaut mieux que les systèmes PV restent connectés pour assurer un fonctionnement continu quand un court-circuit apparaît sur le départ adjacent. Par conséquent, dans la partie suivante, nous proposons des solutions pour assurer la coordination des protections basées sur la modification de la temporisation des protections de découplage.

### III.6. Solution pour éviter les déconnexions non-justifiées des systèmes PV raccordés au réseau HTA

Dans cette partie, deux solutions sont proposées pour éviter les déconnexions non-justifiées des systèmes PV, en particulier en cas de défaut sur le départ adjacent [LETHIMINH\_11b] :

- Temporisation des protections de découplage
- Utilisation du gabarit de tension

La validation par les simulations va montrer l'efficacité des solutions proposées. L'augmentation du risque d'îlotage est aussi prise en compte.

#### III.6.1. Temporisation des protections de découplage

En appliquant les recommandations de ERDF (ERDF\_13E), l'action instantanée des relais de protection (type H1 et H2) provoque un grand nombre de découplages injustifiés en situation dégradée du réseau. Pour les types H1 et H2, la recommandation ERDF est seulement valable pour les petites PDEs de type de machine tournante. Pour ces PDEs avec l'inertie très faible, en cas de défaut, la vitesse augmente rapidement et cela peut provoquer une défaillance de la PDE. C'est pourquoi, il faut découpler instantanément la PDE du réseau en cas de défaut.

Type de protection Fonction à assurer	Type H.1 (ex type 1.1)	Type H.2 (ex type 1.2)	Type H.3 (ex type 1.3)	Type H.4 (ex type 1.4)	Type H.5 (ex type 1.5)	Type 1.4 Modifié (pour mémoire)
Détection des défauts monophasés HTA	Max de $V_0$ instantanée 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde e 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$
Détection des défauts polyphasés	Mini de U instantanée 85% $U_m$	Mini de U instantanée 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde e 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$

Figure III.34. Recommandations ERDF pour les PDE raccordées au réseau HTA

Pour les installations PV le comportement est totalement différent avec les PDEs de type de machine tournante. La plupart des installations PV raccordées sur le réseau HTA ont une puissance de quelques MW (correspondant de type H1, H2 ou H3). En plus, il y a des risques de déconnexions non justifiées de tous les installations PV. C'est pourquoi, pour limiter le nombre de déclenchements injustifiés, la solution proposée consiste à temporiser la protection à maximum de tension homopolaire du type H.1 à une valeur de  $t_0 + 0,5$  seconde pour les défauts monophasés et en la temporisation de la protection à minimum de tensions composées du type H.1 et H.2 à une valeur de  $t_1 + 0,5$  s pour les défauts polyphasés (voir Figure III.35).

Type de protection Fonction à assurer	Type H.1 (ex type 1.1)	Type H.2 (ex type 1.2)	Type H.3 (ex type 1.3)	Type H.4 (ex type 1.4)	Type H.5 (ex type 1.5)	Type 1.4 Modifié (pour mémoire)
Détection des défauts monophasés HTA	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ second e 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ second e 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ second e 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$	Max de $V_0$ temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10% $V_n$
Détection des défauts polyphasés	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ second e 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ second e 85% $U_m$	Mini de U temporisée à $t_1 + 0,5$ seconde 85% $U_m$

Figure III.35. Solution proposée « temporisation des protections de découplage »

Pendant le court-circuit, le courant sorti du système PV est limité à  $1.1 I_n$ , donc la contribution du système PV au courant de défaut du réseau HTA est très limitée. C'est pourquoi, cette solution peut éviter les déconnexions non justifiées quand le court-circuit apparaît sur le départ adjacent en réseau HTA.

Pour vérifier la performance de cette solution, les scénarios décrits dans la Section III.5 sont utilisés :

- Défaut monophasé a lieu sur le départ adjacent L\_05 en réseau HTA rural ayant le système de ré-enclenchement normal ou de ré-enclenchement shuntage, la puissance du système PV est de 500kW et le type de la protection de découplage est H.1
- Défaut triphasé a lieu sur le départ adjacent L\_05 du réseau HTA urbain à  $t=1s$ , la puissance du PV est de 2MW et le type de la protection de découplage est H.2

Tout d'abord, un défaut monophasé se produit sur le départ adjacent L\_05 en réseau HTA rural. Le courant de défaut augmente fortement, la protection de départ adjacent est donc activée. Avec le ré-enclenchement réussit après 450ms, le défaut sur le départ adjacent est éliminé. Face à ce défaut, le courant du départ L\_06 (départ ayant les systèmes PV raccordés) est toujours dans les limites, donc la protection de ce départ n'est pas activée et ce départ est maintenu connecté au réseau. Dans la section III.5, sans utiliser la solution proposée, il y a une déconnexion non justifiée du système PV. Par contre, en utilisant la méthode proposée, avec une temporisation de  $t_0 + 0,5s$  pour la protection de découplage de type H.1, la protection du départ adjacents est activée pour éliminer la faute (après 450ms) avant que la protection de découplage du système PV.

La Figure III.36 présente la puissance du système PV de 500 kW en cas de sans et avec utilisation de la solution proposée. Le même résultat est obtenu en cas d'utilisation le système ré-enclenchement avec shuntage.

Ensuite, nous supposons qu'un court-circuit triphasé à la terre apparaît sur le départ adjacent L\_05 (hors la zone du PV) du réseau HTA urbain. Dans ce cas, le défaut sur le

départ adjacent est éliminé après 500ms par la protection du départ.

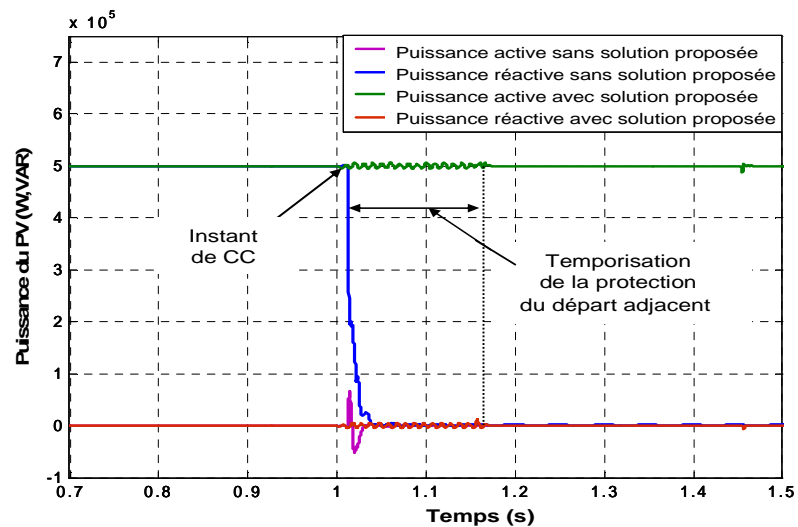


Figure III.36. Puissance du système PV de 500KW avec type H.1 connecté au départ L\_06 du réseau HTA rural

La Figure III.37 illustre la tension du système PV de 2MW avec et sans utilisation de la solution proposée en cas de court-circuit biphasé sur le départ adjacent L\_05. En effet, la protection du départ L\_06 n'est pas activée et ce départ reste connecté au réseau. La tension du système PV revient à sa valeur normale. C'est pourquoi, les systèmes PV restent connectés au réseau parce que la temporisation de la protection de découplage de type H.2 ( $t_0+0.5s$ ) est supérieure à 500ms.

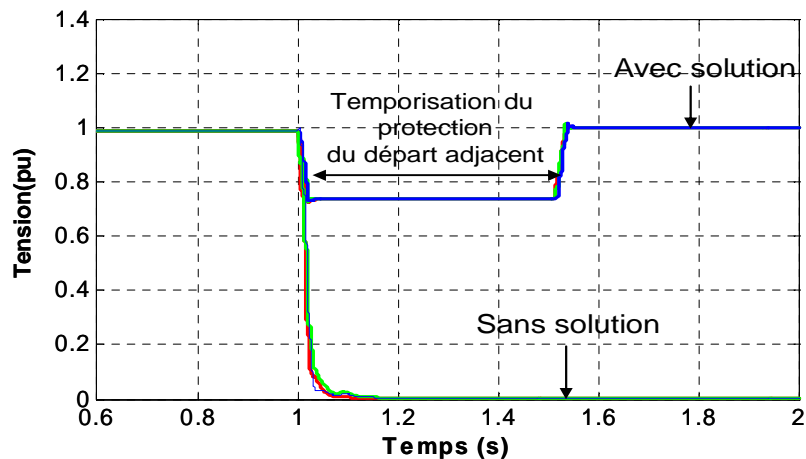


Figure III.37. Tension du système PV de 2MW connecté au départ L\_06 du réseau HTA urbain

En résumé, la solution basée sur la temporisation de la protection de type H.1 et H.2 peut éviter presque toutes les déconnexions non justifiées des systèmes PV.

### III.6.2. Solution utilisant un gabarit de tension

Généralement, toutes les productions distribuées doivent se déconnecter du réseau en cas d'une baisse anormale de la tension à leur point de raccordement. Actuellement, certains groupes de production raccordés au réseau HTA en Allemagne [TREM\_08] ou en France (installations de production ayant une puissance supérieure ou égale à 5 MW en France [ARRETE\_08]) peuvent rester connectés lors de l'apparition d'un creux de tension dans le réseau HTA. Cette possibilité est déjà proposée par les fabricants d'onduleurs comme une option spécifique des onduleurs photovoltaïques [SMA].

En France, les installations de production raccordées en HTA dont la puissance  $P_{\max}$  est supérieure ou égale à 5MW doivent rester en fonctionnement lors de l'apparition d'un creux de tension au point de livraison de l'installation de production. Le générateur doit fonctionner dans le domaine défini au-dessus de la courbe de la Figure II.18. Ce gabarit ajoute une contrainte sur l'onduleur qui a été prise en compte par les fabricants. Ainsi on trouve sur le marché des onduleurs respectant l'arrêté du 23 avril 2008 à partir de puissance de 9kVA. L'arrêté pourrait donc être facilement appliqué à toutes les installations connectées au réseau HTA.

Dans cette partie, nous proposons que le critère de tension du type H.1, H.2 (en respectant la norme ERDF) soit remplacé par ce gabarit de tension. Ce gabarit de tension est intégré également dans la protection de découplage des systèmes PVs raccordés en BT pour éviter leur déconnexions non-justifiées (chapitre IV). En fonction du niveau du creux de tension, le gabarit va imposer la temporisation de déconnexion correspondante.

Le gabarit de tension n'est efficace que pour les défauts polyphasés puisqu'il s'applique sur les tensions composées. Or un défaut monophasé influence peu les tensions composées.

Si on applique le gabarit de tension, avec un défaut apparaissant loin du poste source ou sur le départ adjacent, la tension au point de raccordement de l'onduleur PV peut être inférieure à 0.85 pu mais supérieur à 0.2pu. En respectant les recommandations de ERDF (ERDF\_13E), tous les onduleurs PV sont déconnectés instantanés avant que la protection du départ adjacent soit activée (après 500 ms ou 150ms). Par contre, en utilisant le gabarit de tension, dans tous les cas, si la tension de l'onduleur PV est supérieure à 0.25 pu, la temporisation de la protection de découplage est supérieure à 500 ms. Ce temps est donc largement suffisant pour que la protection du départ adjacent s'active avant la protection de découplage afin d'éliminer le défaut. Dans ces conditions les onduleurs PV peuvent rester connectés dans la plupart des cas. Donc, cette solution permet d'éviter les déconnexions non justifiées en cas de défaut sur les départs adjacents BT/HTA ou dans le réseau HTB.

Par contre, si un défaut apparaît sur le départ adjacent à proximité du poste source, la tension au point de connexion des systèmes PV peut être inférieure à 0.2 pu. La protection de



découplage des systèmes PV est donc activée (avec la temporisation de 150ms) avant ou en même temps que la protection du départ adjacent soit activée. Afin d'éviter cette anormale, nous proposons de modifier le gabarit de tension en y introduisant un seuil de tension de 0.05pu pendant 500ms, puis une augmentation linéaire de la tension pendant 1000ms (voir la courbe bleu de la Figure III.38)

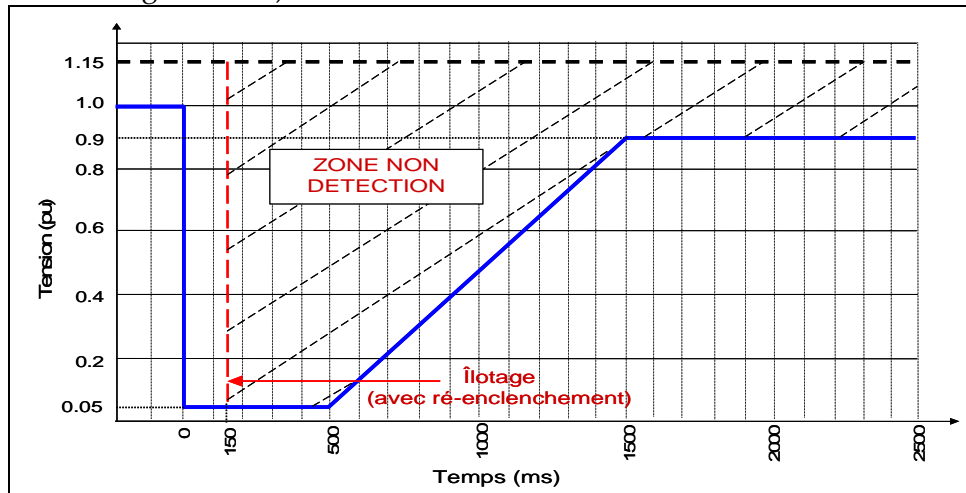


Figure III.38 – Nouveau gabarit de tension proposée avec zone de non-détection sur le critère tension

Pour montrer l'efficacité de cette solution, quelques résultats de simulation sont effectués. Nous supposons que des courts-circuits polyphasés apparaissent au point 2 sur le départ adjacent L\_05 en réseau HTA urbain, les systèmes PV de 500kW sont connectés au départ L\_06 (voir la Figure III.25). La protection de découplage des systèmes PV est type H.1. La Figure III.39 présente la tension au point de raccordement en comparant avec le nouveau gabarit de tension en cas de court-circuit triphasé et biphasé (phase a et phase b) sur le départ adjacent.

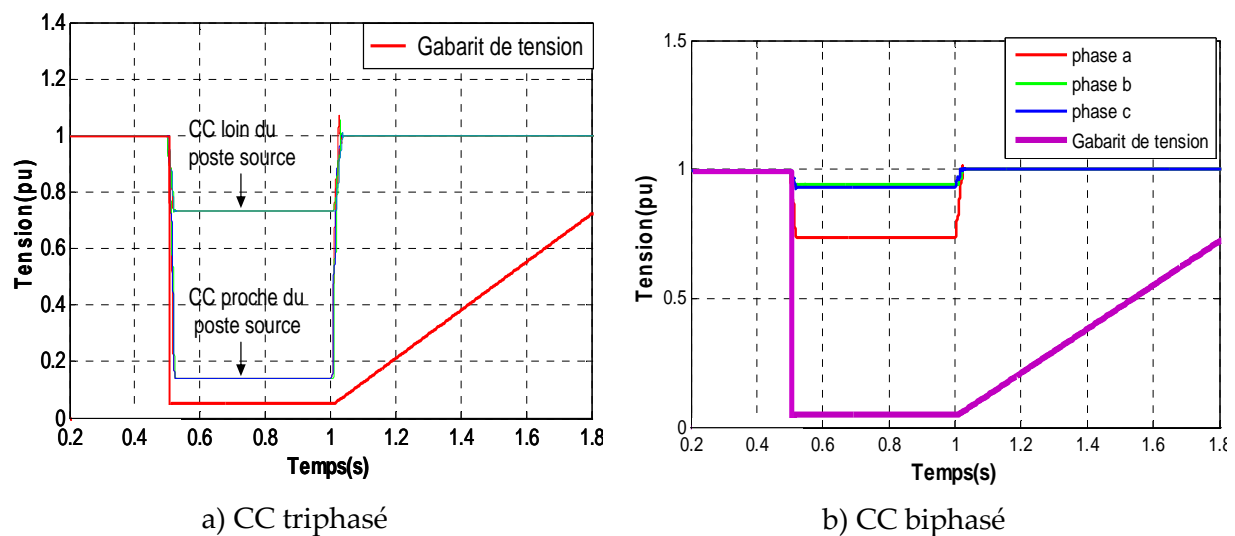


Figure III.39. Tension du système PV en cas de CC triphasé et biphasé sur le départ adjacent

Les résultats nous montrent qu'en utilisant le gabarit de tension, les systèmes PV restent connectés au réseau parce que la tension du système PV ne dépasse pas la tension définie par le gabarit. En cas de court-circuit sur le départ adjacent, la déconnexion non justifiée des systèmes PV est donc évitée.

### III.6.3. Risque d'îlotage

Dans un réseau électrique en présence de systèmes photovoltaïques, la situation d'îlotage intervient quand un sous-réseau comportant un ou des systèmes PV est déconnecté du réseau principal mais que les charges locales continuent d'être entièrement alimentées par ces systèmes PV. De part les modifications apportées à la protection de découplage, la détection d'îlotage se trouve modifiée.

✚ En utilisant la méthode de temporisation de la protection de découplage, la détection d'îlotage se modifie un peu, la tension peut varier de manière plus importante avant de déconnecter l'installation. Par contre, pour tous les cas du défaut ou de la perte volontaire du réseau, si le creux de tension est supérieur à 0.15 pu (càd que la tension chute en dessous de 0.85 fois sa valeur nominale) ou la tension homopolaire est supérieure à 0.1pu, les systèmes PV sont tous déconnectés du réseau avec la temporisation de  $t_0+0,5s$  ou  $t_1+0,5s$  au lieu d'une déconnexion instantanée. Donc, cette solution n'augmente pas le risque d'îlotage par rapport la recommandation actuelle. La démonstration par les simulations sera effectuée en utilisant le réseau urbain de 20kV (voir la Figure III.25), deux systèmes PV raccordés au départ L\_06. La Figure III.40 présente la tension du système PV sans et avec l'utilisation de la solution proposé en cas de court-circuit triphasé à la terre sur le départ L\_06 (dans la zone du PV), la puissance de charge locale (Pch) est supérieur à la puissance du système PV (Ppv) ( $P_{ch}=4372kW > P_{pv}=500kW$ ,  $Q_{ch}=974 > Q_{pv}=0$  kVAR) ou  $P_{ch}=P_{pv}$  ( $P_{ch}=P_{pv}=4000$  kW,  $Q_{pv}=0$  kVAR), la protection de découplage est de type H.1.

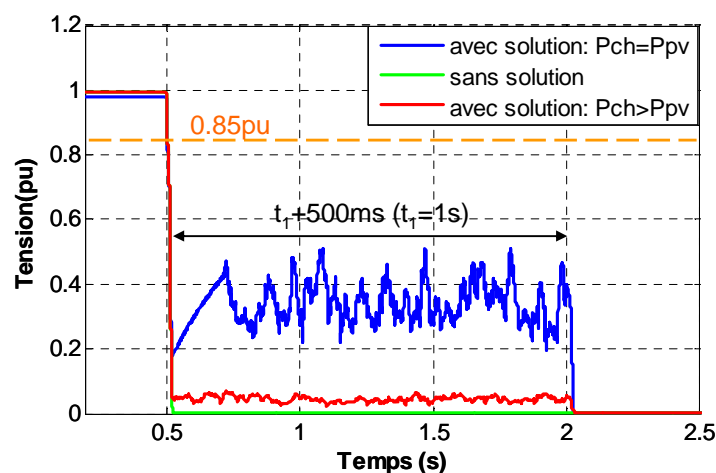


Figure III.40. Tension du système PV en cas de court-circuit dans la zone du PV

En cas de court-circuit polyphasé sur le départ L\_06 ayant le système PV raccordé, le système PV est déconnecté dans tous cas avec ou sans utilisation la solution proposé parce que la tension au point de raccordement est inférieur à 0.85pu.

✚ Avec la méthode d'utilisation du gabarit de tension, on rappelle que la détection d'îlotage se trouve modifiée. En effet, la tension peut varier et maintenant évoluer entre 115% et la limite basse du gabarit de tension (voir Figure III.38), contre 115% et 85% auparavant. Donc, il s'agit ici d'étudier l'augmentation du risque d'îlotage quand on intègre le gabarit de tension proposé à la protection de découplage.

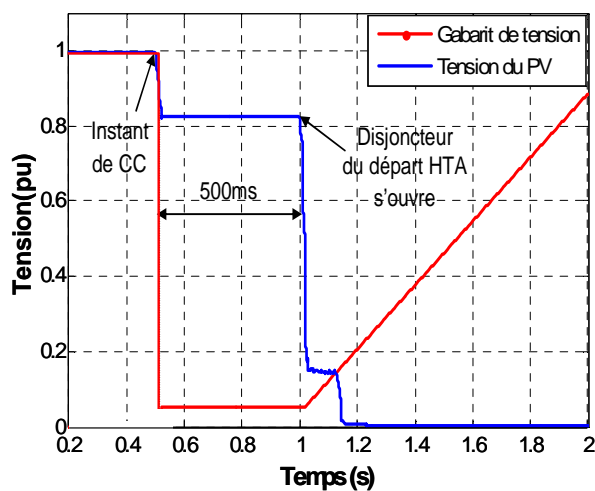
C'est pourquoi, il s'agit ici d'étudier l'augmentation du risque d'îlotage par les simulations dans différent de scénarios :

- Cas 1 : Courts-circuits impédants
- Cas 2 : Régime de neutre du réseau HTA est compensé
- Cas 3 : Perte volontaire du réseau

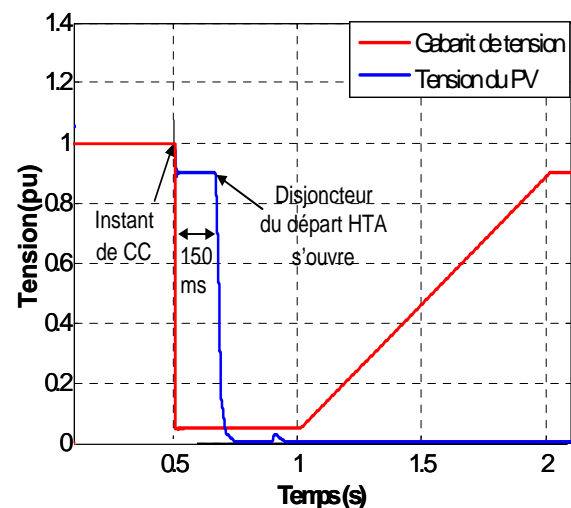
Le réseau HTA urbain (neutre impédance ou neutre compensé) et le réseau HTA rural sont utilisés, deux systèmes PV de 500kW sont raccordés au départ L\_06 (Figure III.25 et Figure III.26). La puissance de la charge total est de 4372kW pour le réseau urbain et de 2290kW pour le réseau rural ( $P_{ch} > P_{pv}$ ).

#### Cas 1 : Courts-circuits impédants

Nous avons réalisé des courts-circuits impédants ( $R=10\text{ Ohm}$ ) sur le départ L\_06 du réseau HTA urbain et rural (neutre mise à la terre par une résistance  $R=40\text{ Ohm}$ ) avec les systèmes PV raccordés sur ce départ.



a) CC biphasé



b) CC triphasé

Figure III.41. Tension du système PV en cas de CC triphasé ( $R_{def}=10\Omega$ ) sur le réseau HTA urbain

Figure III.42. Tension du système PV en cas de CC triphasé ( $R_{def}=10\Omega$ ) sur le réseau HTA rural

Les court-circuits polyphasés sont considérés. En fait, avec les courts-circuits impédants en HTA dans la zone PV, la baisse de tension au point de raccordement en BT reste assez faible (ex : jusqu'à 0.8pu). Les Figure III.41 et Figure III.42 illustrent la tension du système PV raccordé au réseau BT urbain et rural en cas de courts-circuits polyphasé situés dans la zone PV. Au moment de court-circuit, la tension se situe dans la zone non détection du gabarit mais quand la protection du départ HTA est activée, cette tension devient inférieure au seuil du gabarit et tous les systèmes PV sont tous déconnectés. En cas de défaut monophasé, l'ouverture du disjoncteur crée un défaut et les systèmes PV se déconnectent après la temporisation du relais homopolaire. Si le défaut monophasé disparaît à l'ouverture du départ, c'est le relais de tension ou de fréquence du PV qui déconnecte le système PV. En cas de défaut monophasé, l'ouverture du disjoncteur crée un défaut et les systèmes PV se déconnectent après la temporisation du relais homopolaire. Si le défaut monophasé disparaît à l'ouverture du départ, c'est le relais de tension ou de fréquence de la protection de découplage qui déconnecte le système PV.

**Cas 2 : Régime de neutre du réseau HTA urbain compensé ( $i_0=400A$ )**

Dans ce cas, le neutre est mis à la terre par une bobine de compensation ( $X_{LN} = 44 \text{ Ohms}$ ). Le neutre compensé permet de réduire les courants de défauts. Le niveau de tension au point de raccordement est donc augmenté un peu au moment de court-circuit. Le but de cette partie est de vérifier la possibilité d'îlotage des systèmes PV raccordés en HTA quand la tension au point de raccordement est améliorée et reste dans la zone non détection du gabarit en cas du réseau avec neutre compensé. Nous allons comparer les résultats obtenus en cas du réseau avec neutre compensé et du réseau avec neutre résistance.

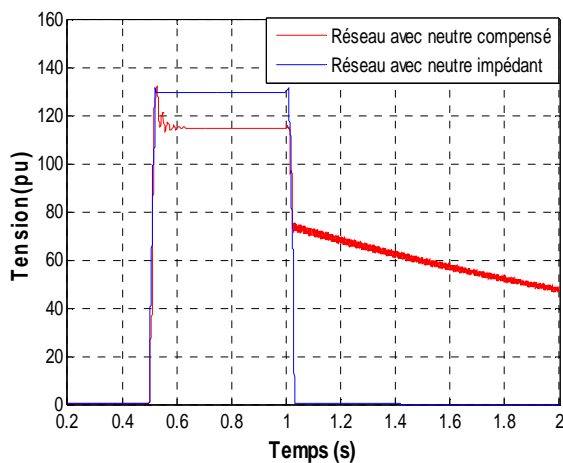


Figure III.43. Courant dans la bobine et la résistance du neutre en cas de CC biphasé

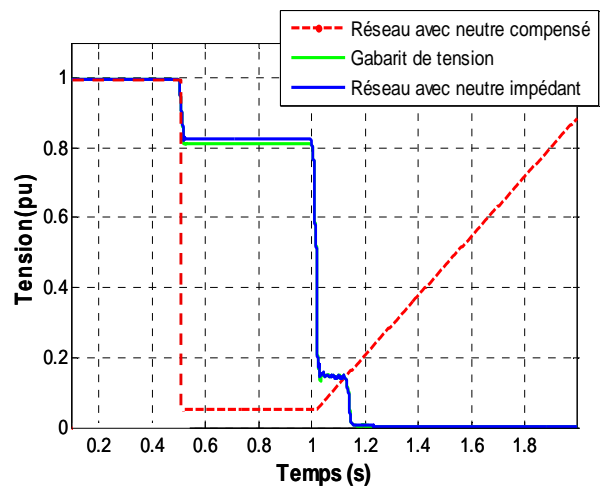


Figure III.44. Tension du système PV en cas de CC biphasé sur le réseau HTA urbain

La Figure III.43 présente le courant circulant dans la bobine et dans la résistance du neutre du réseau HTA. La Figure III.44 illustre la tension du système PV en cas de court-circuit

biphasé impédant ( $R_{\text{def}}=10\Omega$ ) sur le départ ayant le système PV raccordés. En cas du réseau à neutre compensé, la tension est très peu améliorée par rapport au réseau avec neutre résistant. Les résultats de simulation nous montrent que la protection de découplage peut détecter et déclencher en cas du défaut sur le départ ayant les systèmes PV raccordés parce qu'après l'action de la protection du départ HTA, la tension se situe dans la zone détection du gabarit de tension. Nous avons testé avec différentes localisations de courts-circuits et le même résultat est obtenu. Il n'augmente pas la possibilité d'îlotage en cas du réseau avec neutre compensé.

### ***Cas 3 : Perte volontaire du réseau***

En cas de perte volontaire du réseau ou d'ouverture intempestive du disjoncteur HTA, le système PV se retrouve en situation d'îlotage sans défaut. Le critère de maximum de tension composée  $U_{\text{max}}$  n'est efficace qu'en cas de production sur le départ supérieure à la consommation sur ce départ, ce qui implique un très fort taux de pénétration de PV.

Le dernier critère est la fréquence. Les seuils sont actuellement 47.5Hz-51Hz pour la protection H1, H2 et 49.5Hz-50.5Hz pour la protection H3. L'évaluation de la pertinence de ce critère va dépendre de l'équilibre production-consommation et du taux de machines tournantes sur le réseau (inertie).

Le risque d'îlotage apparaît quand il y a un faible écart entre production et consommation. Avant et après îlotage, la tension et la fréquence restent constantes et sont égales à la valeur admissible. Actuellement, le risque d'îlotage reste élevé en utilisant seulement les méthodes passives basées sur la surveillance la tension et la fréquence, il est nécessaire de trouver une autre méthode plus sensible.

En conclusion, le maintien de raccordement des installations PV pendant le défaut avec une temporisation comme les solutions proposées ne provoque pas de modification du fonctionnement et de la sélectivité du réseau, et de défaillance des installations PV car la contribution des installations PV au courant de défaut est faible (maximum de 1.1 In). De plus ces solutions peuvent soutenir le réseau pendant le défaut par le réglage de tension et de fréquence.

## **III.7. Conclusions**

Cette étude présente d'une part l'influence d'une insertion de sources photovoltaïques sur le plan de protection actuel du réseau de distribution, d'autre part le comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA (urbain et rural) avec les différents types de protections de découplage actuelles.

Concernant l'impact sur le plan de protection, un aveuglement de la protection de départ est possible si le défaut est situé en bout de ligne et que la puissance PV installée est suffisante.

Cette puissance maximale diminue proportionnellement avec la longueur du départ. Plus on dépasse cette puissance maximale PV, plus la zone où se situe le défaut engendrant un aveuglement est importante. Pour notre réseau étudié si sa longueur est inférieure à 9km, une puissance acceptable ( $\leq 12\text{MW}$ ) des systèmes PV raccordés au réseau HTA ne cause pas l'aveuglement de la protection du départ.

En plus, dans ce chapitre, le comportement des systèmes PV raccordés aux réseaux HTA réels (urbain et rural) est étudié en cas de court-circuit pour les différents scénarios de court-circuit. Les résultats obtenus montrent que dans quelques cas, il y a des déconnexions non justifiées, en particulier en cas de défaut sur le départ adjacent HTA. Afin d'éviter ces déconnexions, ces protections de découplage sont à proscrire, d'autant que les installations équipées de ces protections peuvent être de taille non négligeable. Deux solutions sont proposées : temporiser le déclenchement ou utiliser un gabarit de tension.

Les adaptations technologiques engendrées par l'intégration du gabarit de tension et la modification de la temporisation ont été réalisées par les constructeurs d'onduleurs. Ils sont facilement applicables à toutes les nouvelles installations connectées au réseau HTA. Cela permet d'une part, de ne pas les déconnecter pour la grande majorité des creux de tensions issues du départ adjacent ou du réseau HTB et d'autre part, de réduire considérablement les déconnexions intempestives des installations connectées aux départs sains, notamment pour les départs équipés d'un ré-enclencheur qui éliminant le défaut en 150 ms.

Pour les défauts à la terre, une temporisation de  $t_0 + 500$  ms appliquée à la protection de homopolaire évite également les déconnexions non justifiées.

L'inconvénient de ces mesures simples est la détection d'îlotage. En effet le départ en défaut est déconnecté du réseau avant la déconnexion des installations présentes sur celui-ci. Dans le cas d'un taux d'insertion de PV faible, la tension ou la fréquence varient suffisamment rapidement pour déconnecter l'installation. Mais plus la puissance de la production PV se rapproche de celle de la consommation, plus ces critères de détection deviennent inefficaces. Actuellement, dans les réseaux HTA, seules des méthodes passives (OVP/UVP et OVF/UVF) sont utilisées et le risque d'îlotage reste donc élevé. Afin de réduire ce risque, l'utilisation d'une méthode plus sensible est nécessaire.

# CHAPITRE IV :

## Comportement des onduleurs PV raccordés en BT face aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les déconnexions non justifiées

### SOMMAIRE

---

<b>CHAPITRE IV : Comportement des onduleurs PV raccordés en BT face aux creux de tension – Solutions proposées pour éviter les déconnexions non-justifiées .....</b>	<b>108</b>
<b>IV.1. Introduction.....</b>	<b>110</b>
<b>IV.2. Recommandations pour le raccordement des systèmes PV au réseau Basse tension.....</b>	<b>111</b>
IV.2.1. Tension de raccordement .....	111
IV.2.2. Puissance Pmax de l'installation de production .....	112
IV.2.3. Sécurité des biens et des personnes .....	112
IV.2.4. Domaine de fonctionnement de l'installation .....	113
<b>IV.3. Systèmes PV monophasés raccordés au réseau BT et leur protection de découplage.....</b>	<b>114</b>
IV.3.1. PLL .....	115
IV.3.2. MPPT.....	117
<b>IV.4. Analyse des plans de protection sur les réseaux BT urbain et du comportement des systèmes PV face au creux de tension.....</b>	<b>125</b>
IV.4.1. Hypothèses.....	125
IV.4.2. Vérification du plan de protection BT et comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau BT urbain .....	126
IV.4.3. Validation par les essais avec l'onduleur réel et le simulateur temps réel.....	133
IV.4.4. Comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau HTA <i>urbain</i> .....	136
IV.4.5. Remarques sur les études de simulation.....	140
<b>IV.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau BT <i>rural</i>.....</b>	<b>143</b>
IV.5.1. Description des cas d'études :.....	143
IV.5.2. Comportements des systèmes PV raccordés au réseau BT .....	144
<b>IV.6. Solution pour les onduleurs photovoltaïques – Utilisation d'un gabarit de tension.....</b>	<b>149</b>

IV.6.1. Court-circuit sur le réseau BT .....	149
IV.6.2. Court-circuit sur le réseau HTA .....	151
IV.6.3. Contribution du courant des onduleurs PV au réseau pendant un court-circuit .	154
IV.6.4. Risque d'îlotage .....	154
<b>IV.7. Conclusions .....</b>	<b>157</b>



## IV.1. Introduction

Les études exposées dans ce chapitre concernent le raccordement des systèmes PV au réseau public de distribution électrique à Basse Tension (BT) via des onduleurs monophasés. Plusieurs recommandations pour le raccordement des systèmes PV ont été présentées telles que les normes DIN VDE 0126-1-1 [DIN\_0126\_1], IEEE 929-2000 [IEEE\_00] et ERDF-NOIRES\_13E [ERDF\_13E]. La première partie de ce chapitre va donc synthétiser les conditions de raccordements des installations de production PV au réseau BT. La deuxième partie concerne la modélisation du système PV monophasé (modèle moyen dynamique : MPPT+hacheur+onduleur). Différents types de contrôle/commande ainsi que les méthodes de détermination des paramètres du système de contrôle/commande sont proposés.

En France, les protections de découplage respectent les normes DIN VDE 0126-1-1 [DIN\_0126\_1] ou ERDF [ERDF\_13E]. Dans nos études, en respectant la norme DIN VDE 0126\_1, si les seuils de tension ou de la fréquence au point de raccordement sont franchis ( $U \leq 80\%U_n$  ou  $U \geq 115\% U_n$  pour le critère de tension et  $f \leq 47,5\text{Hz}$  ou  $f \geq 50,2\text{Hz}$  pour le critère de fréquence), l'onduleur est alors déconnecté en moins de 200 ms. Le comportement des systèmes PV raccordés en BT est donc tout à fait différent par rapport à celui des systèmes PV raccordés en HTA, et en particulier en ce qui concerne la temporisation de leur protection de découplage. Alors, les points abordés dans ce chapitre sont les suivants :

- Validation de la cohérence du plan de protection sur les réseaux BT et analyse de l'influence de sources PV sur ce plan de protection en cas de court-circuit sur les réseaux BT et HTA
- Analyse du comportement dynamique des systèmes PV raccordés à un réseau BT (urbain/rural), face aux creux de tension causés par différents types de court-circuit, en tenant compte de différents types de protection du réseau
- Vérification de l'influence des systèmes de ré-enclenchement (normal et par shuntage) sur les systèmes PV raccordés à ce réseau
- Identification des cas de déconnexions non justifiées des systèmes PV et analyse des solutions susceptibles d'y remédier.

Dans ce chapitre nous allons également proposer des solutions permettant d'éviter les déconnexions non justifiées des installations PV raccordées au réseau BT. La possibilité d'ilotage intempestif résultant de l'utilisation des solutions proposées est aussi envisagée.

## IV.2. Recommandations pour le raccordement des systèmes PV au réseau Basse tension

Le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution est encadré par plusieurs réglementations. La documentation technique de référence dont disposent les gestionnaires de réseaux, précise les études électriques qui sont à mener lors d'une demande de raccordement.

En France, les règlements de raccordement relatifs à une installation raccordée au Réseau Public de Distribution BT [ERDF\_09] fait référence à plusieurs documents, parmi lesquels :

- Décret 2008-386 du 23 avril 2008 et arrêté du 23 avril 2008 [ARRETE\_07], [ARRETE\_08]
- Norme allemande DIN VDE 0126-1.1 [DIN\_0126\_1] et ses évolutions [ESPRIT\_10b]
- Recommandations ERDF-NOI-RES\_13E [ERDF\_13E]
- Norme NF C15-100 [NFC15\_100]

L'objectif de cette partie est de rappeler les conditions du raccordement des systèmes PV au réseau BT.

### IV.2.1. Tension de raccordement

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant :

- L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension (c'est-à-dire pour une tension au point de livraison ne s'écartant pas de la tension contractuelle de plus ou de moins 5 %) et une fréquence (comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz), rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et ceci sans limitation de durée [ARRETE\_08],
- L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles pendant des durées limitées [ARRETE\_08].

Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité identifie l'éventuel impact que le raccordement de l'installation de production pourrait avoir sur :

- l'intensité maximale admissible dans les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité ;

- le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité ainsi que, d'une façon générale, sur le fonctionnement des dispositifs de protection de ce réseau ;
- le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du poste de livraison de l'installation de production à raccorder ;
- le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages des postes de livraison des autres utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité déjà raccordés ;
- le niveau de la tension au point de livraison de l'installation de production ;
- le niveau de la tension aux points de livraison des autres utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité déjà raccordés, y compris les postes HTA/BT ;
- le fonctionnement du plan de protection du réseau public de distribution d'électricité;
- le fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires.

#### **IV.2.2. Puissance $P_{max}$ de l'installation de production**

Pour l'application des dispositions du présent arrêté, «  $P_{max}$  » désigne la puissance installée définie à l'article 1er du décret du 7 septembre 2000 susvisé. Par convention, la puissance  $P_{max}$  est la puissance apparente des installations de production raccordées en BT.

Aucune installation de production ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT monophasé lorsque sa puissance  $P_{max}$  excède 18 kVA.

Aucune installation de production ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT lorsque sa puissance  $P_{max}$  excède 250 kVA.

#### **IV.2.3. Sécurité des biens et des personnes**

De manière générale, dans une installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité BT, le neutre du réseau ne doit pas être relié à la terre (toutefois, si le réseau le permet, la connexion du neutre du réseau public de distribution d'électricité BT à la terre dans l'installation de production est possible, après accord du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité),

Toute installation de production doit disposer par conception d'une fonction de protection permettant de la séparer automatiquement du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition, sur cette installation de production, d'un défaut entre conducteurs, selon les dispositions des normes NFC 14-100 et NFC 15-100,

Le raccordement de l'installation de production ne doit pas entraîner, en situation de défaut, de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite que les matériels BT du réseau public de distribution d'électricité peuvent supporter.

Toute installation de production doit disposer, par conception, d'une fonction de protection, dite « protection de découplage », permettant de la séparer automatiquement du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition sur ce dernier d'au-moins un des défauts suivants :

- Défaut entre conducteurs pour la BT ;
- Création d'un sous-réseau séparé ;

Aucun des dispositifs de protection de l'installation de production, y compris les éventuels dispositifs internes des divers équipements partis prenantes à cette installation, ne doit, par sa conception ou son réglage :

- Perturber le fonctionnement normal des dispositifs de protection du réseau public de distribution d'électricité mis en œuvre par le gestionnaire de celui-ci ;
- Être activé dans des conditions moins sévères que celles qui déclenchent la fonction de protection de découplage visée à l'article précédent [ARRETE\_08]

#### IV.2.4. Domaine de fonctionnement de l'installation

Les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive.

Toute installation de production doit rester en fonctionnement pendant au moins vingt minutes, sans perte de puissance supérieure à 5 %, lorsque la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle ( $U_c$ ) de la façon suivante :  $0,9 U_c < U < 0,95 U_c$  ou  $1,05 U_c < U < 1,1 U_c$ .

Fluctuations rapides de la tension : le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement longue durée (Plt) doit être limité au point de livraison à 1 [ARRETE\_08]

Le couplage et le découplage des installations de production PV au réseau public de distribution d'électricité doivent se faire selon les modalités de la convention d'exploitation dans le respect des prescriptions de l'article 16 de la référence [ARRETE\_08] (Les à-coups de tension au point de livraison dus à l'installation de production ne doivent pas dépasser 5 %),

Harmoniques : le niveau de contribution de l'installation à la distorsion de la tension doit être limité à des valeurs permettant au Distributeur de respecter les limites admissibles en matière de qualité de l'électricité livrée aux autres utilisateurs [ERDF\_09]

#### Remarques :

Les exigences et obligations actuelles des gestionnaires de réseau présentent certaines carences dont les principales sont listées ci-dessous [ESPRIT\_10a] :

- Aucune exigence spécifique concernant l'injection de courant continu sur le réseau n'est précisée
- Aucune distinction entre onduleurs avec transformateur et onduleurs sans transformateur n'est faite sur les aspects sécurité,
- Les spécificités des systèmes photovoltaïques ne sont pas prises en compte dans les textes réglementaires. Par exemple, l'article mentionné au IV.2.4, second alinéa, interdit toute variation de puissance supérieure à 5 % et ne tient donc pas compte des fluctuations de la puissance en fonction de la ressource solaire (formulation à améliorer),
- Les exigences en matière d'équilibrage des phases devraient être précisés, notamment dans le cas de systèmes photovoltaïques triphasés équipés d'onduleurs monophasés,
- Il n'existe pas de document de synthèse regroupant les exigences du gestionnaire de réseau en matière de raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau de distribution.

### IV.3. Systèmes PV monophasés raccordés au réseau BT et leur protection de découplage

Les structures « onduleurs » PV comportent deux étages de réglage et souvent deux étages de conversion. Les systèmes PV produisant un courant continu, la connexion au réseau électrique rend nécessaire un étage DC/AC. Parfois un seul convertisseur assure les deux réglages usuels : l'extraction du maximum de puissance et l'injection au réseau de courants sinusoïdaux. Mais on se prive ainsi de degrés de la liberté du fait qu'il n'y a qu'un seul étage de conversion. C'est pour cela que la plupart de structures industrialisées comportent deux étages de conversion : un DC/DC (souvent un hacheur parallèle et un DC/AC souvent un onduleur de tension) (Figure IV.1)

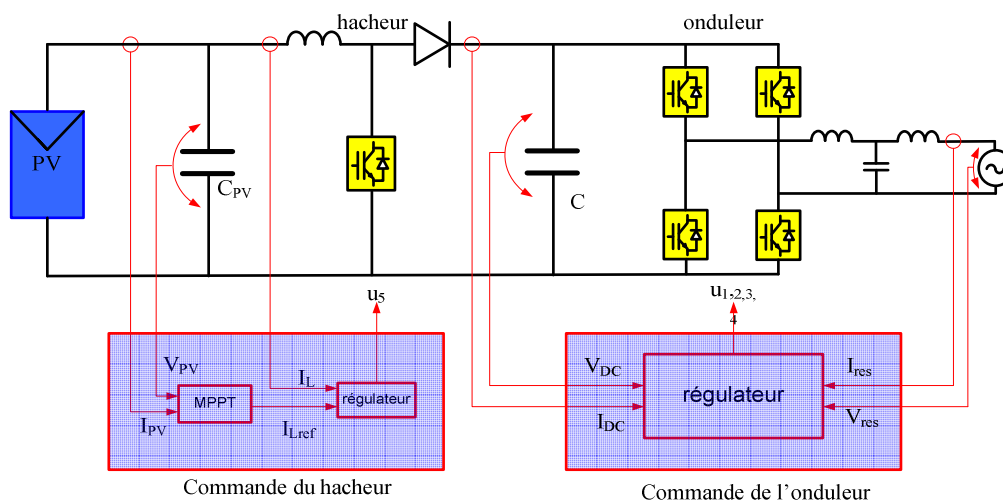


Figure IV.1. Circuit de puissance et commande du système photovoltaïque

Il existe plusieurs types d'étage adaptation, dans le chapitre II, on a présenté une liste des schémas correspondant à l'application photovoltaïque. Le type du hacheur parallèle (Boost) est souvent choisi d'une part pour sa simplicité et d'autre part quand le rapport d'élévation est inférieur à environ 3, ce qui correspond à un rendement correct.

Cette partie présente le développement du contrôle/commande global du système PV qui se compose de plusieurs sections comme suit (voir Figure IV.1) :

- Commande du hacheur Boost pour régler le courant du bus continu, la référence de ce courant étant fournie par un algorithme MPPT.
- Commande de l'onduleur de tension pour régler le courant sortie et la tension du bus continu, laquelle comporte :
  - Une boucle à verrouillage de phase (PLL : Phase locked Loop) pour la synchronisation avec la tension du réseau.
  - Une boucle de réglage de la tension du bus continu laquelle impose la référence du courant à injecter au réseau
  - Une boucle de poursuite de courant réseau désiré.

Les modèles topologiques des convertisseurs seront mis en œuvre de façon à pouvoir effectuer les réglages et observer le comportement du système durant les régimes transitoire et permanent.

### IV.3.1. PLL

#### IV.3.1.1. Principe :

Afin de connecter des sources au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production avec celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

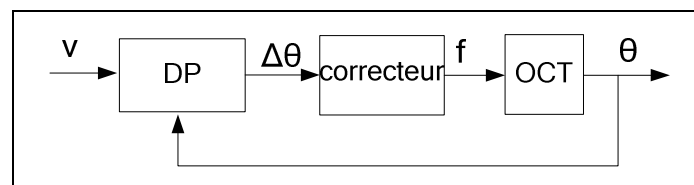


Figure IV.2. Principe commun de PLL

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes [TIMBUS\_05]. On peut numéroter ici, les méthodes classiques comme

- le « Zero Crossing » [ARRUDA\_01] [DON] qui utilise une logique OU Exclusif
- Méthode de filtrage de la tension comme  $\alpha\beta$  filtre [SVEN\_01]-[LEE\_04] ou dq filtre [TIMBUS\_05].

Ces méthodes ont le même inconvénient de sensibilité aux perturbations.

La méthode la plus efficace est la PLL (Phase Lock Loop). La structure de la PLL est très

diversifiée, mais comprend toujours 3 blocs : DP - détecteur de phase ; correcteur ; OCT - oscillateur commandé en tension (Figure IV.2).

Pour le système triphasé, le principe du PLL est présenté dans ([KAURA\_97], [CHUN\_00], [LICCA\_04], [LICCA\_11], [RODRI\_06], [GHAR\_04], [HASSA\_10]). Les techniques avancées de PLL recherchent une poursuite robuste de la phase du réseau malgré l'existence des perturbations. Les principales perturbations sont : saut de phase, creux et bosses de tension, harmonique, saut de fréquence.

Les PLL monophasées sont soumises aux mêmes problèmes qu'en triphasé avec une difficulté supplémentaire qui tient du champ d'information plus réduit (une seule phase). Pour créer 2 signaux orthogonaux, la PLL triphasée peut utiliser la transformation de Park, mais pour la PLL monophasée, il faut rajouter un bloc « Quadrature » de démodulation, voir Figure IV.3b.

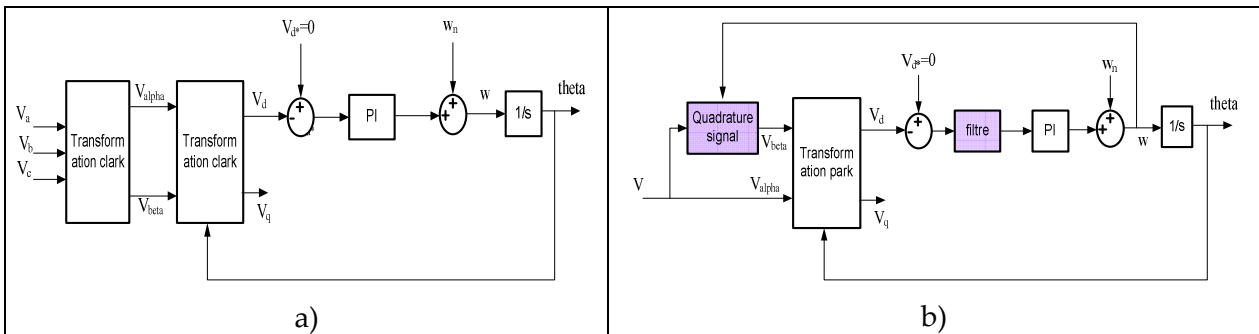


Figure IV.3. Structure de principe d'une PLL triphasée (a) et monophasée (b)

Plusieurs solutions sont décrites dans la littérature en utilisant des retards, diverses transformations, la projection sur un repère orthogonal, des intégrateurs généralisés... [SILVA\_04], [FILHO\_08], [CIOB\_06]. Et enfin, un filtre est souvent introduit dans la boucle afin de réduire les distorsions du signal de la tension mesurée : simple passe bas, résonant ou moyenné glissant ([SHI\_08], [ROBLES\_08], [TIMBUS\_06], [BERMEO\_06]).

Une PLL proposée par Pierre Giroux et Gilbert Sybilleon trouvée dans la boîte à outils de Matlab est très efficace et suffira pour notre étude, voir Figure IV.4.

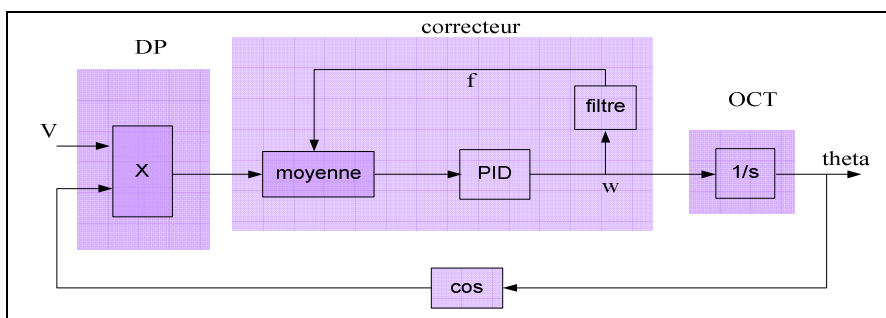


Figure IV.4. Structure du PLL utilisé

- Bloc Produit représente le Détecteur de phase
- Bloc Moyenne calcule la valeur moyenne de l'entrée dans une période variable et joue le rôle de filtre anti harmoniques, et s'adapte à la fréquence variable

Les performances de cette PLL sont évaluées par les résultats de simulation dans l'annexe II. Ces résultats présentent la réponse de la PLL dans tous les cas de perturbations : saut de fréquence, chute de tension, distorsion harmonique, saut de phase et ils nous montrent que la PLL choisie est performante et robuste par rapport aux perturbations du réseau. On peut ainsi explorer les lois de contrôle/commande du système PV sans se soucier outre mesure de la fiabilité de la PLL.

### IV.3.2. MPPT

#### IV.3.2.1. Structure et caractéristique d'un panneau PV

On présente la structure d'un panneau PV commercialisé à la Figure IV.5a : un panneau se compose de 72 cellules, une diode by-pass est connectée en parallèle à un groupe de 9 cellules en série, 2 groupes (chaque groupe de 9 cellules) sont mis en série avec une diode anti-retour, enfin, 4 blocs (chaque bloc de 18 cellules) sont connectés en parallèle.

Paramètre de chaque panneau :

- Tension nominale  $V_{nom}=24V$
- Tension en circuit ouvert  $V_{ouvert}=43,2V$
- Puissance maximale  $P_{max}=165W$

La Figure IV.5b illustre la relation courant-tension et puissance-tension du PV.

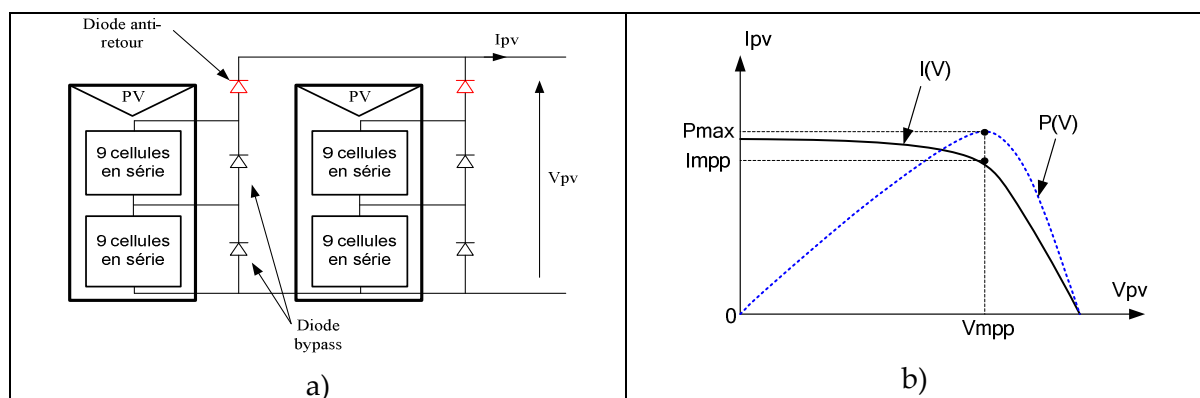


Figure IV.5. Structure d'un panneau photovoltaïque commercialisé et sa caractéristique  $I(V)$ ,  $P(V)$

#### IV.3.2.2. Méthode des Perturbations et Observation

Les systèmes PV se comportent comme une source intermittente car leur puissance dépend de la température et de l'éclairement, la Figure IV.6 nous montre ces caractéristiques. Dans le cas d'un système PV raccordé au réseau, il travaille au point de puissance maximale MPP



aux fins de maximisation du rendement. Mais ce MPP varie toujours en fonction de l'irradiation, de la dérive des paramètres, de la température, de la non uniformité de l'éclairement,... On doit donc mettre en œuvre un algorithme permettant de retrouver ce point en temps réel, il s'agit de l'algorithme MPPT.

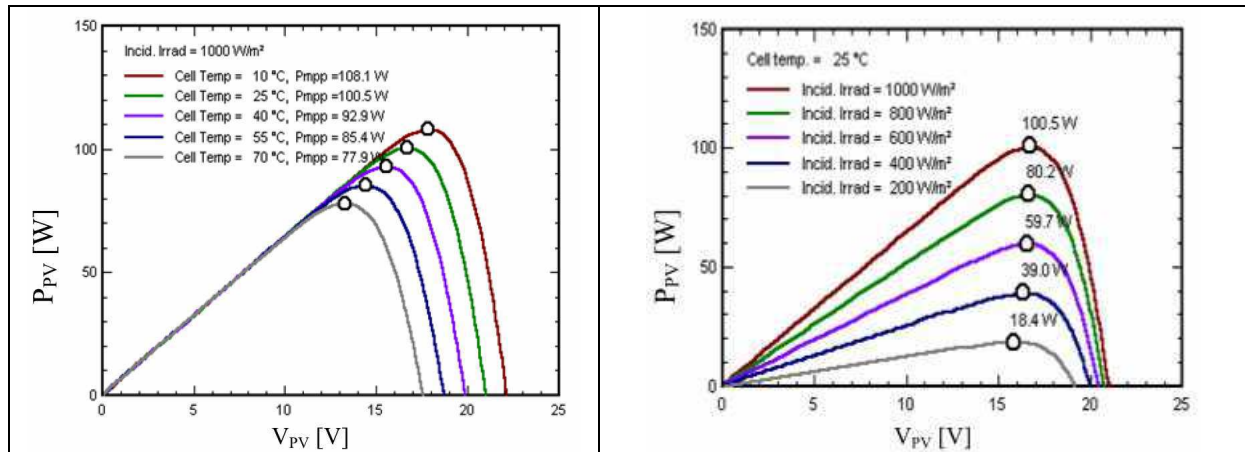


Figure IV.6. Puissance maximale en fonction de la température (gauche) et de l'éclairement (droite) [CABAL\_08]

Dans la littérature, il existe beaucoup d'articles sur le MPPT, les trois méthodes les plus utilisées sont Hill Climbing, Perturbation and Observation (P&O) [BRATCU\_08] et l'Incrément de Conductance (IncCond). Dans [ESRAM\_07] un point de vue global sur les 19 méthodes de MPPT est présenté, lequel donne une estimation et comparaison sur les critères : simplicité, nombre de capteur, prix et application. A partir de ces remarques, on trouve que la méthode P&O est largement utilisée pour sa simplicité d'implémentation en numérique, le temps de réponse acceptable, son moindre coût et elle convient à l'application PV.

Le principe de la commande de type P&O consiste à perturber la tension  $V_{PV}$  d'une faible amplitude  $\Delta V$  autour de sa valeur initiale et à analyser le comportement de la variation de puissance  $P_{PV}$  qui en résulte.

Plus concrètement, au temps initial, la puissance est  $P_1$ , on incrémente la tension jusqu'à  $V_2=V_1+\Delta V$  et la puissance change à  $P_2$  après un pas de temps  $\Delta t$ .

➤ Si  $P_2 > P_1$ , cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à gauche du MPP comme l'illustre dans la Figure IV.7. Alors, dans le pas du temps suivant, il faut commencer à incrémenter la tension  $V_3=V_2+\Delta V$

➤ Si au contraire,  $P_2 < P_1$ , cela signifie que le point de fonctionnement actuel se trouve à droite du MPP. Alors dans le pas de temps suivant, il faut décroître la tension  $V_3=V_2-\Delta V$ .

Une analyse similaire peut être effectuée lorsque la tension ( $V_1$ ) décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d’une variation de tension sur la caractéristique  $P(V)$ , il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. La Figure IV.8 illustre l’algorithme de cette méthode.

Une caractéristique de la méthode P&O est qu’elle envoie de petites perturbations autour du MPP en régime établi car le principe de recherche du MPP doit être répété périodiquement, obligeant ainsi le système à osciller en permanence autour du MPP, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant l’amplitude de la perturbation. Cependant, une faible valeur d’incrément ralentit la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité.

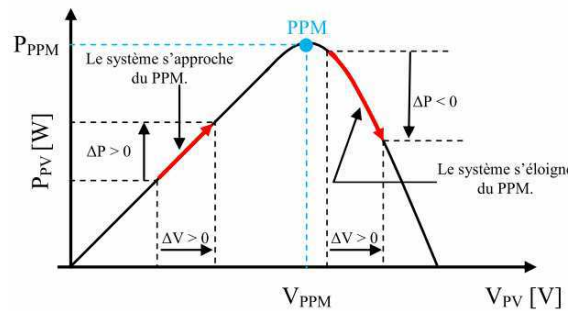


Figure IV.7. Caractéristique  $P(V)$

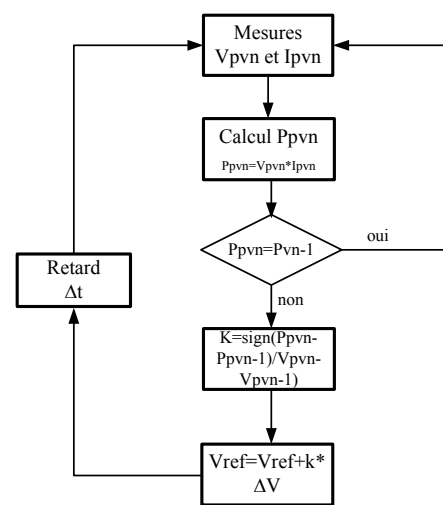


Figure IV.8. Algorithme de la méthode P&O

• Simulation

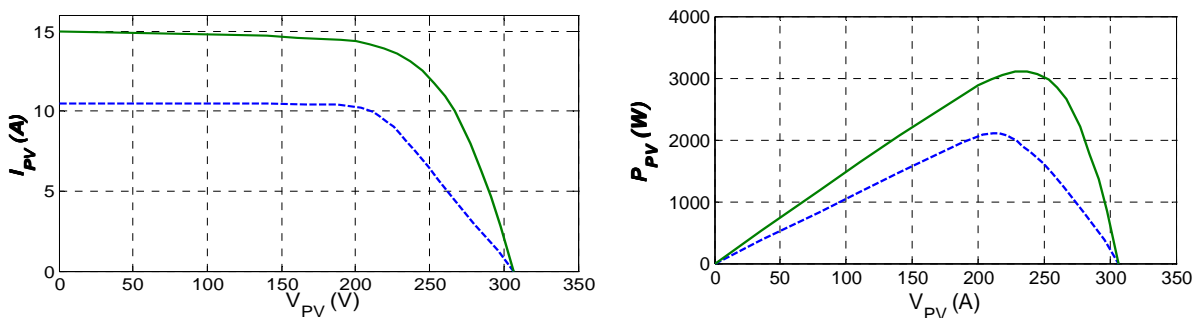


Figure IV.9. Caractéristique du panneau PV utilisé

Pour bien observer le comportement de l’algorithme utilisé, on suppose 3 périodes successives :

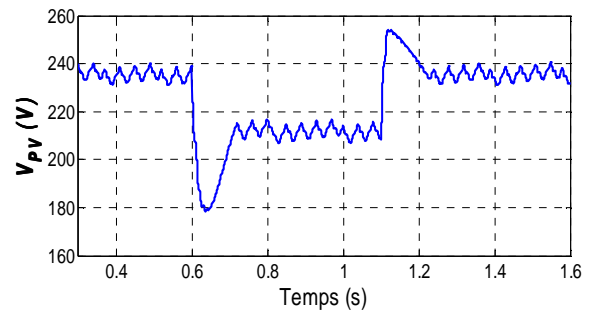
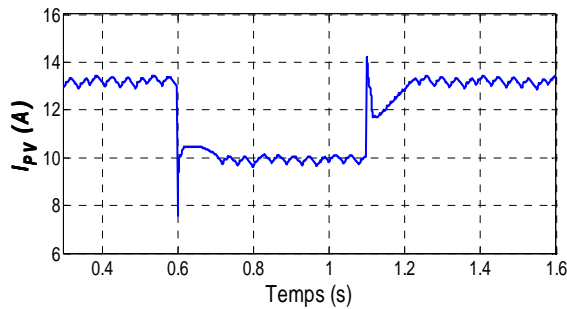
- De 0 à 0,6 s, le système PV travaille sur la caractéristique verte dans Figure IV.9
- De 0,6 à 1,1 s, le système PV passe à la caractéristique bleue (diminution de l’éclairement)

➤ A 1,1 s, le système PV retourne à la caractéristique bleue

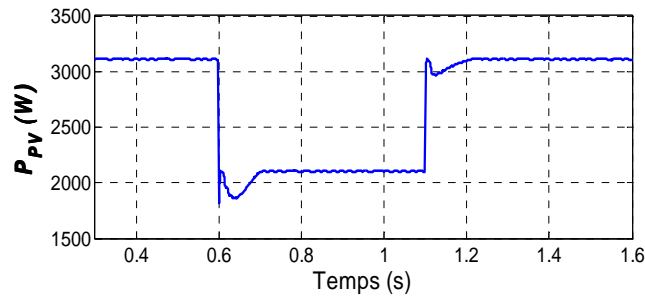
Les deux MPP qui correspondent aux deux caractéristiques sont :

$$V_{MPPT1}=235V, I_{MPPT1}=13,15A, P_{MPPT1}=3110W$$

$$V_{MPPT2}=212V, I_{MPPT2}=9,9A, P_{MPPT2}=2105W$$



a. Courant du PV varie autour du  $I_{MPPT1}$  et  $I_{MPPT2}$       b. Tension du PV varie autour du  $V_{MPPT1}$  et  $V_{MPPT2}$



c. Puissance du PV est oscillé autour la valeur 3105 W et 2100 W

Figure IV.10. Comportement du MPPT

Dans la Figure IV.10, on trouve que

- à 0.6s, le système PV change sa caractéristique, le MPPT trouve le nouveau MPP dans 0,1s
- à 1.1s, le système PV revient sa dernière caractéristique, le MPPT retrouve l'ancien MPP dans 0.1s

La simulation est effectuée avec le pas de tension  $\Delta V=5V$  et le pas de temps  $\Delta t=0,01s$ . Le point de travail du système PV oscille faiblement autour du MPP et la puissance extraite du système PV est un peu inférieure à la valeur maximale, mais le rendement reste encore très élevé (plus de 99 %).

#### 🔧 Commande de la partie DC/DC

##### • Commande de la tension $V_{pv}$ du module PV

Le bloc MPPT donne la tension  $V_{pv\_ref}$  et on doit ensuite déterminer le courant de référence  $I_{Lref}$  qui assure cette tension et ce, via la commande du hacheur. Un correcteur PI est utilisé pour déterminer  $I_{Lref}$ , les coefficients  $K_p$  et  $K_i$  sont calculés comme suit :

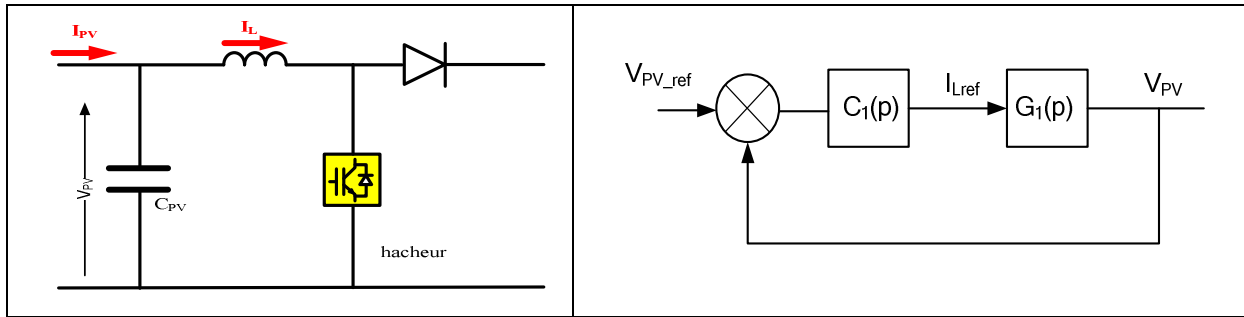


Figure IV.11. Topologie d'un convertisseur Boost et schéma bloc d'une boucle à verrouillage de la tension VPV

L'équation du condensateur  $C_{PV}$  est:

$$C_{PV} \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} = i_{PV} - i_L \quad (IV.1)$$

En appliquant une transformation Laplace, on obtient la fonction de transfert du modèle en petits signaux :

$$G_1(p) = \frac{V_{PV}(p)}{i_L(p)} = \frac{-1}{C_{PV} \cdot p} \quad (IV.2)$$

Avec un correcteur PI  $C_1(p) = K_{p1} + \frac{K_{i1}}{p}$ , la fonction de transfert de la boucle fermée (FTBF) s'écrit :

$$FTBF_1(p) = \frac{C_1(p) \cdot G_1(p)}{1 + C_1(p) \cdot G_1(p)} = \frac{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}} \cdot p}{1 + \frac{K_{p1}}{K_{i1}} \cdot p - \frac{C_{pv}}{K_{i1}} \cdot p^2} \quad (IV.3)$$

En comparant le dénominateur de FTBF avec la forme normalisée  $p^2 + 2\zeta_i \omega_i \cdot p + \omega_i^2$ , on obtient :

$$\begin{cases} K_{i1} = -\frac{C_{pv}}{T_1^2} \\ K_{p1} = -\frac{2 \cdot \zeta_i \cdot C_{pv}}{T_1} \end{cases} \quad (IV.4)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit  $\zeta_i=1$ . On veut un temps de réponse  $T_i=10\text{ms}$  ou bien  $\omega_i=1/T$ .

#### • Commande du courant IL

Le hacheur joue le rôle de commande du courant  $I_L$  suivant le courant référence  $I_{ref}$  fournit par MPPT afin d'assurer la puissance maximale produite par le PV.

Un correcteur PI est utilisé pour déterminer le rapport cyclique  $\alpha$  du transistor IGBT (Figure IV.12)

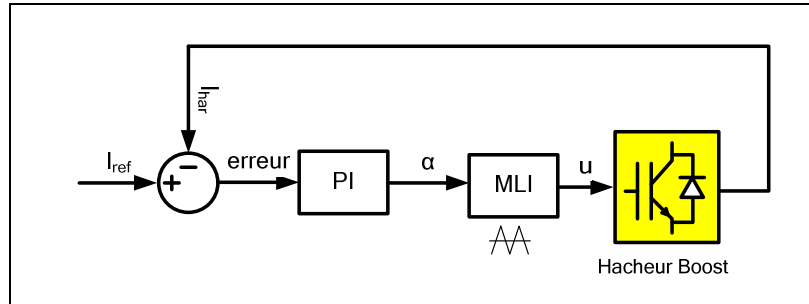


Figure IV.12. Boucle de commande du courant de Hacheur

L'équation du hacheur dans l'espace d'état est :

$$L_{har} \frac{di_L}{dt} = V_{PV} - R_{har} i_L - V_{DC} (1-u) \quad (IV.5)$$

$L_{har}$ ,  $R_{har}$  : inductance et résistance du hacheur.

Pour régler la dynamique du courant, nous commençons par calculer les coefficients du correcteur PI. Le système à corriger est donné par l'équation du hacheur dans le domaine de Laplace :

$$L_{har} \cdot I_L(p) \cdot p = V_{PV} - R_{har} \cdot I_L(p) - V_{DC} (1-u(p)) = V_{PV} - R_{har} \cdot I_L(p) - V_{DC} + V_{DC} \cdot u(p) \quad (IV.6)$$

On ne s'intéresse qu'à la fonction de transfert reliant  $I_L(p)$  et  $\alpha(p)$  est :

$$G_2(p) = \frac{I_L(p)}{u(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{R_{har}}}{1 + \frac{L_{har}}{R_{har}} p}$$

La fonction de transfert du correcteur est de la forme :  $C_2(p) = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{p} = \frac{K_{i2} \left( 1 + \frac{K_{p2}}{K_{i2}} p \right)}{p}$

La fonction de transfert du système en boucle fermée est présentée sous la forme :

$$FTBF_2(p) = \frac{C_2(p) \cdot G_2(p)}{1 + C_2(p) \cdot G_2(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{L_{har}} \cdot (p \cdot K_{p2} + K_{i2})}{p^2 + \frac{K_{p2} \cdot V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} p + \frac{K_{i2} \cdot V_{DC}}{L_{har}}} \quad (IV.7)$$

En comparant le dénominateur de FTBF avec la forme normalisée  $p^2 + 2\zeta i \omega_i p + \omega_i^2$ ,

On déduit :

$$\begin{cases} \frac{K_{p2} \cdot V_{DC} + R_{har}}{L_{har}} = 2\zeta i \omega_i \\ \frac{K_{i2} \cdot V_{DC}}{L_{har}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p2} = \frac{2\zeta i \omega_i \cdot L_{har} - R_{har}}{V_{DC}} \\ K_{i2} = \frac{\omega_i^2 \cdot L_{har}}{V_{DC}} \end{cases} \quad (IV.8)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit  $\zeta_i=1$ . On veut un temps de réponse  $T=1\text{ms}$ .

### 🔧 Commande de la partie DC/AC

L'onduleur joue le rôle de commande du courant de sortie et indirectement de la tension du bus continu. Le schéma de commande de l'onduleur est représenté dans Figure IV.13, il se compose de deux parties ayant deux rôles différents : commande du courant de sortie (boucle interne) et commande de la tension du bus continu (boucle externe) via la commande de la puissance sortie de l'onduleur.

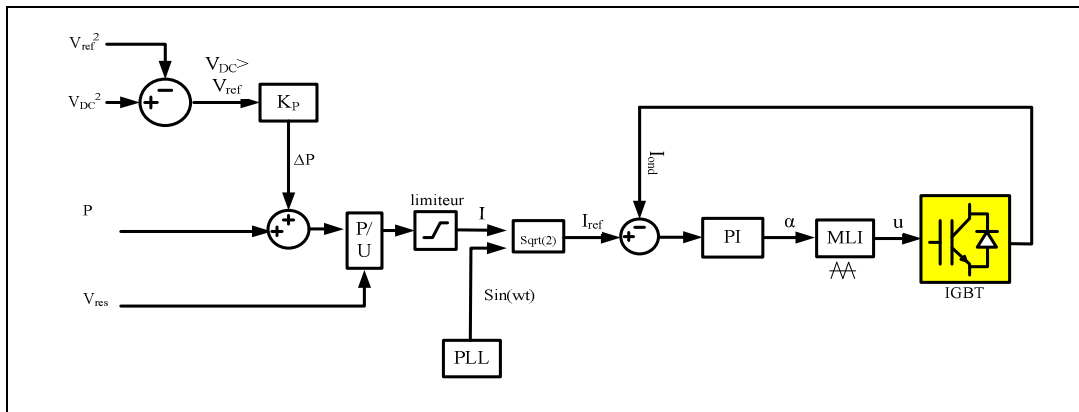


Figure IV.13. Boucles de commande de l'étage DC/AC

#### • Commande du courant de sortie

Pour identifier la valeur efficace du courant de référence  $I$ , on mesure la puissance  $P_{ond}$  à l'entrée de l'onduleur et la tension du réseau  $V_{res}$ , on a :

$$P_{ond} = V_{res} \cdot I \Rightarrow I = \frac{P_{ond}}{V_{res}} \quad (\text{à } \cos\phi = 1) \quad (IV.9)$$

En utilisant le signal de synchronisation  $\theta$  de la PLL, on obtient le signal du courant de référence  $I_{ref}$  de l'onduleur :  $I_{ref} = \sqrt{2} \cdot I \cdot \sin(\theta)$

Pour régler la dynamique du courant, nous commençons par calculer les coefficients du correcteur PI.

L'équation d'état de l'onduleur est :

$$R_{ond} \cdot I_{ond} + L_{ond} \cdot \frac{dI_{ond}}{dt} = V_{DC} u - V_{res} \quad (IV.10)$$

$L_{ond}$  et  $R_{ond}$  : inductance et résistance de l'onduleur

Après la transformation dans le domaine de Laplace, on obtient la fonction de transfert du modèle des petits signaux reliant  $I(p)$  et  $u(p)$  soit :

$$G_3(p) = \frac{I_{ond}(p)}{u(p)} = \frac{V_{DC}}{L_{ond} \cdot p + R_{ond}} \quad (IV.11)$$

Le correcteur PI est de la forme :

$$C_3(p) = K_{p3} + \frac{K_{i3}}{p} = \frac{K_{i3} \left( 1 + \frac{K_{p3}}{K_{i3}} p \right)}{p} \quad (IV.12)$$

La fonction de transfert de la boucle fermée est sous la forme :

$$FTBF_3(p) = \frac{C_3(p) \cdot G_3(p)}{1 + C_3(p) \cdot G_3(p)} = \frac{\frac{V_{DC}}{L_{ond}} \cdot (pK_{p3} + K_{i3})}{p^2 + \frac{K_{p3} \cdot V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} p + \frac{K_{i3} \cdot V_{DC}}{L_{ond}}} \quad (IV.13)$$

En comparant le dénominateur de FTBF avec la forme normalisée  $p^2 + 2\zeta i \omega_i p + \omega_i^2$ , on déduit :

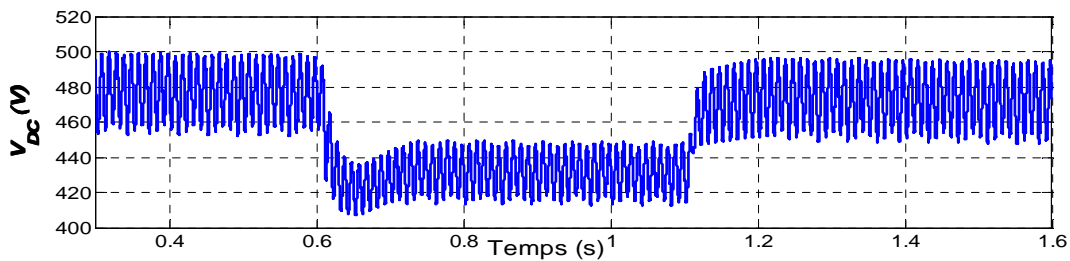
$$\begin{cases} \frac{K_{p3} \cdot V_{DC} + R_{ond}}{L_{ond}} = 2\zeta i \omega_i \\ \frac{K_{i3} \cdot V_{DC}}{L_{ond}} = \omega_i^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{p3} = \frac{2\zeta i \omega_i \cdot L_{ond} - R_{ond}}{V_{DC}} \\ K_{i3} = \frac{\omega_i^2 \cdot L_{ond}}{V_{DC}} \end{cases} \quad (IV.14)$$

Pour annuler l'oscillation, on choisit  $\zeta=1$ . On veut un temps de réponse  $T=5 \cdot 10^{-5}$  s.

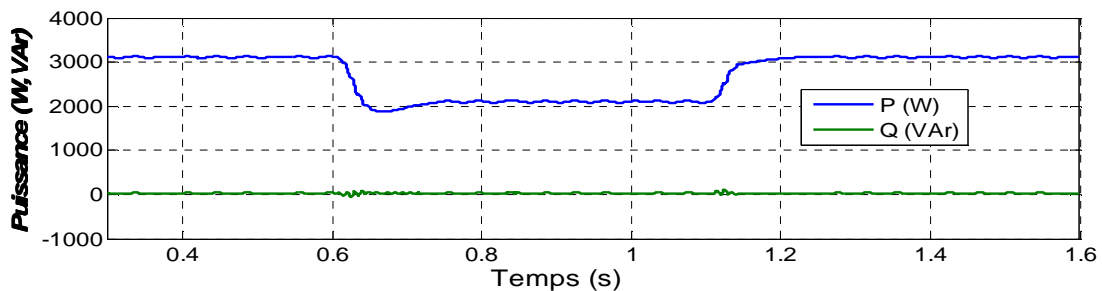
En ce qui concerne la commande de tension du bus DC, nous la présenterons dans le chapitre V.

• **Simulation**

Dans cette partie, les simulations sont effectuées pour évaluer les performances de la commande de la tension du bus continu via la puissance de sortie de l'onduleur. On suppose que l'ensoleillement baisse à l'instant  $t=0.6$  s et revient à sa valeur normale à  $t=1.1$  s.



a. Variation de la tension du bus continu



b. Puissance de sortie de l'onduleur PV

Figure IV.14. Comportement de l'onduleur PV

La Figure IV.14a montre que la tension du bus continu est maintenue à une valeur inférieure à 500V. Il faut noter que cette mesure est faite via un bloc spécialisé de Matlab/Simulink. La simulation est effectuée en considérant une fréquence de découpage du hacheur égale à 10 kHz, et de l'onduleur égale à 20 kHz. On trouve que la puissance de sortie de l'onduleur diminue en même temps que celle fournie par le panneau PV, voir Figure IV.14 b.

Le taux de distorsion harmonique du courant est environ 1%, il est acceptable. En plus, l'onduleur PV ne perturbe pas la tension du réseau, cela est justifié par le taux de distorsion de la tension du réseau très petit. Ces taux de distorsion sont illustrés dans l'annexe II.

### Conclusion

Cette partie fournit une vue globale relative à la commande du système PV. Les diverses lois de commande ont été testées vis-à-vis de plusieurs types de perturbations afin d'évaluer leur robustesse (voir Annexe II).

## **IV.4. Analyse des plans de protection sur les réseaux BT urbain et du comportement des systèmes PV face au creux de tension**

Il s'agit ici de vérifier la sélectivité des protections sur les réseaux HTA urbain et BT urbain. Plusieurs scénarios sont à étudier afin de valider la cohérence, le bon fonctionnement du plan de protection et d'analyser l'influence de sources PV sur ce plan de protection en cas de court-circuit sur les réseaux BT et HTA.

### **IV.4.1. Hypothèses**

➤ On rappelle la structure des réseaux de distribution étudiés. La modélisation de ces réseaux a été présentée dans le chapitre 2 : un réseau HTA de 20kV urbain est présenté dans la Figure IV.15. Ce réseau est alimenté par un transformateur de 36MVA et le neutre de ce transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms. Le réseau comporte 6 départs, seul le départ L\_06 est détaillé. Les charges connectées sur ce départ ont une puissance active totale de 4.372 MW et une puissance réactive totale de 0.974 MVAR. Les autres départs, utilisés seulement pour étudier les défauts sur le départ adjacent, sont modélisés par une ligne et une charge équivalente. Un réseau urbain BT est relié au noeud 28 du départ L\_06 du réseau HTA. Ce réseau est alimenté par un transformateur de 20/0.4kV, 400kVA. Il est composé de 23 noeuds, chaque accessoire de jonction (tous les 20m) est mis à la terre par une résistance de 40Ω. Les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série) variables de quelques dizaines de kW avec  $\text{tg}\phi = 0.4$ .

➤ Production des PV : il y a trois PV monophasés de 3 à 12 kW raccordés aux noeuds N21, N23, N24 du départ 1 du réseau BT.



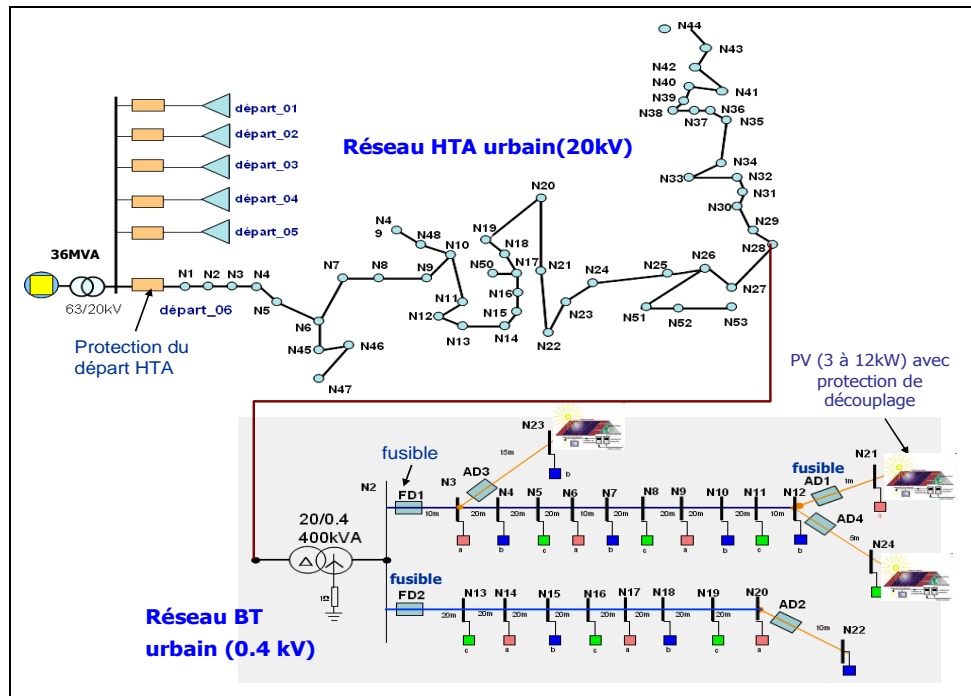


Figure IV.15. Réseau HTA et BT urbain

➤ On suppose que les systèmes PV fonctionnent en mode de régulation classique, c'est-à-dire à puissance réactive nulle (0 kVAR) et à puissance active constante. La saturation sur les courants  $I_d$  et  $I_q$  est réglée à 1.1 fois leurs valeurs nominales.

Dans un réseau électrique, chaque court-circuit provoque un creux de tension dont la profondeur et la durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production concernés. Dans le pire des cas, lors d'un défaut triphasé, la profondeur du creux peut atteindre 100%, c'est-à-dire que la tension peut pratiquement s'annuler pendant quelques centaines de millisecondes.

➤ Puisque la modélisation du système PV est réalisée pour une étude en régime transitoire (en cas de court-circuit), il n'est donc pas nécessaire de modéliser complètement les panneaux solaires ainsi que la recherche MPP (nous nous intéressons à l'ensemble hacheur – onduleur – réseau). On suppose qu'à l'instant  $t$ , les panneaux solaires fournissent une tension  $V_{ref}$  et un courant  $I_{ref}$  correspondant à l'injection de leur puissance au réseau. On peut remarquer que tous les onduleurs respectent le critère de découplage en moins de 200 ms (norme DIN VDE 0126).

#### IV.4.2. Vérification du plan de protection BT et comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau BT urbain

Une étude focalisée sur le plan de protection du réseau BT en cas de court-circuit est effectuée. Pour étudier la sélectivité entre les fusibles installés sur le réseau BT, différents scénarios sont proposés. Deux cas de fonctionnement sont étudiés :

- Cas sans production photovoltaïque : analyse du plan de protection, de la sélectivité entre les fusibles FD et AD sur un même départ
- Cas avec production photovoltaïque : analyse de l'influence de l'insertion de sources PV sur le plan de protection ; de la sélectivité entre les fusibles FD et AD sur le même départ et de la sélectivité entre les fusibles FD des départs ; et du fonctionnement de la protection de découplage.

Trois types de court-circuit sont étudiés :

- Triphasé
- Biphasé : phases a-b, a-b-neutre, a-c, a-c-neutre, a-b-terre franc et a-c-terre franc
- Monophasé : entre phase et neutre

La valeur du courant de court-circuit varie en fonction de la distance du défaut par rapport au poste source. Donc, le temps de fusion est différent et dépend de la caractéristique des fusibles. C'est pourquoi différentes positions de défauts sont envisagées et représentées sur la Figure IV.16.

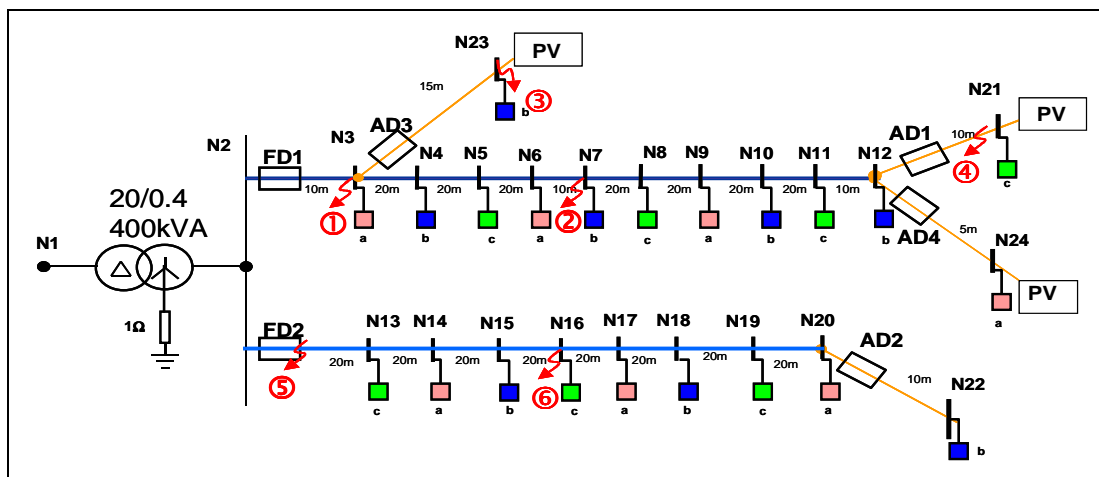


Figure IV.16. Les positions des défauts sur le réseau BT

Les cas de court-circuit (CC) simulés et les résultats concernant la sélectivité entre les fusibles du réseau BT sont résumés dans le Tableau VI.1 de l'annexe II.

#### IV.4.2.1. Sélectivité entre les fusibles du réseau BT (sans PV)

Il s'agit ici d'étudier la sélectivité entre les fusibles FD et AD sur un même départ BT (ex : défaut 1 et défaut 5). On évalue le temps de fusion des fusibles selon la position du défaut.

##### IV.4.2.1.a. Défaut 1 sur un départ BT

On suppose qu'il a un court-circuit au nœud N3 du départ 1, à 10m du poste DP. Dans ce cas, nous allons étudier le fonctionnement et la sélectivité entre les fusibles selon le type de défaut : triphasé, biphasé (phase a-b, a-b-terre franc, a-b neutre) et monophasé (phase b et neutre).

La Figure IV.17 illustre la sélectivité entre le fusible FD1 et le fusible AD3 dans un même départ 1 en cas de court-circuit triphasé. Le courant de court-circuit vu par FD passe un seuil de fusion de la caractéristique du fusible FD (courbe rouge), donc FD1 fond. Par contre le courant de court-circuit vu par AD (courbe rose discontinue) ne passe pas par la caractéristique du AD (courbe bleue discontinue), donc, il ne fond pas.

La Figure IV.18 présente le courant vu par le fusible FD1 placé au départ 1. Au moment  $t=1s$  apparaît le court-circuit. Ce courant augmente jusqu'à 10000A pendant la durée du court-circuit. A cause de l'augmentation du courant, seul le fusible FD1 fonctionne avec un temps de fusion très rapide (quasi immédiatement). Dès que le fusible FD1 du départ fond, le courant passe à 0.

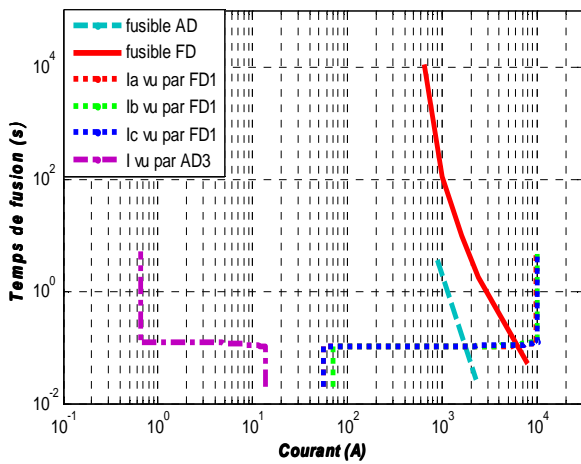


Figure IV.17. Sélectivité entre FD et AD

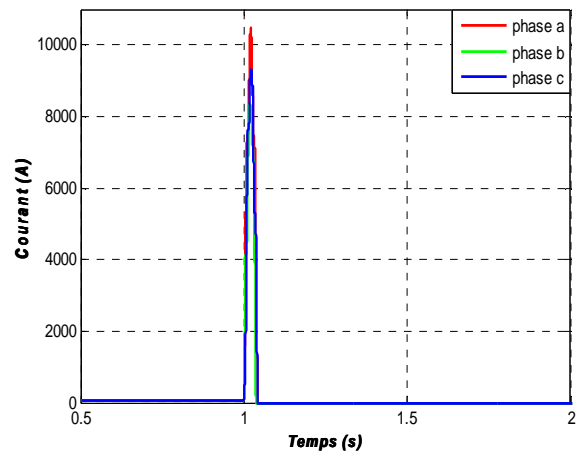


Figure IV.18 – Courant vu par fusible FD1

En cas de court-circuit biphasé et monophasé, le courant de court-circuit varie entre 8200A à 9800A. Dans ce cas le fusible FD1 fonctionne mais seules les phases en défaut déclenchent et les phases saines restent connectées au réseau.

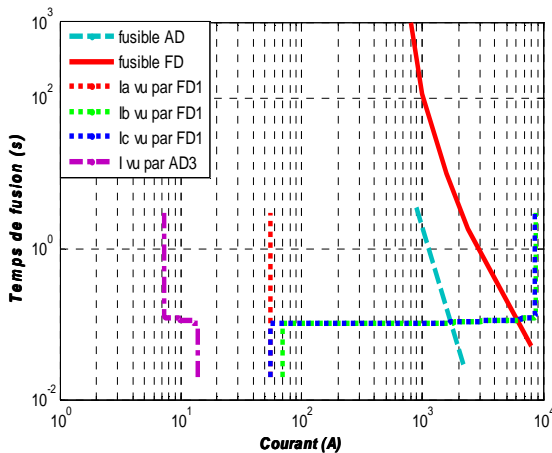


Figure IV.19. Sélectivité entre FD1 et AD3 en cas de défaut biphasé (phase b-phase c-terre)

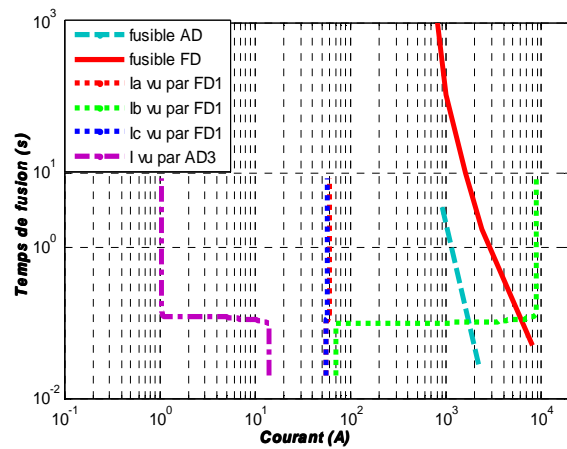


Figure IV.20. Sélectivité entre FD1 et AD3 en cas de défaut monophasé (phase b-neutre)

Les fusibles AD du même de départ (départ 1) et le fusible FD 2 placés sur le départ 2 du

réseau ne fondent pas. Les Figure IV.19 et Figure IV.20 illustrent la sélectivité entre FD1 et AD3 en cas de défaut biphasé (phase b-phase c-terre) et monophasé (phase b-neutre)

#### IV.4.2.1.b. Défaut 4 sur un branchement BT

On suppose qu'il y a un court-circuit au nœud N24 du départ 1 sur le branchement 4, à 170m du poste DP + 5m. Les types de court-circuit étudiés sont : triphasé, biphasé (phases a-c, a-c-terre franc, a-c neutre) et monophasé (phase c et neutre).

En cas de court-circuit triphasé, le court-circuit apparaît sur un branchement en bout de ligne, donc le courant de court-circuit atteint 3150A. Dans ce cas, seul le fusible AD1 placé au début de ce branchement fond. La Figure IV.21a montre que le courant vu par le fusible AD1 (la courbe rose) a franchi le seuil de la courbe courant-temps de fusion du fusible AD.

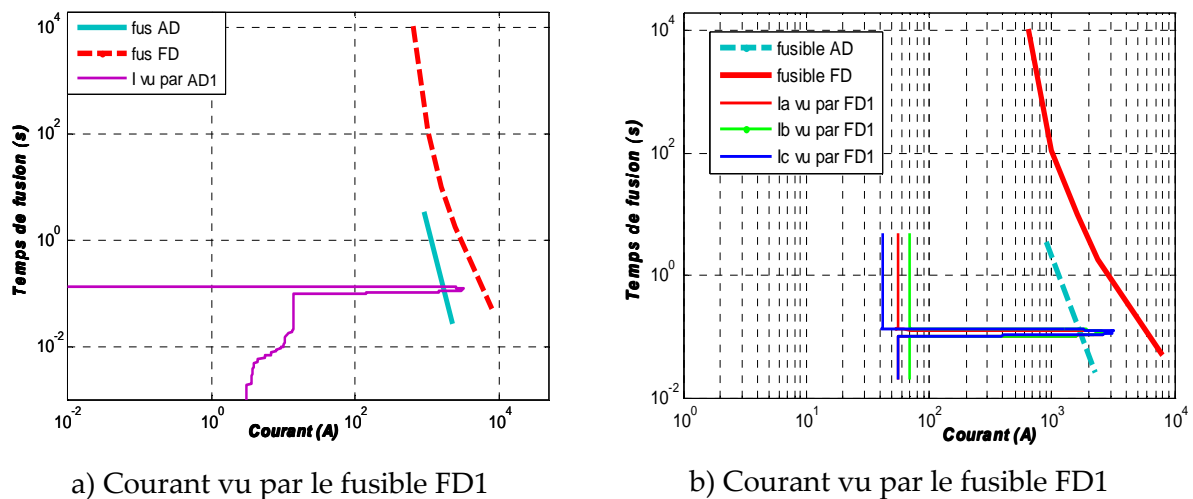


Figure IV.21 - Courant CC vu par le fusible AD1 et le fusible FD1

La Figure IV.21b illustre le courant vu par FD1. Ce courant ne franchit pas le seuil de la courbe de fusion du fusible FD, donc le fusible FD1 ne fond pas.

En cas de court-circuit biphasé et monophasé, les fusibles AD1 relatif aux phases en défaut fondent. Le courant de court-circuit avec différents types de court-circuit se situe entre 2470A à 2700A. Ce courant de court-circuit n'active pas le fusible FD1.

#### ✚ Conclusions :

La première partie de l'étude montre que les principes du plan de protection du réseau sans production photovoltaïque sont respectés :

- la détection et l'élimination des défauts triphasés, biphasés et monophasés de type phase - neutre sont assurées par les fusibles,
- la sélectivité entre les différents niveaux de protections (fusibles FD et AD) permettant d'éliminer le seul tronçon en défaut, est garantie.

#### IV.4.2.2. Influence des systèmes PV sur le plan de protection du réseau BT

Une installation de production connectée sur un départ entraîne une diminution du courant apporté par le poste source. Lors d'un court-circuit sur le réseau, le courant de court circuit peut alors être inférieur à la valeur seuil de déclenchement de la protection du réseau. L'objectif est d'identifier les endroits où la production photovoltaïque contribue au courant de court-circuit et risque d'influencer le plan de protection. On examine également la sélectivité des fusibles FD entre les départs, la sélectivité des fusibles FD et le fonctionnement de la protection de découplage. Nous allons faire varier la puissance active fournie par les systèmes PV entre 3kW et 12kW.

##### IV.4.2.2.a. Défaut 1 sur le départ ayant les systèmes PV raccordés

###### ➤ Court-circuit triphasé

La Figure IV.22a représente le courant vu par le fusible FD1, au moment du court-circuit. La valeur de courant de court-circuit ne change pas par rapport au cas sans PV de 3kW. Le fusible FD1 fond quasi immédiatement.

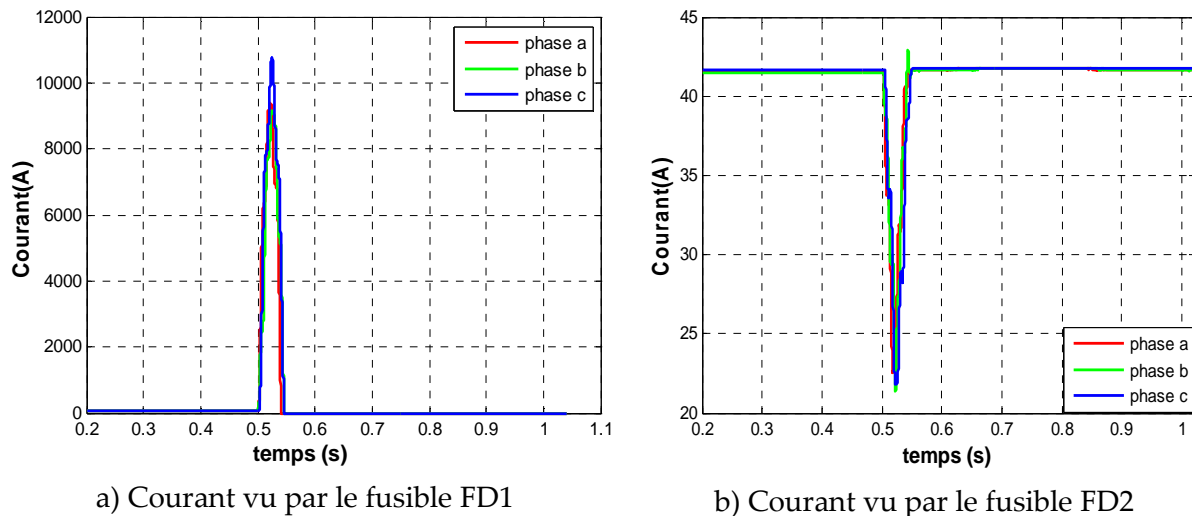


Figure IV.22. Courant CC vu par le fusible FD1 et le fusible FD2

Le fusible FD2 au début du départ 2 ne fond pas mais son courant baisse au moment du court-circuit parce que le courant sur ce départ adjacent participe au courant de défaut (Figure IV.22b).

La tension au noeud de raccordement du système PV monophasé de 3kW (Figure IV.23) baisse très fortement. Elle est inférieure à 0.8 pu. C'est pourquoi ces PV seront déconnectés par la protection de découplage intégrée dans l'onduleur en moins de 200ms (respectant la

norme DIN VDE). A cause de la faible tension du réseau le courant de sortie de l'onduleur augmente au moment du court-circuit mais il est bien limité à 110%  $I_n$  (Figure IV.23).

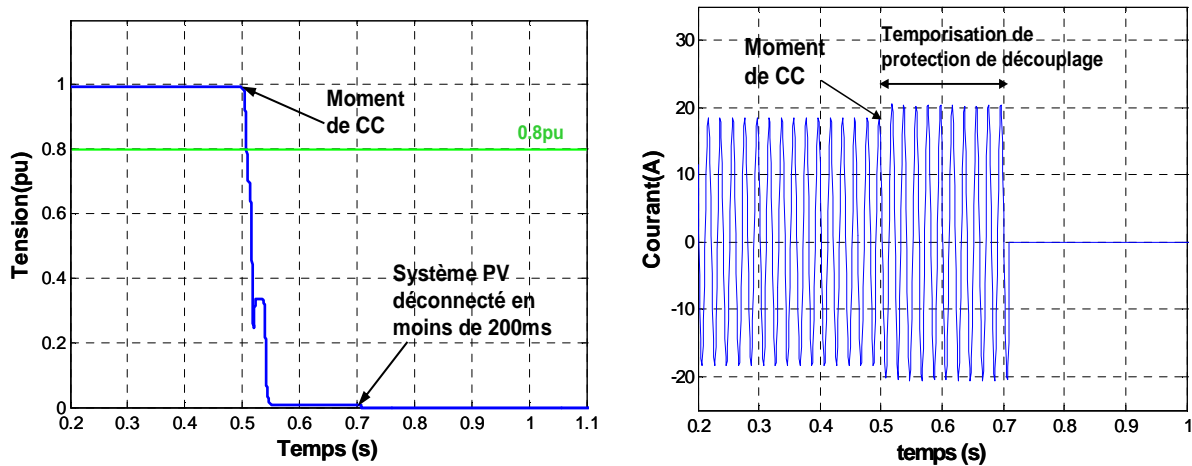


Figure IV.23. Tension au point de raccordement et courant du système PV monophasé

Si on augmente la puissance du système PV de 3 kW à 9 kW puis à 12 kW, elle modifie un peu le courant de court-circuit vu par le fusible FD1. Ce courant diminue à environ 200A mais ne change pas la cohérence de la sélectivité entre les fusibles sur le réseau. De plus, avec les systèmes PV de 9kW et 12kW, la tension au point de raccordement du système PV est toujours inférieure à 0.8 pu. Les systèmes PV sont donc déclenchés.

➤ Court-circuit biphasé (phase b et phase c) et monophasé (phase b) :

En cas de court-circuit biphasé, la sélectivité entre les fusibles ressemble au cas sans système PV. Au moment du court-circuit, la tension des phases b et c baisse et est inférieure à 0.8pu. Les systèmes PV raccordés à ces deux phases sont donc déconnectés par la protection de découplage UPV. De plus, il n'y a pas de surtension sur la phase saine. Donc, le système PV sur la phase c reste connecté au moment du court-circuit (Figure IV.24)

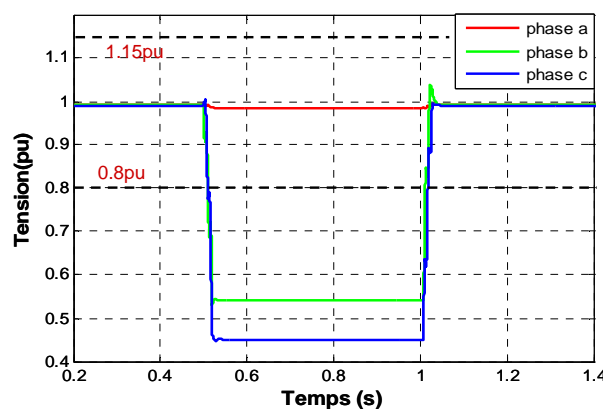


Figure IV.24. Tension au point de raccordement en cas de court-circuit biphasé

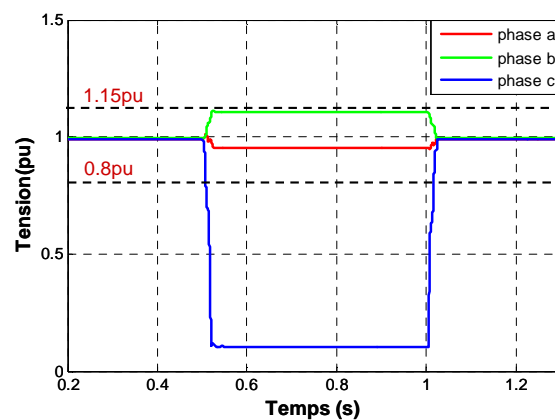


Figure IV.25. Tension au point de raccordement en cas de CC monophasé

En cas de court-circuit monophasé (phase a - neutre), seul le fusible FD1 placé sur la phase en défaut fond. Le système PV raccordé à la phase en défaut est déconnecté par la protection de découplage parce qu'au moment du court-circuit, la tension au point de raccordement PV de la phase en défaut baisse en dessous de 0.8pu et les systèmes PVs raccordés aux phases saines (phase b et c) restent connectés au réseau (Figure IV.25).

#### IV.4.2.2.b. Défaut 4 sur un branchement ayant les systèmes PV raccordés

La cohérence entre les fusibles ne change pas, seul le fusible AD1 fond. Le courant de court-circuit baisse légèrement (quelques dizaines d'Ampères) par rapport au cas sans systèmes PV. Face au creux de tension causé par ce court-circuit, la puissance du système PV étant de 9kW à 12kW, la tension au point de raccordement est inférieure à 0.8pu. Les systèmes PV sont donc déconnectés par la protection de découplage en moins de 200ms.

#### IV.4.2.2.c. Défaut 6 sur le départ adjacent

Nous allons maintenant considérer le comportement des systèmes PV face au creux de tension causé par les courts-circuits sur le départ adjacent (départ 2) du réseau BT, à 80m du poste DP (Figure IV.16).

Si le court-circuit apparaît au point 6 sur le départ adjacent 2 (protégé par le fusible FD2), au moment de court-circuit, le courant du départ adjacent augmente et dépasse la limite. Donc seul le fusible FD2 fond pour éliminer le défaut. Ce court-circuit cause un creux de tension sur le départ 1 sur lequel les systèmes PV sont raccordés. La Figure IV.26a illustre la tension au point de raccordement du système PV (nœud N21) en cas de court-circuit triphasé.

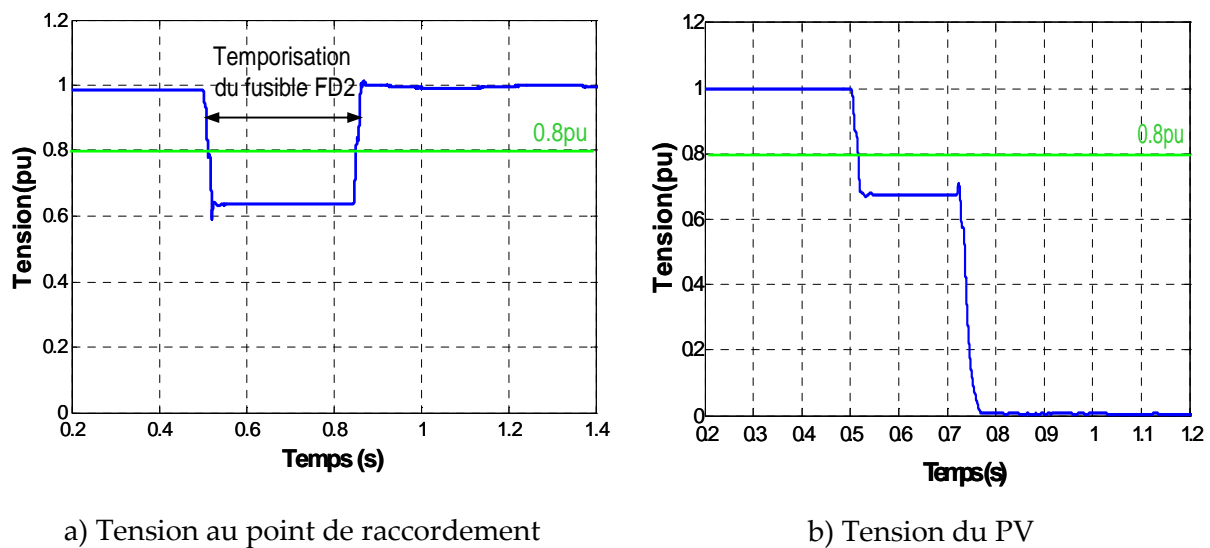


Figure IV.26 – Tension au point de raccordement (au N21) et tension du système PV en cas de CC triphasé sur le départ adjacent

Face au creux de tension causés par un court-circuit triphasé, les systèmes PV sont déconnectés par la protection de découplage car la tension des trois phases au point de raccordement des systèmes PV est inférieure à  $0.8pu$  (La Figure IV.26b).

En cas de court-circuits biphasé ou monophasé au même nœud, les systèmes PV raccordés aux phases en défaut sont déclenchés et ceux raccordés aux phases saines ne sont pas déconnectés parce que la tension des phases saines au point de raccordement reste dans la limite ( $V < 1.15pu$ ).

La déconnexion des systèmes PV en cas de court-circuit sur le départ adjacent n'est pas toujours *justifiée*.

### IV.4.3. Validation par les essais avec l'onduleur réel et le simulateur temps réel

Cette partie présente une validation du comportement des systèmes PV raccordés au réseau BT face aux creux de tension en utilisant le simulateur temps réel OPAL-RT.

#### IV.4.3.1. Réseau BT test avec onduleur réel

Le réseau BT test utilisé est le même que celui présenté dans la partie précédent (Figure IV.16). L'onduleur réel est raccordé au nœud 5. Avec la variation de l'ensoleillement, on va étudier la réponse sur la variation de tension sur le réseau test.

##### ✚ Onduleurs PV utilisés pour essais

Dans ce cadre de nos essais, deux onduleurs PV réels monophasés ont été utilisés :

- Fronius IG 20 (avec transformateur HF)
- Axun Platinum 2100s (avec transformateur BF)
- Sunny Mini Central 9000TL avec Réactive Power Control (sans transformateur)

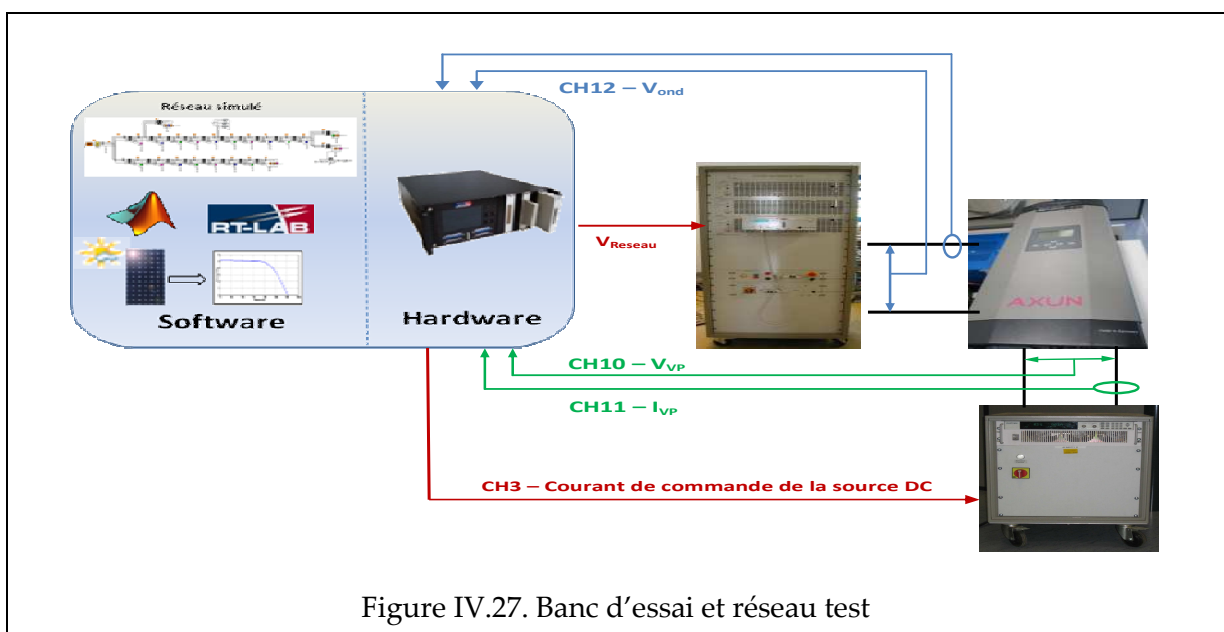


Figure IV.27. Banc d'essai et réseau test



🔧 Source DC programmable (XDC 600-20)

Dans notre banc d'essai, on alimente un onduleur PV avec une alimentation DC commandée par le simulateur temps réel RT-Lab. Le modèle photovoltaïque simulé sur Matlab/Simulink®, donne la bonne caractéristique I-V grâce au bloc fonction « lookup table » comme le montre la Figure IV.28. Ensuite la caractéristique I-V est envoyée en temps réel par RT-Lab qui l'injecte comme un signal de courant dans l'entrée de l'alimentation DC. La tension de la source à vide est de 300 V et elle est ensuite imposée par la tension MPP de l'onduleur quand ce dernier est démarré.

🔧 Amplificateur de puissance (PCU-3X5000-BC)

Le banc PCU-3X5000-BC est un amplificateur triphasé régulé en tension ou courant. Cet amplificateur est l'élément essentiel de l'interface de puissance qui transforme les signaux de sortie du simulateur temps réel numérique, RT-LAB, en grandeurs électriques réels. Il a une puissance de 2kVA par phase à 5kVA en point, et sa technologie linéaire autorise une bande de fréquence du DC à 2 kHz pour le fondamental et jusqu'à 150 kHz en petits signaux, permettant de représenter des phénomènes électriques en base et haute fréquence.

🔧 Capteurs de courant et de tension

Un deuxième élément essentiel de l'interface de puissance est le capteur. Son rôle est également important car il permet de mesurer les courants, tensions ou autres grandeurs, qui seront utilisées par la suite par le simulateur numérique temps-réel. Il accomplit par conséquent la fermeture de la boucle temps-réel hybride.

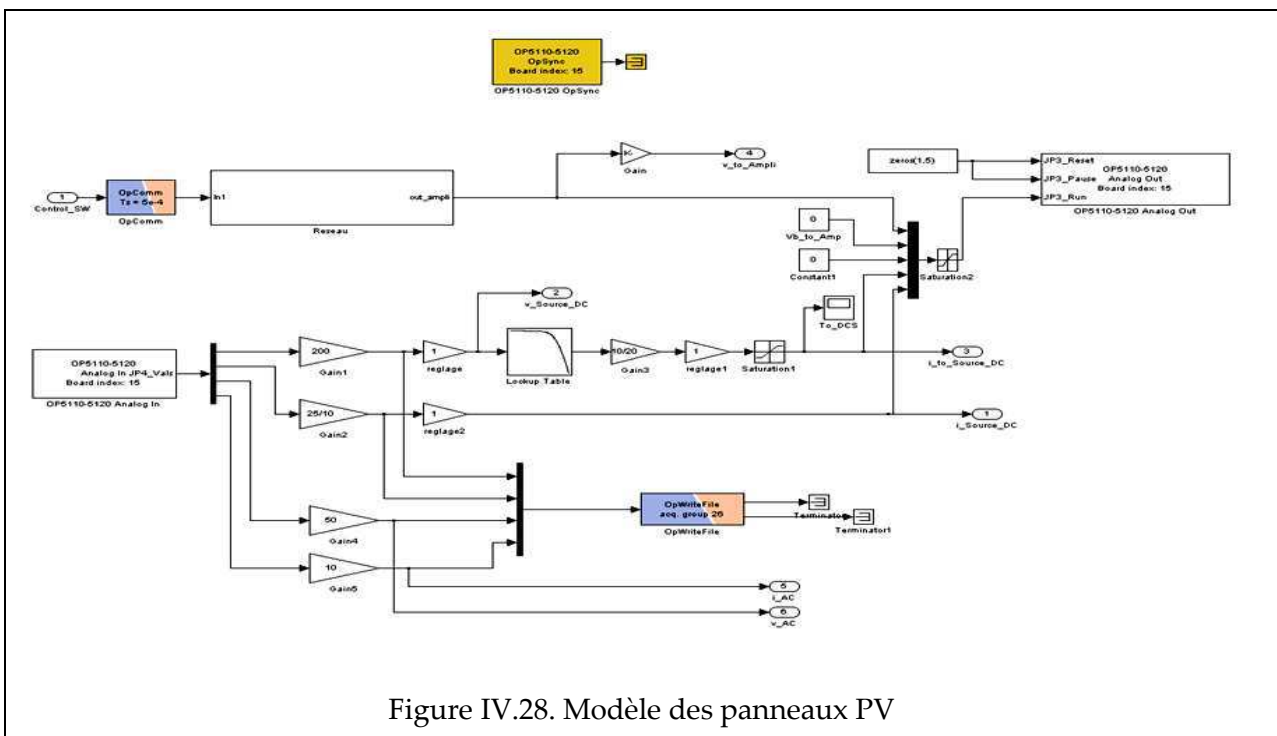


Figure IV.28. Modèle des panneaux PV

### IV.4.3.2. Comportement des systèmes PV face au creux de tension

Nous allons présenter seulement les résultats d'essai pour l'onduleur Fronius IG 20 (2 kW). Deux cas d'étude sont étudiés :

- Défaut 1, à 10ms du poste source, sur le départ 1 ayant le système PV raccordé
- Défaut 2 sur le départ adjacent (départ 2), à 80m du poste source.

Les différents types de court-circuit sont effectués mais dans cette partie, quelques résultats obtenus sont illustrés.

Dans le cas de court-circuit monophasé sur le départ 1 ayant le système PV raccordés, le fusible FD1 fond presque immédiatement pour éliminer le défaut (Figure IV.29 ). La Figure IV.30 présente le courant de l'onduleur PV qui montre la déconnexion du système PV presque immédiatement.

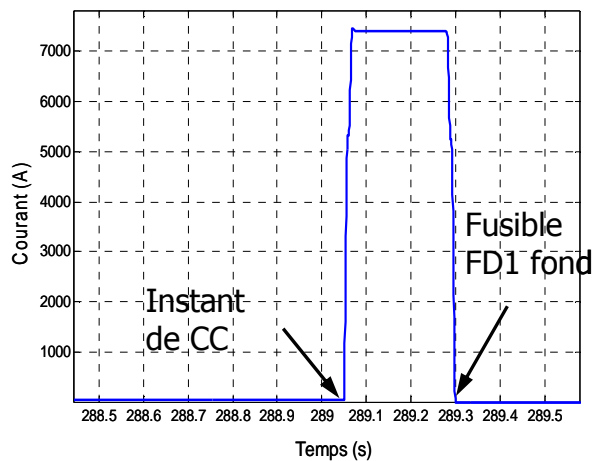


Figure IV.29. Courant vu par fusible FD1

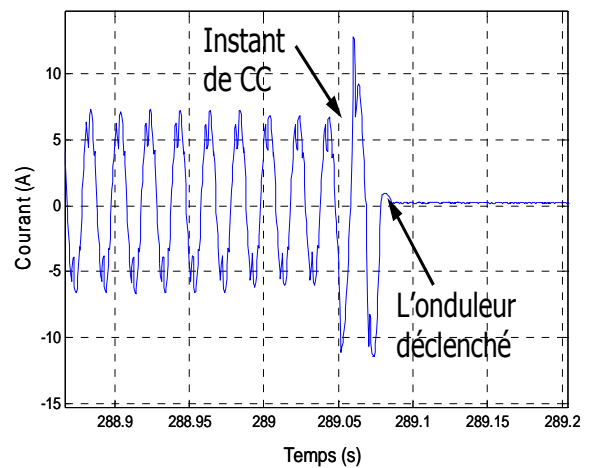


Figure IV.30. Courant de l'onduleur PV

Les Figure IV.31 et Figure IV.32 présentent le courant et la puissance du système PV en cas de court-circuit monophasé sur le départ adjacent 2. Ces résultats montrent que dans ce cas de défaut, l'onduleur PV est déconnecté presque instantanément.

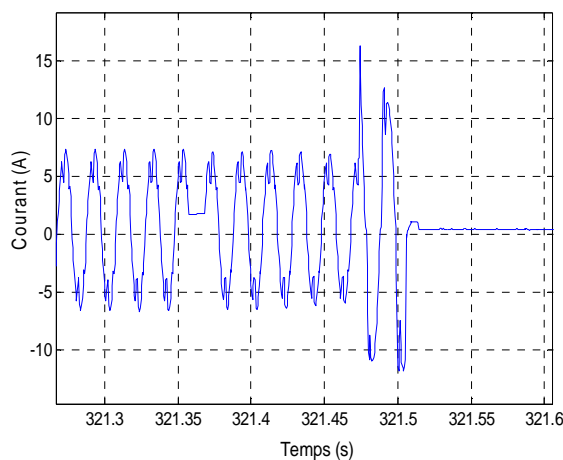


Figure IV.31. Courant de l'onduleur PV

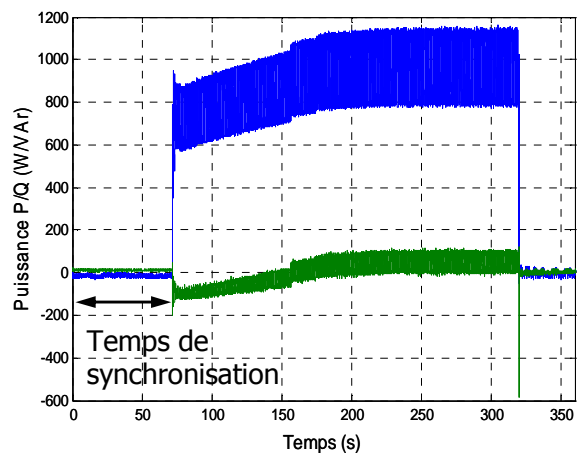


Figure IV.32. Puissance du système PV

En résumé, les résultats obtenus à partir des essais expérimentaux nous montre que les onduleurs PV sont très sensibles au creux de tension qui entraînent leur déconnexion et les courts-circuits sur le départ adjacent provoquent leur déconnexions non-justifiées.

#### **IV.4.4. Comportement des systèmes PV en cas de courts-circuits sur le réseau HTA urbain**

Dans ce paragraphe, il s'agit d'étudier la sélectivité entre la protection du réseau HTA et la protection de découplage ainsi que le comportement des systèmes PV raccordés en réseau BT face aux courts-circuits sur le réseau HTA. Les simulations seront effectuées pour deux cas :

- Cas 1 : court-circuit sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés en BT
- Cas 2 : court-circuit HTA sur un départ adjacent sans les systèmes PV raccordés

##### **IV.4.4.1. Court-circuit sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés en BT**

Deux scénarios sont proposés :

- Le réseau BT est connecté très loin du poste source du réseau HTA.
- Le réseau BT est connecté à proximité du poste source du réseau HTA et le court-circuit apparaît à l'extrémité de la ligne de ce départ.

###### **IV.4.4.1.a. Réseau BT connecté très loin du poste source du réseau HTA**

Le scénario (voir la Figure VI.17 de l'annexe II) :

- Le réseau BT (auquel les PV sont raccordés) est connecté au nœud N28 du départ du réseau HTA, loin du poste source HTA (à 4.5 km du transfo HTB/HTA)
  - Le court-circuit a lieu au nœud N18 sur ce départ, à 2.6 km du transfo HTB/HTA
- Court-circuit triphasé :

Lorsque le court-circuit apparaît, la protection du départ L-06 du réseau HTA est activée pour isoler le départ du défaut 500ms.

La protection de découplage des PV détecte la tension et si après 200ms la tension est inférieure à la limite minimale (réglée à 0.8pu), l'onduleur est alors déconnecté.

La Figure IV.33 montre que la tension s'annule après 200ms. Le courant de sortie de l'onduleur PV augmente au moment de court-circuit mais il est bien limité à 110%In. La puissance des PV baisse fortement au moment du court-circuit et s'annule dès que la protection de découplage s'active.

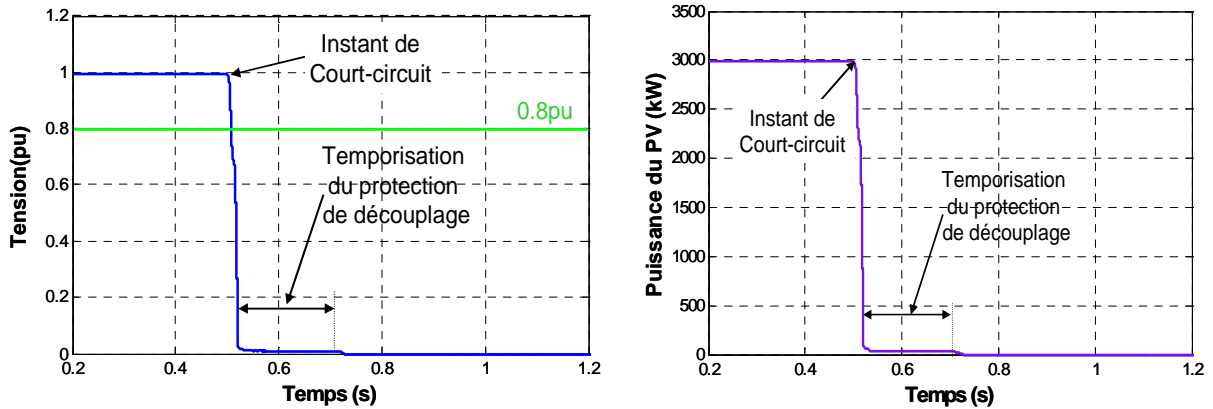


Figure IV.33. Tension et puissance active du PV monphasé raccordé en BT

➤ Court-circuits biphasé et monphasé

Deux types de court-circuit sont étudiés : un court-circuit biphasé (sur les phases b et c) et un court-circuit monphasé (sur la phase c) au même noeud du réseau HTA (N18), au moment  $t=0.5s$ . Le scénario et les hypothèses sont identiques au cas du court-circuit triphasé. La Figure IV.34 représente les 3 tensions au point de raccordement du PV monphasé en cas de court-circuit biphasé en HTA. Le court-circuit entraîne un creux de tension sur le réseau BT qui dépend du couplage du transformateur HTA/BT (triangle/étoile). Parmi les trois phases, le creux de tension de la phase c est le plus profond. Le système PV raccordé à cette phase sera donc déconnecté par la protection de découplage en moins de 200ms. D'autre part, quand le disjoncteur du départ déclenche pour éliminer le défaut, tous les systèmes PV sont déconnectés. Le courant du système PV augmente légèrement au moment du court-circuit limité à 1.1pu. Dans ce cas de défaut, le courant du réseau dépasse un seuil de protection ( $0.8 \cdot I_{c\text{c}bi}$ ), la protection du départ fonctionne et le départ en défaut est déclenché après une temporisation de 500ms.

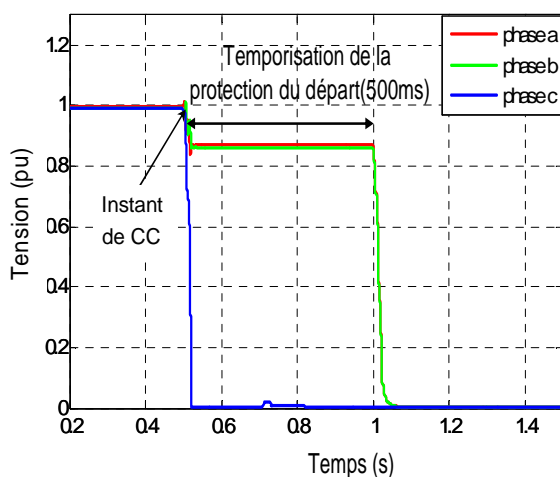


Figure IV.34- Tension au point de raccordement (CC biphasé en b-c)

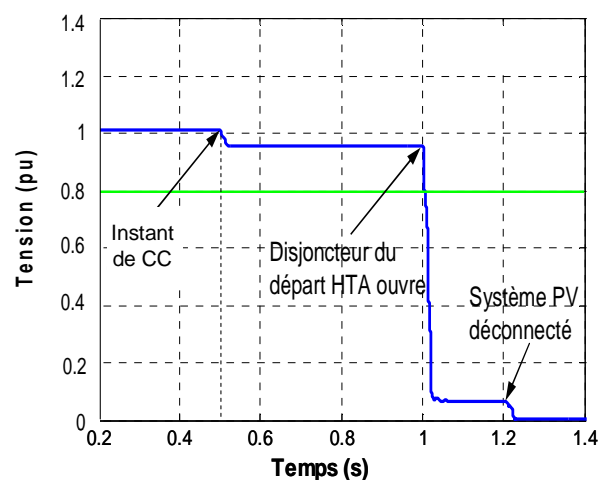


Figure IV.35- Tension du système PV (CC monphasé)

A partir des résultats de simulation, on observe que le court-circuit monophasé n'entraîne pas le déclenchement du PV placé sur la phase de défaut parce que la tension reste encore dans la limite ( $> 0.8pu$ ). Mais comme le courant du départ en défaut dépasse le seuil de réglage des protections, cela provoque l'ouverture du disjoncteur de départ. Quand ce disjoncteur est déclenché, le système PV raccordé à ce départ est aussi déconnecté par la protection de découplage après 200 ms (Figure IV.35).

#### IV.4.4.1.b. Réseau BT connecté à proximité du poste source du réseau HTA

On suppose que le réseau BT ayant les PV raccordés au nœud N03, proche du poste source du réseau HTA (à 0.5km du transfo HTB/HTA), et que le court-circuit apparaît au bout de la ligne de ce départ (au nœud N44, à 4.8km du transfo HTB/HTA) (voir la Figure VI.18 de l'annexe III)

Dans ce cas, la sélectivité entre les protections n'est pas modifiée. Pour tous les cas de défaut, la protection du départ HTA est activée après une temporisation de 500ms. Seul la tension des systèmes PV au moment de court-circuit est moins affectée car elle ne baisse pas près de 0 comme dans les scénarios précédents. Par contre, cette tension reste encore inférieure à 0.8pu même si on augmente la puissance du système PV de 9kw à 12kW (voir Figure IV.36). Face au creux de tension, les PV sont donc déconnectés par la protection de découplage en moins de 200ms. En cas de défauts biphasé ou monophasé, la protection du départ est activée avec une temporisation de 500ms, et tous les PV raccordés sont déclenchés en moins de 200ms ou 700ms. Le courant du système PV est toujours limité à  $1.1I_n$ .

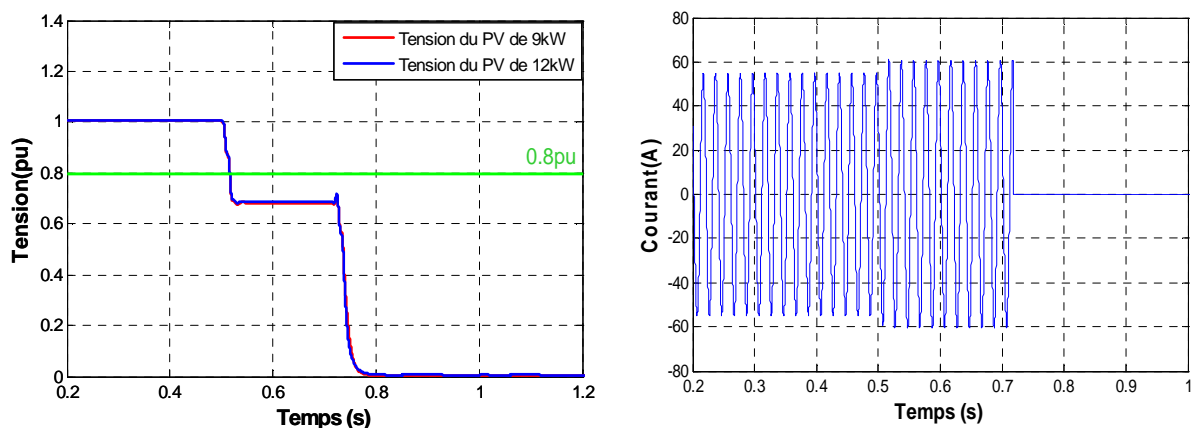


Figure IV.36 – Tension des système PV (12kW et 9kW) Courant du système PV de 9kW en cas de CC triphasé

#### IV.4.4.2. Court-circuit sur un départ adjacent

Dans ce cas, le court-circuit a lieu sur le départ adjacent L\_05 du réseau HTA (CC sur un autre départ différent du départ où les PV sont raccordés en BT), à 5km du poste source (voir

la Figure VI.19 de l'annexe III)

➤ Court-circuit triphasé

La structure du réseau, les paramètres et le scénario restent identiques à l'étude précédente. Quand le défaut apparaît, la protection du départ L\_05 (départ adjacent) est activée après une durée de 500ms. Dans ce cas, on observe que le courant au début du départ L\_06, ayant les systèmes PV raccordés en BT, reste encore dans la limite de protection. La protection de courant n'est pas activée et ce départ reste connecté au réseau (Figure IV.37).

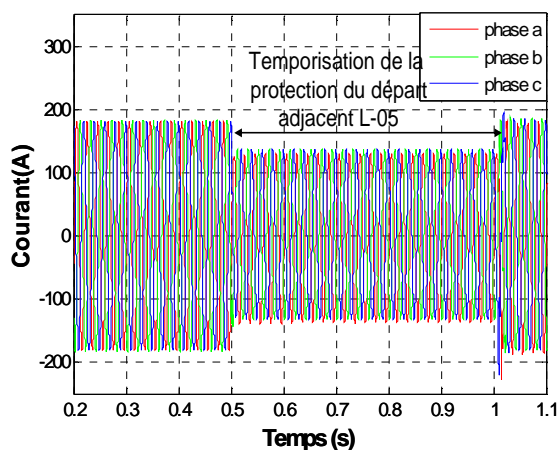


Figure IV.37 - Courant au début du départ ayant les PV raccordés

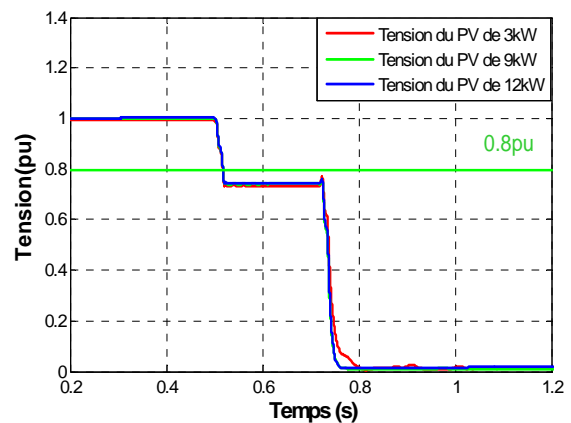


Figure IV.38 - Tension des systèmes PV raccordés en BT

La tension au noeud de raccordement des PV étant inférieure à 0.8 pu à cause du creux de tension, ce système PV est déconnecté par la protection de découplage (Figure IV.38). La déconnexion des PV en cas de défaut sur un autre départ est non-justifiée. C'est pourquoi il faut trouver des solutions pour éviter ce cas.

➤ Court-circuit biphasé :

On suppose qu'apparaît un court-circuit biphasé (sur les phases b et c) au début du départ L-16 sur le réseau HTA au moment  $t=0.5s$ . Le scénario et les hypothèses sont identiques au cas du court-circuit triphasé.

Les résultats de simulation nous donnent les mêmes résultats que dans le cas du court-circuit triphasé :

- Le disjoncteur du départ L-05 s'ouvre pour isoler le défaut,
- La protection du départ auquel le réseau BT est raccordé (où les systèmes PV sont raccordés) ne fonctionne pas parce que le courant reste encore dans la limite de protection,
- Les systèmes PV sont déclenchés par la protection de découplage en moins de 200ms parce que la tension au point de raccordement est inférieure à 0.8pu (la variation de cette tension ressemble à celle de la Figure IV.38). La déconnexion des PV en cas de défaut dans un autre départ n'est pas *justifiée*.

Dans tous les cas, on souhaite que les systèmes PV restent connectés au réseau en cas de court-circuit éloigné afin de pouvoir continuer à alimenter des charges localisées dans sa zone. Les systèmes PV pourraient rester connectés sous réserve de mettre en œuvre des systèmes de protection permettant de différencier les courts-circuits proches ou éloignés et de soutenir la tension. Tout d'abord, on souhaite chercher des méthodes simples permettant d'assurer la sélectivité des protections basées sur des gabarits tension/temps. Ensuite on pourra rechercher d'autres méthodes plus performantes.

Dans le cas du réseau BT (avec systèmes PV) raccordé près du poste source HTA (au nœud N03), la tension au point de raccordement des systèmes PV causée par le CC sur le départ adjacent (L-05) est légèrement améliorée au moment de court-circuit. Par contre, les systèmes PV sont déconnectés par la protection de découplage même si la puissance des PV est de 9kW ou 12kW, parce que la tension des systèmes PV restée inférieure à 0.8pu.

#### IV.4.5. Remarques sur les études de simulation

Les résultats de simulation nous permettent de conclure que :

- Les études montrent la cohérence sur la sélectivité des fusibles en BT (avec/sans PV)
- Avec les courts-circuits sur un branchement du réseau BT, seul le fusible AD placé au début de ce branchement fond. Pour ce cas, seul le PV raccordé sur ce branchement est déconnecté. Avec les courts-circuits sur un départ du réseau BT, seul le fusible FD placé au début de ce départ fond. Ces courts-circuits provoquent la déconnexion des systèmes PV raccordés au réseau BT par la protection de découplage intégrée dans les onduleurs.
- Avec les courts-circuits monophasés ou biphasés sur le réseau BT. Les systèmes PV connectés à la phase en défaut sont déclenchés par la protection de découplage UPV (car  $V < 0.8pu$ ). Les systèmes PV raccordés aux autres phases ne sont pas déclenchés parce que la tension des phases saines reste inférieure à la limite admissible ( $V < 1.15pu$ ).
- Avec les courts-circuits sur un départ adjacent du réseau BT, seul le fusible FD placé au début de ce départ adjacent fond. Ces courts-circuits peuvent provoquer la déconnexion des systèmes PV installés sur les autres départs (cas de déconnexions *non-justifiées*)
- L'intégration des PV sur le réseau BT ne modifie pas le plan (la sélectivité) de protection initial des fusibles sur le réseau BT. Si on augmente la puissance des PV (jusqu'à 9kW ou 12 kW), la tension au point de raccordement des PV augmente très peu et ceux-ci sont encore déconnectés du réseau.
- Les courts-circuits triphasés dans la zone des PV sur le réseau HTA provoquent la déconnexion des systèmes PV raccordés au réseau BT par la protection de découplage intégrée dans les onduleurs.
- Les courts-circuits biphasés dans la zone des PV sur le réseau HTA provoquent d'abord la déconnexion des systèmes PV raccordés au réseau BT. Cette déconnexion a lieu sur la phase dont la tension inférieure à 0.8 pu par la protection de découplage intégrée dans

les onduleurs. Mais, à cause du déclenchement du disjoncteur du départ HTA, tous les PV raccordés sur ce départ sont déconnectés.

- Les courts-circuits monophasés dans la zone PV sur le réseau HTA ne provoquent pas la déconnexion des systèmes PV raccordés au réseau BT. Mais, à cause de déclenchement du disjoncteur du départ HTA, tous les PV raccordés sur ce départ sont déconnectés.

- Les courts-circuits triphasé et biphasé dans un départ *adjacent* ne causent pas l'ouverture du disjoncteur du départ dans la zone des PV mais ils provoquent le déclenchement de la protection de découplage des PV. C'est un cas de déconnexion *non-justifiée* et il faut trouver des solutions pour éviter ce cas indésirable.

A partir des résultats et des remarques précédents, on trouve que les courts-circuits sur le départ adjacent (hors de la zone des PV) ne causent pas l'ouverture du disjoncteur du départ dans la zone des PV mais qu'ils provoquent le déclenchement de la protection de découplage des PV. Ces déconnexions sont non justifiées parce qu'on souhaite que les PV continuent d'alimenter des charges dans leur zone.

Les résultats de simulation correspondant aux systèmes PV raccordés au réseau BT urbain pour différents scénarios de court-circuit sont résumés dans le tableau suivant :



Position	Type de défaut	Protection de départ ayant PVs raccordés	Protection de départ adjacent	Protection découplage	Contribution du courant des PV	Les systèmes PVs
1) CC sur le départ 1 en BT, dans la zone PV	Triphasé	Fusible FD1 fond	Fusible FD2 ne fond pas	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (tous) après 200ms
	Biphasé (b-c)	Fusible FD1 fond	Fusible FD2 ne fond pas	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (sur phases b, c), en moins de 200ms
	Monophasé (phase a)	Fusible FD1 fond	Fusible FD2 ne fond pas	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (sur phase a), en moins de 200ms
2) CC sur le départ adjacent (départ 2) en BT, hors la zone PV	Triphasé	Fusible FD1 ne fond pas	Fusible FD2 fond	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés en moins de 200ms (a,b,c)=> <b>non justifiée</b>
	Biphasé (b-c)	Fusible FD1 ne fond pas	Fusible FD2 fond	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés en moins de 200ms (b-c) => <b>non justifiée</b>
	Monophasé (phase a)	Fusible FD1 ne fond pas	Fusible FD2 fond	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a) en moins de 200ms=> <b>non justifiée</b>
3) CC sur le départ L <sub>06</sub> en HTA, dans la zone PV	Triphasé	Activée (t <sub>1</sub> = 500ms)	Non activée	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 200ms
	Biphasé (b-c)	Activée (t <sub>1</sub> = 500ms)	Non activée	Activée c: t <sub>2</sub> = 200ms a,b: t <sub>2</sub> = 500+200ms	Très petite	PVs déconnectés (c) en moins de 200ms PVs déconnectés (a,b) en moins de 700ms
2) CC sur le départ adjacent (départ L <sub>05</sub> ) en HTA, hors la zone PV	Triphasé	Non activée	Activée (t <sub>1</sub> = 500ms)	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 200ms=> <b>non justifiée</b>
	Biphasé (b-c)	Non activée	Activée (t <sub>1</sub> = 500ms)	Activée (t <sub>2</sub> = 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (c) en moins de 200ms=> <b>non justifiée</b>
	Monophasé (phase a)	Non activée	Activée (t <sub>1</sub> = 500ms)	Non activée	Très petite	PVs restent connecté

Tableau IV.1. Résultats de simulation en cas des systèmes PV raccordés en BT urbain

## IV.5. Comportement des systèmes PV raccordés au réseau BT rural

Il s'agit dans cette partie d'étudier le comportement des systèmes PV connectés au réseau BT rural et d'identifier des cas de déconnexion non justifiée. En outre, l'influence des dispositifs de réenclenchements sur le fonctionnement des systèmes PV est aussi analysée.

### IV.5.1. Description des cas d'études :

La Figure IV.39 illustre un réseau HTA rural de 20kV, comportant 6 départs, alimenté par un transformateur 63/20kV, de 20MVA. Le neutre du transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms. Seul le départ L\_06 est modélisé en détail, les autres départs sont modélisés par une ligne et une charge équivalente. Les charges connectées au départ étudié L\_06 ont une puissance active totale de 2,29 MW et une puissance réactive totale de 0,4577 MVAR. Un réseau BT (de type rural avec poteau sur poteau et branchement individuel, un départ BT) est relié au nœud 70 du départ L\_06 du réseau HTA.

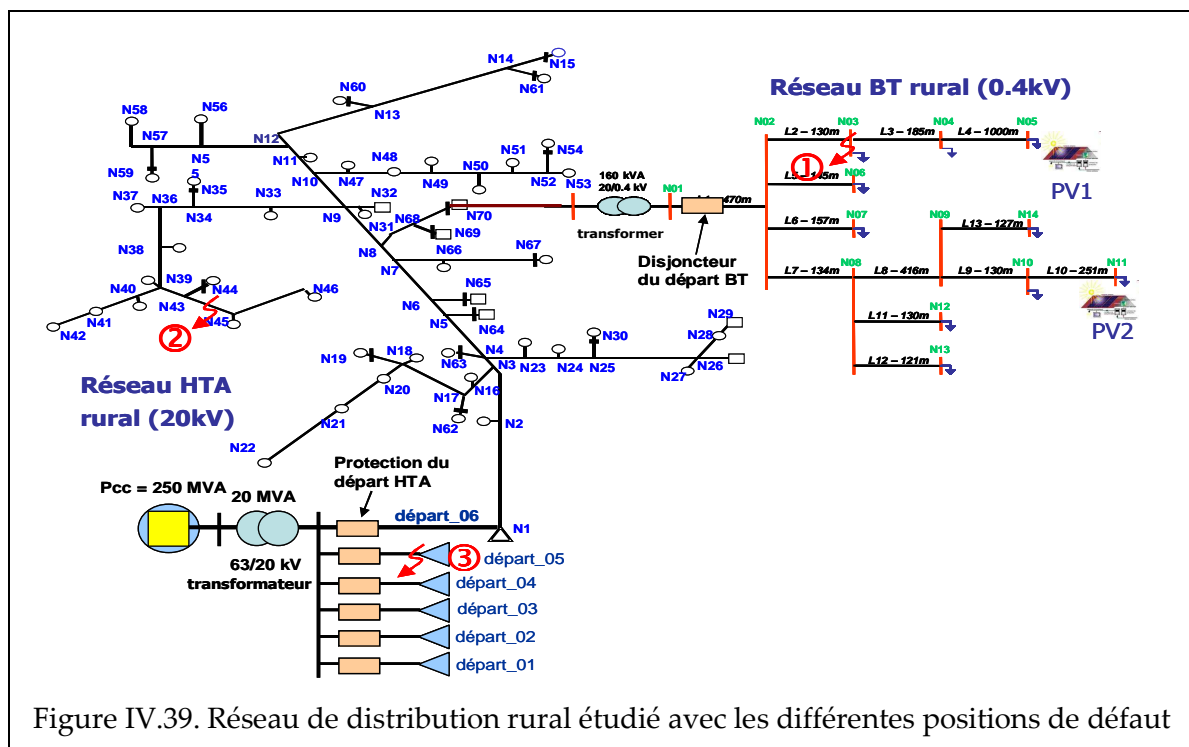


Figure IV.39. Réseau de distribution rural étudié avec les différentes positions de défaut

Les charges résidentielles sont modélisées par des charges monophasées PQ (un circuit RL série). Deux systèmes PV monophasés de 3kW raccordés en réseau BT. Pour étudier le comportement des systèmes PV face au creux de tension, différents types de court-circuit et différente localisation de défaut sont considérés. Pour chaque position de défaut, les types de court-circuit considérés sont : triphasé, biphasé à la terre, biphasé au neutre, monophasé à la terre, monophasé au neutre.

Les cas de défauts suivants sont envisagés :

- Défaut 1 : courts-circuits sur le départ du réseau BT (dans la zone des PV), les systèmes PV étant raccordés à ce départ
- Défaut 2 : courts-circuits sur le départ du réseau HTA (départ L\_06, dans la zone des PV), les systèmes PV étant raccordés à ce départ du réseau BT
- Défaut 3 : courts-circuits sur le départ adjacent du réseau HTA (départ L\_05), hors de la zone des PV.

Les points de courts-circuits sont illustrés dans la Figure IV.39. On rappelle que notre réseau BT est rural avec poste sur poteau et branchement individuel. Il comporte un seul départ, protégé par le disjoncteur 265T. C'est pourquoi, le cas de défaut sur le départ adjacent BT n'est pas été étudié. Tous les cas de courts-circuits et les résultats de simulation obtenus sont résumés dans le tableau IV.2. Dans la partie suivante, nous allons analyser les résultats de quelques cas de courts-circuits et de cas ayant les déconnexions non justifiées des systèmes PV.

## IV.5.2. Comportements des systèmes PV raccordés au réseau BT

### IV.5.2.1. Courts-circuits sur le départ 1 du réseau BT ayant les systèmes PV raccordés

Lorsqu'il y a un court-circuit au nœud N03 du départ 1, le courant de défaut dépasse la limite de protection, et le disjoncteur placé au début du départ est activé pour éliminer le défaut. La temporisation de la protection du départ BT dépend la caractéristique temps/courant du disjoncteur 265T.

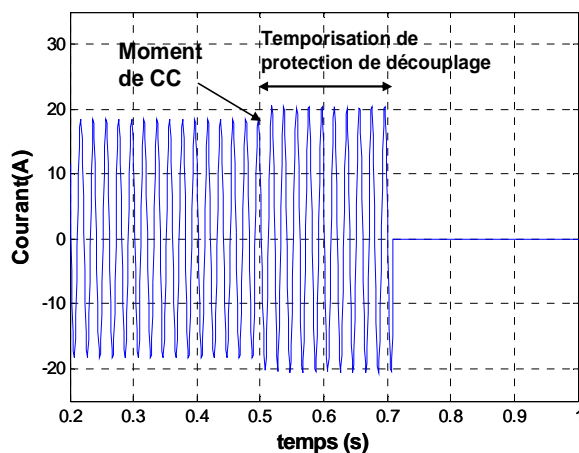


Figure IV.40. Courant du système PV

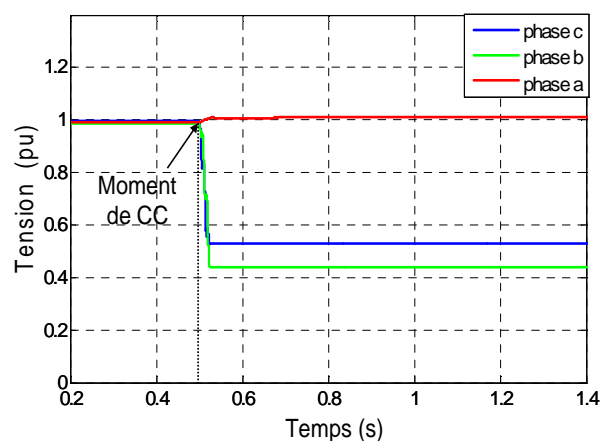


Figure IV.41. Tension au point de raccordement en cas de CC biphasé

Face au creux de tension causé par les courts-circuits triphasés, biphasés ou monophasés, la tension des phases en défaut au point de raccordement est inférieure à 0.8pu. Respectant la norme DIN VDE 0216, les systèmes PV raccordés aux phases de défaut sont donc déconnectés par la protection de découplage en moins de 200ms. Le courant de sortie de

L'onduleur PV augmente un peu au moment de défaut mais il est bien limité à 1.1 pu (voir Figure IV.40). La Figure IV.41 présente la tension au point de raccordement du système PV en cas de court-circuit biphasé (phase b et c). On remarque qu'il n'y pas de surtension sur les phase saines pendant le court-circuit. Donc, en cas de court-circuit biphasé ou monophasé, les systèmes PVs raccordés aux phases saines de ce départ restent connectés au réseau.

#### IV.5.2.2. Courts-circuits sur le départ 1 du réseau HTA (départ ayant les systèmes PV raccordés en BT)

Nous allons maintenant considérer le comportement des systèmes PV raccordés en BT face au creux de tension causé par les courts-circuits sur le réseau HTA.

On suppose que le court-circuit apparaît au point 2 (au nœud N45) sur le départ L\_06 du départ HTA. Au moment du défaut, le courant augmente et dépasse la limite, donc la protection du départ est activée. Puisque le réseau rural est équipé d'un système ré-enclenchement automatique, l'ouverture et la fermeture du disjoncteur du départ respectent la séquence du ré-enclenchement normal. Donc, lorsque le court-circuit apparaît à  $t=0.5s$ , si le court-circuit est éliminé au premier cycle rapide, après la temporisation de 150ms, le disjoncteur du départ s'ouvre à  $t=0.65s$  et se referme avec succès à  $t=0.95s$ . La Figure IV.42 illustre le courant du départ L-06 avec ré-enclenchement réussi en cas de court-circuit triphasé.

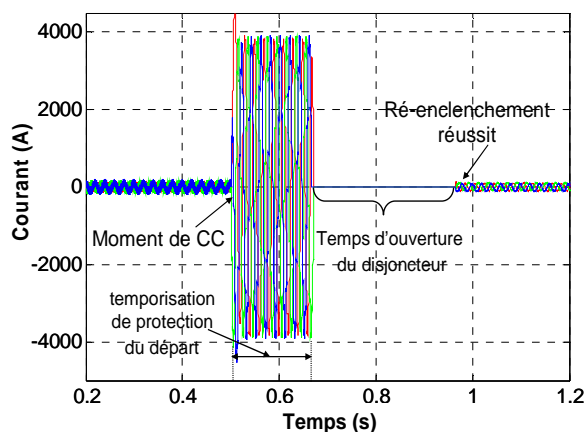


Figure IV.42. Courant du départ L\_06 en cas de court-circuit triphasé en HTA

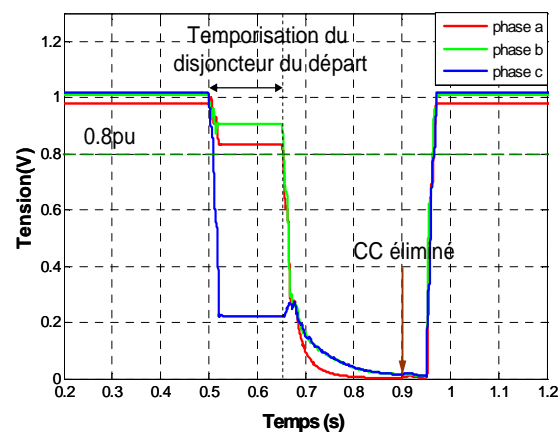


Figure IV.43. Tension au point de raccordement en cas de CC biphasé

Pour le défaut polyphasé, le système ré-enclenchement avec shunter n'est pas utilisé. Face au creux de tension causé par le défaut triphasé, tous les systèmes PV raccordés en BT sont déconnectés car la tension au point de raccordement est inférieure à 0.8pu. D'autre part, en cas de défaut biphasé (phase b et c), le court-circuit cause un creux de tension sur le réseau BT qui dépend du couplage du transformateur HTA/BT (triangle/étoile). La Figure IV.43 illustre la tension au point de raccordement des systèmes PV en BT. Parmi les trois phases, le creux de tension de la phase c est le plus profond. Le système PV raccordé à cette phase sera

donc déconnecté par la protection de découplage intégrée dans les onduleurs. Mais, comme le courant du départ en défaut dépasse le seuil de réglage des protections, cela provoque donc l'ouverture de son disjoncteur de départ. Quand la protection du départ est activée après la temporisation de 150 ms, les systèmes PV sont tous déconnectés.

De même, le court-circuit monophasé (phase a) ne cause pas de déclenchement des PV installées sur la phase en défaut parce que le creux de tension reste encore dans la limite ( $> 0.8\text{pu}$ ). Mais quand le disjoncteur du départ en défaut est déclenché après 150ms pour éliminer ce défaut, tous les systèmes PV connecté à ce départ sont aussi déclenchés par la protection de découplage en moins de 200 ms. La déconnexion des systèmes PV en cas de court-circuit dans leur zone est correcte. Il n'est actuellement pas possible de reconnecter une partie du réseau si cette partie est encore alimentée par des installations de production. Il est donc nécessaire d'attendre que toutes les installations soient déconnectées avant de réalimenter la partie isolée.

En cas d'utilisation de dispositif de ré-enclenchement shuntage pour la protection du départ HTA, si le court-circuit monophasé (phase a) est éliminé par shuntage, tous les systèmes PV restent connectés parce que la tension à leur point de raccordement BT varie peu et reste supérieure à  $0.8\text{pu}$  car elle dépend du couplage du transformateur HTA/BT (Figure IV.45). La Figure IV.44 montre le courant du départ L\_06 lors d'un ré-enclenchement par shuntage. Le court-circuit apparaît à  $t=0.5\text{s}$ , le disjoncteur shunt connecte la phase en défaut au niveau du poste source à la terre pendant 250ms pour éliminer le défaut et il s'ouvre à  $t=0.9\text{s}$ .

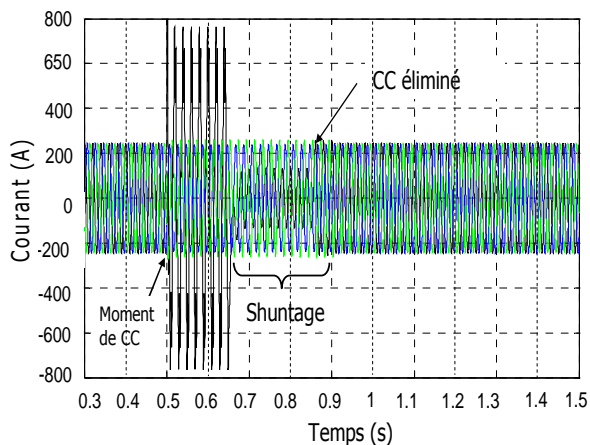


Figure IV.44. Courant du départ L\_06 en cas de court-circuit monophasé en HTA

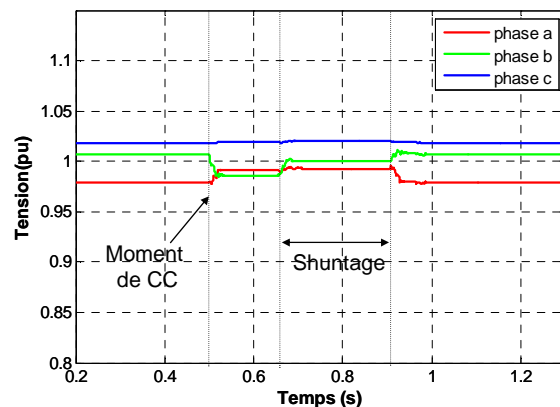


Figure IV.45. Tension au point de raccordement en cas de CC monophasé

Si le court-circuit est éliminé par le shuntage, tous les systèmes PV sont déconnectés. En fait, si le shunt n'a pas fonctionné, il y a une séquence rapide d'ouverture / fermeture du disjoncteur de départ. Quand le disjoncteur du départ s'ouvre pour éliminer le défaut, la tension au point de raccordement baisse en dessous du seuil de  $0.8\text{pu}$ . Ce creux de tension provoque le déclenchement des systèmes PV par la protection de découplage UVP.

### IV.5.2.3. Courts-circuits sur le départ 2 du réseau HTA (départ adjacent)

Dans ce cas, les courts-circuits apparaissent sur le départ adjacent L-05 du réseau HTA (CC sur un autre départ différent du départ ayant sur lequel les systèmes PV sont raccordés en BT), à 5km du poste source. La structure du réseau, les paramètres et le scénario restent identiques à l'étude précédente. Le court-circuit monophasé n'influence pas le fonctionnement des systèmes PV raccordés au départ L\_06 en BT. Donc, seuls les courts-circuits de type triphasé et biphasé sont considérés.

Au moment d'un court-circuit triphasé ou biphasé, le courant de défaut dépasse le seuil de réglage, donc la protection placée au début du départ adjacent est activée pour éliminer le défaut avec ré enclenchement réussi.

Le courant au début du départ L\_06 sur lequel les systèmes PV sont raccordés en BT, reste encore dans la limite admissible. La protection de courant n'est donc pas activée et ce départ reste connecté au réseau. Tandis que la tension au noeud de raccordement du système PV resté inférieure à 0.8 pu à cause du creux de tension, ce système PV est déclenché par la protection de découplage en moins de 200ms (Figure IV.46). La déconnexion des systèmes PV en cas de défaut sur un autre départ est non justifiée. Il faut donc trouver des solutions permettant d'éviter ce cas

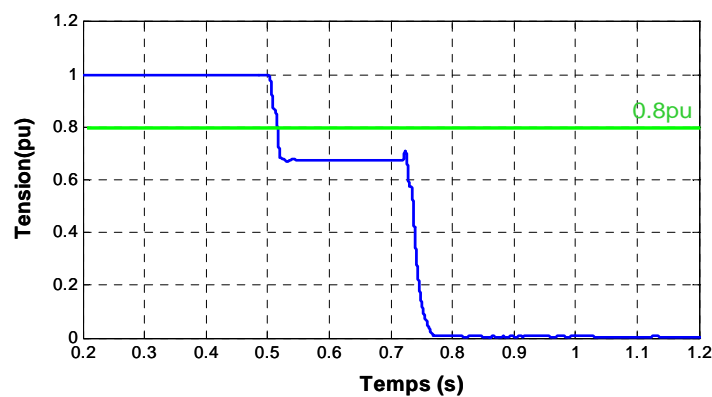


Figure IV.46. Tension du système PV raccordé au départ L\_06 en BT

En cas de court-circuit biphasé avec un scénario identique, les résultats de simulation nous donnent les mêmes résultats que dans le cas du court-circuit triphasé. Le disjoncteur du départ L-05 s'ouvre pour isoler le défaut et la protection du départ sur lequel le réseau BT est raccordé (les PV y étant raccordés) n'est pas activée car le courant reste encore dans la limite admissible. Dans ce cas, tous les PV sont déclenchés par la protection de découplage en moins de 200ms

DEFAUTS SUR LE RESEAU <i>RURAL</i> avec ré-enclenchement						
Position	Type de défaut	Protection de départ ayant PVs raccordés	Protection de départ adjacent	Protection découplage	Contribution du courant des PV	Les systèmes PVs
1) CC sur le départ 1 en BT, dans la zone PV	Triphasé	Disjoncteur du départ activé		Activée (t=200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 200ms
	Biphasé (b-c)	Disjoncteur du départ activé		Activée (t= 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (b,c) en moins de 200ms
	Monophasé (phase a)	Disjoncteur du départ activé		Activée (t= 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a) en moins de 200ms
2) CC sur le départ L_06 en HTA, dans la zone PV	Triphasé	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée (t= 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 200ms
	Biphasé (b-c)	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée c: t=200ms a,b: t= 150+200 ms	Très petite	PVs sur phase c déconnectés en moins de 200ms PVs déconnectés (a,b) en moins de 350ms
	Monophasé (phase a)	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Activée a,b,c: t= 150+200 ms	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 350 ms
3) CC sur le départ adjacent (départ L_05) en HTA, hors la zone PV	Triphasé	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Activée (t= 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (a,b,c) en moins de 200ms => <i>non justifiée</i>
	Biphasé (b-c)	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Activée (t= 200ms)	Très petite	PVs déconnectés (c) en moins de 200ms => <i>non justifiée</i>
	Monophasé (phase a)	Non activée	Activée et CC éliminé pendant le cycle rapide	Non activée	Très petite	PVs restent connecté

Tableau IV.2. Résultats de simulation en cas des systèmes PV raccordés en BT rural

Tous les résultats de simulation obtenus concernant les systèmes PV raccordés en réseau BT rural dans différents cas de court-circuit sont résumés dans le Tableau IV.2.

A partir des résultats de simulation, on observe que les courts-circuits sur le départ adjacent (hors de la zone des PV) ne provoquent pas l'ouverture du disjoncteur du départ dans la zone du PV mais qu'ils provoquent le déclenchement de la protection de découplage des PV. A partir des résultats et de remarques issues des parties précédentes, on observe que les courts-circuits sur un départ adjacent (hors de la zone des PV) ne causent pas l'ouverture du disjoncteur du départ dans la zone du PV mais qu'ils provoquent le déclenchement de la protection de découplage des systèmes PV. Donc, dans la partie suivante, nous allons proposer une solution simple et efficace permettant d'éviter ces déconnexions non justifiées.

## **IV.6. Solution pour les onduleurs photovoltaïques – Utilisation d'un gabarit de tension**

Dans le chapitre III, nous avons proposés d'utiliser le gabarit de tension pour les systèmes PV raccordés en réseau HTA en cas de court-circuits polyphasés. Ce gabarit est également appliqué pour les systèmes PV raccordés en réseau BT pour éviter les déconnexions non souhaitées en tous cas de court-circuit sur le départ adjacent BT/HTA [LETHIMINH\_11a].

On rappelle que les protections de découplage fonctionnent en respectant la norme DIN VDE 0126 : «Si la tension du point de raccordement au réseau est inférieure à 80% ou supérieure à 115 % de la tension nominale, l'onduleur est alors déconnecté en moins de 200 ms ».

Donc, nous proposons que le critère de la DIN VDE 0126 soit remplacé par le gabarit de tension (proposé par l'arrêté 2008, voir la Figure II.18). Avec un défaut apparaissant loin du poste source ou sur le départ adjacent, la tension au point de raccordement de l'onduleur PV peut être inférieure à 0.8 pu mais supérieur à 0.2pu, la temporisation de la protection de découplage est supérieure à 500 ms. Ce temps est donc largement suffisant pour que la protection du départ adjacent s'active avant la protection de découplage afin d'éliminer le défaut. Dans ces conditions les onduleurs PV peuvent rester connectés dans la plupart des cas. Afin de vérifier la validité de la solution proposée, quelques scénarios décrits dans la section IV.5 sont utilisés. Dans la partie suivante, nous allons présenter quelques résultats obtenus en utilisant cette solution.

### **IV.6.1. Court-circuit sur le réseau BT**

Le même scénario que celui illustré précédemment est utilisé. Pour les protections de découplage, le critère DIN VDE est remplacé par le gabarit de tension de Figure II.18.



#### IV.6.1.1. Court-circuit sur le départ BT, dans la zone du PV

On rappelle le cas de court-circuit au nœud N3 sur le départ 1 du réseau BT urbain (voir Figure IV.16). La Figure IV.47 présente la tension du PV (en cas de court-circuit triphasé) comparée au gabarit de tension. Sans utilisation du gabarit de tension, au moment du court-circuit, la tension du PV est inférieure à 0.8pu, les onduleurs PV sont donc déconnectés.

Par contre, en utilisant le gabarit de tension, la temporisation de l'onduleur PV dépend complètement de la profondeur de creux de tension. Dans ce cas, la tension de l'onduleur PV est inférieure à la tension définie par le gabarit de tension. Cette faible tension provoque une déconnexion immédiate de tous les onduleurs dans ce réseau BT. La déconnexion des onduleurs PV causée par un défaut sur le départ du réseau BT, dans la zone du PV, est nécessaire.

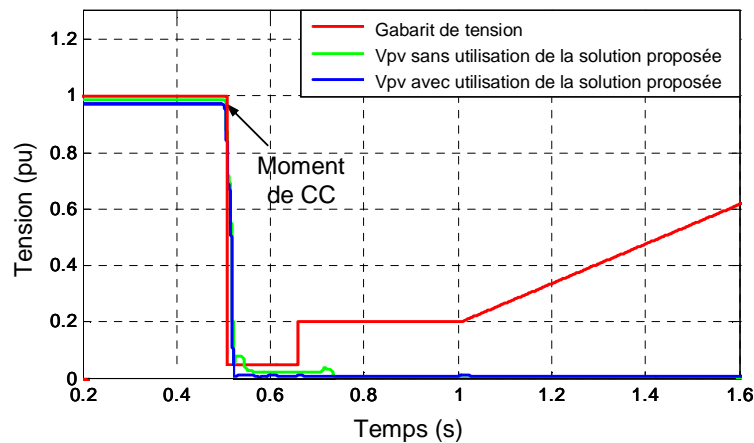


Figure IV.47 – Tension du PV comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ BT ayant les PV raccordés

Le même résultat est obtenu en cas de courts-circuits biphasé et monophasé. Avec l'utilisation du gabarit de tension, les systèmes PV sont tous déconnectés du réseau en cas de court-circuit dans sa zone, la temporisation de déconnexion dépend du niveau de creux de tension.

#### IV.6.1.2. Court-circuit sur le départ adjacent BT, hors la zone du PV

La tension du système PV pour un court-circuit triphasé au nœud N16 sur le départ adjacent du réseau BT est présentée dans la Figure IV.48. Au moment du court-circuit, la tension au point de raccordement des systèmes PV (sur le départ 1) baisse.

En respectant la norme DIN VDE 0126, tous les onduleurs PV raccordés au départ 1 sont donc déconnectés par la protection UVP car la tension du système PV est inférieure à 0.8pu (courbe verte). La déconnexion des onduleurs PV causée par un défaut sur le départ adjacent du réseau BT n'est donc pas justifiée.

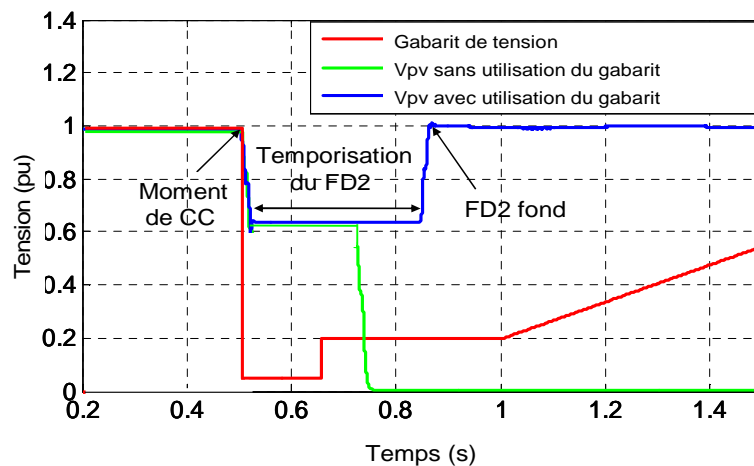


Figure IV.48– Tension du PV comparé avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent BT, hors la zone PV

Par contre, en utilisant la solution proposée, lors du court-circuit, le fusible FD2 s'active rapidement pour éliminer le défaut sur le départ adjacent. Ainsi, la tension au point de raccordement des onduleurs PVs sur le départ 1 est supérieure à la tension définie par le gabarit de tension (la courbe bleue). C'est pourquoi, les onduleurs PV restent connectés sur le départ 1. Par conséquent, les courts-circuits sur le départ adjacent du réseau BT ne causent pas les déconnexions injustifiées des onduleurs PV.

Dans ce cas, si le défaut est loin du poste, FD2 fond plus tard mais la chute de tension est plus faible. Le système PV reste raccordé dans la majorité des cas. Dans ce cas, le gabarit a plus d'avantages que la simple temporisation. Dans la plupart des cas, une simple temporisation de l'ouverture est suffisante pour éviter les déclenchements non souhaités.

## IV.6.2. Court-circuit sur le réseau HTA

### IV.6.2.1. Court-circuit sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés

La Figure IV.49 présente la tension du PV en comparaison avec le gabarit de tension en cas de court-circuit triphasé sur un départ HTA urbain et rural, dans la zone PV.

Le court-circuit cause un creux de tension (inférieure à 0.05 pu) au point de raccordement des systèmes PV. Cette baisse de tension provoque le déclenchement de la protection de découplage des systèmes PV raccordés à ce départ car la tension au point de raccordement est inférieure à la tension définie par le gabarit de tension. Ce fonctionnement de la protection de découplage est donc nécessaire pour un défaut sur le départ HTA ayant les systèmes PV raccordés.

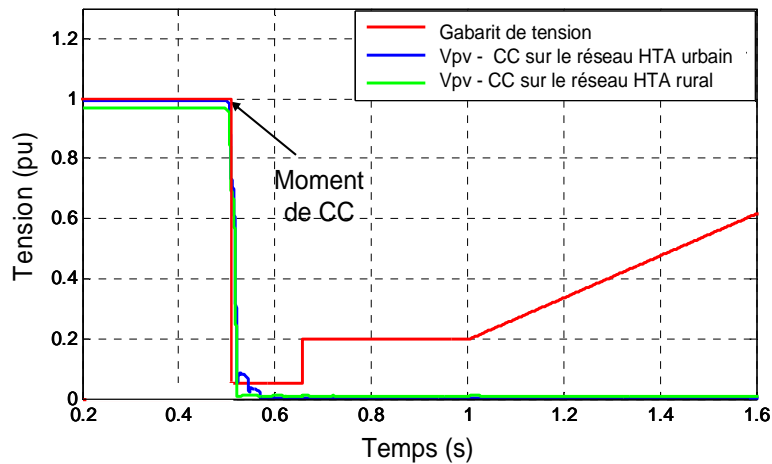


Figure IV.49 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ HTA, dans la zone PV

#### IV.6.2.2. Court-circuit sur le départ adjacent HTA

La Figure IV.50 illustre la tension du système PV (PV connecté au départ L\_06) en comparaison avec le gabarit de tension en cas de court-circuit triphasé sur le départ adjacent HTA urbain (départ L\_05), hors de la zone du PV. Pendant le court-circuit, la tension du système PV est supérieure à la tension définie par le gabarit de tension. De plus, 500ms après l'apparition du défaut, le défaut sur le départ adjacent (L\_05) est éliminé par la protection de départ. Ensuite, la tension du départ L\_06 revient à une valeur normale (la protection de départ L\_06 n'est pas activée). Ainsi avec les temporisations choisies, la protection du départ s'est activée pour éliminer le défaut avant que la protection découplage n'agisse.

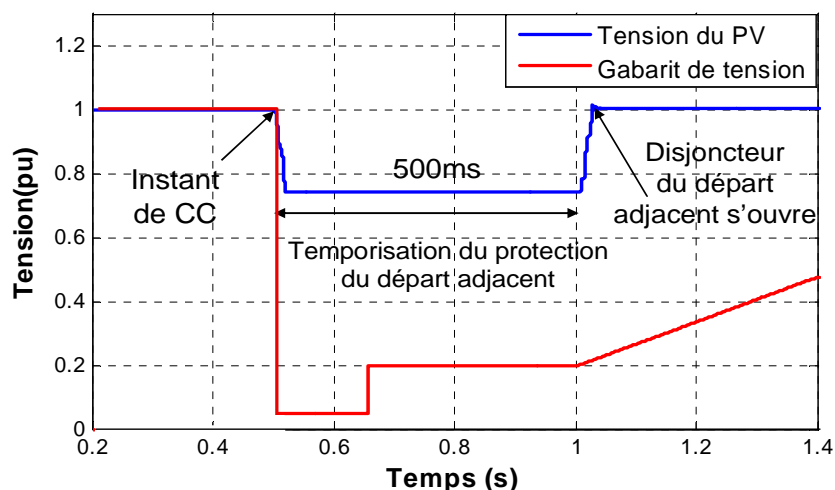


Figure IV.50 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA urbain, hors la zone PV

Le même résultat est obtenu en cas de court-circuit sur le départ adjacent rural (voir Figure IV.51)

Les résultats obtenus montrent que la protection de découplage intégrant ce gabarit de tension peut éviter les déconnexions non justifiées des systèmes PV causées par les courts-circuits sur le départ adjacent, loin du poste source. Par contre, dans le chapitre III, on a montré que si on applique ce gabarit de tension classique, il entraîne des déconnexions intempestives sur les autres départs quand un défaut proche du poste source fait chuter la tension au niveau du jeu de barres à un niveau inférieur à 0.2 p.u. C'est pourquoi, pour éviter les déconnexions injustifiées des systèmes PV dans plusieurs cas, il est mieux d'utiliser le nouveau gabarit de tension (la courbe rouge dans la Figure IV.52) pour toutes les protections de découplage actuelles.

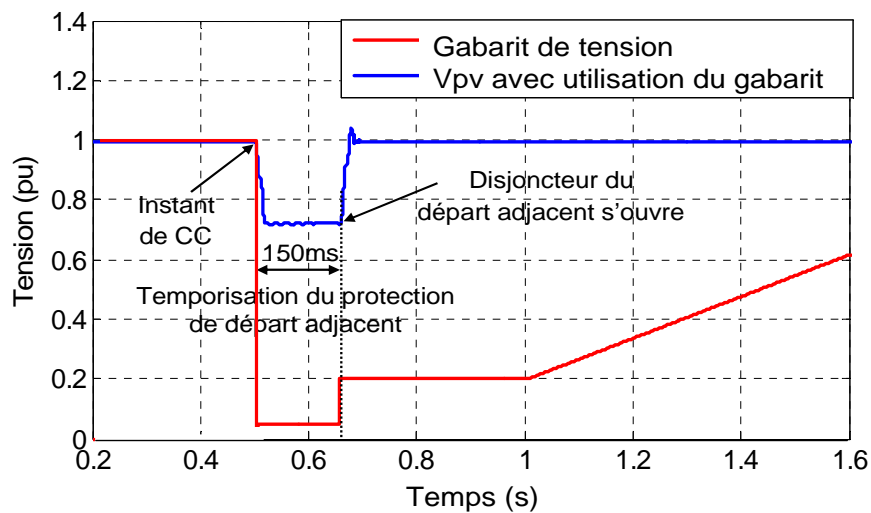


Figure IV.51 - Tension de l'onduleur PV raccordé en BT comparée avec le gabarit de tension en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA rural, hors la zone PV

La Figure IV.52 illustre la tension du système PV en cas de court-circuit triphasé sur le départ adjacent L\_05, près du poste source en la comparant avec deux gabarits de tension. En utilisant le gabarit classique (la courbe verte), ce défaut provoque une déconnexion du système PV parce que la tension du système PV est inférieure à 0.2 pu. Par contre, en utilisant le nouveau gabarit (la courbe rouge), après l'action de la protection du départ adjacent, la tension du système PV est encore supérieure à la tension définie par le nouveau gabarit (0.05 pu). Donc, les systèmes PV restent connectés au réseau, la déconnexion non justifiée est évitée en utilisant le nouveau gabarit de tension. Cette solution permet d'éviter presque toutes les déconnexions injustifiées des systèmes PV.

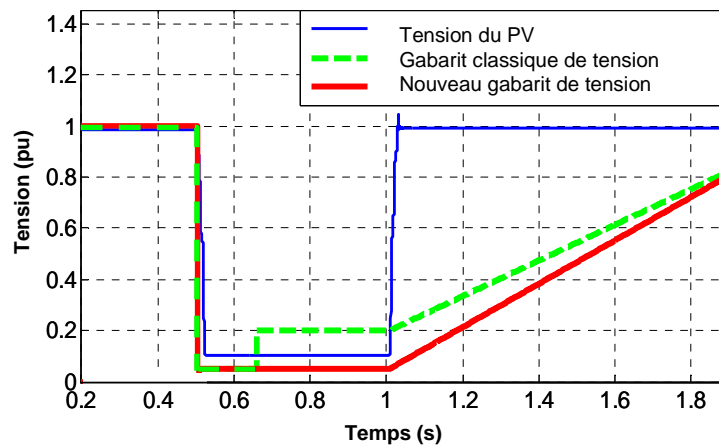


Figure IV.52 PV voltage in comparison with the new characteristic

### IV.6.3. Contribution du courant des onduleurs PV au réseau pendant un court-circuit

La question se pose de savoir si le maintien de l'alimentation des onduleurs PV pendant le court-circuit a un impact sur le réseau et les onduleurs PV eux-mêmes.

On rappelle que le courant de sortie du système PV est limité à 1.1 fois son courant nominal. C'est pourquoi, en cas de court-circuit sur le réseau BT, le courant de sortie de l'onduleur PV augmente très peu par rapport au courant de défaut pendant le court-circuit. Par exemple, en cas de court-circuit triphasé sur le départ BT urbain, le courant peut atteindre 10000A tandis que le courant de l'onduleur PV (12kW) augmente de 48A à 53A. Donc, la contribution de ce courant n'a aucun impact sur le réseau. De plus, ce courant n'est pas une contrainte pour les onduleurs PV.

En cas de court-circuit sur le réseau HTA, le courant de sortie de l'onduleur PV (limité à  $1.1I_n$ ) alimente le court-circuit à travers le transformateur HTA/BT. Cette contribution est donc très faible et n'influence pas le plan de protection du réseau HTA.

En résumé, la solution qui consiste à utiliser un gabarit de tension spécifiquement adapté pour les protections de découplage des systèmes PV est efficace. Elle permet d'éviter les déconnexions non justifiées des onduleurs PV en cas de court-circuit hors de leur zone. Néanmoins, en cas de court-circuit dans leur zone, les onduleurs PV sont déconnectés.

### IV.6.4. Risque d'îlotage

Avec la méthode d'utilisation du gabarit de tension, on rappelle que la détection d'îlotage se trouve modifiée. En effet, la tension peut varier de manière plus importante avant de provoquer la déconnexion de l'installation. Elle peut maintenant évoluer entre 115% et la limite basse du gabarit de tension, contre 115% et 80% auparavant. Donc, il s'agit ici

d'étudier l'augmentation du risque d'îlotage quand on intègre le gabarit de tension proposé à la protection de découplage.

Afin de vérifier le risque d'îlotage, les simulations relatives aux réseaux ruraux HTA et BT sont utilisées (voir la Figure IV.39). Pour simplifier l'explication des résultats de simulation, un onduleur PV monophasé de 3kW est raccordés au nœud 7 sur la phase a. La charge locale est aussi connectée au nœud 7 sur la phase a. La modélisation de l'onduleur PV a été présentée dans la partie précédente. Des simulations pour les différents scénarios en variant les points de court-circuit, la production PV et la charge sont effectuées. En plus, l'îlotage intentionnel causé par la perte volontaire du réseau et l'îlotage non intentionnel, lié à une coupure du réseau accidentelle (défauts) sont aussi envisagés. Les simulations seront effectuées pour 2 cas :

- Cas 1 : Charge locale > Production PV ( $P_{ch}=3.2kW > P_{pv}=3.0kW$ ,  $Q_{ch}=0.4 > Q_{pv}=0$  kVAR)
- Cas 2 : Charge locale=Production PV ( $P_{ch}=P_{pv}=3.0$  kW,  $Q_{pv}=0$  kVAR)

**Cas 1 : Charge locale > Production PV ( $P_{ch}=3.2kW > P_{pv}=3.0kW$ ,  $Q_{ch}=0.4 > Q_{pv}=0$  kVAR)**

Pour ce cas, avant îlotage, la puissance de la charge est supérieure à celle de la production PV. Le cas de défaut est un court-circuit apparaissant au nœud 2 sur le réseau BT rural. La tension au point de raccordement du système PV baisse fortement et devient inférieure au gabarit de tension (Figure IV.54), donc le système PV est déclenché par la protection de découplage.

En cas de perte volontaire du réseau, on se retrouve en situation d'îlotage sans défaut préalable. On suppose que l'onduleur est passé en îlotage à l'instant  $t=1s$ . Après l'îlotage la puissance active de la charge est égale la puissance du système PV, le fait de diminuer la puissance active de la charge se traduit par une baisse de tension (Figure IV.54).

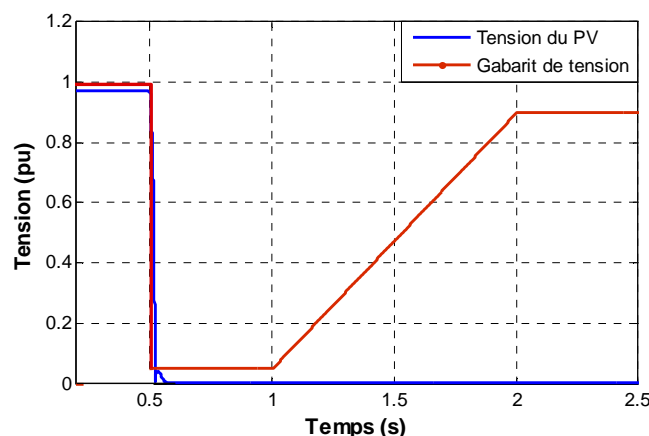


Figure IV.53 – Tension du système PV comparé avec le gabarit en cas de CC

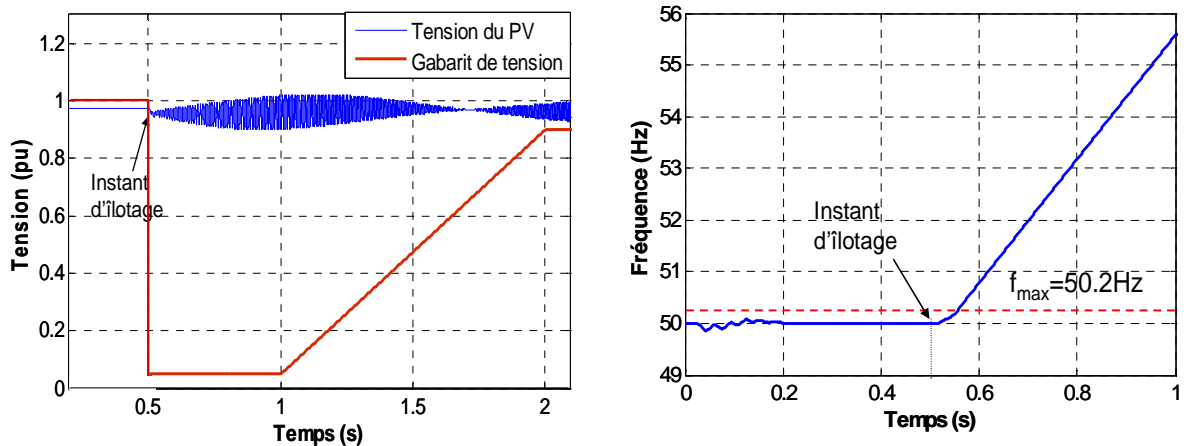


Figure IV.54 – Tension du système PV comparé au gabarit et la fréquence en cas de la perte volontaire du réseau

Dans ce cas, il y a des variations de tension mais qui se maintiennent à des valeurs faibles dans la zone non détection d’îlotage du gabarit. Par contre, la fréquence augmente et dépasse la valeur maximale (50.2 Hz), c’est pourquoi, l’îlotage est détecté.

**Cas 2 : Charge locale > Production PV ( $P_{ch}=P_{pv}=3.0kW$ ,  $Q_{pv}=0$  kVAR)**

Pour ce cas, il y a un faible écart entre production et consommation. Si un court-circuit apparaît au nœud 2 sur le réseau BT rural, le système PV est déclenché par la protection de découplage parce que la tension au point de raccordement est inférieure à un seuil de tension défini par le gabarit de tension (la variation de cette tension ressemble la Figure IV.54)

En cas de perte volontaire du réseau, la tension et la fréquence restent constantes et sont égales à leurs valeurs initiales avant et après îlotage (Figure IV.55). Dans ce cas, la détection d’îlotage basée sur la tension et la fréquence est mise à mal. Il est nécessaire d’ajouter des autres méthodes de détection d’îlotage (ex : saut d’impédance,...) pour maîtriser ce problème

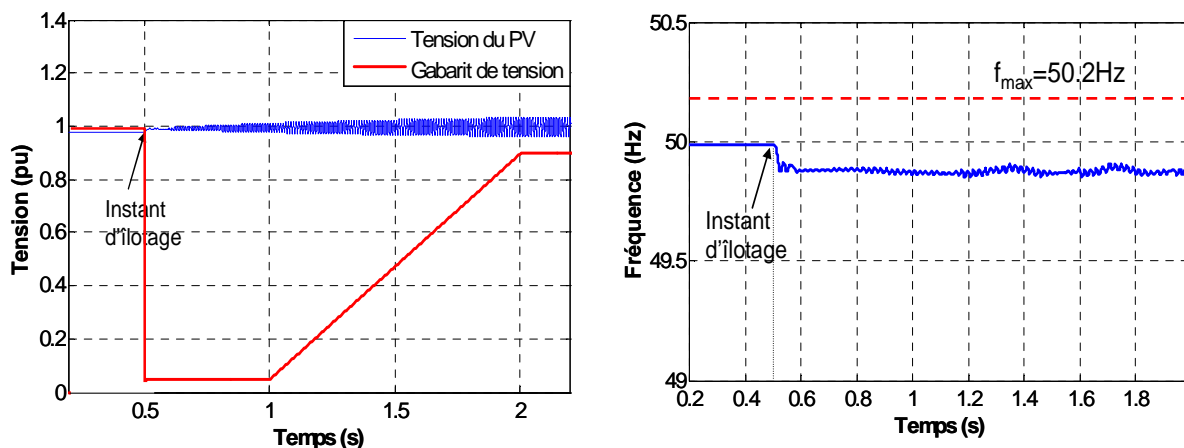


Figure IV.55 – Tension du système PV comparé avec le gabarit et la fréquence en cas de la perte volontaire du réseau

Un autre cas a été étudié : celui des court-circuits impédants sur le départ du réseau HTA pour lequel, le niveau de tension au point de raccordement en BT est peu affecté. Cette tension nécessairement peut être située dans la zone de non détection du gabarit et elle ne cause pas la déconnexion des systèmes PV en cas de défaut dans leur zone.

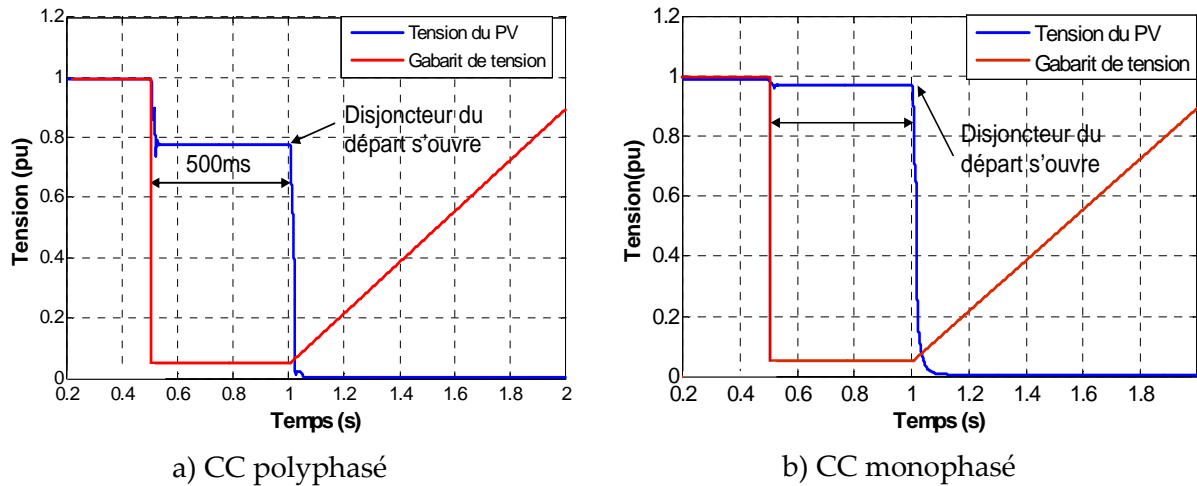


Figure IV.56. Tension du PV raccordé en BT urbain en cas de CC polyphasé et monophasé

Nous avons réalisé des courts-circuits ( $R=5\ \text{Ohm}$ ) au nœud  $N_{09}$  sur le départ  $L_{06}$  (à 1100m du poste de source) du réseau HTA urbain avec les systèmes PV raccordés sur un départ BT ( $P_{ch}=3\text{kW}=P_{pv}=3.0\text{kW}$ ,  $Q_{ch}=1.2\ \text{kVAR}>Q_{pv}=0\ \text{kVAR}$ ). Tous les types de court-circuit ont été considérés. La Figure IV.56 illustre la tension du système PV raccordé au réseau BT urbain en cas de courts-circuits HTA situés dans la zone PV. En fait, avec les courts-circuits impédants dans la zone PV, le creux de tension au point de raccordement en BT est moins profond (ex : jusqu'à 0.78pu, voir Figure IV.56). Si le niveau du creux de tension est supérieur au seuil du gabarit, il peut provoquer l'îlotage. Pourtant, les résultats de simulation montrent on trouve que dans tous cas, quand la protection du départ est activée, tous les PVs sont déconnectés parce la tension baisse en dessous du seuil inférieur au gabarit, quand le disjoncteur du départ s'ouvre.

A partir des résultats de simulations, nous pouvons remarquer que l'utilisation du gabarit de tension n'augmente pas significativement, le risque d'îlotage est faible. En cas de défaut, l'îlotage est détecté dans la plupart des cas. Par contre, en cas de perte volontaire du réseau et si l'écart de production-consommation est faible (charge=production), il est difficile de détecter l'îlotage en utilisant des méthodes « détection de seuil de tension et de fréquence ». Il serait nécessaire d'ajouter d'autres critères comme le saut d'impédance, la dérivée de la fréquence (RoCoF), ....

## IV.7. Conclusions

Cette étude avait pour but d'analyser, d'une part le plan de protection du réseau de distribution et l'influence d'une insertion de sources photovoltaïques sur ce plan de



protection, d'autre part le comportement des systèmes PV raccordés au réseau HTA (urbain et rural) avec le type de protection de découplage actuellement utilisé (respectant la norme DIN VDE).

Les résultats de simulation confirment la cohérence entre le plan de protection du réseau de distribution et le fonctionnement de la protection de découplage. Concernant l'impact de l'insertion de systèmes PV sur le plan de protection, pour le réseau étudié, la contribution en courant des systèmes PV reste très faible, ce qui n'affecte pas le bon fonctionnement des protections de départ (fusible et disjoncteur),

Le comportement des systèmes PV raccordés aux réseaux BT (urbain et rural) a été étudié pour de nombreux scénarios de court-circuit. Les résultats obtenus montrent que dans quelques cas, des déconnexions non-justifiées peuvent apparaître, en particulier lors de défaut sur les départs adjacent BT et HTA. Afin d'éviter ces déconnexions, l'intégration d'un gabarit de tension adaptatif a été réalisée par les fabricants d'onduleurs. Cette solution est facilement applicable aux nouvelles installations connectées au réseau BT. Elle permet de déconnecter les onduleurs PV en cas de court-circuit sur le départ ayant les systèmes PV raccordés et d'éviter leur déconnexion en cas de court-circuit sur le départ adjacent. De plus, le maintien de l'alimentation des onduleurs PV pendant le court-circuit sur le départ adjacent n'a aucun impact sur le réseau et les onduleurs PV parce que le courant sortie des onduleurs PV est bien limité à 110% de leur courant nominal  $I_n$ .

La possibilité d'îlotage intempestif qu'entraîne la solution proposée est aussi examinée. En cas de court-circuit, les critères de détection d'îlotage basé sur la tension et la fréquence sont efficaces. En cas de perte volontaire du réseau (ou d'îlotage sans défaut), le risque d'îlotage est fonction de l'équilibre entre la puissance des charges locales et la puissance injectée par les systèmes PV. Plus la production PV se rapproche de la consommation, plus ces critères de détection d'îlotage deviennent inefficaces. Pour bien détecter la situation d'îlotage, il serait nécessaire de mettre en œuvre d'autres critères plus évolués.

# CHAPITRE V : Solutions proposées pour maintenir un bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques

## SOMMAIRE

---

<b>CHAPITRE V : Solutions proposées pour maintenir un bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques.....</b>	<b>159</b>
<b>V.1. Introduction .....</b>	<b>160</b>
<b>V.2. Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension.....</b>	<b>160</b>
V.2.1. Problématique .....	160
V.2.2. Commande de la tension du bus continu en régime normal .....	161
V.2.3. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut.....	162
V.2.4. Simulation.....	163
V.2.5. Conclusion .....	165
<b>V.3. Tenue des onduleurs PV face au creux de tension en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension.....</b>	<b>165</b>
V.3.1. Problématique .....	165
V.3.2. Description du régulateur auto-adaptatif proposé.....	166
V.3.2.1. Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ? .....	166
V.3.2.2. Principe.....	166
V.3.3. Réseau d'étude et scénarios.....	169
V.3.4. Remarques .....	172
<b>V.4. Conclusions.....</b>	<b>173</b>

## V.1. Introduction

Afin d'éviter des déconnexions non-justifiées, nous avons proposé dans les chapitres précédents des solutions concernant les protections de découplage des onduleurs PV. A titre de rappel, ces solutions sont capables d'éviter des déclenchements non-justifiés. Dans ce chapitre, l'orientation proposée porte sur l'intégration d'un système de contrôle/commande « intelligent » dans les onduleurs PV. L'utilisation d'un tel contrôle/commande des onduleurs pourrait avoir comme avantages :

- la réduction des coûts de raccordement,
- l'augmentation des performances des onduleurs PV,
- la possibilité de mise en œuvre de fonctionnalités permettant d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension,

Et ce, sans pour autant diminuer l'efficacité du dispositif de découplage des onduleurs.

Le système de commande doit ainsi assurer les fonctions suivantes :

- Maintenir la tension du bus continu de l'onduleur PV dans ses limites de tolérance lors d'un creux de tension.
- Permettre la participation au maintien de la tension au nœud de raccordement en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension.

Toutes ces fonctions doivent être compatibles avec le respect du plan de tension et tenir compte du fonctionnement normal de la protection de découplage.

## V.2. Limitation de la tension du bus DC en cas de creux de tension

### V.2.1. Problématique

Dans [NG\_10], on analyse l'impact des systèmes PV sur le réseau en régime transitoire face aux creux de tension (dus à un court-circuit). On a montré que le maintien de la connexion des systèmes PV permet d'améliorer la stabilité du réseau. Cette capacité influence non seulement la stabilité transitoire au moment du défaut, mais aussi l'état permanent après le défaut.

L'augmentation de la tension du bus continu  $V_{DC}$  à une valeur supérieure à la valeur maximale admissible est une des causes de déconnexion des onduleurs PV, et ce de par la protection intégrée à l'onduleur.

Dans [BLET\_05], il est montré qu'avec plus de 1000 tests portant sur 9 types différents d'onduleurs PV du commerce, les comportements face aux creux de tension sont différents en fonction du scénario. Il est même relevé des cas de non déconnexion.

Dans [BENZ\_10], il est simulé des scenarios tenant compte de la réaction face aux creux, mais seulement en étudiant les effets sur les variables externes (courants, puissances active et réactive). La variable interne, c'est-à-dire la tension VDC, est occultée.

[AZEV\_09] présente un système PV sans étage DC/DC (l'onduleur interface directement les panneaux PV au réseau). On utilise directement la caractéristique des panneaux solaires : quand la tension du bus continu augmente, la tension de sortie des modules PV également et la puissance envoyée au réseau diminue du fait que l'on s'éloigne petit à petit du point de Maximum de Puissance ; en conséquence, la tension du bus DC reste dans la limite admissible.

Nous proposerons donc une solution permettant de résoudre ce problème de surtension pour un système PV comprenant un étage DC/DC.

### V.2.2. Commande de la tension du bus continu en régime normal

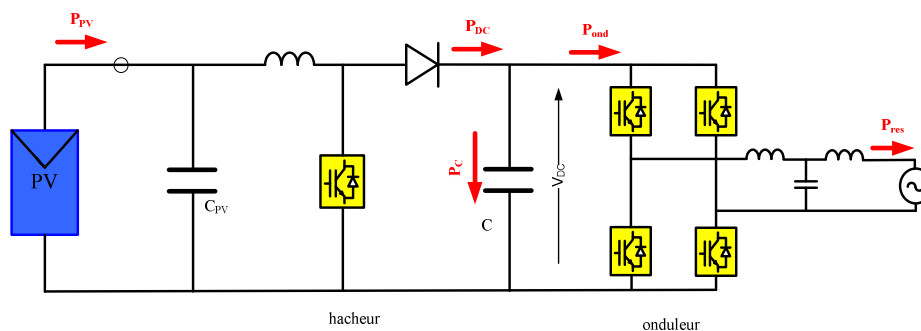


Figure V.1. Bilan de puissance dans le bus continu

La tension du bus continu  $V_{DC}$  est influencée par les variations du courant de sortie du hacheur lequel dépend du MPPT donc des caractéristiques exogènes ( $T^\circ$ , ensoleillement..). Cette tension peut aussi augmenter en cas de saturation du courant injecté au réseau (creux de tension ou court-circuit à la sortie de l'onduleur). Dans cette section, on s'intéresse au fonctionnement normal, où le courant de sortie de l'onduleur reste encore dans sa limite admissible.

En négligeant les pertes internes dans le hacheur et l'onduleur, la puissance instantannée fournie par les panneaux PV est la somme de la puissance instantannée d'entrée dans le condensateur et de la puissance instantannée envoyée au réseau (voir la Figure V.1)

$$p_{PV}(t) = p_C(t) + p_{res}(t)$$

En cas court-circuit côté du réseau, la tension du réseau baisse ce qui provoque une baisse de puissance fournie au réseau à la limitation de courant. Pendant ce temps, la puissance fournie par les panneaux PV reste constante. Le déséquilibre entre la puissance d'entrée et la puissance de sortie provoque une augmentation de l'énergie accumulée par le condensateur C. C'est pourquoi la tension aux bornes de condensateur augmente jusqu'à parfois à

dépasser la limite admissible en cas de dépassement de la puissance apparente de sortie de l'onduleur. Après l'élimination de défaut, les puissances s'équilibrent et la tension du bus stabilisée, mais à une valeur plus élevée. Il faut donc ajouter une boucle pour régler cette tension. Le principe de contrôle de la tension du bus continu  $V_{DC}$  est de décharger l'énergie résiduelle pour diminuer la tension.

La formule représente la relation entre la tension du bus continu  $V_{DC}$  et l'énergie stockée dans le condensateur est  $E = \frac{1}{2}.C.V_{DC}^2$ . On veut que  $V_{DC}$  ne dépasse pas la valeur  $V_{0ref}$ , donc

l'énergie stocké est de :  $E_0 = \frac{1}{2}.C.V_{0ref}^2$ . Alors, si la tension  $V_{DC} > V_{0ref}$ , il faut décharger une

quantité d'énergie  $\Delta E = E - E_0 = \frac{1}{2}.C.(V_{DC}^2 - V_{0ref}^2)$ . Ainsi, on augmente la puissance sortie

de l'onduleur par une quantité  $\Delta P = \frac{\Delta E}{T} = \frac{C}{2.T}.(V_{DC}^2 - V_{0ref}^2) = K_p.(V_{DC}^2 - V_{0ref}^2)$  où, T est la

durée de décharge du condensateur et  $K_p = \frac{C}{2.T}$ .

En résumé, on contrôle le courant de sortie pour maintenir la tension  $V_{DC}$  dans les limites acceptables.

- Si  $V_{DC} < V_{0ref}$ ,  $I = I'$
- Si  $V_{DC} > V_{0ref}$ ,  $I = I' + \Delta I$

Dans la simulation en régime normal, on impose  $V_{0ref} = 500V$  et on trouve que la tension  $V_{DC}$  reste toujours inférieure à cette valeur.

### V.2.3. Commande de la tension du bus continu en régime de défaut

Dans la section précédente V.1.2, on a réglé la tension  $V_{DC}$  lorsque le courant de sortie de l'onduleur reste dans les limites admissibles. Maintenant, on va voir ce qui se passe quand ce courant dépasse cette limite.

On rappelle que dans la Figure V.2, la puissance instantanée en sortie du hacheur est la somme de la puissance instantanée en entrée dans le condensateur et la puissance instantanée en entrée dans l'onduleur de tension.

$$p_{DC}(t) = p_c(t) + p_{ond}(t)$$

On a :  $P_{ond} = I_{ond}.V_{res}$

Quand  $V_{res}$  diminue,  $I_{ond}$  augmente. Jusqu'à une valeur quelconque,  $I_{ond}$  doit être limité, alors  $P_{ond} < P_{DC}$ , l'énergie est accumulée dans le condensateur. C'est pourquoi la tension  $V_{DC}$  augmente toujours et dépasse la limite admissible  $V_{seuil}$ . En effet,  $V_{seuil}$  est le seuil de déclenchement de la protection interne, donc le système PV est déconnecté du réseau.

A partir de cette analyse, on peut conclure que pour limiter la tension  $V_{DC}$ , il est nécessaire de limiter la puissance  $P_{DC}$ , c'est-à-dire limiter le courant du hacheur. En plus,  $P_{DC}$  est presque

proportionnelle avec  $P_{PV}$  ( $P_{DC}=P_{PV}$ ) si on néglige les pertes dans le hacheur), alors il faut diminuer  $P_{PV}$ . Une solution très simple est de diminuer le courant  $I_L$  en multipliant le courant référence  $I_{Lref}$  avec un coefficient  $k$ ,  $0 < k < 1$  ce qui de fait dégrade le MPPT.

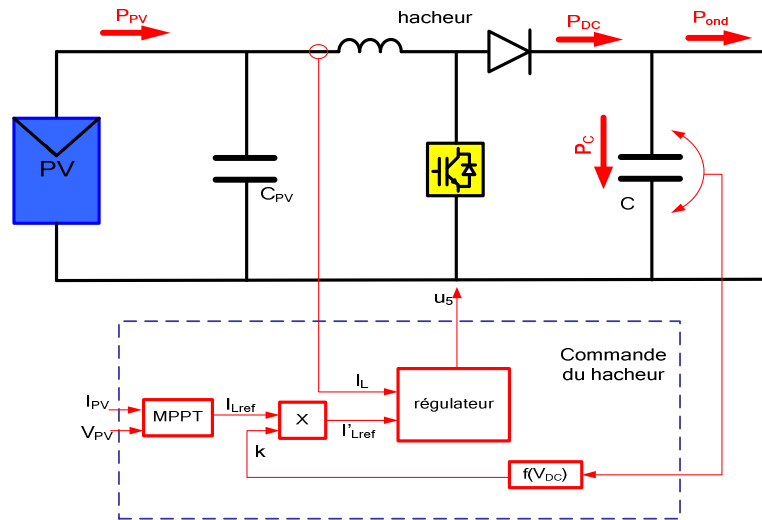


Figure V.2. Schéma de principe de la commande du hacheur pour limiter la tension du bus continu

En résumé, on contrôle le courant  $I_L$  du hacheur pour maintenir la tension  $V_{DC}$  dans une limite acceptable.

$$I'_{Lref} = k \cdot I_{Lref}$$

Où

$I'_{Lref}$  est le courant de référence pour commander le hacheur

$I_{Lref}$  est le courant de référence généré par l'algorithme MPPT

$k$  est un coefficient qui dépend de la tension  $V_{DC}$

- Si  $V_{DC} < V_{seuil}$ ,  $k=1$
- Si  $V_{DC} > V_{seuil}$ ,  $k=f(V_{DC})$ ,  $0 < k < 1$ .

Dans la section suivante, la simulation est effectuée avec  $V_{seuil} = 1,2 \times V_{0ref} = 600V$ .

Avec cette boucle supplémentaire proposée, on l'appellera le contrôle « nouvelle commande » et sans cette commande, on dira « commande classique ».

La différence entre la commande classique et la nouvelle commande est la suivante :

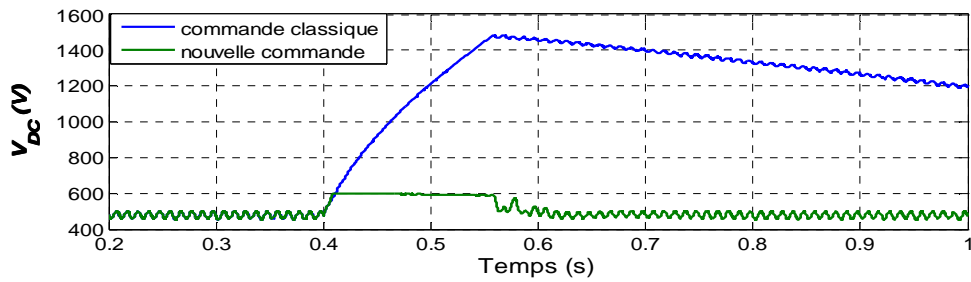
- La commande classique limite la tension  $V_{DC}$  en laissant constante la puissance PV
- La nouvelle commande limite la surtension  $V_{DC}$  en diminuant la puissance PV.

## V.2.4. Simulation

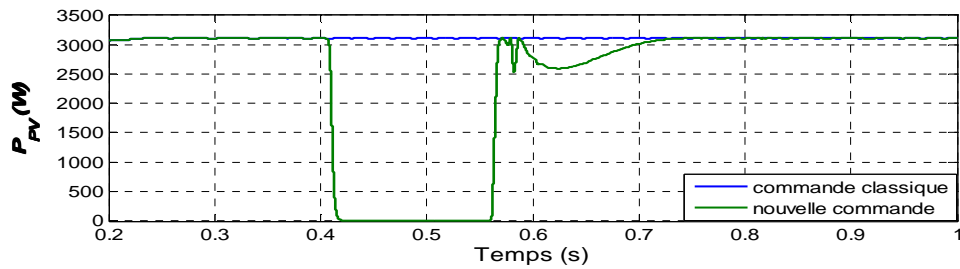
Les simulations sont effectuées dans le cas d'un court-circuit phase-neutre, avec la commande classique et la nouvelle commande.

Dans la Figure V.3, le court-circuit a lieu entre 0,4s et 0,55s. Avec la commande classique, la puissance du panneau PV injectée dans le hacheur reste constante, c'est pourquoi la tension

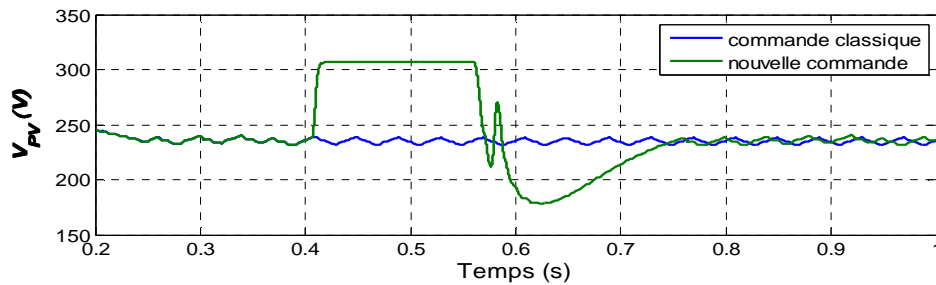
$V_{DC}$  augmente jusqu'à 1500V après 150ms (en réalité, cette surtension provoquera un déclenchement du système PV).



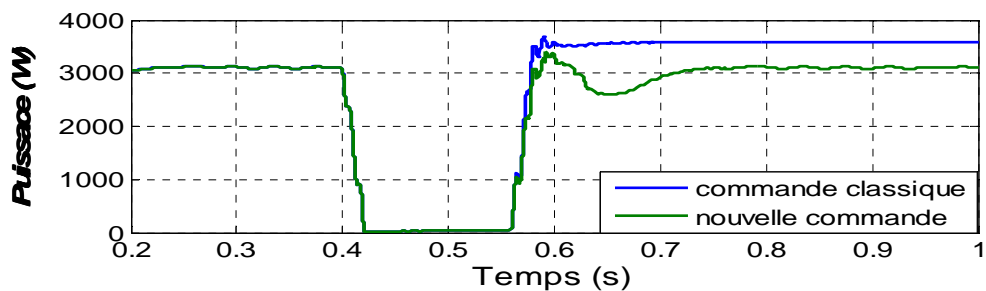
a. Tension du bus continu



b. Puissance du panneau PV



c. Tension du panneau PV



d. Puissance sortie de l'onduleur

Figure V.3. Comportement de l'onduleur avec la commande tension du bus continu face au court-circuit

Avec la nouvelle commande, la puissance du panneau PV diminue pour maintenir  $V_{DC}$  inférieure à 600 V (Figure V.3a et b) et la tension  $V_{PV}$  augmente (Figure V.3c) en respectant la caractéristique du PV. Après 150 ms, le défaut est éliminé, le MPPT continue à chercher le

point de puissance maximale et pendant 0,15 s, le système PV continue à produire de l'énergie sans aucune déconnexion. La Figure V.3d présente la puissance sortie de l'onduleur.

### **V.2.5. Conclusion**

Dans cette partie, nous avons proposé une méthode efficace pour éviter la déconnexion des systèmes PV causée par la surtension du bus continu en cas de court-circuit. La solution proposée consiste à limiter la puissance d'entrée du condensateur, ce qui permet de limiter la tension du bus continu. Pour réaliser cette fonction dans le système de contrôle numérique de l'onduleur PV, on ajoute seulement quelques instructions de commande, sans qu'il soit nécessaire de modifier le matériel physique.

## **V.3. Tenue des onduleurs PV face au creux de tension en utilisant un régulateur auto-adaptatif de tension**

### **V.3.1. Problématique**

Le comportement des systèmes PV raccordés au réseau de distribution a été présenté dans le chapitre III et IV sur les onduleurs PV conformes à la norme DIN-VDE-0126-1-1 [DIN\_0126\_1] et ERDF (ERDF\_13E). Ces études avaient en particulier pour objectif de déterminer la sensibilité des onduleurs aux creux de tension. Le résultat de ces études montre que tous les systèmes PV sont déconnectés suite un creux de tension tel que :  $U \leq 80\%$  de la tension nominale pour les systèmes PV raccordés en BT et  $U \leq 85\%$  pour les systèmes PV raccordés en HTA. Actuellement, les onduleurs équipés d'une régulation classique (Reg. P/Q) ne peuvent pas contrôler les tensions, ce qui peut provoquer la déconnexion des systèmes PV par la protection découplage. Dans le pire des cas, quand un creux est très profond (c'est-à-dire que la tension peut chuter pratiquement à quelques V pendant quelques centaines de milli-secondes) il est impossible d'assurer la tenue des systèmes PV dans de telles conditions. Mais en cas de creux de tension moins sévères, par exemple en cas de court-circuit sur le départ adjacent HTA ou BT, le maintien des systèmes PV connectés au réseau est réalisable si une régulation est intégrée aux onduleurs permettant de maintenir la tension au point de raccordement à plus de 0.80pu. Dans [TRAN-05, TRAN-09 et TRAN-10c] un nouveau concept de système PV plus intelligent a été développé. Il s'agit d'un régulateur auto-adaptatif capable de maintenir la tension au point de raccordement des installations PV dans les limites admissibles et de participer au réglage « optimal » de la tension du réseau.

Afin d'évaluer les performances de la solution proposée en matière de tenue des systèmes PV aux creux de tension, cette partie décrit tout d'abord le régulateur auto-adaptatif proposé



et les performances de la méthode proposée sont évaluées par simulations d'un réseau réel BT et HTA en présence des systèmes PV.

### V.3.2. Description du régulateur auto-adaptatif proposé

#### V.3.2.1. Pourquoi un régulateur auto-adaptatif ?

Les Productions Décentralisées d'Énergie (PDE) disposées sur une portion de réseau peuvent participer au réglage de tension sur cette portion. Mais des questions se posent :

- Qui décide de changer les valeurs de consigne de ces PDE ? De combien ? (La quantité nécessaire pour ramener la tension dans les limites admissibles)
- Quand et combien de temps ?
- Où ? (Quelles PDE ?)

Un régulateur auto-adaptatif permet de répondre en partie aux questions posées avec un intérêt particulier : prise de décision locale sur des mesures locales.

Une quantité significative de PDE de petite puissance n'est en général ni observable, ni dispatchable. Dans ce contexte, les stratégies de contrôle centralisé avec les communications entre les PDE et le gestionnaire du réseau sont difficiles cela amènerait à une augmentation sensible du coût de raccordement (équipements supplémentaires de mesure et de contrôle). L'échange des informations étant limité, chaque PDE doit assurer la fonction de régulation de tension de manière locale, automatique, intelligente et adaptative. Chaque PDE doit détecter la situation de fonctionnement et s'adapter pour les différents régimes de fonctionnement avec les seules mesures locales.

#### V.3.2.2. Principe

Le système concerné comporte une production décentralisée d'énergie (PDE). Un régulateur auto-adaptatif de tension est développé afin d'assurer la fonction de régulation de tension pour maintenir la tension dans les limites dans les différents régimes de fonctionnement. Trois modes de fonctionnement du régulateur sont possibles (Figure V.4) correspondant à trois régimes de fonctionnement possibles (**Régime normal**, **Régime perturbé** et **Régime critique**) :

- Mode de régulation du facteur de puissance ou de puissance réactive (**Mode PF/VAR**) pour le régime de fonctionnement normal (**Régime normal**). Ce mode de régulation est bien modélisé dans le chapitre III.
- Mode de régulation de tension (**Mode AVR**) pour le régime de fonctionnement perturbé (**Régime perturbé**)
- Mode de régulation de puissance active (**Mode P**) pour le régime de fonctionnement perturbé (**Régime critique**)

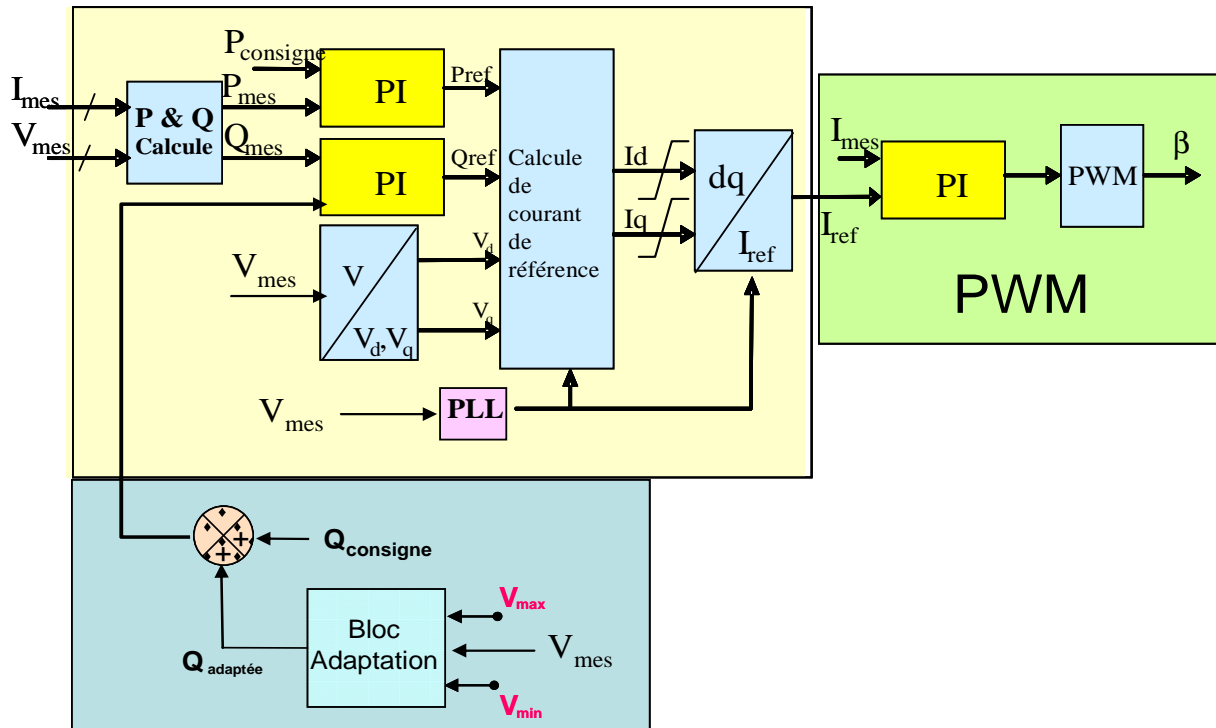


Figure V.4. Régulation auto-adaptative de tension proposée

Le changement de mode de fonctionnement du régulateur est assuré de manière automatique et auto-adaptative afin de maintenir la tension au nœud désiré dans la limite désirée pour n'importe quel régime de fonctionnement. Ce régulateur utilise les mesures de tension ou de courant au point de raccordement.

Dans cette partie, la description d'un Régulateur Auto-Adaptatif (RAA) est présentée. Quelques points importants du régulateur auto-adaptatif proposé sont :

➤ Rôle du Régulateur Auto-Adaptatif (RAA) :

Ce régulateur permet de maintenir la tension au point de raccordement ou un point désiré du réseau dans les limites désirées dans n'importe quelles conditions de fonctionnement. Normalement, ce système permet de maintenir localement la tension au point de raccordement dans la limite désirée s'il n'y a aucun échange d'information (mode local). Dans le cas où il y a un minimum d'information sur le réseau (mode coordonné), ce système permet de maintenir la tension au point désiré dans la limite désirée. Cela permet de maintenir globalement le niveau de tension du réseau dans les limites désirées. Ce régulateur fonctionne en 3 modes. La détection de la condition de fonctionnement et le basculement entre ces modes de fonctionnement sont automatiques et auto-adaptatifs.

➤ Domaine d'application :

Ce régulateur est utilisable pour les PDE de quelques kW à quelques dizaines sur les réseaux de distribution BT ou HTA. Cela comporte des PDE de type de machine tournante ou de type de convertisseur DC/AC (onduleur).

➤ Variable d'entrée :

- Le système utilise uniquement les mesures de tension et de courant sur le point de raccordement ou sur le point désiré.

- Pour les productions raccordées au réseau AC la valeur efficace simple (phase-neutre ou phase-terre) ou composée (phase-phase ou entre phases) est utilisée.

- Pour les productions raccordées au réseau DC la valeur directe est utilisée

Il faut définir les différents niveaux de tension pour le fonctionnement du régulateur comme sur la Figure V.5:

- La tension nominale  $V_{mominale}$ , normalement elle est égale à 1.0 pu

- La tension admissible, cette tension est fixée par les réglementations. Par exemple en France, en BT :  $V_{min\_admissible}=0.90$  pu et  $V_{max\_admissible}=1.1$  pu ; en HTA :  $V_{min\_admissible}=0.95$  pu et  $V_{max\_admissible}=1.05$  pu

- La limite de tension désirée est une plage de tension désirée; ex :  $V_{min\_désirée}=1.0$  pu;  $V_{max\_désirée}=1.04$  pu. Un bon choix de ces valeurs permet de maintenir non seulement la tension au noeud de raccordement mais encore les autres noeuds du réseau dans la limite admissible. Cette limite peut être fixée par le client ou par le gestionnaire du réseau après les calculs d'optimisation de façon à assurer le réglage optimal du plan de tension du réseau.

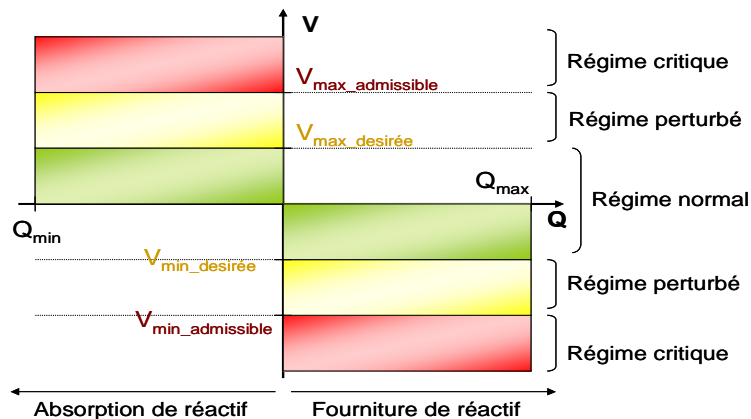


Figure V.5. Régimes de fonctionnements du régulateur adaptatif

Le fonctionnement est expliqué comme suit (voir Figure V.5) :

• **Régime normal**

Ce cas correspond à la tension au point de raccordement restant dans les limites désirées ( $V_{min\_désirée} \leq V \leq V_{max\_désirée}$ ). Le régulateur fonctionne en mode de régulateur PF/VAR (Mode PF/VAR) par deux possibilités :

- Soit le régulateur maintient le facteur de puissance constant afin de minimiser les pertes
- Soit le régulateur maintient la puissance réactive constante à la valeur désirée; ex:  $Q=0$

- **Le régime perturbé**

Dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites désirées ( $V > V_{\max\_désirée}$  ou  $V < V_{\min\_désirée}$ ). Le but du régulateur adaptatif est de maintenir, dans les limites du système, la tension entre ces bornes fixées. Ainsi en régime perturbé, les PDE passent en mode de régulation de tension (mode AVR). Ici, seule la puissance réactive est utilisée pour contrôler la tension au point de connexion du PV, qui absorbe ou fournit de la puissance réactive pour respectivement diminuer ou augmenter la tension. Ainsi, le groupe de production PV va contrôler la tension limite et la maintenir dans les minimales ou maximales désirées selon que la tension est trop basse ou trop élevée.

- **Le régime critique**

Dans ce mode de fonctionnement, la tension sort des limites d'admissibilité ( $V > V_{\max\_ad}$  ou  $V < V_{\min\_ad}$ ) et, comme expliqué précédemment, le système PV ne peut plus agir par compensation de puissance réactive ( $Q = Q_{\min}$  ou  $Q = Q_{\max}$ ). Une action sur la puissance active devient alors nécessaire et les systèmes PV passent en mode de régulation de puissance active critique pour contrôler la tension. Le système PV diminue (ou augmente) sa production de puissance active afin de ramener la tension à la valeur  $V_{\max\_admissible}$  (ou  $V_{\min\_admissible}$ ). Dans ce cas, la puissance réactive peut être fixée à une valeur minimale. Cette valeur minimale de la puissance réactive peut être modifiée par la relation  $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$ . La régulation simultanée des puissances active et réactive pour maintenir le facteur de puissance constant n'est pas nécessaire. L'action de réduction de production équivaut à une action de reprise de charge pour diminuer la tension.

Avec l'action de régulation de puissance active et réactive, la solution est toujours trouvée dans n'importe quel régime de fonctionnement. De plus, dans le réseau de distribution où le rapport R/X est très important relativement au réseau de transport, l'action sur la puissance active s'avère efficace.

### V.3.3. Réseau d'étude et scénarios

Afin d'étudier les performances du régulateur auto-adaptatif de tension appliqué aux onduleurs PV dans la tenue aux creux de tension, deux scénarios sont étudiés :

- Deux systèmes PV triphasés de 1000 kW intégrant le régulateur auto-adaptatif sont raccordés au réseau HTA rural (à N46 et N53 du départ L\_06). Un court-circuit triphasé apparaît à l'instant  $t=0.5s$  pendant 500ms sur le départ adjacent L\_05, à 4km du poste source (voir Figure III.26).
- Un système PV triphasé de 30kW (centre commercial) intégrant le régulateur auto-adaptatif est raccordé au réseau BT rural (à N05, voir Figure II.7). Un court-circuit résistif sur le réseau HTA apparaît à l'instant  $t=2s$  avec une durée de court-circuit de 200 ms.

Deux types de régulation pour ces systèmes PV sont utilisés :

- Régulation classique P/Q (RPQ),
- Régulation auto-adaptative de tension (RAA)

#### ✚ Régulation en P/Q (RPQ)

Pour les onduleurs PV raccordés au réseau HTA, en cas de fonctionnement en mode de régulation P/Q la puissance réactive est imposée nulle (0 kVAR). La Figure V.6 présente la puissance du système PV de 1000kW raccordé au nœud N53 en HTA et la tension au point de raccordement.

On constate que :

- La tension au point de raccordement des systèmes PV dépasse la tension limite normée par la recommandation ERDF (0.85pu), alors ces installations PV pourront être déconnectées par leurs protections associées.
- La puissance réactive reste nulle au moment du court-circuit

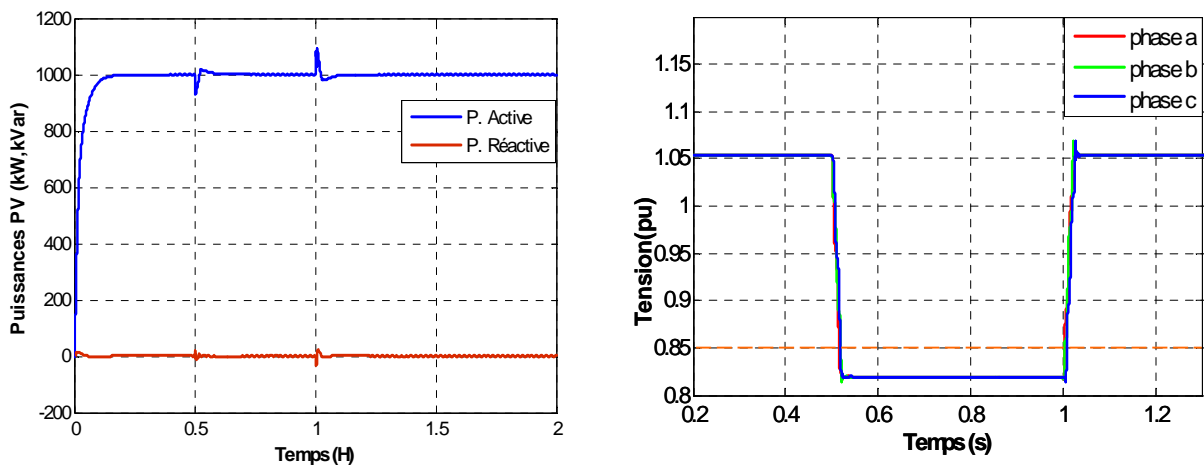


Figure V.6. Puissances du système PV raccordés au réseau HTA et variation de tension avec la régulation en P/Q

Pour l'onduleur PV raccordé au réseau BT, en cas de fonctionnement en mode de régulation P/Q la puissance réactive est aussi imposée nulle (0 kVAR). La Figure V.7 présente la puissance du système PV de 30kW raccordé en BT. On remarque que la tension au point de raccordement est inférieure à 0.8pu (voir courbe bleu de la). En respectant la norme DIN VDE 0126\_1, ce creux de tension pourra entrainer la déconnexion du système PV par sa protection associée. La puissance réactive reste nulle au moment de court-circuit

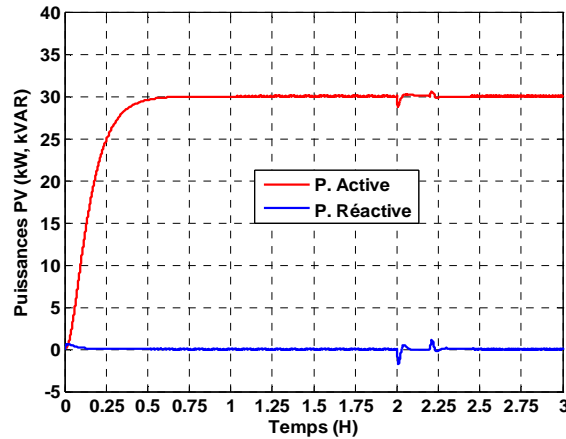


Figure V.7. Puissances du système PV raccordé au réseau BT avec la régulation en P/Q

Ces résultats mettent donc en évidence le dépassement des limites de tension dû au court-circuit. A cet effet, la puissance réactive des systèmes PV devrait donc être modifiée pour maintenir la tension dans les limites admissibles.

#### ⚡ Régulation auto-adaptative de tension (RAA)

La structure du réseau, les paramètres et le scénario sont identiques à ceux de l'étude précédente. Les onduleurs PV utilisent le régulateur auto-adaptatif de tension au lieu de la régulation en PQ. La Figure V.8 présente la puissance du système PV de 1MW raccordé au HTA et la tension au point de raccordement en utilisant le RAA de tension comparé au cas d'utilisation du régulateur P/Q. Les onduleurs PV participent au réglage de tension (voir la puissance réactive absorbée et fournies par ces onduleurs PV) pour rétablir la tension dans la fenêtre admissible par les protections de découplage ( $U \leq 1.15pu$  et  $U \geq 0.85 pu$ ).

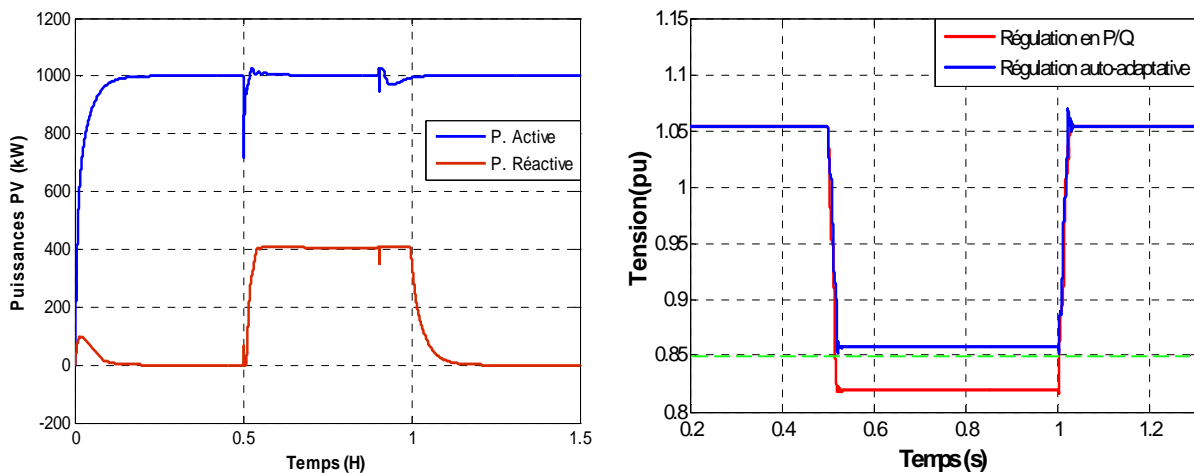


Figure V.8. Puissances du système PV raccordé au réseau HTA et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension

Le même résultat obtenu pour le système PV raccordé au réseau BT. La Figure V.9 présente la puissance du système PV de 30kW raccordé au réseau BT et la tension au point de

raccordement en utilisant le RAA de tension. Pour le régulateur P/Q, la puissance réactive reste toujours nulle. Pour le régulateur auto-adaptatif, à l'état initial, il absorbe la puissance réactive car la tension initiale est élevée. En cas de court-circuit, le système PV produit de puissance réactive pour restaurer la tension à la valeur normale. Donc, la tension au nœud de raccordement (avec RAA de tension) est supérieure à 0.8 pu. Dans ce cas, ce système PV reste à connecté au réseau.

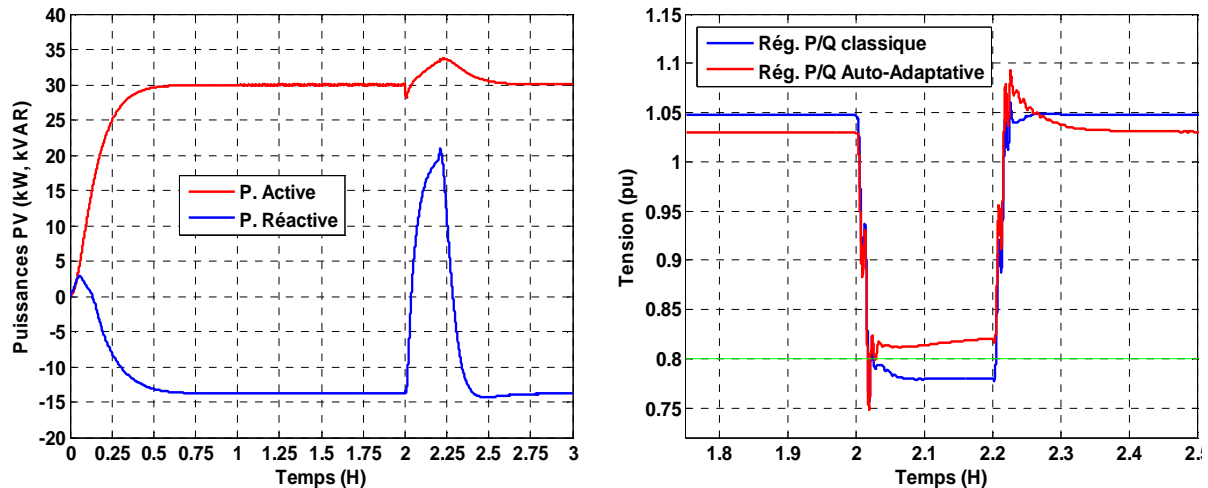


Figure V.9. Puissances du système PV raccordé au réseau BT et variation de tension avec la régulation auto-adaptative de tension

Ainsi, les onduleurs PV participent pour maintenir un plan de tension assez élevé par la production de puissance réactive afin de maintenir la tension supérieur à la tension limite qui permet d'éviter la déconnexion des systèmes PV. Cette participation dépend de plusieurs facteurs comme la puissance des onduleurs PV, le point de raccordement, l'état de la tension... Les résultats ci-dessus montrent les performances apportées par les onduleurs équipés de régulateur auto-adaptatif de tension proposé.

### V.3.4. Remarques

Le régulateur auto-adaptatif de tension proposé présente les avantages suivants :

- Ce régulateur permet de maintenir la tension dans les limites désirées et permet d'éviter les déconnexions non justifiées des systèmes PV en cas de court-circuit peu sévère sur un le départ HTA adjacent
- Le basculement entre les modes de régulation est effectué de manière automatique et adaptative pour les différents régimes de fonctionnement
- Il est possible de maintenir la puissance active et réactive de la PDE dans ses limites constructives
- Le fonctionnement du régulateur est totalement automatique, il n'exige pas de connaissances spécifiques sur les caractéristiques de la PDE pour son paramétrage

- Le régulateur n'exige pas de mesures supplémentaires ou de nouveaux équipements, permettant ainsi de réduire le coût de raccordement
- Ce régulateur permet d'augmenter la capacité de pénétration des PDE au réseau
- Ce principe est utilisable pour les PDE raccordées en HTA ou BT.

## **V.4. Conclusions**

Dans ce chapitre, nous avons proposé d'utiliser des systèmes de contrôle/commande intelligents et robustes pour les onduleurs PV. Avec ces systèmes de contrôle/commande, les onduleurs PV sont capables de résister aux perturbations du réseau (surtension du bus continu et creux de tension en cas de court-circuit).

Les résultats de simulation montrent les performances des méthodes proposées. Cela permet de réduire le coût de raccordement des systèmes PV au réseau et d'augmenter les performances des onduleurs PV.



## Conclusions et perspectives

Dans le nouveau contexte de changement majeur provoqué par l'ouverture du marché de l'énergie et l'évolution de la distribution électrique. Pour mieux comprendre le comportement des systèmes PV en régime permanent et en régime transitoire, il est nécessaire en particulier de mettre en évidence, les déconnexions non-justifiées. L'objectif du travail de cette thèse consistait à proposer des solutions permettant d'éviter ces déconnexions et de maintenir une continuité de fourniture satisfaisante.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons présentés :

- Les réseaux électriques et les ressources de l'énergie renouvelable actuelles. L'interaction entre les systèmes PV et le réseau de distribution est aussi analysée.
- La modélisation des réseaux de distribution urbains et ruraux (HTA et BT) avec leurs systèmes de protection. Les modèles des systèmes PV (en particulier, onduleur PV) et leur système de protection de découplage sont présentés. Deux modèles des onduleurs PV sont développés : modèle par injecteur de courant et modèle détaillé (modèle moyen dynamique : MPPT+hacheur+onduleur). Différents types de contrôle/commande ainsi que les méthodes de détermination des paramètres du système de contrôle/commande sont proposées.
- Les modèles des systèmes PV et les réseaux modélisés sont utilisés pour étudier par simulation le comportement dynamique des systèmes PV face aux perturbations, en particulier aux creux de tension et pour valider les performances des solutions proposées.
- Nous avons ensuite analysé l'impact d'une insertion de source PV sur le plan de protection du réseau ainsi que l'impact des protections du réseau sur le fonctionnement des systèmes PV. Les résultats obtenus montrent qu'une bonne coordination est obtenue entre la sélectivité des systèmes de protection du réseau et la protection de découplage des systèmes PV. A partir des résultats de simulations, on constate que l'insertion des systèmes PV ne provoque pas un aveuglement de la protection de départ. De plus, la contribution des onduleurs PV au courant de court-circuit est faible car le courant de sortie des onduleurs PV est bien limité à 1.1 pu (ou à 1 pu).
- Le comportement des systèmes PV (monophasé et triphasé) raccordés aux réseaux HTA et BT face au creux de tension a été analysé pour différents scénarios de court-circuit (différents types et positions de court-circuit). On constate que les onduleurs PV sont très sensibles au creux de tension et qu'en appliquant les recommandations actuelles relatives aux systèmes de protection, cela peut entraîner la déconnexion

intempestive des systèmes PV. A partir de ces études nous avons identifié des cas de déconnexions non justifiées, en particulier pour des court-circuits localisés sur un départ adjacents BT et HTA.

- Nous avons enfin porté notre effort sur le développement de solutions permettent d'éviter ces déconnexions non justifiées et pour augmenter la tenue de tension des systèmes PV face aux creux de tension sur le réseau :
  - La première solution proposée consiste à modifier la temporisation et à utiliser un gabarit de tension pour les protections de découplage des onduleurs PV (qu'elles soient intégrées ou non à l'onduleur). Ces solutions permettent de maintenir connectés les systèmes PV en cas de défaut sur les départs adjacents et de les déconnecter en cas de défaut sur le départ où ils sont raccordés. Ces solutions permettent donc d'éviter des déconnexions non-justifiées des systèmes PV. La possibilité d'augmentation des risques d'îlotage en utilisant ces méthodes est également étudiée. Les études montrent que ce risque d'îlotage intempessif est négligeable.
  - La deuxième solution proposée consiste à développer un système de contrôle de tension adaptatif pour les onduleurs PV. En cas de court-circuit, le système de contrôle intelligent de tension proposé permet de maintenir un plan de tension suffisamment élevé afin d'éviter les déconnexions des systèmes PV à cause d'une tension trop basse. Ce dispositif permet de faciliter le raccordement des systèmes PV et de réduire le coût de raccordement. Il permet d'augmenter le taux d'insertion, les performances et la flexibilité de fonctionnement des systèmes PV de manière intelligente et adaptative.
  - La troisième solution proposée consiste à développer un système de contrôle/commande intégré dans les onduleurs PV afin d'éviter les surtensions du bus DC en cas de défaut sur le réseau. Cette solution permet de maintenir la connexion des systèmes PV en cas court-circuit sur le réseau en assurant la sécurité de fonctionnement du système PV (éviter les défaillances des composants de l'onduleur);

Les performances des solutions proposées ont été évaluées par simulation sous sur les réseaux HTA et BT (type rural et urbain) pour différents scénarios (différents types et positions de court-circuit).

Les résultats de cette thèse peuvent être utilisés en vue d'alimenter le débat sur la réglementation des systèmes de protection de découplage actuellement en vigueur :

- pour les systèmes de protection de découplage pour les systèmes PV, utilisation de la temporisation au lieu de déconnexion instantanée, en cas de franchissement de la limite basse de tension (0.8 pu en BT et 0.85 en HTA)

- Utilisation d'un gabarit de tension afin d'éviter les déconnexions non-justifiée au lieu d'utilisation un seuil fixe (0.8 pu en BT et 0.85 en HTA) proposé dans les recommandations des systèmes de protection actuel.
- Le système de contrôle de tension auto-adaptatif proposé est aussi recommandé pour les onduleurs PV de la nouvelle génération. Dans l'avenir, pour éviter les blackouts, les onduleurs PV pourraient être équipés de ce système afin de maintenir un bon plan de tension et d'éviter les déconnexions des systèmes PV en cas de creux de tension. C'est un service système très important pour les onduleurs PV dans l'avenir.
- La protection proposée en vue d'éviter les défaillances des composants de l'onduleur et de maintenir le fonctionnement en sécurité (ici, la surtension sur le bus DC) par le système de contrôle/commande est une piste qu'il conviendrait aussi d'exploiter.
- Tous les résultats obtenus l'ont été par simulation et c'est pourquoi leur validation par les essais expérimentaux et/ou en utilisant un simulateur temps réel est souhaitables avant de proposer leur application pratique.

Toutes les solutions proposées ont pour avantages essentiels, sur le plan économique de réduire le coût de raccordement des systèmes PV au réseau, et sur le plan fonctionnel, d'augmenter la continuité de fourniture de l'énergie photovoltaïque. Il va sans dire que les essais à échelle de réseaux conséquents pourraient mettre en évidence des phénomènes occultés par les simulations.

Bien entendu, les recherches sur le développement des systèmes de contrôle/commande avancés pour augmenter la performance de fonctionnement des onduleurs PV et pour éviter les dysfonctionnements (ex : déconnexions intempestives en cas de creux de tension) des systèmes PV seront envisagées.

## Références Bibliographies

[ARRETE\_08] arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

[ARRETE\_07] Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret no 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

[AZEVEV\_09] Gustavo M. S. Azevedo, Gerardo Vazquez, Alvaro Luna, Daniel Aguilar, Alejandro Rolan, W. Toke Franke, Fredrich W.Fuchs, "Photovoltaic Inverters with Fault Ride-Through Capability", IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 25 août 2009.

[ABAR\_07] O. Abarategui, I. Zamora, D. M. Larruskain "Comparative analysis of islanding detection methods in networks with DG", 19th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Wien, Austria, May 2007

[ARRUDA\_01] Lícia Neto Arruda, Sidelmo Magalhães Silva, Braz J. Cardoso Filho, "PLL Structures for Utility Connected Systems", IEEE Industry Applications Conference 2001, Page(s): 2655 - 2660 vol.4.

[BRATCU\_09] Bratcu. A.I., Munteanu. I., Bacha. S, Picault. D., Raison. B., "Power optimization strategy for cascaded DC-DC converter architectures of photovoltaic modules", IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT 2009, Gippsland – VIC, Février 2009.

[BLET\_05] B. Bletterie, R. Bründlinger, H. Fechner, "Sensitivity of photovoltaic inverters to voltage sags – Test results for a set of commercial products", 18th CIRED, Turin – Italy, 2005.

[BENZ\_10] Christian H. Benz, W. Toke Franke, Fredrich W. Fuchs, "Low voltage ride through capability of a 5 kW grid-tied solar inverter", IEEE Conference 21 October 2010, page(s): T12-13 - T12-20

[BLAZIC\_05] Boštjan BLAŽIČ\*, Arsen JURASIC, Igor PAPIĆ, "Simulating the dynamic response for a photovoltaic generation system to voltage sags", 18th CIRED, Turin – Italy, 2005

[BUCH\_06] Bernd Michael Buchholz1, Zbigniew A. Styczynski, Wilhelm Winter, "Dynamic Simulation of Renewable Energy Sources and Requirements on Fault Ride Through Behavior", IEEE, Power Engineering Society General Meeting, Montreal, 2006.

- [BERMEO\_06] Amaia LOPEZ DE HEREDIA BERMEO, « Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie : de la basse tension à la montée en tension », thèse de INP Grenoble, le 14 novembre 2006, page 7-9.
- [CAR-90] P. Carrive, « Structure et planification, Réseau de distribution », Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, 1990
- [CIOB\_06] Mihai Ciobotaru, Remus Teodorescu and Frede Blaabjerg, "A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator", IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC '06), 2006.
- [CHUN\_00] Se-Kyo Chung, "A phase tracking system for three phase utility interface inverters", IEEE Transactions on Power Electronics, Page(s): 431 – 438, 2000.
- [DIN\_0126\_1] Norme DIN VDE 0126-1-1, "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid", février 2006.
- [DIN\_0126] Norme DIN VDE 0126, "Automatic disconnecting facility for photovoltaic installations with a nominal output  $\leq 4.6$  kVA and a single-phase parallel feed by means of an inverter into the public low-voltage mains", avril 1999.
- [DUVAU] Christophe Duvauchelle, « Recensement des méthodes de détection d'îlotage », document EDF.
- [DTI\_99] Halcrow Group, DTI, "Co-ordinated experimental research into power interaction with the supply network – Phase 1" (ETSU S/P2/00233/REP), 1999.  
<http://www.dti.gov.uk/publications>
- [DIS-06] DISPOWER project, D2.2, "State of the art solutions and new concepts for islanding protection", Roland Bruendlinger, ARSENAL, Feb. 2006
- [DISPOWER\_06] "Deliverable 2.2: State of the art solutions and new concepts for islanding protection." Projet DISPOWER, 2006.
- [DON] Ph. Dondon, "L'essentiel de la boucle à verrouillage de phase analogique",  
<http://uuu.enseirb.fr/~dondon/PLL/PLLana/PLLana.html>
- [ESPRIT\_10a] Rapport du projet Esprit financé par l'ADEME, « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension », 2010
- [ESPRIT\_10b] Rapport du projet Esprit financé par l'ADEME, "Évolutions de la DIN VDE 0126", 2010.
- [ESRAM\_07] Trishan Eram, Patrick L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", IEEE Transactions on Energy Conversion, Page(s): 439 – 449, 2007.

- [ERDF\_13E] Référentiel technique – Protection des installations de production raccordées au réseau public de distribution (ERDF-NOI-RES\_13E)
- [ERDF\_9E] Référentiel technique – Etude de l'impact sur le plan de protection du raccordement d'une production décentralisée en HTA (ERDF-PRO-RES\_09E)
- [ERDF\_09] 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 - Conditions Générales v8.1 ERDF 1er juin 2009
- [EDF\_B61] Document EDF, B.61-22, « Réglage des protections, régime du neutre par impédance de limitation »
- [EPIA\_10] Document de EPIA, "Global market outlook for photovoltaics until 2014" [http://www.epia.org/fileadmin/EPIA\\_docs/public/Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_until\\_2014.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf)
- [FUJI\_95] Fujimoto-H, Kuroki-K, Kagotani-T, Kidoguchi-H : "Photovoltaic inverter with a novel cycloconverter for interconnection to a utility line", IEEE Conference on Industry Applications Conference, Thirtieth IAS Annual Meeting, IAS '95, Orlando - USA, 1995
- [FUNA\_03] Funabashi. T, Koyanagi. K, Yokoyama. R, "A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources", IEEE Power Tech Conference Proceedings, Bologna, June 2003
- [FILHO\_08] Rubens M. Santos Filho, Paulo F. Seixas, Porfírio C. Cortizo, Leonardo A. B. Torres, and André F. Souza, "Comparison of Three Single-Phase PLL Algorithms for UPS Applications", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Page(s): 2923 – 2932, 2008.
- [GROSS\_86] C. A. Gross, "Power System Analysis", Wiley, 2nd Edition, 1986
- [GP\_05] Guide pratique – raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution – juillet 2005
- [GHAR\_04] Masoud Karimi-Ghartemani, M. Reza Iravani, "Robust and Frequency-Adaptive Measurement of Peak Value", IEEE Transactions on Power Delivery, Page(s): 481 – 489, 2004.
- [HASSAN\_10] Fainan Hassan, Roger Critchley, "A Robust PLL for Grid Interactive Voltage Source Converters", IEEE, Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), Page(s): T2-29 - T2-35, 2010.
- [HIVAUX\_05] David Hinaux, « Validation des régulateurs intelligents de tension pour les productions décentralisées d'énergie », rapport DEA.2005, Projet Sys.8, Juin 2005.
- [HIRACHI\_96] Hirachi K, Mii T, Nakashiba T, Laknath KGD, Nakaoka M, "Utility-interactive multi-functional bidirectional converter for solar photovoltaic power conditioner with

energy storage batteries". Proceedings of the 22nd International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, IEEE IECON, Taipei - Taiwan.1996

[HERR\_93] Herrmann U: Langer HG: van-der-Broeck-H: "Low cost DC to AC converter for photovoltaic power conversion in residential applications", IEEE Power Electronics Specialists Conference, 24th Annual Meeting, PESC '93, Seattle – USA, 1993

[IEEE\_00] IEEE Std 929-2000, "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems", April 2000

[IEEE\_03] IEEE Std. 1547, "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," 2003

[IEC\_08] IEC Std. 62 116, "Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters", 2008.

[IEA\_02] Ward Bower and Michael Ropp, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems", Report IEA PVPS T5-09: 2002.

[IEA\_10] Document de IEA, "Technology Roadmap-Solar photovoltaic energy"  
[http://www.iea.org/papers/2010/pv\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf)

[IEE\_PV\_07] "State of the art on dispersed PV power generation: publications review on the impact of PV Distributed Generation and Electricity networks", IEE PV Upscale, WP4-Deliverable 4.1, 2007

[INFIELD\_00] D. Infield (CREST, UK), "Current Waveform Quality from Grid-Connected Photovoltaic Inverters and its Dependence on Operating Conditions", Progress In Photovoltaics, vol.8:300-319, 2000

[KAURA\_97] Vikram Kaura, Vladimir Blasko, "Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions", IEEE Transactions on Industry Applications, Page(s): 58 – 63, 1997.

[LETHIMINH\_11a] C. Le Thi Minh, T. Tran-Quoc, S. Bacha, C. Kieny, P. Cabanac, S. Grenard, D. Goulielmakis "Solution to Avoid Unwanted trips for PV Systems Connected to LV network Facing Voltage Sags", 1st international Workshop on Intergartion of Solar Power into Power Systems, Aarhus, Denmark, 2011

[LETHIMINH\_11b] C. Le Thi Minh, T. Tran-Quoc, S. Bacha, C. Kieny, P. Cabanac, D. Goulielmakis, C. Duvauchelle "Behaviors of photovoltaic systems connected to MV network during faults", 26th EUPVSEC, Humburg, Germany, 2011

[LE\_08] LE Thanh Luong, «Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées », Thèse en Génie électrique de l'INPG, 2008

- [LICCA\_11] Felice Liccardo, Pompeo Marino, and Giuliano Raimondo, "Robust and Fast Three-Phase PLL Tracking System", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Page(s): 221 – 231, 2011.
- [LIND\_99] B. Lindgren, "Topology for Decentralised Solar Energy Inverters with a Low Voltage AC-Bus", Proceedings of the 8th European Conference on Power Electronics and Applications, Lausanne, Swichland 1999.
- [LOEN\_09] Philippe Loevenbruck, "Impact Of Distributed Generation On Losses, Draw Off Costs From Transmission Network And Investments Of The French Distribution Network Operator Erdf", CIRED, juin 2009.
- [LEE\_04] Sang-Joon Lee, Hyosung Kim, Seung-Ki Sul, Frede Blaabjerg, "A Novel Control Algorithm for Static Series Compensators by Use of PQR Instantaneous Power Theory", IEEE Transactions on Power Electronics, Page(s): 814 – 827, 2004.
- [NG\_10] Nguyen Hoang Viet, Akihiko Yokoyama, "Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability", IEEE Conference 13 December 2010, page(s): 1-7
- [NFC13\_100] NF C13-100 « Postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique HTA (jusqu'à 33kV) » – Avril 2001
- [PREVE] Christophe Prévé « Protection des réseaux électrique », document.
- [PANKOW\_04] Yanne Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse doctorat de l'ENSAM, Décembre 2004.
- [RAMI\_06] G. Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse doctorat de l'INPG, 2006.
- [RIAT\_97] J. Riatsch, H. Stemmler, R. Schmidt "Single Cell Module Integrated Converter System for Photovoltaic Energy Generation", 7th European Conference on Power Electronics and Applications, Trondheim, Norway, 1997.
- [RODRI\_06] P. Rodríguez , R. Teodorescu, I. Candela, A.V. Timbus, M. Liserre, F. Blaabjerg, "New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions", IEEE Conferences 2006 , Page(s): 1 - 7
- [ROBLES\_08] Eider Robles, Salvador Ceballos, Josep Pou, Jordi Zaragoza, Igor Gabiola, "Grid Synchronization Method Based on a Quasi-Ideal Low-Pass Filter Stage and a Phase-Locked Loop", IEEE Conferences on Power Electronics Specialists, PESC 2008, Page(s): 4056 – 4061, 2008.



- [SALAS\_06] V. Salas, « DC current injection into the network from PV grid inverters », IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2006.
- [STRAUSS\_09] P. Strauss, T. Degner, W. Heckmann, I. Wasiak, P. Gburczyk “International White Book on the Grid Integration of Static Converters”, 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2009, Lodz.
- [SVEN\_01] J.Svensson, “Synchronisation methods for grid-connected voltage source converters”, IET Journals 2001, Page(s): 229 – 235
- [SILVA\_04] S.M. Silva, B.M. Lopes, B.J.C. Filho, R.P.Campana, “Performance Evaluation of PLL Algorithms for Single-phase Grid-connected Systems”, IEEE Conference on Industry Applications, 39th IAS Annual Meeting, Page(s): 2259 - 2263 vol.4, 2004.
- [SHI\_08] Lisheng Shi, IEEE, and Mariesa L. Crow, “A Novel PLL System Based on Adaptive Resonant Filter”, IEEE, Power Symposium Conferences (NAPS '08), 40th North American 2008.
- [SHIN\_07] S. Shinnaka, “A New Frequency-Adaptive Phase-Estimation Method Based on a New PLL Structure for Single-Phase Signals”, IEEE, Power Conversion Conference PCC '07, Page(s): 191 – 198, Nagoya, 2007.
- [SMA] Brochure SMA Sunny Central - SUNNY CENTRAL 400HE / 500HE/ 630HE - Supervision et gestion du réseau comprises.
- [TRAN\_05] T. Tran-Quoc, G.Rami, A.Almeida, N.Hadjsaid, J.C.Kieny, J.C.Sabonadiere, “Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d’énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotes dudit dispositif de régulation”, Brevet (patent) d’invention, 2005.
- [TRAN\_09] T. Tran-Quoc, C. Le Thi Minh, S. Bacha, C. Kieny, N. Hadjsaid, C. Duvauchelle, A. Almeida, “Local voltage control of PVs in distribution networks”, CIRED, Prague, Czech Republic, 8-11 May 2009
- [TRAN\_10a] T. Tran-Quoc , H. Colin, C. Duvauchelle, B. Gaidon, C. Kieny, C. Le-Thi-Minh, S. Bacha, Saddek, G. Moine, Y. Tangui, “Transformerless inverters and RCD: what's the problem?”, 25th EUPVSEC, Valencia, Spain, 5-10 sept. 2010
- [TRAN\_10b] T. Tran-Quoc, “Evaluation par simulation des méthodes passives de détection d’ilotage des onduleurs PV ”, Présentation à la réunion Esprit, INES Chambéry, le 21 Septembre 2010
- [TRAN\_10c] T. Tran-Quoc, “Interactions entre onduleurs/réseau et nouveau concept d’un onduleur photovoltaïque plus intelligent, Présentation aux journées d’innovation du IDEA”, Annecy, le 8 Mai 2010

- [TRAN\_10d] T. Tran-Quoc, R. Caire, chapitre 5 du livre "La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée", éditeur LAVOISIER, 2010.
- [TRAN\_10e] T. Tran-Quoc, Y. Bésanger, chapitre 1 du livre "Les réseaux électriques de distribution – de la production décentralisée aux Smart Grids", éditeur LAVOISIER, 2010
- [TRAN\_11] T. Tran-Quoc, C. Le Thi Minh, S. Bacha, C. Kieny, "Behaviour of Grid-Connected Photovoltaic Inverters in Islanding Operation", IEEE Power Tech, Trondheim, Norvège (2011)
- [TI-D4230]: "Réseau de distribution - Exploitation." Technique Ingénieur
- [TI\_D4815] Alain CROGUENNOC, "Protection des réseaux à basse tension de distribution publique", Technique ingénieur.
- [TI\_D4810] Documentation Techniques de l'ingénieur, «Protections des réseaux à moyenne tension de distribution publique», Alain Croguennoc
- [TI\_CORR] Claude CORROYER, « Protection des réseaux », Technique ingénieur.
- [TREM\_08] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, « Guide technique pour le raccordement des générateurs au réseau HTA » BDEW, Edition de Juin 2008
- [TIMBUS\_05] Adrian Timbus, Remus Teodorescu and Frede Blaabjerg, Marco Liserre, "Synchronization Methods for Three Phase Distributed Power Generation Systems. An Overview and Evaluation", IEEE, Power Electronics Specialists Conference, PESC '05, Page(s): 2474 – 2481, 2005.
- [VATRA\_06] Fănică Vatră, Manfred Stein, "Shunt Circuit-Breaker Automation System, Solution for Reducing of the Number of Interruptions at the Consumers", IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics, Cluj-Napoca, 25-28 May 2006.
- [TIMBUS\_06] A.V. Timbus, T. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre, P. Rodriguez, "PLL Algorithm for Power Generation Systems Robust to Grid Voltage Faults", IEEE Conferences 2006
- [UEDA\_05] Y. Ueda, "Analytical Results Of Output Restriction Due To The Voltage Increasing Of Power Distribution Line In Grid-Connected Clustered PV Systems", 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.
- [UL\_1741] "Inverter, converters, and controllers for use in independent power systems," 2002
- [WOYTE\_03] A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs "Testing the islanding protection function of photovoltaic inverters", IEEE / Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Canada, July 2003

## CHAPITRE VI : Annexe

### VI.1.1. Annexe I : Systèmes photovoltaïques

Afin de convertir l'énergie électrique à basse tension du système photovoltaïque à un niveau approprié pour le réseau, il existe actuellement deux types de structures de système photovoltaïque [PANKOW\_01] :

- Le système sans convertisseur DC/DC : il est constitué d'un générateur photovoltaïque, connecté au réseau électrique à travers un onduleur

- Le système avec convertisseur DC/DC : le générateur photovoltaïque est connecté d'abord à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC puis relié au réseau à travers un onduleur DC/AC

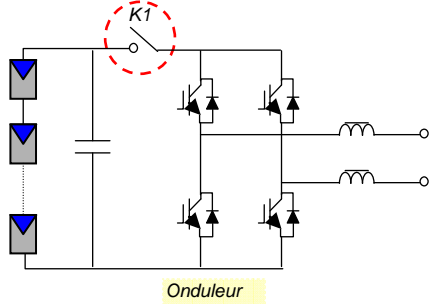
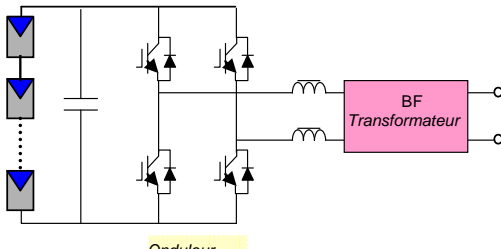
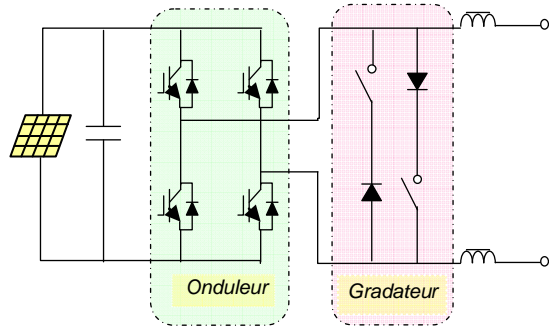
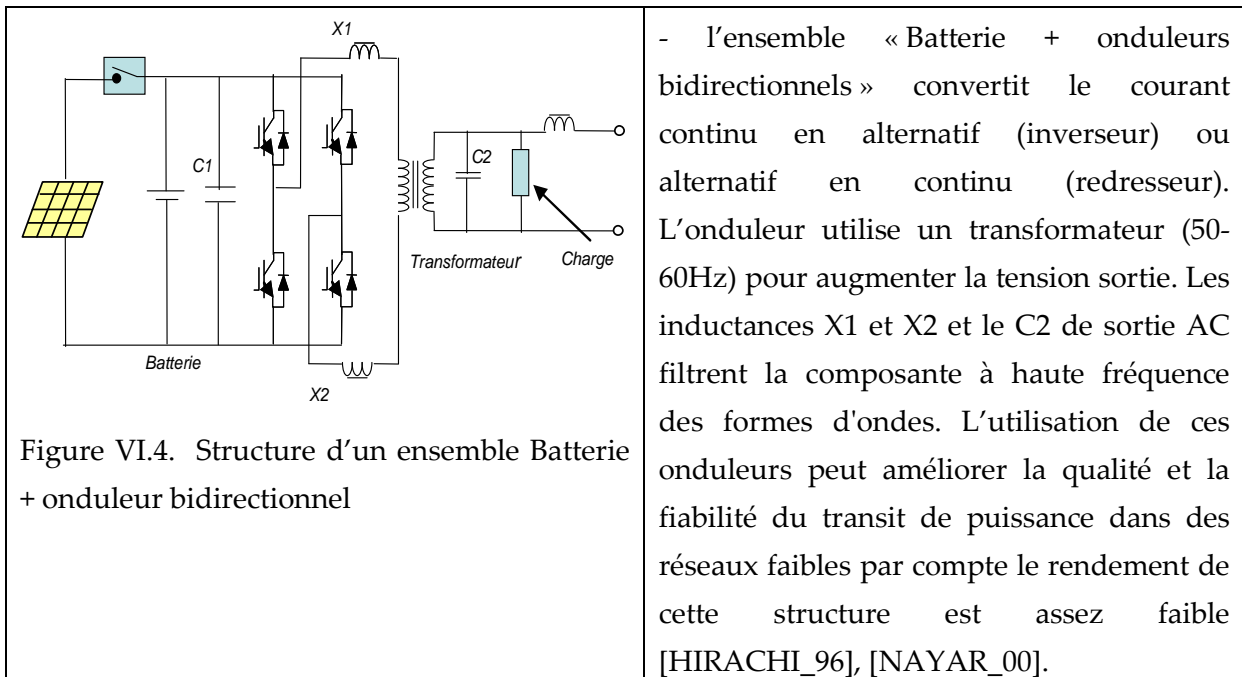
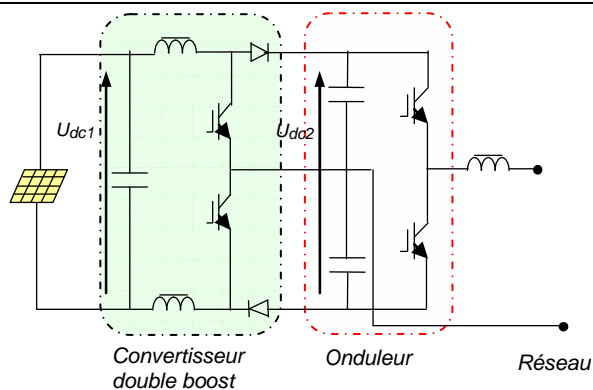
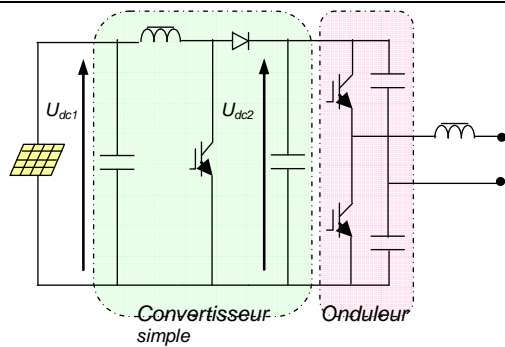
Schéma de principe	Principe de fonctionnement
<b>Système PV sans convertisseur DC/DC</b>	
 <p style="text-align: center;">Onduleur</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plusieurs modules PV en série pour obtenir une tension continue suffisante.</li> <li>- Un onduleur permet de convertir la tension du bus continu en tension alternative pour le raccordement au réseau [PANKOW_01], [LIND_99].</li> <li>- La présence de l'interrupteur de puissance K1 permet de déconnecter le générateur PV de l'onduleur en cas de défaut du côté continu. Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau (Figure VI.2). Cette structure correspond à l'onduleur SMA type Sunny Boy 1100, SMA type Sunny Mini Central 5000A, 6000A.</li> </ul>
 <p style="text-align: center;">Onduleur</p>	
 <p style="text-align: center;">Onduleur      Gradateur</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Structure avec un gradateur monophasé pour régler la tension efficace de sortie du premier étage (Figure VI.3). Elle est utilisée pour la marque Sunways type AT 4500.</li> </ul>

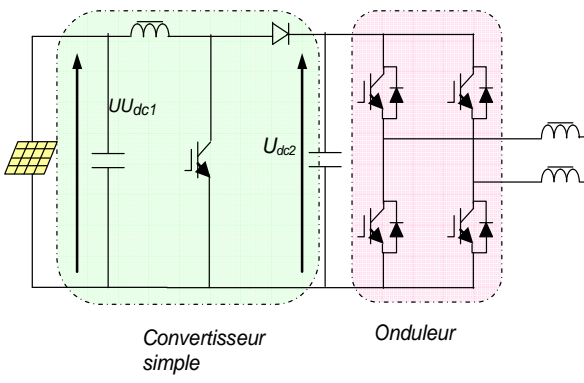
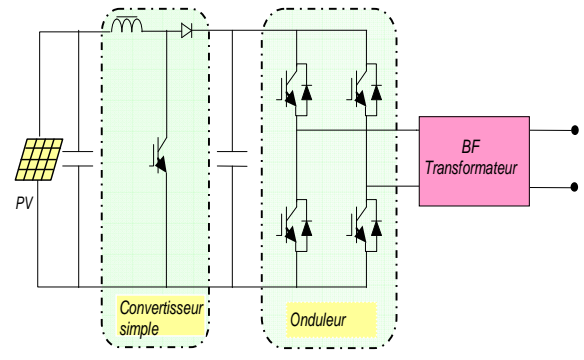
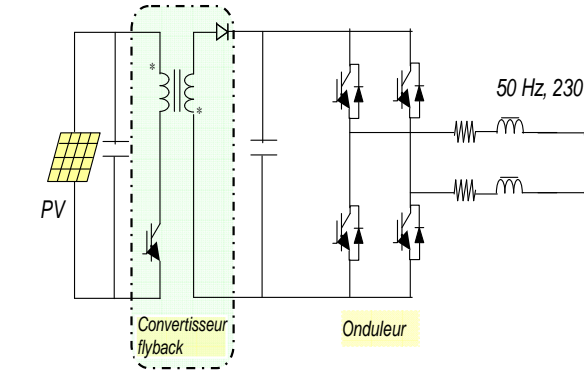
Figure VI.3. Structure avec gradateur

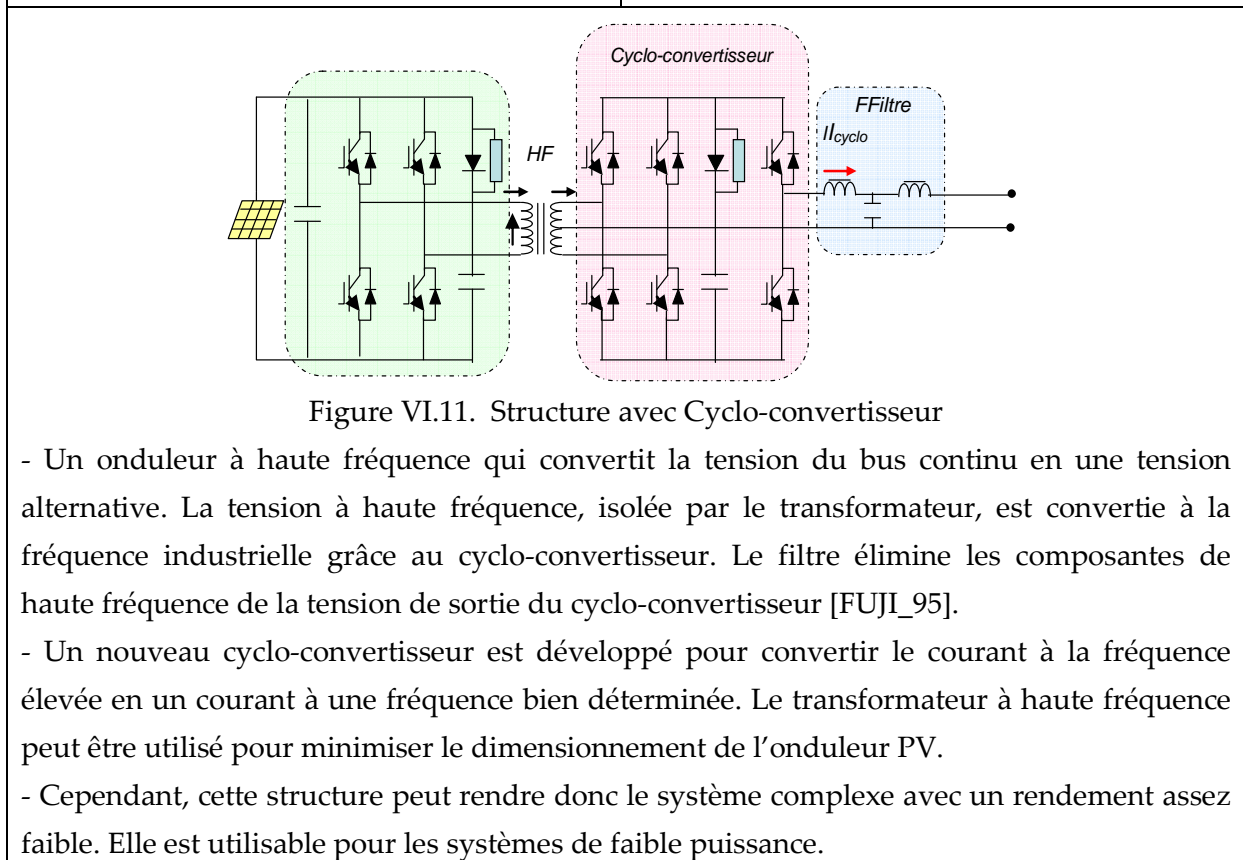
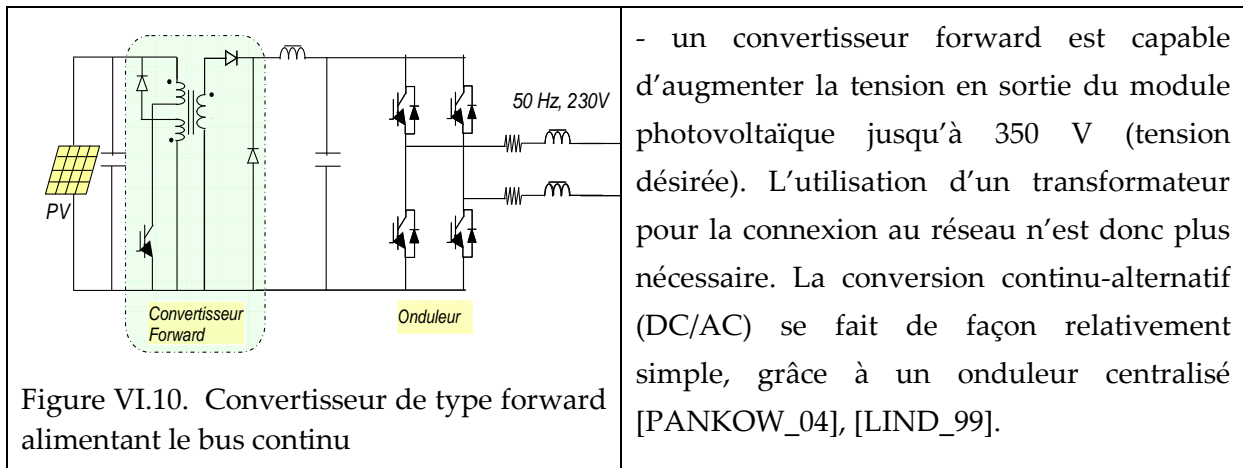


### Système avec convertisseur DC/DC

#### Structure sans transformateur à haute fréquence (HF)



 <p style="text-align: center;">Convertisseur simple      Onduleur</p>	<p>- La structure utilise l'onduleur plein pont. elle permet donc de régler la commande sur la forme d'onde désirée et de régler aussi la valeur de l'alimentation de puissance. Ce type d'onduleur est utilisé par les fabricants Schneider type SunEzy 2000, 4000, 400E ; SMA type Sunny Boy 2100TL et AROS type Sirio 4000.</p>
 <p style="text-align: center;">Convertisseur simple      Onduleur</p>	<p>- La structure qui inclut un transformateur basse fréquence pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie « production » et la partie « utilisation ».</p>
<p><b>Structure avec transformateur à haute fréquence (HF)</b></p>	
 <p style="text-align: center;">Convertisseur flyback      Onduleur</p>	<p>- Une structure à base de convertisseur de type flyback qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désiré. La caractéristique principale du flyback se situe au niveau du transformateur HF qui agit comme inducteur principal et assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour extraire un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante <math>V_{AC}</math> et le transfert de puissance vers le réseau.</p>



#### Structure d'onduleur à trois étages en entrée

- Un survolteur très large, de 2V-100A à la sortie à 350 V sur le secondaire de la ligne DC [RIAT\_97],  $V_{ac3b}$ . Un mode doux de commutation pour la première phase est réalisé en ajoutant un inducteur commuté  $L_1$  et  $D_5$ .
- Les deux premiers commutateurs sont alternativement "ON" à un coefficient d'utilisation de 50% qui prend la tension d'entrée à 100 volts après le pont en redresseur,  $V_{ac3a}$ . Dans l'étage suivant un convertisseur est commandé pour charger le module de PV de façon optimale et amplifier la tension à la valeur souhaitée (350V). Le courant d'entrée,  $I_{ac3a}$ , est relativement lisse excepté les transitions entre les commutateurs  $K_1$  et  $K_2$ , et ainsi la valeur de  $C_1$  peut être assez faible. Enfin, on obtient à la sortie de l'onduleur un courant alternatif compatible avec le raccordement au [LIND\_99], [HERR\_93]. Ce modèle est utilisé pour

Mastervolt série Sunmaster QS.

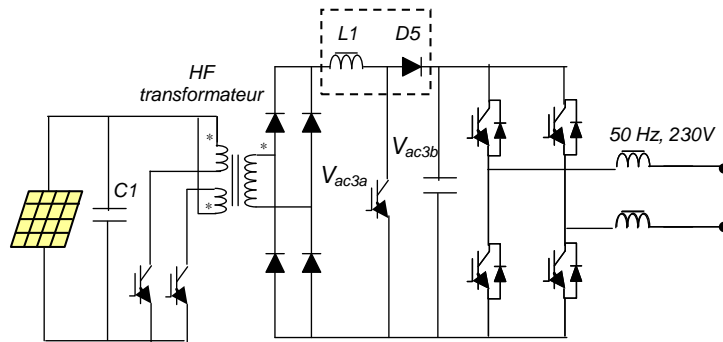


Figure VI.12. Trois étapes : transformation d'onde rectangulaire, convertisseur boost et un onduleur de PWM

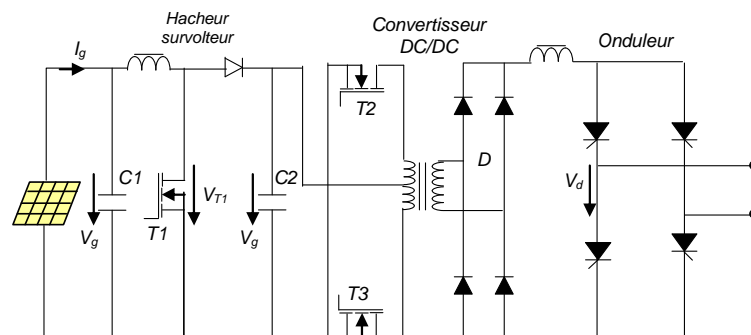


Figure VI.13. Trois étapes : survolteur, convertisseur et un pont commutation de courants

- Les deux premiers commutateurs sont alternativement "ON" à un coefficient d'utilisation de 50% qui prend la tension d'entrée à 100 volts après le pont en redresseur,  $V_{ac3a}$ . Dans l'état suivant un convertisseur est commandé pour charger le module de PV de façon optimale et amplifier la tension à la valeur souhaitée (350V). Le courant d'entrée,  $I_{ac3a}$ , est relativement lissé, excepté les transitions entre les commutateurs  $K_1$  et  $K_2$ , et ainsi  $C_1$  peut être assez faible. Enfin, on obtient à la sortie de l'onduleur un courant alternatif à compatible avec le raccordement au réseau [LIND\_99], [HERR\_93]. Ce modèle est utilisé pour Mastervolt série Sunmaster QS.

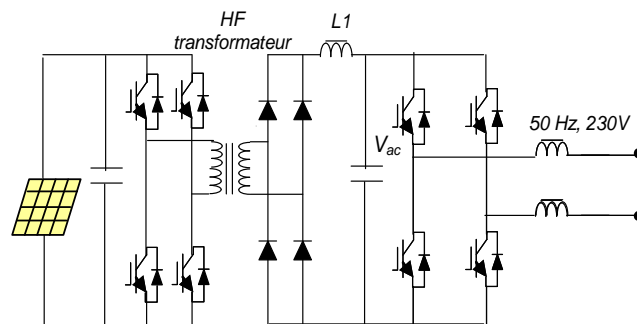


Figure VI.14. Un transformateur d'onde rectangulaire amplifie la tension de l'onduleur MLI

- Le pont injecte un courant d'onde rectangulaire au transformateur qui est utilisé pour

amplifier la tension à 350 V à la ligne DC. Un pont de diode permet de redresser la tension alternative en sortie du transformateur HF [LIND\_99].

- Le 2<sup>ème</sup> pont élabore le courant de sortie en alternatif et détermine la charge optimale du module PV.  $L_1$  concerne pendant les transitions du commutateur mais pourrait être omise si l'inductance du transfert du transformateur est assez importante. Cette structure très utilisée pour les systèmes de forte puissance. Ce modèle est utilisé par les fabricants Powerlynx Powerlink, DANFOSS série TLX.

#### **Remarques sur les structures étudiées :**

En résumé, tous ces onduleurs disponibles sur le marché sont utilisés pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité. On peut faire les remarques suivantes :

- Tous les modèles permettent d'assurer une bonne qualité de la puissance fournie au réseau

- En fonction de la structure des onduleurs, les performances (rendement, qualité) et le coût sont un assez différents

- Pour toutes les applications, la structure électronique de puissance des systèmes d'interfaçage n'est pas modifiable. Il faut seulement changer la partie contrôle/commande. Le mode de commande le plus utilisé est de type MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions)

- Avec les systèmes PV sans convertisseur DC/DC, l'avantage majeur de ces structures est le faible niveau de tension du bus continu qui assure la sécurité du personnel et l'utilisation de l'onduleur à basse tension. L'inconvénient est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie si un problème survient en amont de l'onduleur. Le transformateur, ajouté pour obtenir un système isolé, élimine les courants parasites, réduisant ainsi les pertes et l'encombrement. Mais il est volumineux et augmente le coût d'installation, la structure du système devenant plus complexe.

- Avec les systèmes utilisant les convertisseurs DC/DC de type forward ou flyback, les inconvénients majeurs sont : la capacité doit être importante à cause des ondulations du courant en sortie du module, le bus continu doit supporter un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite, dues au phénomène d'induction du transformateur compris dans le convertisseur, d'autre part, la tension continue élevée qui contribue aux risques d'insécurité du personnel d'entretien. Ce système est utilisable pour les installations de faible puissance (quelques centaines de Watts, mais plus difficilement ou très difficile pour quelques kW).

- Avec les structures comportant plusieurs étages de conversion d'énergie, le rendement est amoindri. La structure est complexe et augmente le coût d'installation. C'est donc une solution qui n'est pas intéressante.

- La structure avec transformateur permet de réaliser une isolation galvanique entre les circuits DC et AC ce qui peut donner des pertes supplémentaires et une augmentation du coût de l'installation.



- Ca dépend de la structure des onduleurs d'autres aspects peuvent avoir des impacts différents (ex : sur le courant de fuite qu'on va étudier dans les rapports suivants).

## VI.1.2. Annexe II : Résultats de modélisation du système PV

### VI.1.2.1. Comportement de la PLL utilisée

On considère la réponse de la PLL dans tous les cas de perturbations : saut de fréquence, chute de tension, distorsion harmonique, saut de phase.

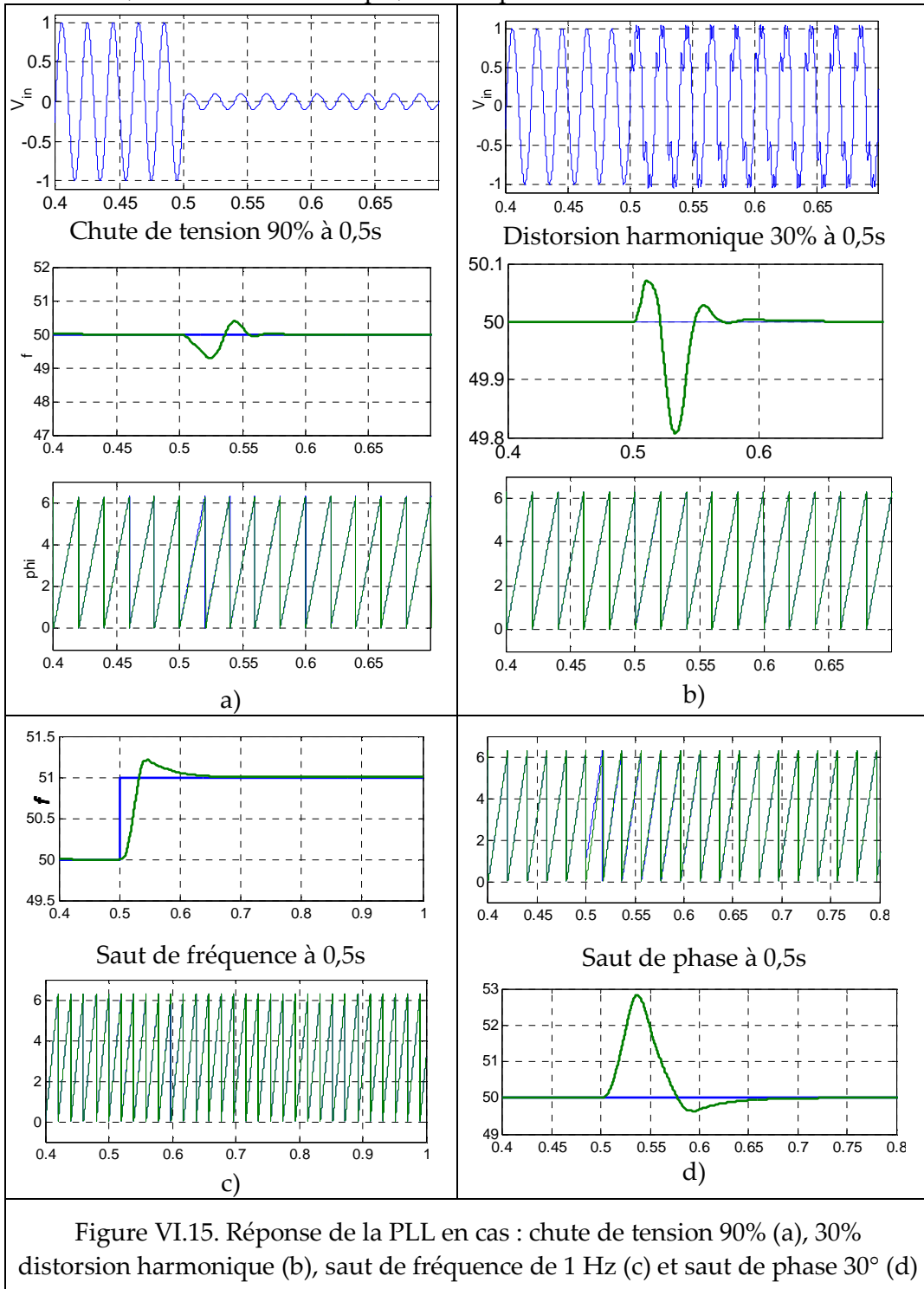
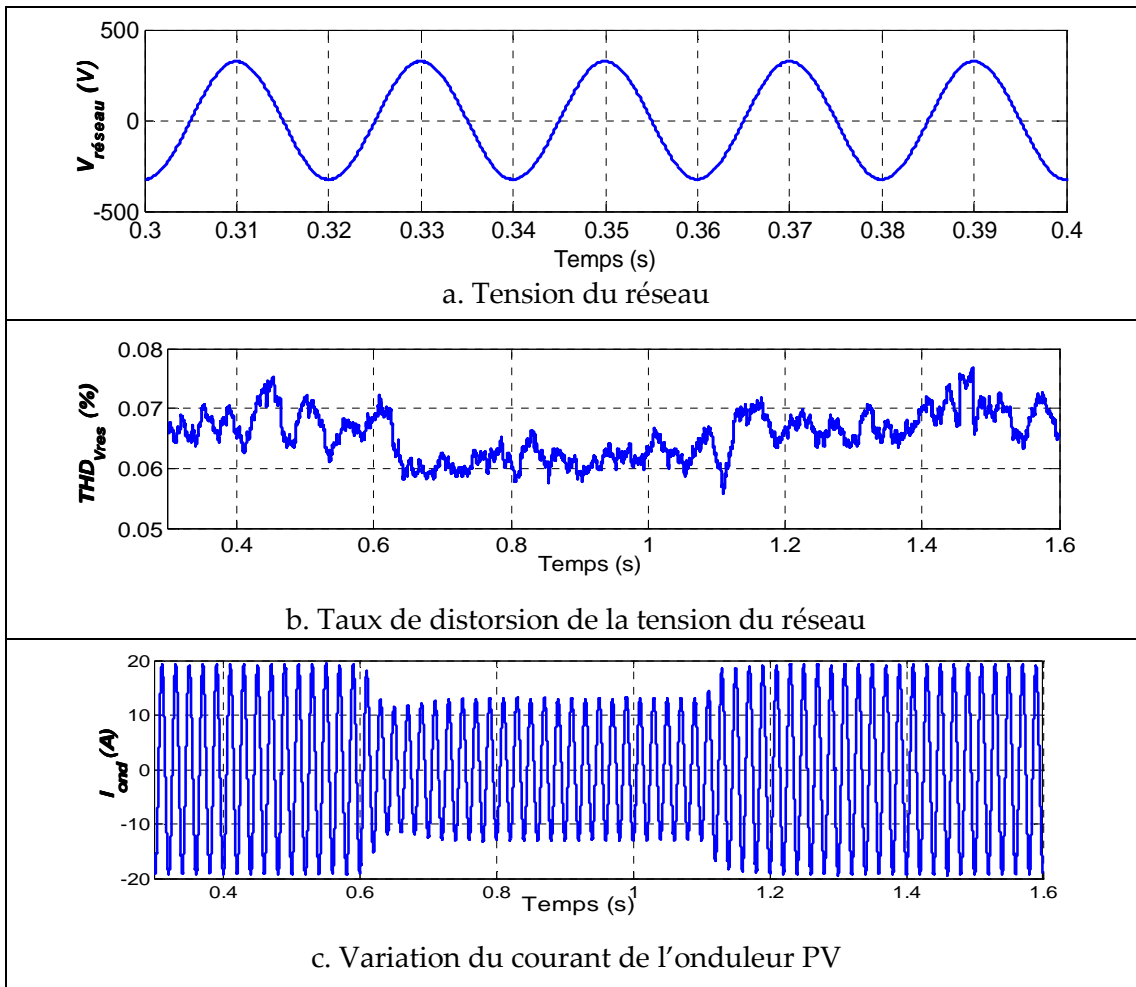


Figure VI.15. Réponse de la PLL en cas : chute de tension 90% (a), 30% distorsion harmonique (b), saut de fréquence de 1 Hz (c) et saut de phase 30° (d)

Dans la Figure VI.15 (a), face à une chute de tension de 90%, la PLL détecte la fréquence et la phase après moins de 0,1 s. La Figure VI.15 (b) montre la réponse de la PLL quand le signal de tension présente une distorsion de 30% avec des harmoniques 3, 5, 7 et 9. Les Figure VI.15 (c) et Figure VI.15(d) montrent le comportement de la PLL face aux sauts respectivement de fréquence 50 à 51 Hz et de phase de 30°. Il est possible de conclure que la PLL choisie est performante et robuste par rapport aux perturbations du réseau. On peut explorer les lois de contrôle/commande du système PV sans se soucier outre mesure de la fiabilité de la PLL.

### VI.1.2.2. Commande de la tension du bus continu

La Figure IV.14 montre que la tension du bus continu est maintenue inférieure à 500V, voir Figure IV.14e. Le taux de distorsion harmonique du courant est environ 1%, il est acceptable, voir Figure IV.14d. Il faut noter que cette mesure est faite via un bloc spécialisé de Matlab/Simulink. La simulation est effectuée avec la fréquence de découpage du hacheur est 10 kHz, et de l'onduleur est 20 kHz. On trouve que la puissance en sortie de l'onduleur est diminuée en même temps avec celle fournie par le panneau PV, voir Figure IV.14 f. En plus, l'onduleur PV ne perturbe pas la tension du réseau, cela est justifié par le taux de distorsion de la tension du réseau très petit, voir Figure IV.14 a et b.



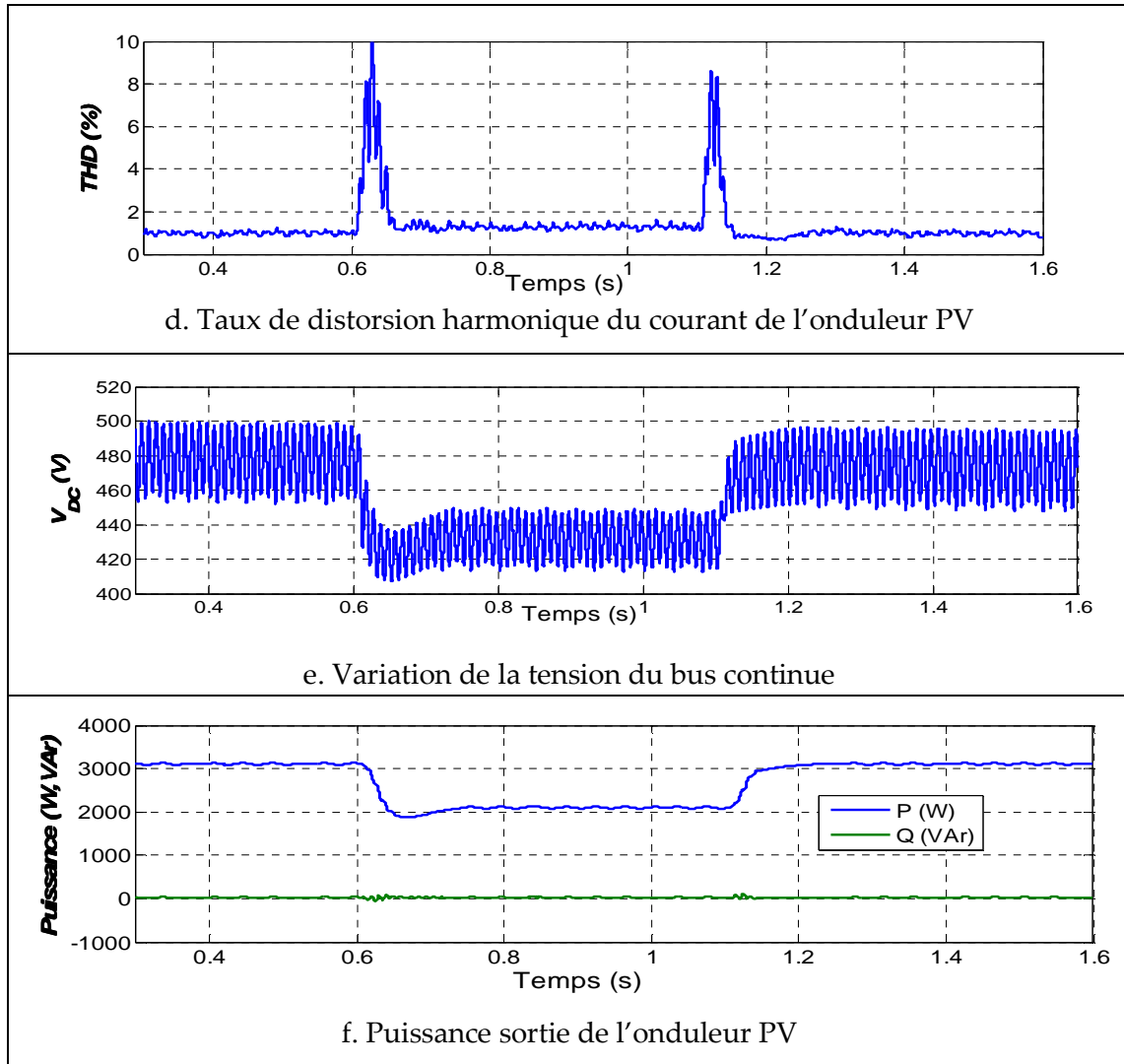


Figure VI.16. Comportement de l'onduleur PV

### VI.1.3. Annexe III : Résultats de simulation et les cas d'études

Les cas de court-circuit simulés et les résultats concernant la sélectivité entre les fusibles du le réseau BT sont résumés dans le tableau suivant

Position du défaut	Types de CC	Sans PV				Avec PV (3kW)			
		I <sub>cc</sub> (A) vu par	I <sub>cc</sub> (A) vu par	T <sub>fus</sub> FD (s)	T <sub>fus</sub> AD (s)	I <sub>cc</sub> (A) vu par	I <sub>cc</sub> (A) vu par	T <sub>fus</sub> FD (s)	T <sub>fus</sub> AD
1. Défaut 1 à 10m du poste DP		FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3
	1-2-3	9965	1	0.0001	5813	9962	20	0.0001	5765
	1-2	8630	6.5	0.0001	5799	8620	14.4	0.0001	5779
	1-2-T	8680	6.4	0.0001	5800	8670	20	0.0001	5765
	1-2-N	9800	1	0.0001	5813	9780	19.3	0.0001	5766
	2-N	9100	1	0.0001	5813	8740	19.1	0.0001	5770

		FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3
2. Défaut	1-2-3	7100	4.3	0.33	5805	7100	16.1	0.33	5775
2 sur le départ 1 à 80m du poste DP	1-2	6113	7.4	0.64	5797	6109	13.2	0.64	5782
	1-2-T	6145	7.4	0.63	5797	6085	14.7	0.648	5779
	1-2-N	6650	6	0.47	5801	6425	14.8	0.54	5778
	2-N	4310	7.6	1.2	5796	4300	13.5	1.206	5781
		FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3	FD1	AD3
3. Défaut	1-2-3	5050	5040	0.972	0.0001	5040	5030	0.975	0.0001
3 à 10m du poste DP +15m	1-2	3435	3420	1.477	0.0001	3435	3420	1.48	0.0001
	1-2-T	3474	3460	1.464	0.0001	3472	3458	1.464	0.0001
	1-2-N	4160	4150	1.25	0.0001	4160	4150	1.25	0.0001
	1-N	4080	4060	1.275	0.0001	4080	4060	1.275	0.0001
		FD1	AD1	FD1	AD1	FD1	AD1	FD1	AD1
4. Défaut	1-2-3	3150	3140	1.566	0.0001	3150	3140	1.566	0.0001
4 à 170m du poste DP + 10m	1-3	2475	2460	1.777	0.0001	2470	2455	1.778	0.0001
	1-3-T	2480	2470	1.775	0.0001	2478	2465	1.775	0.0001
	1-3-N	2680	2660	1.713	0.0001	2680	2660	1.713	0.0001
	1-N	2320	2300	2.62	0.0001	2310	2090	2.72	0.0001
		FD2	AD2	FD2	AD2	FD2	FD1	FD2	FD1
5. Défaut	1-2-3	10650	0.6	0.0001	5814	11000	29.3	0.0001	28930
5 sur le départ 2 à 10 m du poste DP	1-2	9150	6.5	0.0001	5799	9100	21.5	0.0001	29170
	1-2-T	9200	6.5	0.0001	5799	9180	21.6	0.0001	29170
	1-2-N	10600	0.9	0.0001	5813	10600	29.2	0.0001	28940
	1-N	10200	1.3	0.0001	5813	10200	31	0.0001	28880

Tableau VI.1. Résumé des cas de court-circuit sur le réseau BT urbain

✚ Les cas de court-circuit sur le réseau HTA urbain, les systèmes PV raccordés en BT

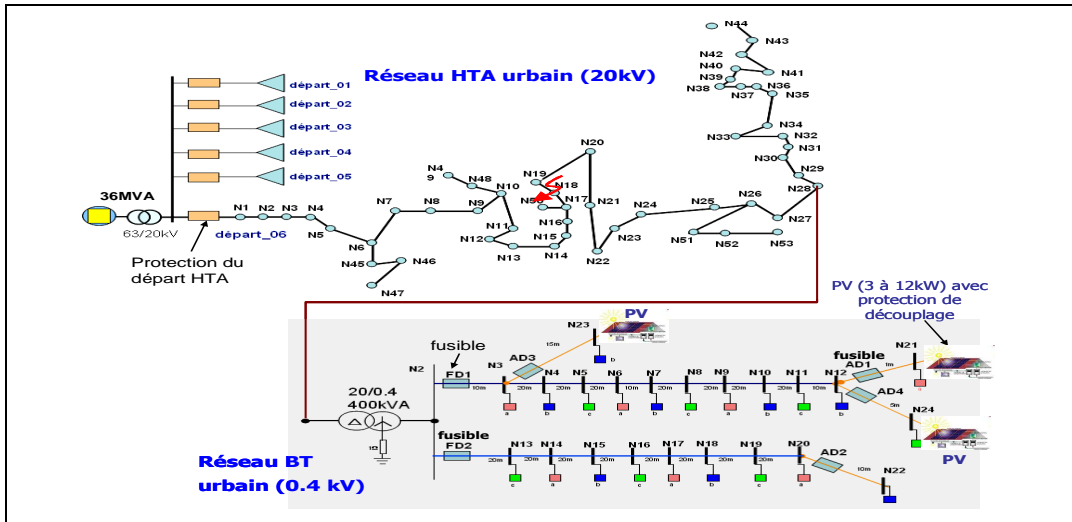


Figure VI.17. Position de court-circuit sur le départ L-06 du réseau HTA, le réseau BT connecté loin du poste source HTA

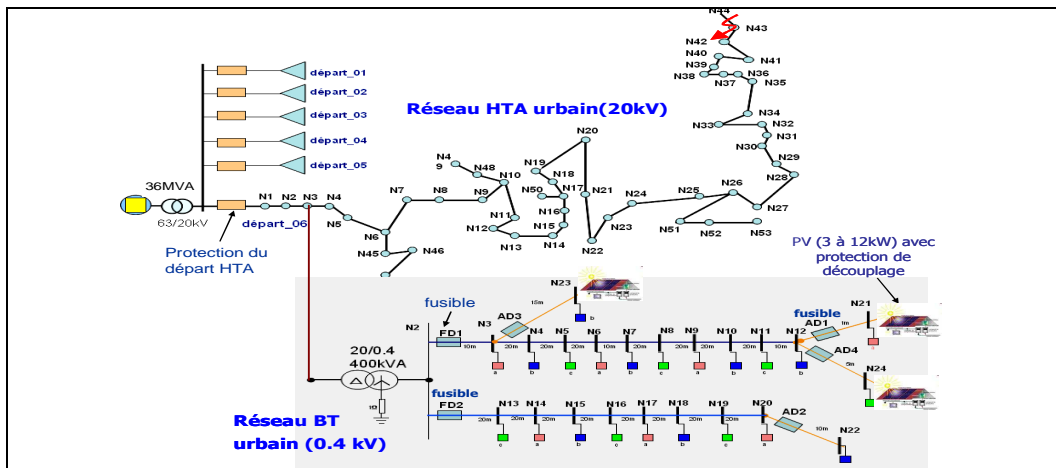


Figure VI.18. Position de court-circuit sur le départ L-06 du réseau HTA, le réseau BT connecté proche du poste source HTA

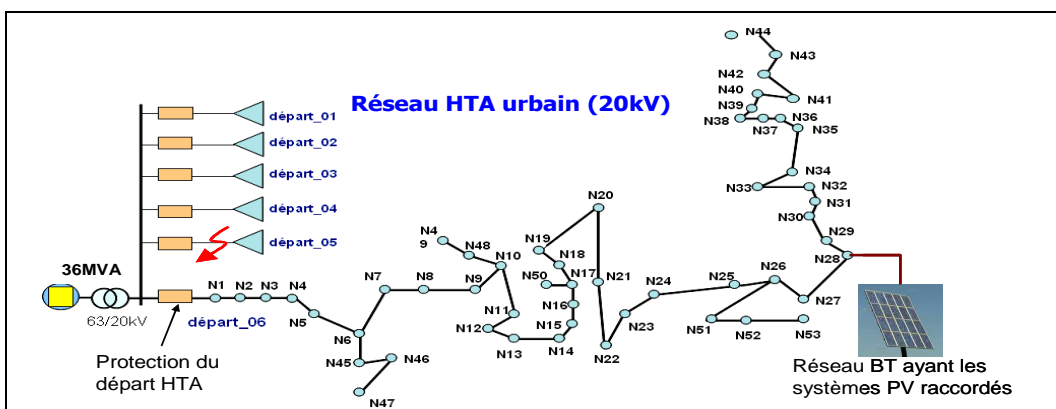


Figure VI.19. Position de court-circuit sur le départ adjacent sur le réseau HTA, les systèmes PV raccordés en BT

## PUBLICATIONS

- **C. Le Thi Minh**, T. Tran-Quoc, S. Bacha, C. Kieny, P. Cabanac, S. Grenard, D. Goulielmakis “**Solution to Avoid Unwanted trips for PV Systems Connected to LV network Facing Voltage Sags**”, 1st international Workshop on Intergartion of Solar Power into Power Systems, Aarhus, Denmark (2011).
- **C. Le Thi Minh**, T. Tran-Quoc, S. Bacha, C. Kieny, P. Cabanac, D. Goulielmakis, C. Duvauchelle “**Behaviors of photovoltaic systems connected to MV network during faults**”, 26th EUPVSEC, Humburg, Germany (2011).
- T. Tran-Quoc, **C. Le Thi Minh**, S. Bacha, C. Kieny, “**Behaviour of Grid-Connected Photovoltaic Inverters in Islanding Operation**”, IEEE Power Tech, Trondheim, Norvège (2011)
- T. Tran-Quoc, **C. Le Thi Minh**, S. Bacha, C. Kieny, N. Hadjsaid, C. Duvauchelle, A. Almeida, “**Local voltage control of PVs in distribution networks**”, CIRED, Prague, Czech Republic (2009)
- T. Tran-Quoc, H. Colin, C. Duvauchelle, B. Gaidon, C. Kieny, **C. Le-Thi-Minh**, S. Bacha, Saddek, G. Moine, Y. Tangui, “**Transformerless inverters and RCD: what's the problem?**”, 25th EUPVSEC, Valencia, Spain (2010)

---

# COUPLAGE ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUE ET RESEAU, ASPECTS CONTRÔLE/COMMANDE ET REJET DE PERTURBATIONS

---

## Résumé :

Cette thèse concerne l'analyse du comportement des protections des réseaux électriques HTA et BT en présence de productions photovoltaïques (PV) ainsi que du comportement des onduleurs face à un creux de tension. En appliquant les réglementations actuelles pour les installations PV, la déconnexion des systèmes PV causée par un creux de tension en cas de défaut est parfois non-justifiée, en particulier en cas de défaut sur le départ adjacent BT ou HTA. Cette thèse consiste donc à :

- étudier le comportement dynamique des systèmes PV raccordés au réseau BT et HTA face au creux de tension lors d'un défaut afin d'identifier les cas de déconnexions non justifiées;

- proposer des solutions pour les protections de découplage des onduleurs PV afin de maintenir connectés les systèmes PV en cas de défaut sur les départs adjacents, de les déconnecter en cas de défaut dans la zone PV et d'éviter des déconnexions non-justifiées des systèmes PV;

- proposer des solutions adaptatives innovantes de contrôle/commande des onduleurs PV pour leur permettre de résister aux perturbations du réseau.

Les solutions proposées, validées par simulations sur les réseaux de distribution (rural et urbain) en présence de productions PV, donnent des résultats satisfaisants.

**Mots clés:** Systèmes Photovoltaïques, protections de découplage, creux de tension, réseaux de distribution, déconnexions non-justifiées.

---

## Abstracts:

This thesis concerns the analysis of the behavior of the MV and LV network protections in the presence of photovoltaic production and the behavior of the PV inverters facing voltage sags. By applying the current requirements for PV systems, their disconnection caused by voltage sags is sometimes unjustified, especially in case of fault on LV or MV adjacent feeder. The aim of this thesis is to:

- study the behaviors of PV systems connected to a LV and MV network facing voltage sags during faults in order to indentify the unjustified disconnections of PV systems.

- propose solutions for the anti-islanding protections of PV inverters in order to remain connected of PV systems and to avoid their unjustified disconnections in case of a short circuit on adjacent feeder. Nevertheless, in case of a short circuit in their zone, PV inverters must be disconnected.

- propose advanced solutions of PV inverter control system with fault-ride-through capability for network disturbances.

The proposed solutions, validated by simulations on the distribution networks (rural and urban) in the presence of PV productions, give satisfactory results.

**Keywords:** Photovoltaic systems, anti-islanding protections, voltage sags, distribution networks, unjustified disconnections.