

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

Mina Aboubaker Essedik

&

Kassim Tariq

pour l'obtention du diplôme master en électrotechnique option machine électrique

Thème

ANALYSE DE L'IMPACT DE L'INTEGRATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES SUR LE RESEAU ELECTRIQUE CONVENTIONNEL

Dirigé par : Mr. CHIKH Madjid

Co – Dirigé par :

Mr. MAHRANE Achour

Mr. Belazzoug Messaoud

Année Universitaire 2012-2013

Remerciements

Avant tout nous remercions Dieu Le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience, et la santé durant toutes ces années et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Nous tenons à exprimer nos remerciements et notre gratitude à monsieur CHIKH Madjid , maitre de recherche à l'Unité de développement des Equipements Solaires (UDES) Bousmail, pour avoir assumé la responsabilité de nous encadrer, nous orienter et de nous conseiller tout au long de la réalisation de ce travail.

Nous remercions vivement tous les enseignants et tous ceux à qui nous devons notre formation, et spécialement Mr BELAZZOUG Messaoud, Mr et Mme Merzouk qui nous ont aidé à réaliser ce travail.

Des remerciements vont également à tous ceux qui, d'une quelconque façon, ont contribué à l'élaboration de ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce projet à :

En signe de respect et de reconnaissance aux personnes les plus chères

À mon cher père à qui je dois ma réussite, mon bonheur, et tout le respect.

À ma chère et tendre mère à celle qui a tant souffert, sans me faire souffrir.

À mes sœurs et mon frère à qui je souhaite toutes les réussites et le bien être.

À toute ma famille, que dieu les protège.

À tous mes amis.

Et à tous ceux qui me sont chers

Mina Aboubaker Essedik

Je dédie ce projet à :

En signe de respect et de reconnaissance aux personnes les plus chères

À mon cher père à qui je dois ma réussite, mon bonheur, et tout le respect.

À ma chère et tendre mère à celle qui a tant souffert, sans me faire souffrir.

À mes sœurs à qui je souhaite toutes les réussites et le bien être.

À ma famille en IRAK, que dieu les protège sans oublier toute ma famille en

Algérie

À tous mes amis.

Et à tous ceux qui me sont chers

Kassim Tariq

ملخص:

مع التغلغل السريع للطاقة الضوئية وغيرها من الطاقات المنتجة للكهرباء، تأثير الطاقة الضوئية على شبكة توزيع الكهرباء و العكس لا يزال محل نقاش. الشواغل الرئيسية هي الحد الأقصى لمستوى و نوعية التوتر الكهربائي المنتجة.

تهدف هذه الدراسة إلى تحليل بعض التأثيرات الناتجة عن ربط الأنظمة الكهروضوئية بالشبكة الكهربائية ذات الجهد المنخفض و العكس , مثل التغيرات التي تحدث على مستوى التوتر , التوافقيات على مستوى التوتر و التيار الكهربائي و تدفق الطاقة.

وقد أجري التحليل بالاستعانة بمحلل الشبكة الكهربائية، ويتم عرض النتائج باستخدام برنامج ماتلاب و اكسل .

كلمات المفاتيح: الطاقة الضوئية, الشبكة الكهربائية ذات الجهد المنخفض, جودة التوتر الكهربائي, التوافقيات

Résumé :

Avec la pénétration de plus en plus rapide du photovoltaïque et d'autres capacités de production d'électricité distribuée, l'impact du PV sur le réseau électrique et vice versa est en discussion. Les principales préoccupations sont le maximum tolérable de niveau et de la qualité de la tension d'alimentation. La présente étude a pour objectifs d'analyser quelque impact d'intégration des systèmes PV sur le réseau BT et vice versa tel que la variation de la tension, Les harmoniques de courant et de tension du PV et le flux d'énergie....L'analyse a été faite à l'aide d'un analyseur de réseau, et les résultats sont affichés à l'aide de logiciel Matlab et Excel.

Mots clés : photovoltaïque (PV), réseau Basse tension (BT), qualité de la tension, Les harmoniques

Abstract :

With the penetration of fast growing photovoltaic and other capabilities of distributed generation, the impact of PV on the network and vice versa is discussed. The main concerns are the maximum tolerable level and quality of the supply voltage.

This study aims to analyze some impact of the integration of PV systems on lower network voltage as raising the voltage harmonics current and voltage PV and energy flow network....

The analysis was done by a network analyzer, and the results are displayed using Matlab software and excel.

Keywords: Photovoltaic (PV), Lower network voltage (LV), power quality, harmonics.

Liste des acronymes et abréviation

[PV] : photovoltaïque.

[MWc] : Méga watt crête.

[EPIA] : European Photovoltaic industry Association.

[WOE] : World Energy Outlook.

[IEA] : International Energy Agency.

[DGEC] : Direction générale des énergies et du climat.

[BT] : basse tension.

[RPD] : réseau public de distribution d'électricité.

[GRD] : gestionnaires de réseau de distribution.

[NF] : norme française.

[EN] : européennes norme.

[R] : Résistance totale de la ligne.

[X] : Réactance totale de la ligne.

[PG] : Puissance active fournie par le PV

[QG] : Puissance réactif fournie par le PV.

[PI] : Puissances active e consommation .

[QI] : Puissances réactive de consommation.

[Qc] : Puissance réactive du dispositif de compensation.

Table des matières

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Résumé	iii
Listes des acronymes et abréviations.....	iv
Table des matières.....	v
Liste des figures.....	vi

Introduction générale	1
-----------------------------	---

CHAPITRE 1 : L'ÉVOLUTION DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction	3
1. APERÇU DES PLUS GRANDES CENTRALES	4
2. ANALYSE DU MARCHÉ DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE	5
2.1. PERIODE 2001-2009	5
2.1.1. Marché mondial	5
2.1.2. Secteur Europe	5
2.1.2.1. Puissance installée par an et cumulée	5
2.2. MARCHÉ DU PHOTOVOLTAÏQUE PAR TECHNOLOGIE	6
2.3. ÉVOLUTION DU MARCHÉ	6
2.3.1. Évolution du marché	6
2.3.2. Évolution du marché par région.....	8
2.3.3. Évolution du marché du photovoltaïque en Algérie.....	9
• Politique nationale de développement des énergies renouvelables	9
• Potentiel du marché photovoltaïque	12
• Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau	13
2.3.4. Évolution du marché par technologie	14
3. LES COÛTS DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE	14

3.1. Historique des coûts	14
3.2 Perspective à l'horizon 2035	15
4. CONCLUSION	17

CHAPITRE 2: DESCRIPTION DES SYSTEMES PV RACCORDEES AU RESEAU

Introduction	18
I - Composition d'un système photovoltaïque	18
A - Premier élément : Le module photovoltaïque	19
A.1. L'électricité photovoltaïque	19
A.2. Caractéristiques d'un capteur photovoltaïque	20
A.2.1. Schéma équivalent	20
B- Deuxième élément : L'onduleur	25
C- Troisième élément : Organes de sécurité et de raccordement	25
D- Quatrième élément : Le comptage de l'énergie injectée et soutirée au réseau	26
II- Configurations d'un générateur raccordé réseau	26
A- Principe de fonctionnement de l'installation de connexion sécurisée	26
B- Principe de fonctionnement de l'installation de connexion pure	28
III- Schémas de raccordement des installations	29
A- Cas de l'injection des excédents de production	28
B- Cas de l'injection de la totalité de la production	28
• Configuration étudiée dans le cadre de notre étude	29

CHAPITRE 3 : IMPACTS DES SYSTEMES PV AU RESEAU

PARTIE 1 : QUALITE DU RESEAU ELECTRIQUE

Introduction	33
I. Caractéristique de réseau	33
1. Variation de fréquence	35
Modèle mathématique	35
2. Variation de la tension	35
Modèle mathématique	35
3. Variation rapide de la tension	35
4.. Papillotement	36

5. Creux de tension d'alimentation	36
6. Coupure	37
6. A) Coupure brève	37
6.B) Coupure accidentelles (longe).....	37
7. Surtension	37
7. A) Surtension temporaire	37
7.B) Surtension transitoire	37
7.C) Surtension d'origine atmosphérique (foudre).....	37
8. Déséquilibre de tension	38
9. Tension harmonique	38
10. Taux de distorsion (THD) et Facteur de distorsion (DF)	39
II. Conclusion	41

PARTIE 2 : IMPACTS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES SUR LES RESEAUX

1. Définitions	42
2. Classification des systèmes photovoltaïques	43
3. Avantages de l'intégration du photovoltaïque dans le réseau	43
4. Problèmes potentiels liés aux systèmes PV Couplé au réseau	44
4.1 Fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV	45
4.2 Données d'ensoleillement nécessaires pour étudier l'impact des systèmes PV	46
4.3 L'impact des systèmes PV du point de vue production	48
4.4 Impact sur les réseaux de transport et de transmission secondaire	49
4.5 Impact sur les réseaux de distribution	49

CHAPITRE 4 : ANALYSE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE MULTI- TECHNOLOGIE DE L'U.D.E.S

Introduction	52
4.1 Présentation du site	53
4.2 Description du site	55
4.3 Mesures	61
4.3.1 Appareil de mesure utilisé (HIOKI 3390)	61
4.3.2 Spécifications de l'analyseur	61
4.3.3 Schéma de câblage	62
4.4 Stockage des Mesures	63
4.5. ANALYSE DES RESULTATS DE MESURES.....	64
4.5.1. Elévation locale de la tension	64
4.5.2 Variation de la tension.....	67
4.5.2.1 Répartition de la tension.....	67
4.5.2.2 Relation de tension du réseau et la puissance produite par le PV.....	68
4.5.2.3 Déséquilibre de la tension (Voltage inbalance).....	69
4.5.3 Fréquence du réseau	70
4.5.4 Puissance produite par le système PV	71
4.5.5. Les harmoniques et Les distorsions harmoniques	74
4.5.5.1 Harmoniques de courant et Taux d'Harmonique (THD-I)	74
4.5.5.2 Harmoniques de tension et Taux d'Harmonique (THD-U)	76
4.5.6. Effets de connexion et de déconnexion au réseau de distribution	80
Conclusion générale	83

Liste des figures

CHAPITRE 1 : L'ÉVOLUTION DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

Figure 1.1 : Aperçu des plus grandes centrales	4
Figure 1.2 : Historique du marché mondial en puissance cumulée	5
Figure 1.3 : Puissance cumulée installée en Europe de 1998 à 2009	6
Figure 1.4 : Parts de marché des différentes technologies PV utilisées	6
Figure 1.5 : Projection de la puissance installée jusqu'en 2050.....	7
Figure 1.6 : Prévision du marché PV annuel par région scénario accéléré	8
Figure 1.7 : Capacité de production par région en 2009.....	8
Figure 1.8 : Organismes du secteur de l'enseignement supérieur	10
Figure 1.9 : Marché photovoltaïque Algérien	12
Figure 1.10 : Marché national photovoltaïque annuel	13
Figure 1.11 : capacité de production jusqu'en 2014 pour le silicium (c-si)	14
Figure 1.12 : Évolution du coût du Wc de 1995 à 2010 d'une installation (10 KWc).....	14
Figure 1.13 : Courbe d'apprentissage du photovoltaïque.	15
Figure 1.14 : Extrapolation de l'évolution du cout du Wc de 1995 à 2035	16

CHAPITRE 2 : DESCRIPTION DES SYSTEMES PV RACCORDES AU RESEAU

Figure 2.1 : Composition d'un système photovoltaïque raccordé réseau	18
Figure 2.2 : Jonction P-N d'une diode.....	19
Figure 2.3 : Création de pair électron-trou dans les semi-conducteurs	20
Figure 2.4 : Schéma d'un panneau photovoltaïque	21
Figure 2.5 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	21
Figure 2.6 : Caractéristiques (I, V) pour différents éclairagements solaires	23
Figure 2.7 : Caractéristiques (P – V) pour différents éclairagements solaires.....	23
Figure 2.8 : Caractéristiques (I– V) pour différentes températures.....	24

Figure 2.9 : Caractéristiques (P – V) pour différentes températures	24
Figure 2.10 : Principe de fonctionnement de la connexion sécurisée	28
Figure 2.11 : Principe de fonctionnement de la connexion pure	29
Figure 2. 12 : Schéma de raccordement « injection des excédents de production »	30
Figure 2.13 : Schéma d’injection de la totalité de la production»	31

CHAPITRE 3 : IMPACTS DE L’INTEGRATION DES SYSTEMES PV AU RESEAU

Partie 1 : QUALITEE DE L’ENERGIE ELECTRIQUE

Figure 3.1 : variation rapide de la tension	36
Figure 3.2 : creux de tension	36
Figure 3.3 : surtension entre phase et terre	38
Figure 3.4 : Déséquilibre de tension	38
Figure 3.5 : Tension harmonique	39
Figure 3.6 : dégradation de la tension du réseau par une charge non linéaire	40

Partie 2 : IMPACTS DES SYSTEMES PV SUR LE RESEAU

Figure 3.7 : Impacts négatifs possibles des systèmes PV sur le réseau	47
---	----

CHAPITRE 4 : ANALYSE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE MULTI- TECHNOLGIE DE L’U.D.E.S

Figure 4.1 : Centrale photovoltaïque de L’UDES (Bousmail).....	53
Figure 4.2 : Les champs photovoltaïques (amorphe, micro-morphe et CIGS).....	53
Figure 4.3 : Les champs photovoltaïques (silicium mono, poly cristallin	54
Figure 4.4 : Les onduleurs de la centrale	54
Figure 4.5 : Schéma de raccordement de l’installation	59
Figure 4.6 : plateforme de tests et de mesures au niveau de la salle de contrôle	60
Figure 4.7 : Analyseur de puissance Hioki 3390	61
Figure 4.8 : Exemple d’un système de mesure d’une installation PV	61
Figure 4.9 : Exemple de stockage des données sous Excel (Pas de mesure 5 s)....	62
Figure 4.10 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	63
Figure 4.11 : Exemple d’une variation de tension sur un réseau BT.....	64
Figure 4.12 : Evolution des tensions des 3 phases du réseau en présence du PV.	66
Figure 4.13 : Répartition de la tension du réseau sans PV	67

Figure 4.14 : Répartition de la tension du réseau en présence du PV	68
Figure 4.15 : Evolution de la tension du réseau	69
Figure 4.16 : Déséquilibre des tensions des trois phases et la limite EN 50 160...	70
Figure 4.17 : Evolution de la fréquence du réseau en présence du PV	71
Figure 4.18 : Variation de l'éclairement solaire global sur le site de l'UDES sur une période de 17 Avril -07 Mai 2013.	72
Figure 4.19 : Variation de la puissance produite par le PV sur une période de 17 Avril -07 Mai 2013.	72
Figure 4.20 : Déséquilibres de puissance entre les phases L1, L2 et L3 en présence du PV	73
Figure 4.21 : Taux globale de distorsion harmonique du courant THD-I.....	75
Figure 4.22 : Présentation des harmoniques de courant et la limite EN 50 160 ...	76
Figure 4.23 : Taux globale de distorsion harmonique de tension THD-U.....	77
Figure 4.24 : Présentation des harmoniques de tension et la limite EN 50 160....	78
Figure 4.25 : Evolution de l'harmonique de tension d'ordre 5 par rapport à la limite EN 50 160	79
Figure 4.26 : Evolution du taux de distorsion harmonique de la tension en production PV et pendant les périodes nocturnes ou les faibles éclairagements	77
Figure 4.27 : Evolution du taux de distorsion harmonique de la tension Vs la puissance fournie par les onduleurs	80
Figure 4.28 : déconnexion de l'installation photovoltaïque au réseau.	81
Figure 4.29 : connexion de l'installation photovoltaïque au réseau.	81

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir, en effet les besoins énergétiques des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, par ailleurs les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

Les énergies renouvelables se manifestent comme une solution potentielle à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Aujourd'hui on distingue plusieurs sources d'énergies renouvelables, hydroélectrique, géothermique, énergie de la biomasse, éolienne et l'énergie photovoltaïque (sujet du présent mémoire). L'avantage principal de ces énergies renouvelables est que leurs utilisations ne polluent pas l'atmosphère et elles ne produisent pas de gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone et les oxydes d'azote qui sont responsables du réchauffement de la terre. ...).

L'énergie photovoltaïque (PV) apparaît aujourd'hui comme une alternative aux énergies conventionnelles pour la production d'électricité. La multiplication des producteurs indépendants et des productions décentralisées, le mix énergétique et la fluctuation des tarifs en sont les principales conséquences.

On s'aperçoit que le développement du photovoltaïque se fait essentiellement sur des installations de faibles puissances (< 3kWc) et le plus souvent intégrées au bâti. Ce développement en zone urbaine, où les contraintes environnementales sont très fortes (ombrages portés, pollution, poussière ...) met en exergue les problèmes de production non uniforme sur le champ PV.

L'objectif de ce projet est de traiter les impacts des installations photovoltaïques sur le réseau de distribution électrique.

Il est question dans ce projet de bien comprendre les problématiques posées par l'intégration de ces générateurs sur le réseau électrique de distribution afin de pouvoir y apporter les réponses pertinentes.

Dans le présent travail, on traitera quelques impacts que peuvent générer les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau à savoir :

Les variations de tension dans une ligne en présence du photovoltaïque, Les harmoniques de courant et de tension, variation de la puissance.....

L'analyse de l'impact de l'intégration des installations photovoltaïques dans le réseau de distribution et des conséquences des caractéristiques du réseau sur le fonctionnement de ces installations nous permettra d'identifier un certain nombre de points pouvant impacter l'intégration et affecter le fonctionnement de ces installations.

Ce travail est présenté en quatre chapitres et une conclusion générale.

Le premier chapitre traite l'évolution de la filière photovoltaïque, Le deuxième chapitre décrit les systèmes PV raccordés au réseau, Le troisième chapitre est consacré à l'étude des impacts des systèmes PV sur le réseau et dans le quatrième chapitre nous allons étudier la centrale photovoltaïque raccordée au réseau de l'UDES (Bou Ismail) et on terminera notre travail par une conclusion générale.

Chapitre 1

Evolution de la filière photovoltaïque

L'idée d'une étude de la filière photovoltaïque raccordée réseau En Algérie s'insère parfaitement dans une réalité mondiale mais aussi nationale :

- Au niveau mondial, le photovoltaïque fait désormais partie de ces technologies modernes et incontournables pour produire une électricité propre et respectueuse de l'environnement.
- Au niveau national, les autorités algériennes ont entamé de profondes réformes du secteur de l'énergie visant à assurer un développement pérenne du pays, au travers notamment d'un renforcement du rôle des Énergies Renouvelables.

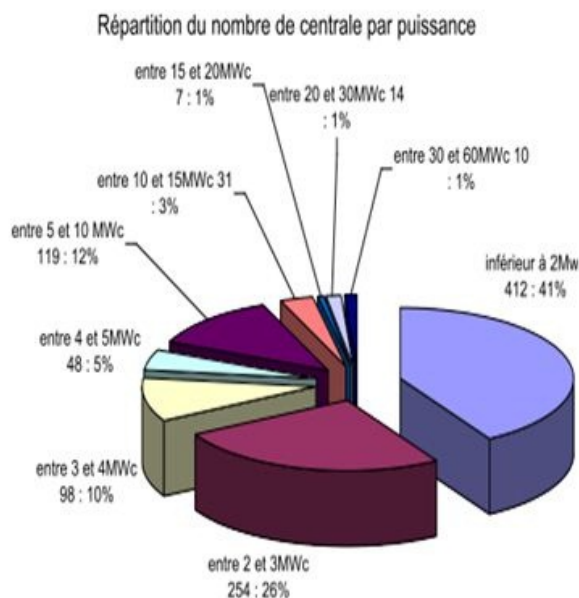
Depuis les années 1990, le photovoltaïque a connu une croissance très forte en raison de la volonté de certains états de prendre en compte l'épuisement des ressources fossiles et les problèmes environnementaux générés par les moyens de production conventionnels. Ainsi la production et l'installation de modules photovoltaïques ont été décuplées en trentaine d'années. Cette croissance a été engendrée par l'octroi de soutiens financiers des gouvernements et la mise en place de lignes de production par des entreprises liées notamment au secteur pétrolier (BP et Shell). Ainsi, le segment des systèmes décentralisés raccordés réseau et intégrés dans les bâtiments a connu un développement relativement important au regard des autres applications photovoltaïques, notamment au Japon, en Allemagne, en Suisse et aux Pays Bas.

Cet engouement pour le photovoltaïque dans les Pays Développés a permis, non seulement d'acquérir une maturité technologique (y compris pour les installations de grande puissance), mais aussi une baisse constante des coûts de production des modules, composant le plus onéreux d'une installation. Une dynamique photovoltaïque est donc en

train de se créer un peu partout dans le monde. L'engouement et les engagements de certains gouvernements, la maturité technologique et la baisse des coûts de production qui sont généralement associées au développement d'une activité, laissent à penser que de plus en plus de pays privilégieront la solution photovoltaïque. Et le Sénégal, en raison de son contexte favorable ne devrait pas y échapper... Dans cette première partie de l'étude, nous aborderons les technologies, le marché actuel (France, Europe et monde), les coûts, les fabricants, etc. Mais aussi le temps de retour énergétique et les rejets de CO2 d'un système photovoltaïque.

1. APERCU DES PLUS GRANDES CENTRALES

Il y a au total 990 installations de plus de 1MWc dans le monde en fonctionnement à la fin 2009. Elles totalisent une puissance de 3 917 MWc. Parmi ces centrales et notamment celles inférieures à 02 MWc, il peut s'agir d'installation en toiture ou en ombrière de parking (figure 1.1).



LOCALISATION	NOMBRE	PUISSANCE TOTALE (Mwatts)
Spain	590	2 487
Germany	229	891
USA	67	177
Italy	28	74
Korea	28	123
Japan	5	16
France	5	18
The Netherlands	2	4
Thailand	4	6
Czech Republic	20	39
Switzerland	1	1
Belgium	10	21
Samryangjin	0	0
Portugal	4	67
Philippines	0	0
Dugori	0	0
Réunion Island	1	2
China	1	10
Total	995	3 936 MWc

2. ANALYSE DU MARCHÉ DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

2.1. PERIODE 2001-2009

2.1.1. Marché mondial

Le marché du solaire photovoltaïque est en pleine expansion depuis ces dernières années et les prévisions confirment cette tendance pour les prochaines années. Fin 2009, le marché atteint les 23 GWc.

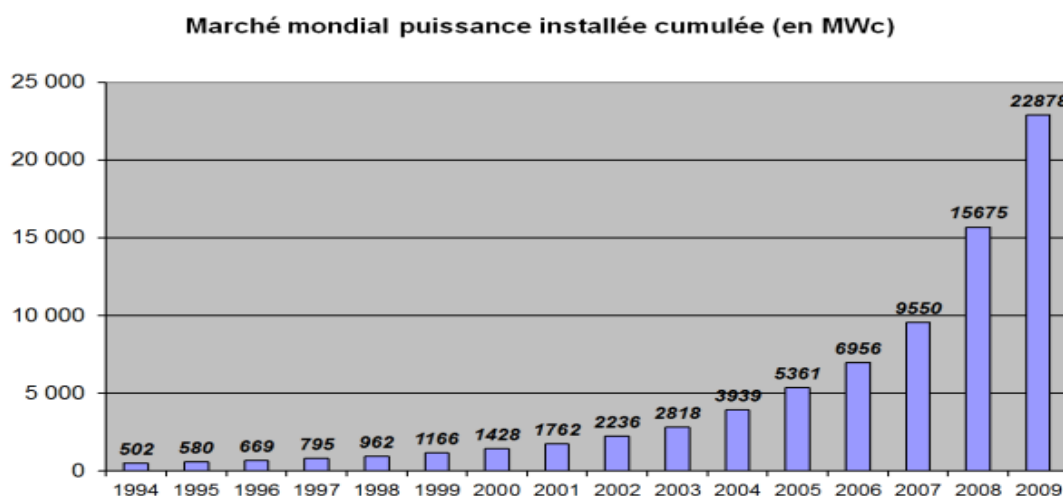


Figure 1.2 : Historique du marché mondial en puissance cumulée
(Source : EPIA ; European Photovoltaic Industry Association)

2.1.2. Secteur Europe

2.1.2.1. Puissance installée par an et cumulée

L'Europe est très bien placée en termes de puissance cumulée des centrales photovoltaïques : le parc fin 2008 cumulait environ 9,5 GWc de puissance, à fin 2009 le parc atteint 16 GWc soit un quasi-doublement de la puissance installée en une seule année ! En 2007, L'Allemagne qui totalisait près de 80% de la puissance européenne a été rattrapée, en 2008 par l'Espagne qui avec un programme (aujourd'hui terminé) de centrale au sol représente 35 % de la puissance installée (l'Allemagne ne représentant « plus que » 56%).

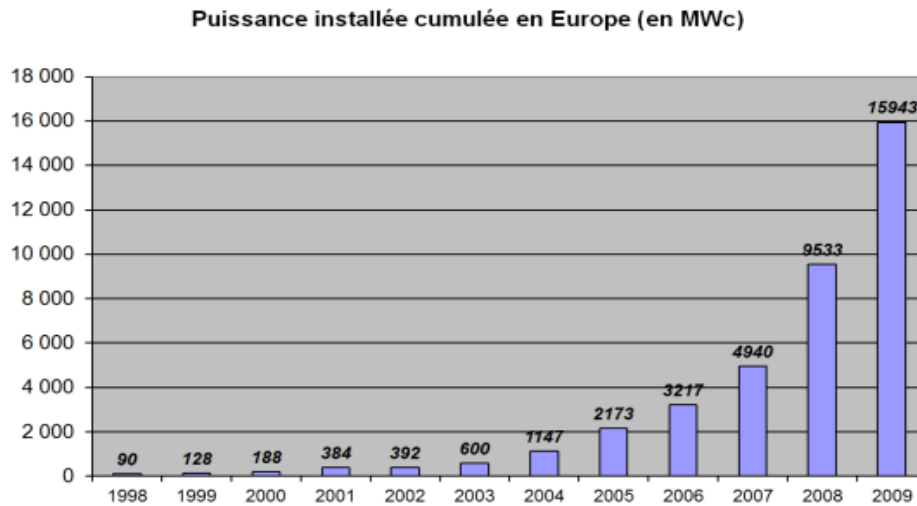


Figure 1.3 : Puissance cumulée installée en Europe de 2001 à 2009 (source Observ'ER)

2.2. MARCHE DU PHOTOVOLTAÏQUE PAR TECHNOLOGIE

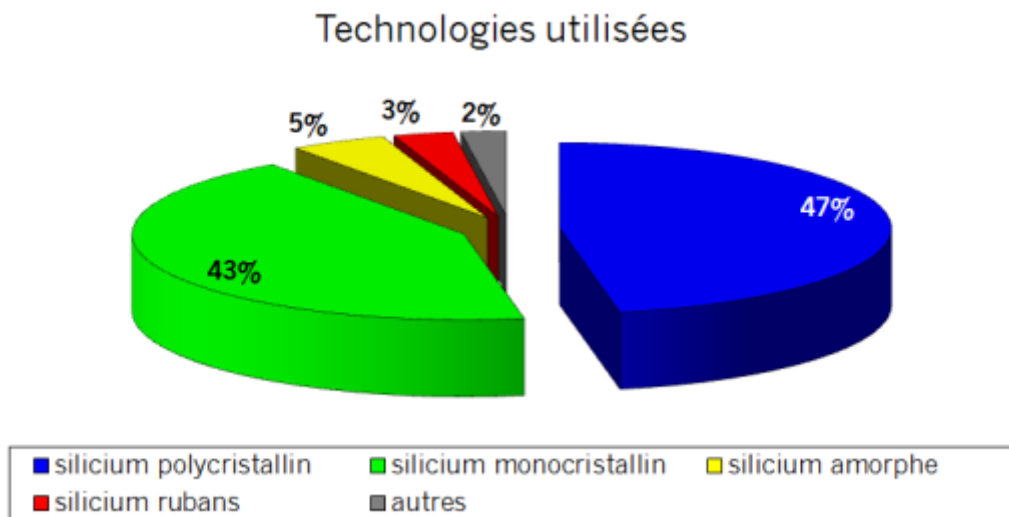


Figure 1.4 : Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées (Source Photon International)

2.3. EVOLUTION DU MARCHE

2.3.1. Évolution du marché

L'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) a construit 3 scénarios afin d'estimer la progression du marché photovoltaïque au niveau mondiale :

- Le scénario optimum (Paradigm Shift Scenario) estime le potentiel maximum du photovoltaïque. L'hypothèse est que les niveaux actuels de soutien sont renforcés,

approfondis et accompagnés d'une variété d'instruments et de mesures administratives qui vont favoriser largement le déploiement du photovoltaïque.

- Le scénario accéléré (Accelerated Scenario) est la continuation du soutien actuel des politiques et exige un niveau inférieur d'engagement que le "changement de paradigme». Ses objectifs pour 2030 pourraient être atteints en 20 ans sans grands changements technologiques dans les réseaux électriques.

- Le scénario de référence (Reference Scenario) est basé sur celui du World Energy Outlook (WEO 2009) de l'IAE (International Energy Agency), extrapolées à l'horizon 2030. Selon cette étude, La Chine et l'Inde devraient croître plus vite que d'autres régions, suivie par les autres pays en développement de l'Asie, l'Afrique et de l'ex-Union soviétique.

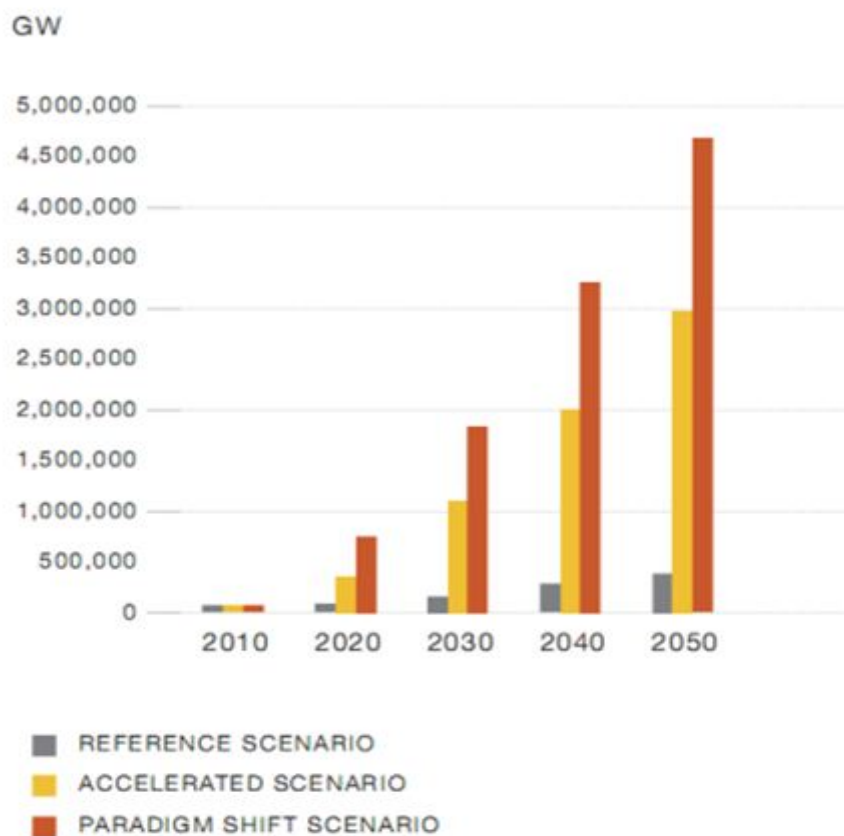


Figure 1.5 : projection de la puissance installée jusqu'en 2050 (source EPIA)

2.3.2. Évolution du marché par région

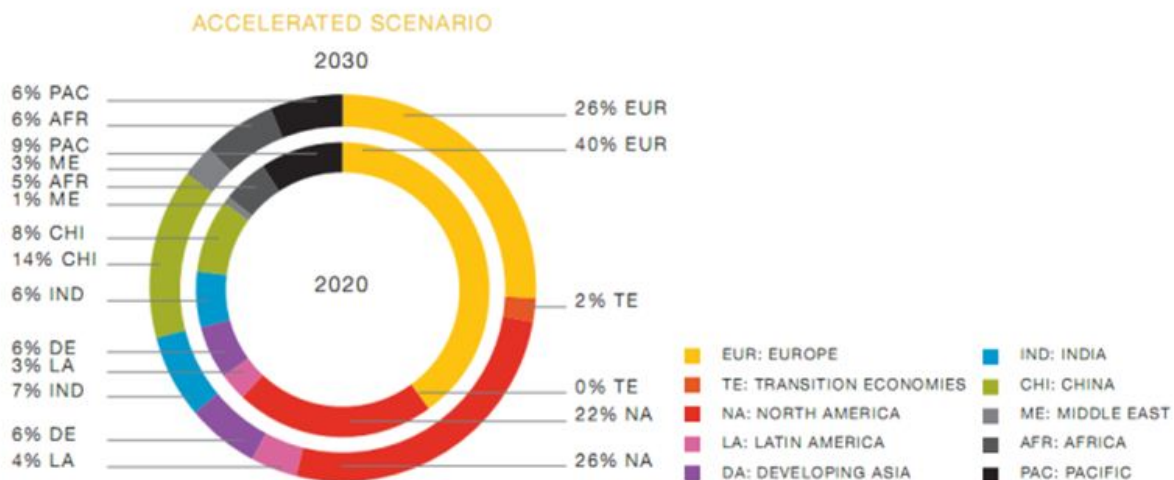


Figure 1.6 : prévision du marché photovoltaïque annuel par région pour le scénario accéléré (source EPIA)

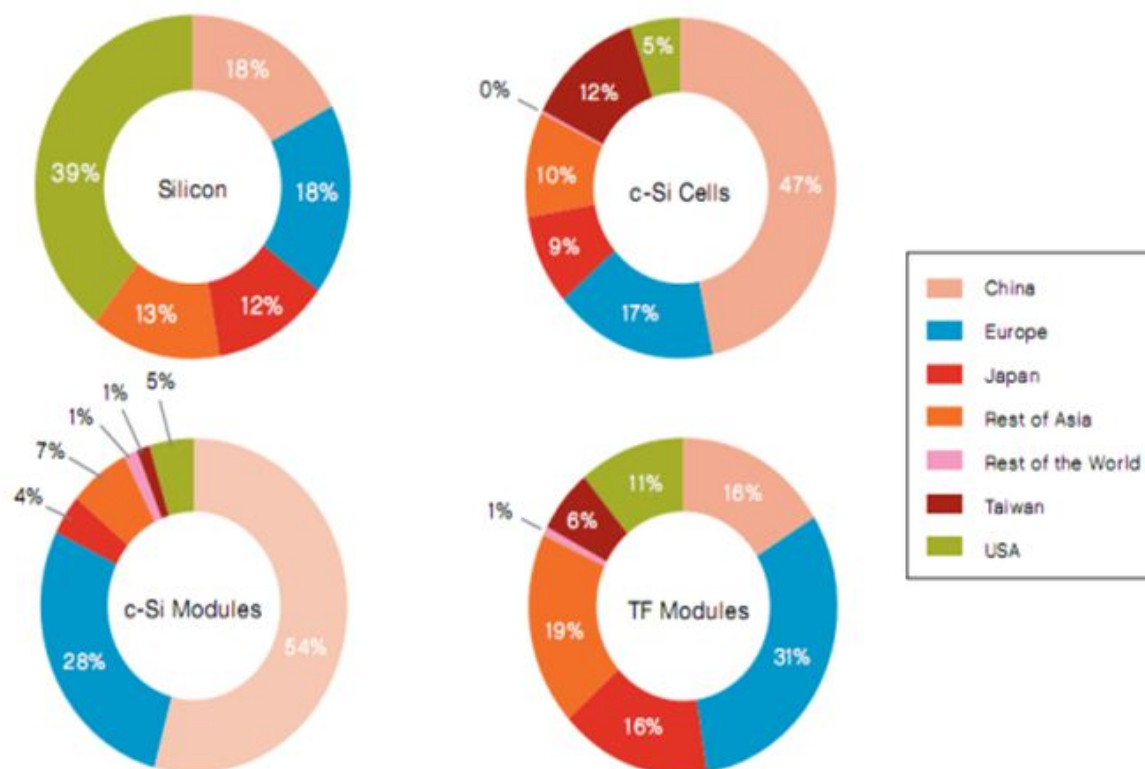


Figure 1.7 : capacités de production par région (source EPIA)

2.3.3. Évolution du marché du photovoltaïque en Algérie

- **Politique nationale de développement des énergies renouvelables**

La politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables en Algérie est encadrée par des lois et des textes réglementaires. Les principaux textes régissant les énergies renouvelables sont [1] :

- la loi sur la maîtrise de l'énergie,
- la loi sur la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable,
- la loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz, avec son corollaire le décret exécutif relatif aux coûts de diversification. Cette politique s'appuie sur un ensemble d'organismes et d'entreprises économiques prenant, chacun en ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables. Plusieurs organismes, relevant du secteur de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique sont en activité, parmi lesquels nous citons [1] :
 - le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER),
 - l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES),
 - l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelable (URAER),
 - l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS),
 - l'Unité de Recherche Matériaux et Énergies Renouvelables (URMER) de l'Université de Tlemcen,
 - l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS).

L'ensemble des organismes figure sur la carte donnée ci-après (figure 8).



Figure 1.8 : Organismes du secteur de l'enseignement

Au sein du secteur de l'énergie, l'activité relative à la promotion des énergies renouvelables est prise en charge par le Ministère de l'Énergie et des Mines et l'Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE) qui a été créée en 1987 et qui dispose d'un département dédié à cette activité [1]. Par ailleurs, la Direction Recherche et Développement qui a été érigée en 2005 en Centre de Recherche et de Développement de l'Électricité et du Gaz (CREDEG), filiale du Groupe Sonelgaz, intervient actuellement dans les domaines des études liées aux énergies renouvelables, du développement et de la formation spécialisée.

Au niveau du secteur de l'agriculture, il faut signaler l'existence du Haut Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS) qui réalise des programmes importants dans le domaine du pompage de l'eau et de l'électrification par énergie solaire au profit des régions steppiées [1].

Sur le plan des opérateurs économiques, plusieurs sociétés sont déjà très actives dans le domaine des énergies renouvelables. On compte actuellement des dizaines d'opérateurs privés dont l'activité touche aux énergies renouvelables.

Le Ministère de l'Énergie et des Mines s'attelle à la constitution d'un noyau pour cette industrie autour duquel pourraient se cristalliser tous les efforts. C'est dans la

perspective de constituer un creuset où seront valorisés les efforts de la recherche et de disposer d'un outil efficace de mise en œuvre de la politique nationale sur les énergies renouvelables que le Ministère de l'Énergie et des Mines a mis en place une société en joint venture entre Sonatrach (société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures), Sonelgaz (société algérienne de l'électricité et du gaz) et le groupe SIM (semoulerie de la Mitidja). Il s'agit de la société New Energy Alegria (NEAL) créée en 2002 dont la mission est le développement des énergies renouvelables en Algérie à une échelle industrielle.

L'objectif de la stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie est d'arriver à atteindre, à l'horizon 2017 à une part de ces énergies (y compris la cogénération) dans le bilan électrique national qui serait de 5% [2]. L'introduction des énergies renouvelables aura pour conséquence :

- une plus grande exploitation du potentiel disponible,
- une meilleure contribution à la réduction de CO₂,
- une réduction de la part des énergies fossiles dans le bilan énergétique national,
- un développement de l'industrie nationale,
- la création d'emplois.

L'introduction des énergies renouvelables dans le bilan énergétique, à hauteur de l'objectif fixé, suppose des investissements importants, de plusieurs milliards de dinars. Les coûts associés à cette politique volontariste de l'État pour le développement des énergies renouvelables seront assumés en partie par les consommateurs d'énergie et en partie par l'État.

L'objectif global fixé nécessite aussi une forte implication des différents acteurs (autant institutionnels qu'économiques) qui doivent encourager l'expansion des sources d'énergie renouvelables.

• **Potentiel du marché photovoltaïque :**

L'électricité en Algérie peut être produite à partir du photovoltaïque à travers les applications suivantes :

- les systèmes connectés au réseau,
- l'hybridation des centrales diesel,

- l'électrification rurale.

En réalité, ces applications sont mutuellement exclusives, le recours à l'une d'entre elles dépend principalement du lieu d'utilisation (figure 9) :

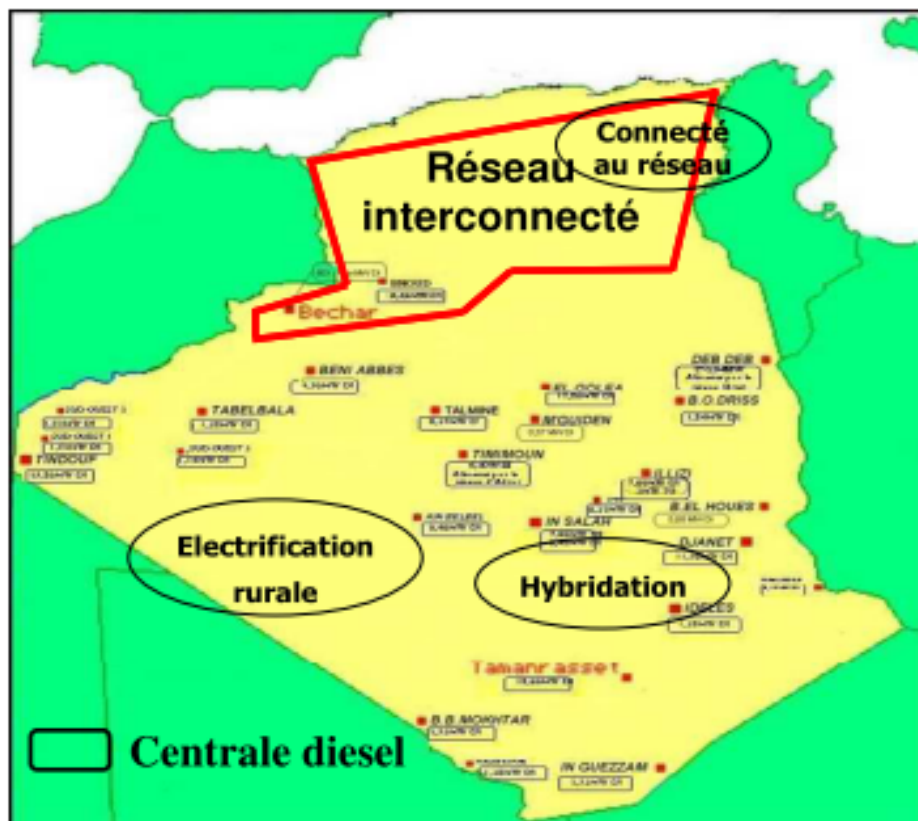


Figure 1.9 : Marché photovoltaïque Algérien

- **Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau**

C'est l'application la plus développée à travers le monde où plus de 98% de la puissance photovoltaïque installée est raccordée au réseau. Ce réseau peut être de la Basse tension pour les systèmes individuels ou bien de la moyenne tension pour des

Installations centralisées.

Avec un taux de croissance de 7,3% [2] la consommation énergétique nationale sera de 74 TWh à l'horizon 2017. Un scénario qualifié « fort » est considéré pour lequel la contribution des systèmes connectés au réseau dans le bilan énergétique est de 2%,

Pour une évolution de 35% de la puissance photovoltaïque à installer annuellement (moyenne au niveau mondial ces dix dernières années) [3], nous représentons le développement du marché Algérien par la figure 10. Pour ce scénario, avec 40 MW en 2011 nous atteindrons 240 MW à installer pour l'année 2017.

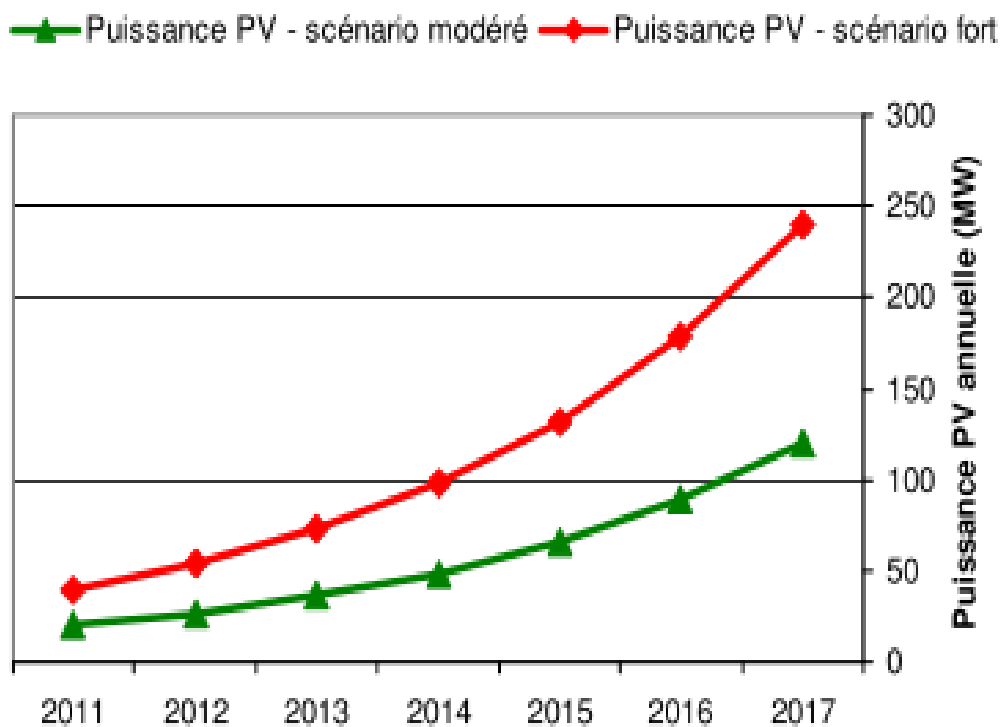


Figure 1.10 : Marché national photovoltaïque annuel

2.3.4. Évolution du marché par technologie

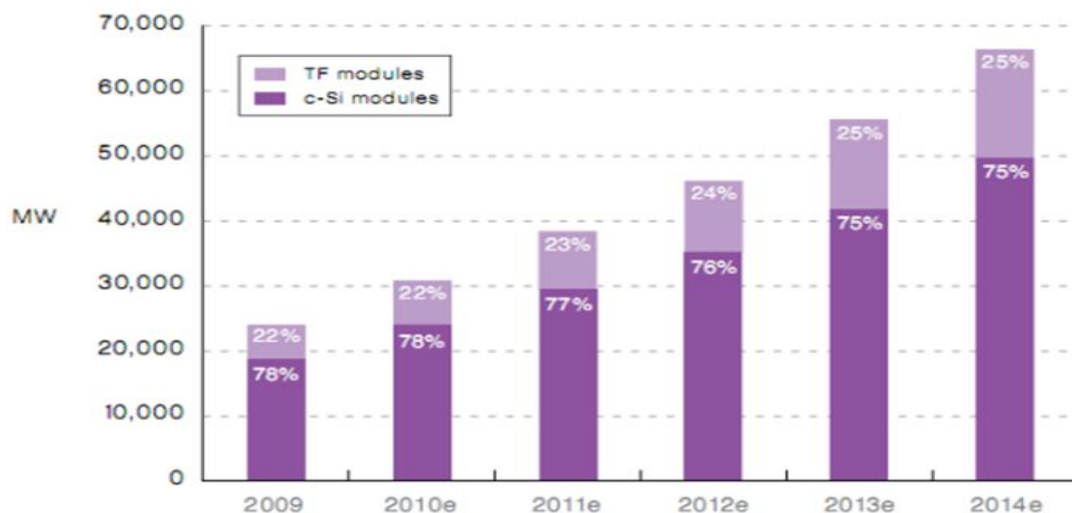


Figure 1.11 : capacité de production jusqu'en 2014 pour le silicium (c-si) et les couches minces (TF modules)

En 2014, la production mondiale de cellules photovoltaïques devrait atteindre 65 GW dont 25% de couche mince.

3. LES COÛTS DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE

3.1. Historique des coûts

Le graphique ci-dessous présente le coût d'une installation photovoltaïque de 10kWc fournie et posée hors ingénierie.

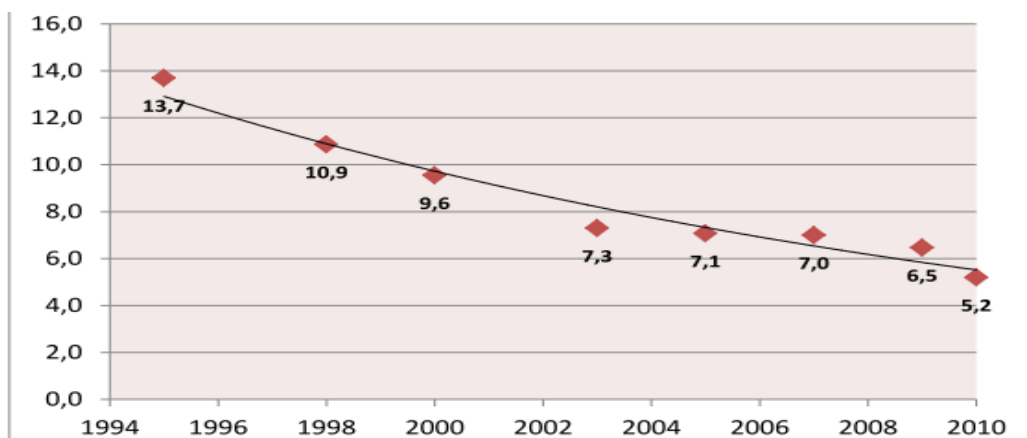


Fig. 1.12 : Évolution du coût du Wc installé de 1995 à 2010 pour une installation de 10 KWc.

Le coût du Wc installé a baissé presque linéairement entre 1995 et 2005 d'environ 0,5€ par an. On verra plus loin dans l'étude, les prévisions de coût du Wc à l'horizon 2030 [4].

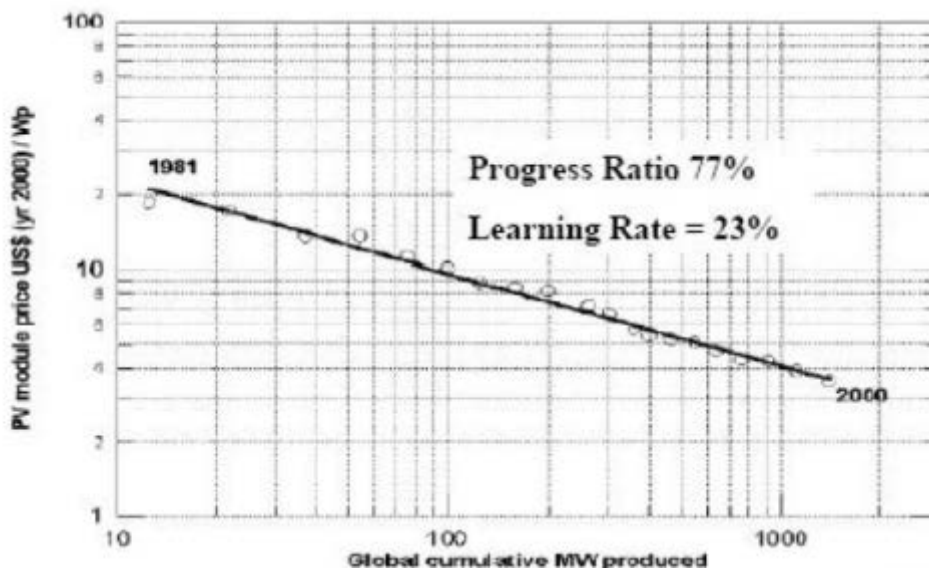


Figure 1.13 : Courbe d'apprentissage du photovoltaïque. Source : ex-DGEMP-DIDEME

Le concept de courbe d'expérience définit comment les coûts de production d'un bien décroissent quand la production cumulée est prise comme une approximation de l'expérience accumulée dans la production et l'usage de la technologie.

Les courbes d'expériences montrent que pour chaque doublement de la production cumulée, le coût est réduit d'un pourcentage constant représentant le taux d'apprentissage. Ce concept s'applique bien à la technologie solaire photovoltaïque qui est étroitement liée aux applications du silicium.

3.2 Perspective à l'horizon 2035

Pour la période 2015-2035, la baisse moyenne anticipée par la DGEC (ex-DGEMP) est d'environ 10,5€/MWh/an pour le résidentiel et 7€/MWh/an pour le commercial.

Il est indispensable de bien noter que ces estimations sont réalisées sans tenir compte d'éventuelle rupture technologique. En effet, la découverte d'un nouveau procédé de fabrication ou d'un nouveau semi-conducteur qui présenteraient des rendements bien

supérieurs aux 18% atteignables aujourd’hui par le silicium monocristallin, aurait un impact énorme et certain sur le coût du MWh produit.

S’il est impossible de savoir précisément quand cette rupture technologique interviendrait, on peut néanmoins estimer qu’elle a plus de chance d’intervenir entre 2015 et 2035 qu’entre 2008 et 2015.

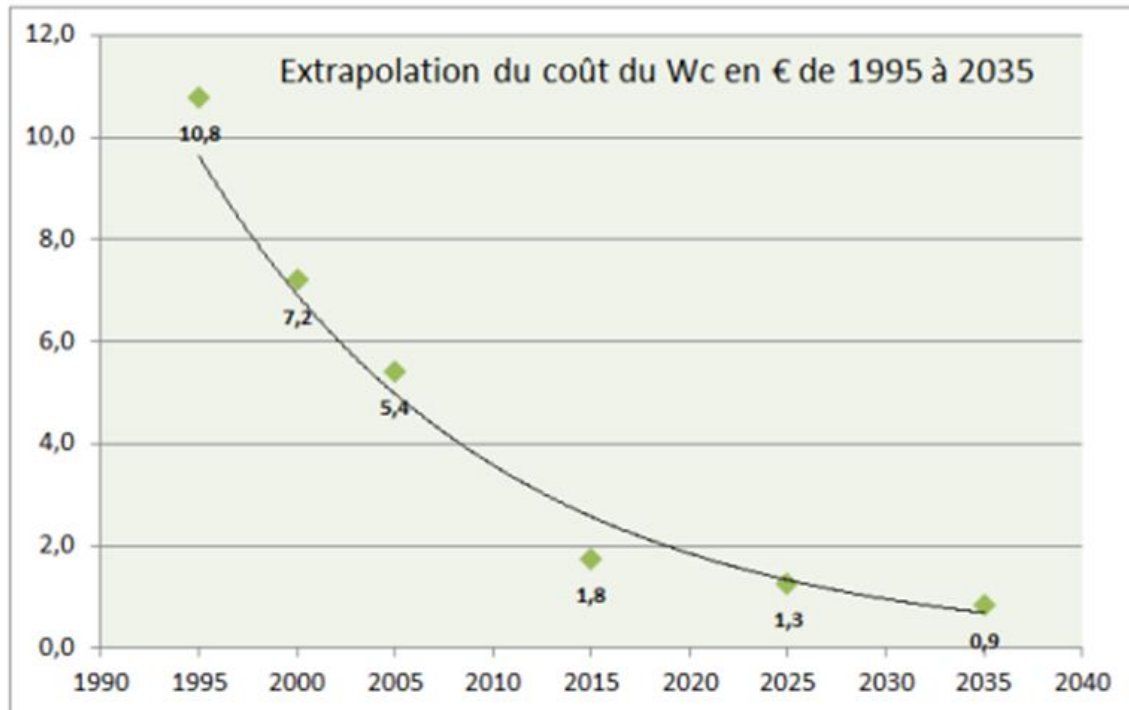


Figure 1.14 : Extrapolation de l’évolution du cout du Wc de 1995 à2035

Cette extrapolation est issue des données précédentes de l’IEA et de l’EPIA. La courbe de tendance qui apparaît sur le graphe est de type exponentiel. On remarque sur ce graphe qu’une valeur en particulier s’écarte de cette tendance : le coût estimé du Wc pour 2015.

Le coût du Wc estimé par EPIA pour l’année 2015 apparaît bien optimiste. Le coût de ce Wc, s’il s’inscrivait sur la courbe de tendance serait en 2015 de 2,34€.

4. CONCLUSION

Le développement du photovoltaïque en Algérie a connu ces dernières années un nouvel essor dû à l'importance accordée par les pouvoirs publics aux énergies renouvelables. L'adoption d'un cadre juridique favorable, la création d'une multitude d'organismes œuvrant dans ce secteur et le lancement d'importants projets témoignent de cette volonté. Il n'en demeure pas qu'il reste beaucoup à faire dans ce domaine et pour lequel une synergie entre les différents intervenants est plus que nécessaire. L'expansion du photovoltaïque dans notre pays passera impérativement par le développement des applications connectées au réseau tel qu'il se fait ailleurs à travers le monde.

Le potentiel solaire dont dispose l'Algérie, l'ouverture du marché de l'électricité et le cadre juridique favorable en font que le marché photovoltaïque Algérien s'annonce parmi les plus importants de la région.

Chapitre 2

Description des systèmes PV raccordé au réseau

Même s'il n'existe pas encore de réglementation et de norme standard, le photovoltaïque raccordé réseau doit respecter certains principes. Les différents retours d'expérience européens (et même mondiaux d'ailleurs) ont en effet permis de dégager une composition, des configurations et des schémas de raccordement communs, qu'il est nécessaire de connaître pour comprendre l'intérêt du photovoltaïque raccordé...

I- Composition d'un système photovoltaïque

D'une manière très simple, un générateur photovoltaïque raccordé réseau comprend les éléments suivants [36] :

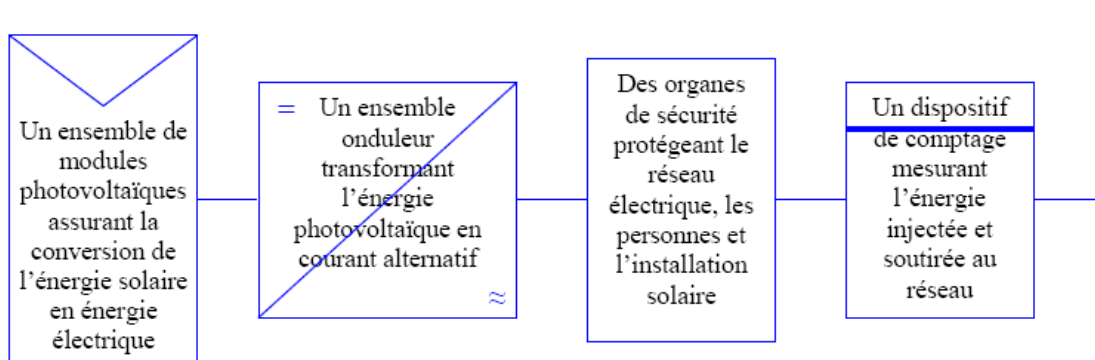


Figure 2.1 : Composition d'un système photovoltaïque raccordé réseau

A-Premier élément : Le module photovoltaïque

Avant de parler sur le module photovoltaïque, il est nécessaire de passer en revue la description de la filière conversion photovoltaïque.

A.1. L'électricité photovoltaïque

Le phénomène mis en jeu dans l'effet photovoltaïque consiste en l'apparition d'une différence de potentiel quand on génère des porteurs de charges par excitation lumineuse au voisinage d'une jonction, c'est-à-dire d'un contact entre deux semi-conducteurs de types différents: l'un de type positif, l'autre de type négatif (figure en face).

A- Premier élément : Le module photovoltaïque

Avant de parler sur le module photovoltaïque, il est nécessaire de passer en revue la description de la filière conversion photovoltaïque.

A.1. L'électricité photovoltaïque

Le phénomène mis en jeu dans l'effet photovoltaïque consiste en l'apparition d'une différence de potentiel quand on génère des porteurs de charges par excitation lumineuse au voisinage d'une jonction, c'est-à-dire d'un contact entre deux semi-conducteurs de types différents: l'un de type positif, l'autre de type négatif (figure en face).

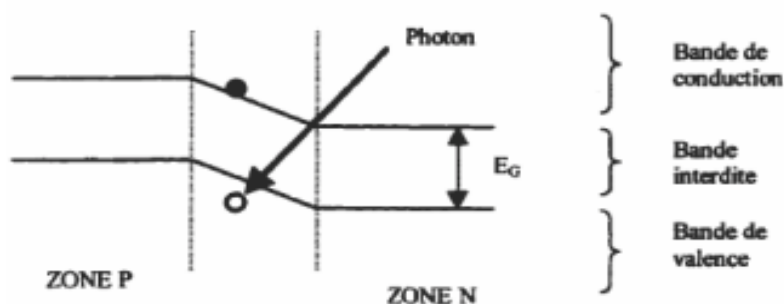


Figure 2.2 : Jonction P-N d'une diode

Dans le cas du silicium, on obtient un semi-conducteur de type P (positif) en dopant le silicium avec du bore et on obtient celui de type N (négatif) en le dopant avec du phosphore. Ainsi, l'effet photovoltaïque résulte de la discontinuité qui existe dans le semi-conducteur entre les niveaux d'énergie que peuvent prendre les porteurs de charges qui sont les électrons et les trous. Cette discontinuité forme une bande interdite dont la largeur correspond à environ 1,12 électronvolt. Ainsi, pour autant qu'il possède une énergie supérieure à celle correspondant à la bande interdite (dite énergie de Gap), un photon arrache un électron à la bande de valence et l'amène à la bande de conduction. Cependant tout arrachement d'électron occasionne la création d'un trou. De même, à chaque fois qu'un photon arrive avec une énergie supérieure à l'énergie de Gap, il y

a création d'une paire électron-trou. Lorsque cette création a lieu à proximité d'une région où règne un champ électrique intense, les porteurs libres en excès sont séparés et collectés de part et d'autre du semi-conducteur; d'où l'établissement d'un courant électrique dans ce dernier.

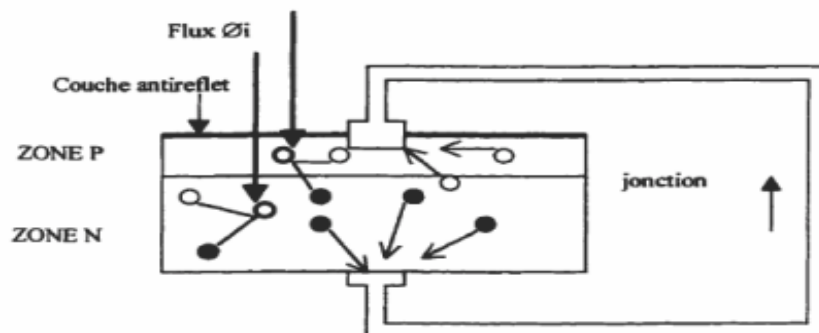


Figure 2.3 : Création de paire électron-trou dans in semi conducteur

La création d'un courant à partir du rayonnement (effet photovoltaïque) est donc liée à trois phénomènes successifs :

- la création de paires électrons trou sous l'effet du rayonnement.
- le mouvement des paires électrons trou vers la jonction sous l'action des forces de diffusion.
- la collecte de tous les paires électrons trou.

A.2. Caractéristiques d'un capteur photovoltaïque

A.2.1. Schéma équivalent

Un module photovoltaïque (PV) est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques connectées en série. Un panneau photovoltaïque (PVP) est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques connectés en parallèle, avec :

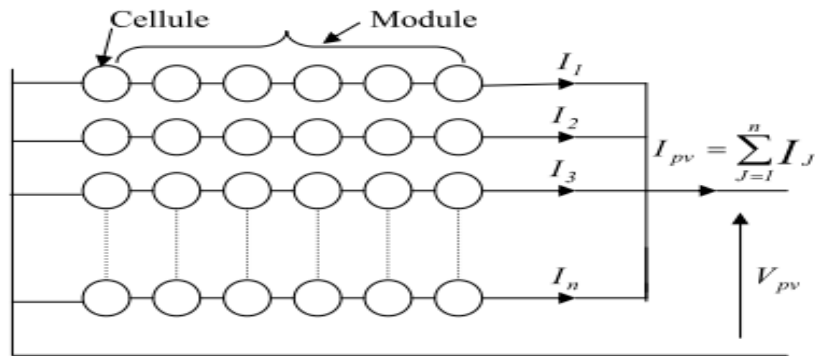


Figure 2.4 : Schéma d'un panneau photovoltaïque constitué par plusieurs modules

Interconnectés parallèle série

I_j : Le courant débité par un module.

I_{pv} : Le courant total débité par un panneau.

V_{pv} : La tension aux bornes du panneau PV.

Une cellule photovoltaïque est un générateur de courant de puissance finie. Son schéma équivalent est composé d'une source de courant (I_{ph}) proportionnel au rayonnement incident (G) et à la température ambiante (T_a). Cette source est fermée sur une diode (D) placée en Parallèle avec une résistance shunt (R_{sh}). L'ensemble est mis en série avec une résistance de connexion (R_s). Le courant généré (I) suite à la connexion d'une charge, engendre une tension (V).

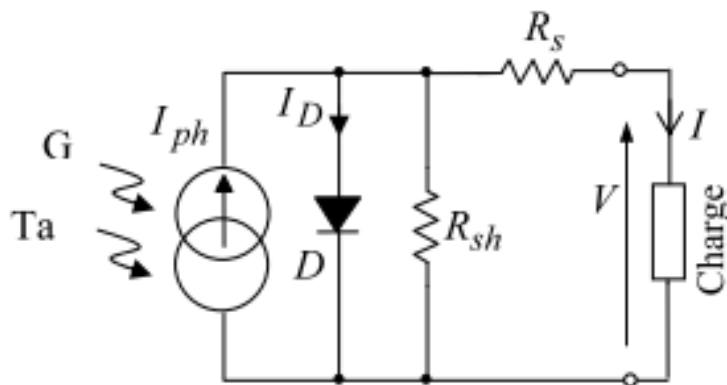


Figure 2.5 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

I_D : Courant dans la diode. Il représente le courant de fuite interne à une cellule.

R_{sh} : Résistance shunt. Elle est parcourue par un autre courant de fuite.

R_s : Résistance série. Elle engendre les pertes provoquées par le contact électrique des cellules entre elles.

Le courant et la tension offerts par le module PVP, suite à la connexion d'une charge, s'expriment, en fonction du rayonnement solaire global (G) et de la température ambiante (T_a), respectivement par :

$$I_{pv} = 3.33 + 1.2 \times 10^{-3} \left(\frac{G}{1000} \right) \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) + 3.35 \left(\frac{G}{1000} - 1 \right),$$

$$V_{pv} = 12 + 0.07 \times \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) - 0.8 \times \left[1.210^{-3} \left(\frac{G}{1000} \right) \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) + 3.35 \left(\frac{G}{1000} - 1 \right) \right]$$

Remarque : Le modèle précédent donne le courant et la tension à la sortie du PPV sur la base de connaissance de la tension délivrée en conditions standards. Un modèle plus généralisé basé sur le schéma équivalent du PPV est aussi utilisé. Ce modèle présente l'inconvénient qu'il est non linéaire. Si on considère n_p modules en parallèle de n_s cellules chacun, le courant délivrée par le PPV est donné par la relation suivante :

$$I_{pv} = n_p \left\{ I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \right\} \text{ avec } V_T = \frac{K_B \cdot T_a \cdot n}{q}$$

$$I_{ph} = \left[I_{SC,STC} + \alpha_{STC} (T - T_{a,ref}) \right] \frac{G}{1000}$$

Où $K_B = 1.3806 \times 10^{-23}$ [J/K] : la constante de Boltzmann ; $q = 1.6 \times 10^{-19}$ [C], I_0 est le courant de saturation inverse de la diode, n est le facteur de non idéalité (=1,62) de la diode et V_T est le potentiel thermodynamique. De même, la tension aux bornes d'un module photovoltaïque de N_s cellules, groupées en série, en fonction du courant de charge est décrite par l'équation suivante :

$$V_{pv} = N_S \cdot V_T \ln \left(\frac{I_{SC,STC} - I_{pv}}{I_0} \right),$$

Le comportement d'un module PVP connecté à une charge est caractérisé par des courbes courant-tension et puissance-tension. Le point de fonctionnement ne dépend que de la conductance de la charge. La figure ci-dessous (fig.5) donne le réseau de caractéristiques (I_{pv} , V_{pv}) pour différents éclairagements et une température ambiante constante (25°C).

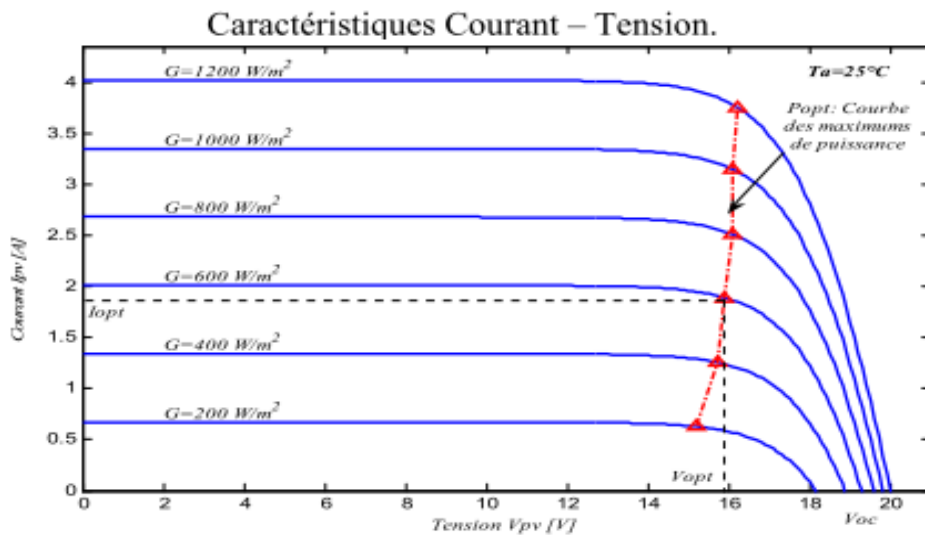


Figure 2.6 : Caractéristiques Courant – Tension pour différents éclairagements solaires.

De même La figure ci-dessous (Fig2.6) donne le réseau de caractéristiques (P_{pv} , V_{pv}) pour différents éclairagements et une température ambiante constante (25°C).

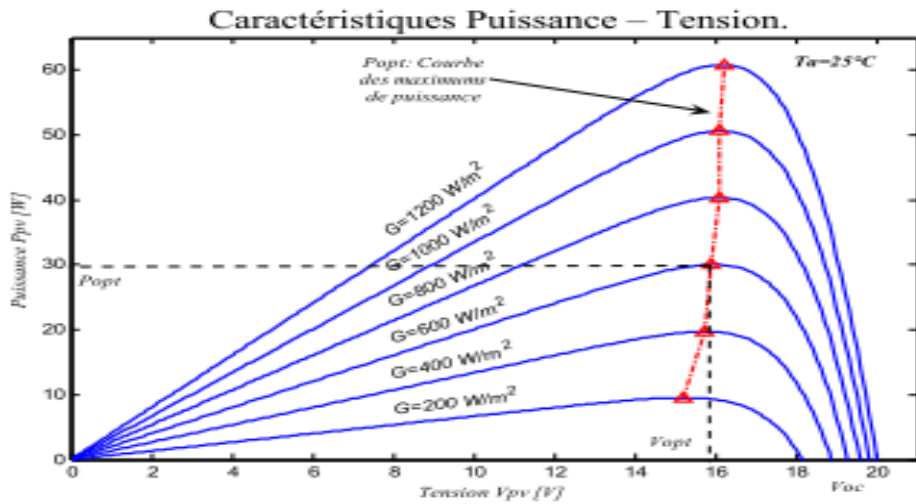


Figure 2.7 : Caractéristiques Puissance – Tension pour différents éclairagements solaires.

La figure suivante (fig2.7) présente le réseau de caractéristiques Courant – Tension pour différentes températures ambiantes et un éclairage constant (1000W/m^2)

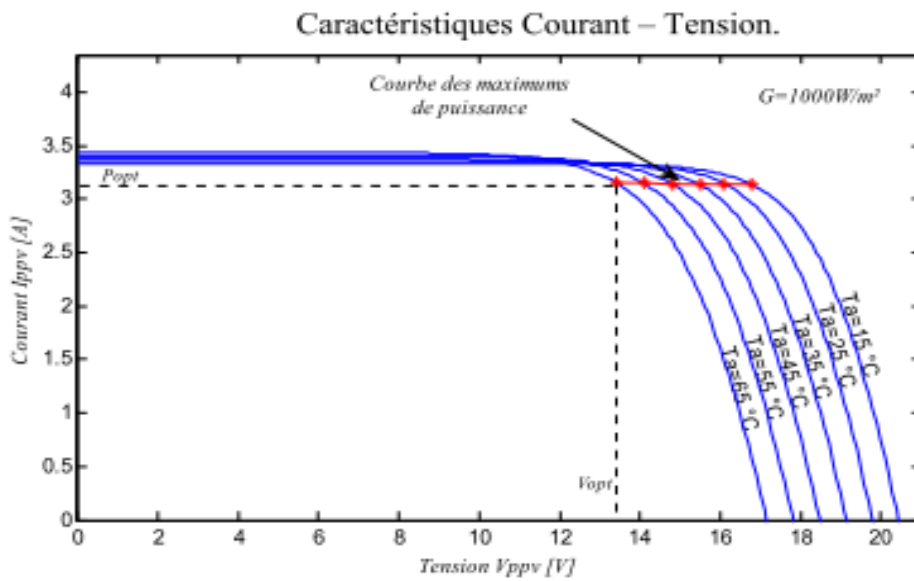


Figure 2.8 : Caractéristiques Courant – Tension pour différentes températures ambiantes et pour un éclairage constant (1000W/m^2).

La figure ci-dessous (fig.8) présente le réseau de caractéristiques Puissance – Tension pour différentes températures ambiantes et un éclairage constant (1000W/m^2).

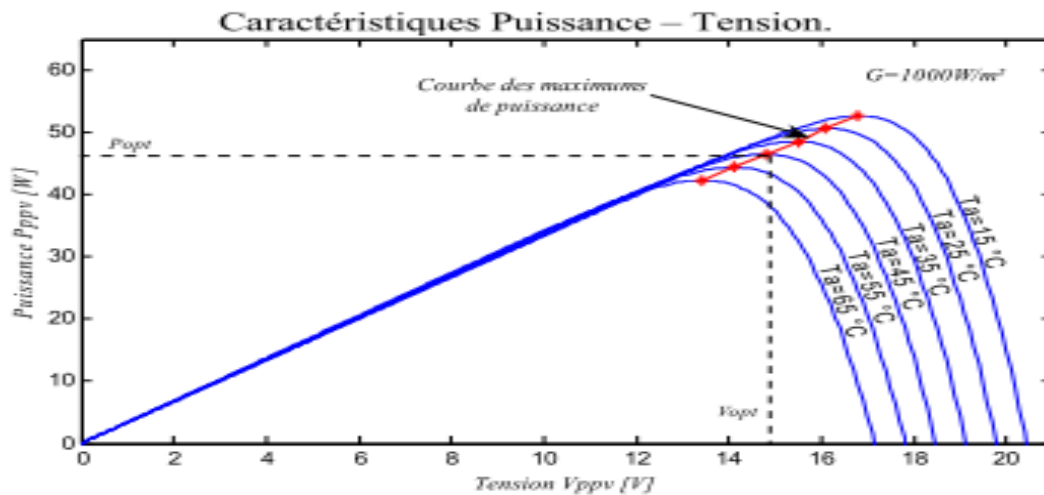


Figure 2.9 : Caractéristiques Puissance – Tension pour différentes températures ambiantes et pour un éclairement constant (1000W/m^2).

Les réseaux de caractéristiques ci-dessus sont les résultats d'une simulation effectuée pour le module photovoltaïque SM50-H en utilisant les équations déjà établies. Cette simulation confirme que le fonctionnement du module PVP est essentiellement sensible à l'éclairement. Les points de maximum de puissance de chaque réseau de courbes forment une nouvelle caractéristique (P_{opt}, V_{ppv}). Chaque point de fonctionnement du module PVP sur cette caractéristique, définie par (I_{opt}, V_{opt}), permet de positionner le générateur dans son maximum de puissance.

B- Deuxième élément : L'onduleur

Le rôle de l'onduleur est de transformer le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif fourni par le réseau électrique.

L'onduleur est un appareil électronique de haute technologie, géré par microprocesseur, garantissant que le courant produit répond exactement aux normes fixées par les compagnies d'électricité ou les autorités compétentes. Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique, muni d'un radiateur.

C- Troisième élément : Organes de sécurité et de raccordement

Les organes de sécurité et de raccordement assurent des fonctions de protection vis-à-vis de l'utilisateur, de l'installation photovoltaïque et du réseau. Elles se déclinent sous 3 formes :

- La protection de découplage dont l'objectif est de ne pas laisser sous tension un ouvrage en défaut. Elle permet ainsi de déconnecter l'installation photovoltaïque du réseau électrique lorsqu'un problème technique survient.
- La protection contre la foudre dont l'objectif est de protéger autant que possible le générateur photovoltaïque des impacts directs (impacts sur la construction) et induits (impacts au sol, surtension véhiculée par le réseau électrique) de la foudre.
- La mise à la terre dont l'objectif est de protéger les personnes et les équipements, d'accroître la fiabilité des équipements et de réduire les risques de détérioration en cas de foudre.

D- Quatrième élément : Le comptage de l'énergie injectée et soutirée au réseau

L'un des principes du photovoltaïque raccordé étant de soutirer et de revendre l'électricité au réseau de distribution, un comptage de l'énergie injectée et soutirée doit être réalisé. Ce comptage s'effectue par l'intermédiaire d'au moins deux compteurs, l'un situé aux bornes aval du disjoncteur, l'autre au point de livraison, c'est-à-dire en entrée du réseau.

II- Configurations d'un générateur raccordé réseau

Suivant l'effet recherché, le générateur photovoltaïque raccordé réseau se décline selon deux variantes :

La première, l'installation de connexion sécurisée permet à la fois une production directe mais aussi autonome d'énergie. Elle fournit ainsi de l'électricité au producteur en toute occasion par l'intermédiaire d'un parc de stockage et permet d'injecter sur le réseau de distribution une partie ou l'intégralité de sa production tant que celui-ci n'est pas défaillant.

La deuxième, l'installation de connexion pure, permet une production d'énergie « au fil du soleil ». Elle fournit ainsi de l'électricité au producteur et/ou au réseau de distribution durant la journée, tant que ce dernier n'est pas défaillant.

A- Principe de fonctionnement de l'installation de connexion sécurisée

La variante avec générateur de sécurisation a pour objet, en l'absence du réseau électrique, d'utiliser à la fois l'énergie emmagasinée dans des batteries et celle fournie par les panneaux Photovoltaïques pour alimenter des usages prioritaires d'une installation.

Cette solution permet d'utiliser au maximum l'énergie fournie par le champ photovoltaïque en assurant, en cas de défaillance du réseau, une alimentation instantanée d'appareils secourus :

En présence du réseau électrique, l'énergie fournie par le champ photovoltaïque maintient en charge la batterie via un régulateur.

L'excédent d'énergie photovoltaïque fourni est converti en énergie alternative 230 V par un onduleur synchrone, pour être consommée par le producteur, ou réinjectée sur le réseau.

Cette injection est possible tant que le réseau reste dans la plage de tolérance de tension et fréquence préfixée au niveau de l'onduleur.

En cas de défaillance du réseau électrique, les circuits non secourus ne sont plus alimentés.

L'onduleur s'arrête de fonctionner en mode synchrone et bascule instantanément en mode autonome.

Les circuits secourus sont basculés automatiquement sur la sortie de l'onduleur autonome.

En conséquence, le système devient complètement autonome : Les appareils connectés sur les circuits secourus sont alimentés par l'onduleur convertissant l'énergie fournie par le panneau solaire et la batterie en énergie alternative 230 V.

Au retour de la tension du réseau, les circuits non secourus et secourus sont alimentés instantanément par le réseau de distribution. L'onduleur continue de fonctionner en mode autonome pendant quelques minutes pour ensuite basculer en mode synchrone...

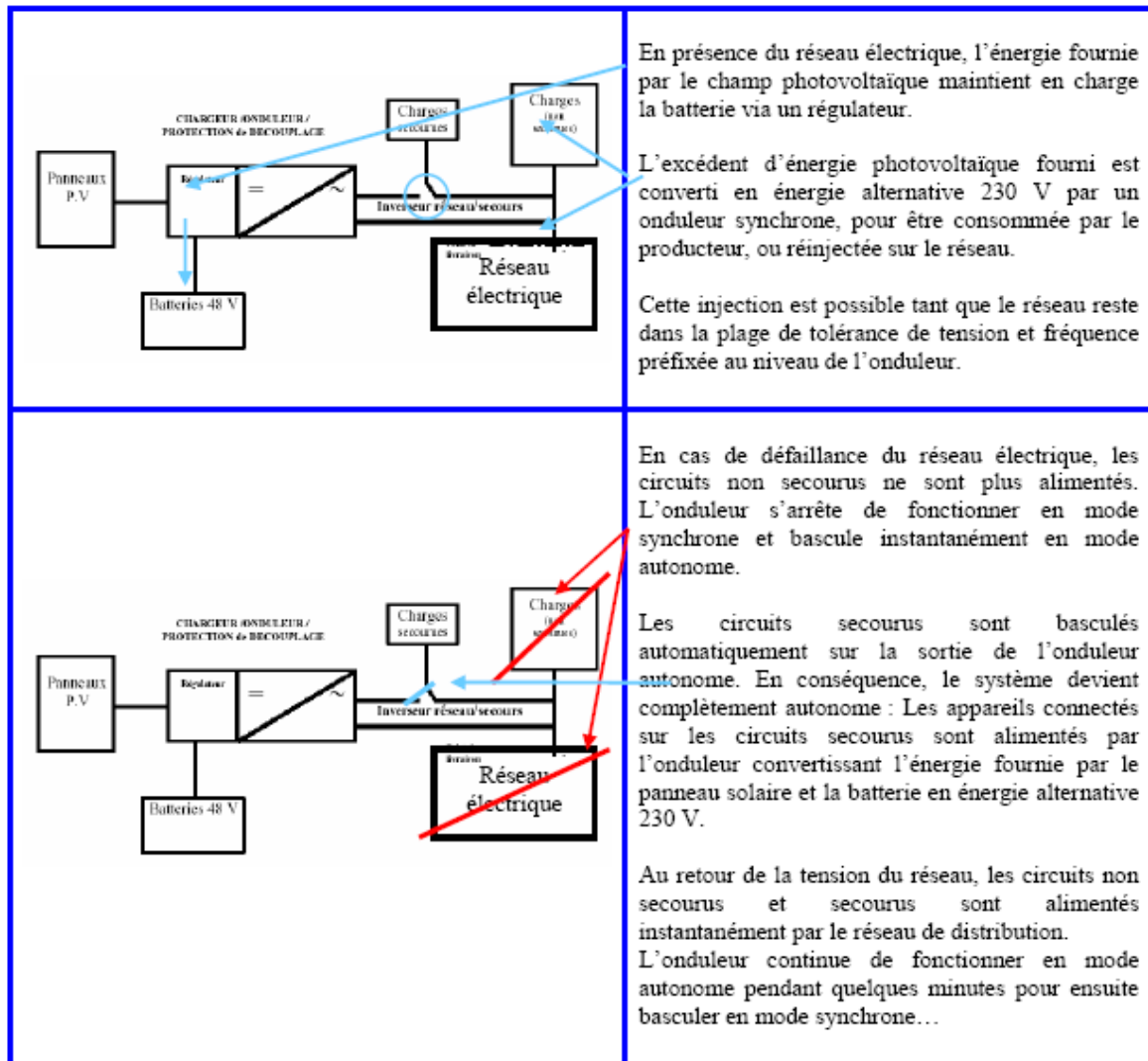


Figure 2.10: Principe de fonctionnement de la connexion sécurisée

B- Principe de fonctionnement de l'installation de connexion pure

Le générateur dit de connexion pure a pour objet, en présence du réseau électrique, de produire une électricité consommée par le propriétaire, ou revendue au réseau de distribution.

Cette solution permet d'utiliser l'énergie fournie par le champ photovoltaïque tant qu'il n'y a pas de défaillance du réseau :

En présence du réseau électrique, l'onduleur convertit l'énergie fournie par le champ solaire en énergie alternative 230 V. Cette énergie est soit consommée par le producteur, soit injectée sur le réseau électrique, tant que ce dernier reste dans une plage de tolérance de tension et de fréquence préfixée.

En cas de défaillance du réseau électrique, l'onduleur s'arrête de fonctionner. L'énergie produite par le champ photovoltaïque n'est donc plus transformée en énergie alternative, et n'est pas utilisable par le producteur. Au retour de la tension du réseau, les charges sont alimentées instantanément par le réseau de distribution. L'onduleur bascule ensuite en mode synchrone pour réinjecter l'énergie photovoltaïque fournie au réseau.

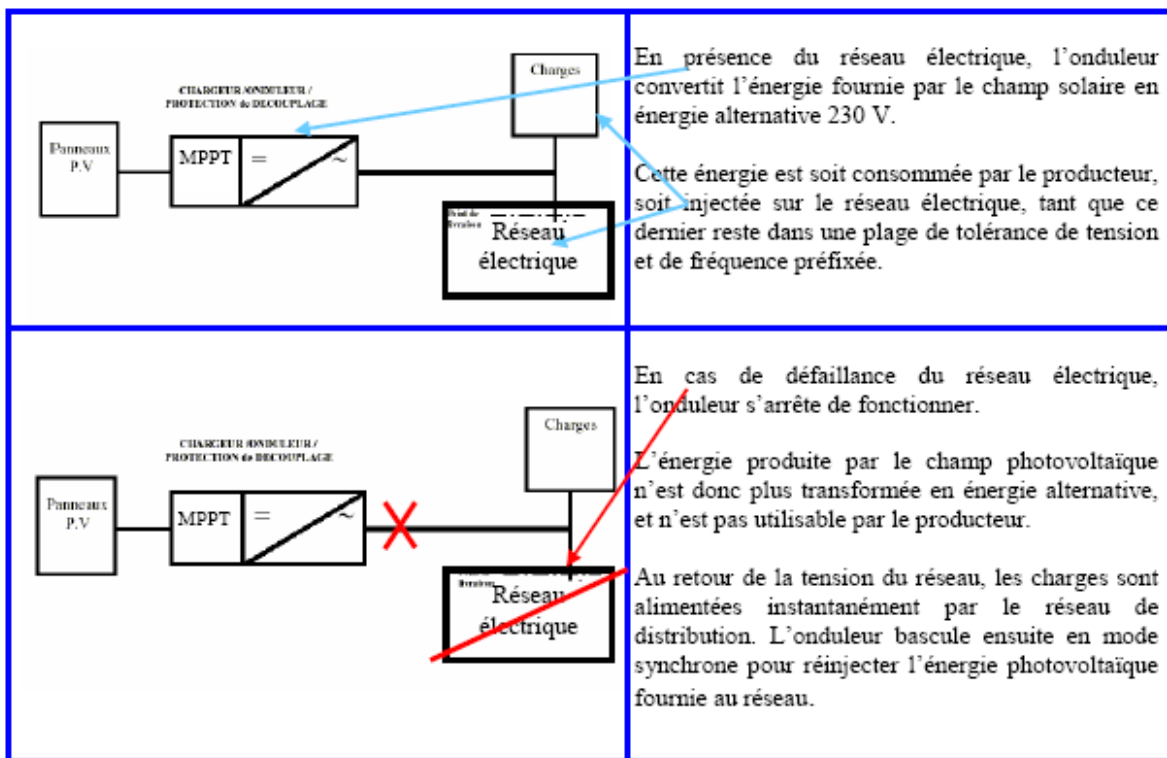


Figure 2.11 : Principe de fonctionnement de la connexion pure

III- Schémas de raccordement des installations

En Europe, il existe deux schémas de raccordement pour les installations photovoltaïques :

Le premier, utilisé dans le cadre de l'injection des excédents de production, permet de consommer une partie de la production photovoltaïque et revendre le surplus au réseau de distribution.

Le deuxième, utilisé dans le cadre de l'injection de la totalité de la production, consiste à revendre la totalité de la production photovoltaïque au réseau de distribution.

A- Cas de l'injection des excédents de production

Dans le cas de l'injection des excédents de production, le générateur de production photovoltaïque est raccordé à la fois sur l'installation intérieure et sur le réseau Basse Tension.

Comme le client consomme une partie de sa production et soutire une partie de sa consommation, une installation doit être équipée de deux compteurs électroniques installés « tête bêche »: Réseau électrique.

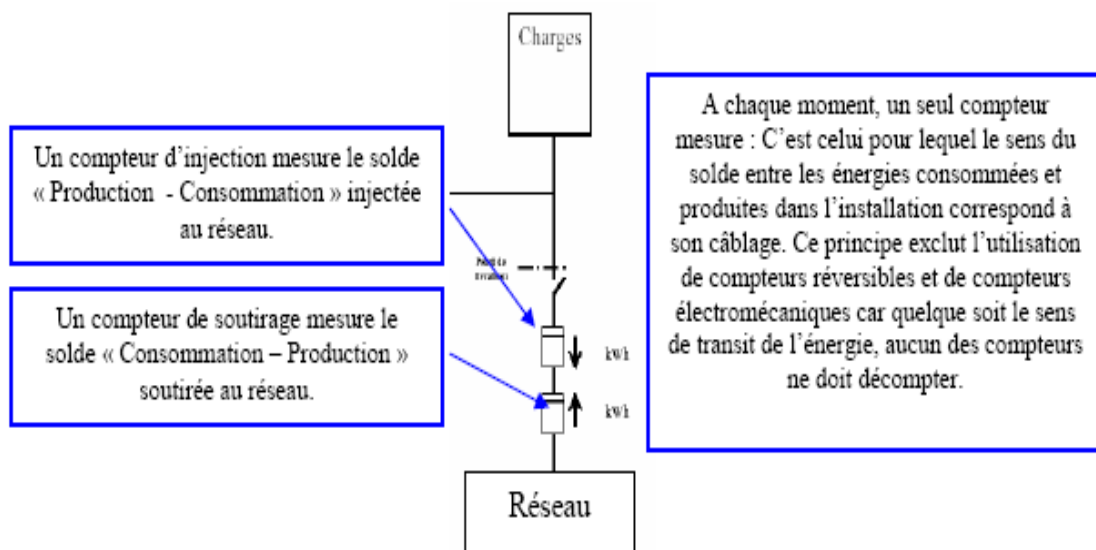


Figure 2.12: Schéma de raccordement « injection des excédents de production »

B- Cas de l'injection de la totalité de la production

Dans le cas de l'injection de la totalité de la production, le générateur photovoltaïque est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison « production » distinct du point de livraison « consommation » utilisé pour les besoins en soutirage du producteur.

Cette dissociation entre le point de livraison « consommation » et le point de livraison « production » conduit à étoiler le branchement en deux :

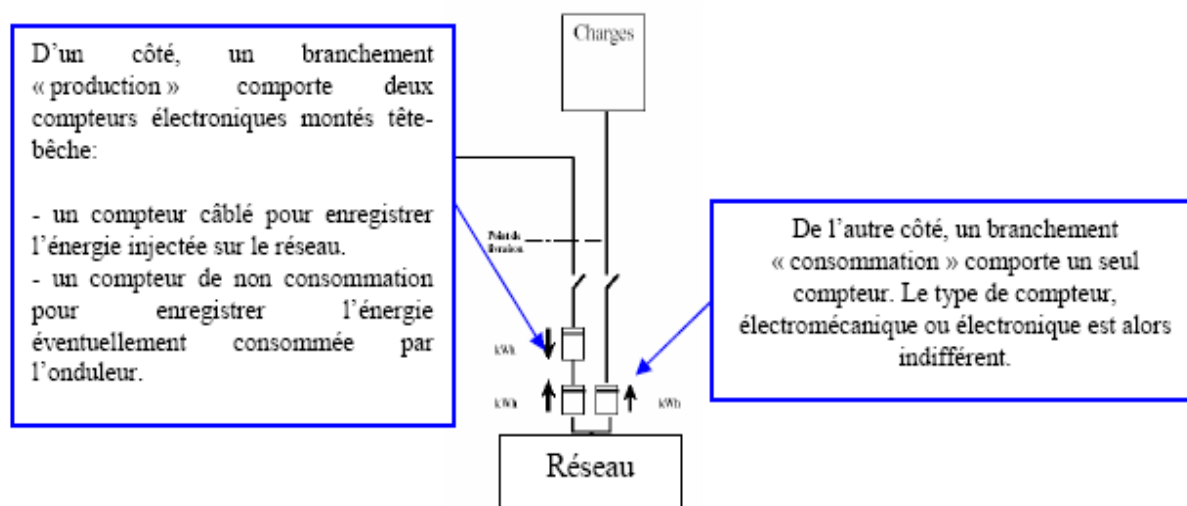


Figure 2.13 : Schéma de raccordement « injection de la totalité de la production »

Un compteur de soutirage mesure le solde « Consommation – Production » soutirée au réseau.

Un compteur d'injection mesure le solde « Production - Consommation » injectée au réseau.

A chaque moment, un seul compteur mesure : C'est celui pour lequel le sens du solde entre les énergies consommées et produites dans l'installation correspond à son câblage. Ce principe exclut l'utilisation de compteurs réversibles et de compteurs électromécaniques car quelque soit le sens de transit de l'énergie, aucun des compteurs ne doit décompter.

De l'autre côté, un branchement « consommation » comporte un seul compteur. Le type de compteur, électromécanique ou électronique est alors indifférent.

D'un côté, un branchement « production » comporte deux compteurs électroniques montés tête bêche:

- un compteur câblé pour enregistrer l'énergie injectée sur le réseau.
- un compteur de non consommation pour enregistrer l'énergie éventuellement consommée par l'onduleur.

- **Configuration étudiée dans le cadre de notre étude**

Dans le cadre de notre étude, nous avons privilégié la solution de la connexion pure injectant la totalité de la production photovoltaïque car :

1. La solution de la connexion sécurisée est réservée à des applications très précises et marginales, demandant un niveau élevé de fourniture électrique (circuit de surveillance, circuit de sécurité, hôpitaux...)
2. Elle représente la solution la plus rentable

Chapitre 3

Impacts des systèmes photovoltaïques sur les réseaux

PARTIE 1 : QUALITE DE L'ENERGIE

ELECTRIQUE

La vente de l'énergie électrique repose sur la qualité de la marchandise; qualité demandée par le consommateur pour l'usage bien particulier qu'il veut en faire; qualité offerte par le producteur distributeur, compte tenu des conditions économiques de la production de l'énergie électrique.

Tous les appareillages électriques (de consommation ou de production) raccordés au RPD sont conçus pour fonctionner dans des gammes de tension et de fréquence définies. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau sont dans l'obligation de respecter (et donc de faire respecter) les caractéristiques de la tension fournie par les RPD, caractéristiques décrites dans la norme NF EN 50160 et renforcées par l'arrêté du 24 décembre 2007 sur la qualité des réseaux électriques.

I. Caractéristique de réseau :

La norme EN 550160 définit les principaux facteurs et limites qui interviennent pour la caractérisation du service, qui sont [36] :

- La variation de la tension d'alimentation ne doit pas dépasser $\pm 10\%$,
- Une variation rapide de la tension ne dépasse généralement pas 5 % de U_n , mais peut atteindre 10 % de U_n pendant de courts instants,
- Le niveau de sévérité de longue durée du papillotement lié aux fluctuations de la tension doit rester inférieur ou égal à 1 pendant 95 % du temps,
- Les creux de tension ont en général une durée de moins d'une seconde et une tension résiduelle supérieure à 40 % de U_n (des creux de tension plus profonds et plus longs peuvent néanmoins survenir),
- La coupure brève de la tension d'alimentation dure moins de 1 s dans 70 % des cas,

- Les coupures longues de la tension d'alimentation sont accidentelles, et la fréquence des coupures supérieures à 3 minutes dépend des régions et des structures de réseaux,
- La surtension temporaire entre conducteurs actifs et terre peut atteindre la valeur de tension entre phases (max. de 440 V) et sa durée est normalement limitée à 5 s,
- La surtension transitoire entre conducteurs actifs et terre au point de fourniture ne dépasse généralement pas 6 kV crête,
- Le déséquilibre de la tension d'alimentation, en conditions normales d'exploitation, doit être tel que , 95 % des valeurs efficaces moyennées sur dix minutes de la composante inverse de la tension d'alimentation doivent se situer entre 0 et 2 % de la composante fondamentale directe ,
- Tensions harmoniques : limites maximales définies pour 95 % des valeurs efficaces des harmoniques jusqu'au rang 20, moyennées sur dix minutes pendant une période d'une semaine ; le taux de distorsion harmonique global ne doit pas dépasser 8 %
- Tensions inter harmoniques (à l'étude),
- Transmission de signaux d'information sur le réseau : limites de tension définies en fonction de la fréquence du signal.

1. Variation de fréquence

La norme (NF EN50160) impose des limites rigides aux variations de fréquence La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau de distribution est de 50 Hz. la fréquence ne s'écarte pas plus de 1 Hz en plus ou en moins de la valeur nominale de ($\pm 2 \%$) pour 99.5% du temps [38].

Modèle mathématique

$$x(t) = X_0 \cos \theta(t) \rightarrow \begin{cases} \text{phase instantanée :} & \theta(t) = 2\pi \int_0^t f(\tau) d\tau \\ & \downarrow \quad \uparrow \\ \text{fréquence instantanée :} & f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta(t)}{dt} \end{cases}$$

$$f_0(t) = f_0 + \Delta_f(t) \rightarrow \text{erreur normalisée en fréquence} = \frac{f_0(t) - f_0}{f_0}$$

2. Variation de la tension

La variation de la tension d'alimentation ne doit pas dépasser ($\pm 10\%$) de la valeur nominale (son amplitude) de la tension 230V selon les normes européennes.

Modèle mathématique :

$$x(t) = X_0(t) \cos(2\pi f_0 t + \varphi_0) \rightarrow \text{amplitude instantanée : } X_0(t)$$

$$X_0(t) = X_0 + \Delta_X(t) \rightarrow \text{erreur normalisée en amplitude} = \frac{X_0(t) - X_0}{X_0}$$

3. Variation rapide de la tension

Une variation rapide de la tension se sont des variations soudaines mais relativement faibles elle ne dépasse généralement pas 5% de U_n , mais peut atteindre 10% de U_n pendant de court instant [38].

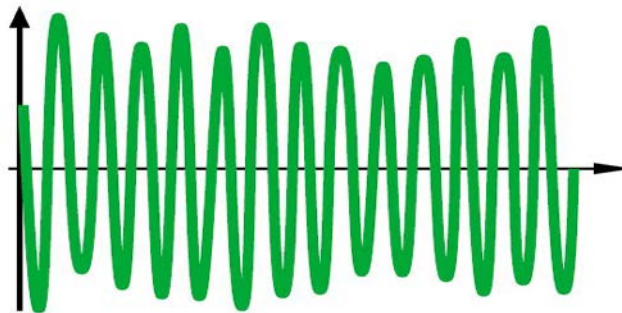


Figure 3.1 : variation rapide de la tension (source ct 199 Schneider)

4. Papillotement

Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. À certaines fréquences, l'œil peut percevoir l'effet sur l'éclairage de très faibles variations de tension. La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par ce phénomène.

Le niveau de sévérité de longue durée du papillotement lié aux fluctuations de la tension doit rester inférieur ou égale à 1 pendant 95% du temps[38].

5. Creux de tension d'alimentation

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau d'énergie électrique, des dizaines à 1000 par an (au-dessous de 85% U_n) pour le réseau BT.

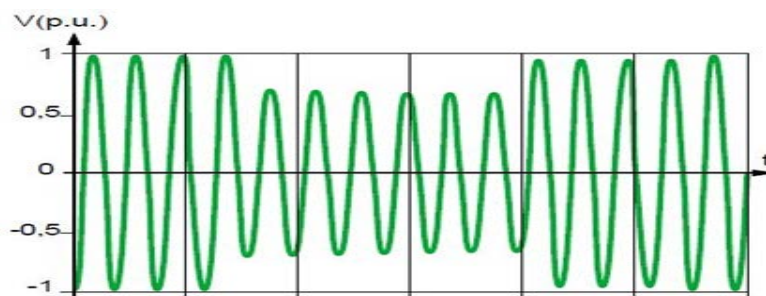


Figure 3.2 : creux de tension (source ct 199 Schneider)

6. Coupure

6. A) Coupure brève

La coupure brève de la tension d'alimentation dure moins de 3 min, dans 70 % des cas elle dure moins d'1s.

6.B) Coupure accidentelles (longe)

La coupure accidentelle (longe) de la tension d'alimentation dure plus de 3 min, dans 70 % des cas elle dure moins d'1s, la fréquence des coupures supérieures dépend des régions et des structures de réseaux [40].

7. Surtension

7.A) Surtension temporaire

Surtension temporaire entre phase et terre peut atteindre la valeur de tension entre phases (max.de440V la plupart <1.5 KV) et sa durée est normalement limitée à 5s[38].

7.B) Surtension transitoire

La surtension transitoire entre phase et terre au point de fourniture ne dépasse généralement pas 6KVc.

7.C) Surtension d'origine atmosphérique (foudre)

La foudre est un phénomène naturel apparaissant en cas d'orage. On distingue les coups de foudre directs (sur une ligne ou sur une structure) et les effets indirects d'un coup de foudre (surtensions induits et montée en potentiel de la terre).

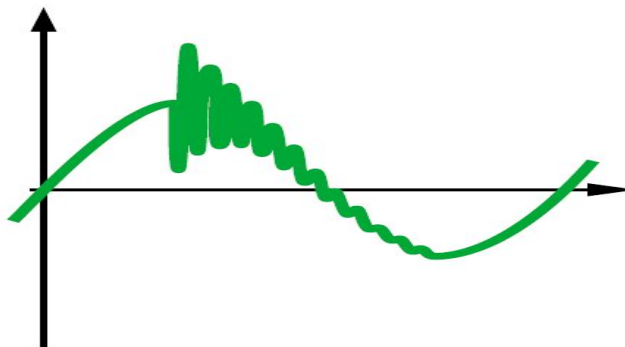


Figure 3.3 : surtension entre phase et terre (source ct 199 Schneider)

8. Déséquilibre de tension

Le déséquilibre de la tension d'alimentation, en conditions normales d'exploitation doit être tel que, 95% des valeurs efficaces moyennées sur dix minutes de la composante inverse de la tension d'alimentation doivent se situer entre 0 et 2% de la composante directe (fondamentale) elle eut atteindre 3%[40].

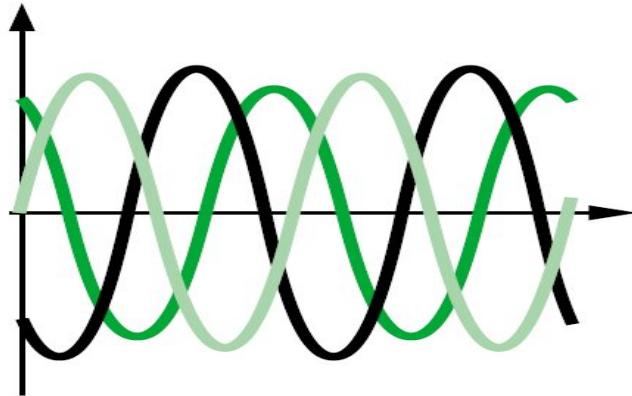


Figure 3.4 : Déséquilibre de tension (source ct 199 Schneider)

9. Tension harmonique

Des harmonique jusqu'au rang 25, moyennées sur dix minutes, Le taux global de distorsion harmonique ne doit pas dépasser 8 %.

Harmonique de rang 3 max .5% Un.

Harmonique de rang 5 max .6% Un.

8. Déséquilibre de tension

Le déséquilibre de la tension d'alimentation, en conditions normales d'exploitation doit être tel que, 95% des valeurs efficaces moyennées sur dix minutes de la composante inverse de la tension

d'alimentation doivent se situer entre 0 et 2% de la composante directe (fondamentale) elle eut atteindre 3%[40].

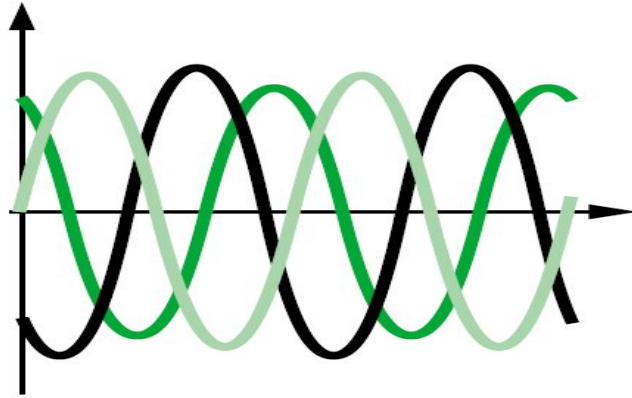


Figure 3.4 : Déséquilibre de tension (source ct 199 Schneider)

9. Tension harmonique

Des harmonique jusqu'au rang 25, moyennées sur dix minutes, Le taux global de distorsion harmonique ne doit pas dépasser 8 %.

Harmonique de rang 3 max .5% Un.

Harmonique de rang 5 max .6% Un.

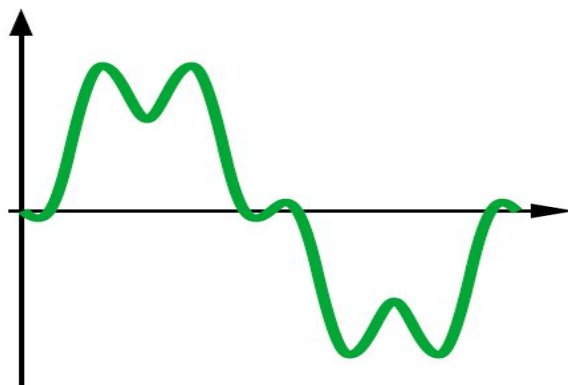


Figure 3.5 : Tension harmonique (source ct 199 Schneider)

10. Taux de distorsion (THD) et Facteur de distorsion (DF) :

Le taux de distorsion harmonique (THD) donne une mesure de la déformation du signal

Le rapport de la valeur efficace globale des harmoniques (c'est-à-dire leur somme quadratique) à la valeur efficace de la composante fondamentale.

Il peut s'appliquer soit au courant ou à la tension[29].

$$THD = \frac{\sqrt{H_2^2 + H_3^2 + \dots}}{F_1}$$

Un appareil de mesure qui n'effectue pas une analyse spectrale ne mesure pas le THD mais une valeur approchée appelée le facteur de distorsion, ou DF.

Ce facteur, inférieur à 100 %, est défini par le rapport de la valeur efficace des harmoniques à la valeur efficace du signal total.

$$DF = \frac{\sqrt{H_2^2 + H_3^2 + \dots}}{\sqrt{F_1 + H_2^2 + H_3^2 + \dots}}$$

Lorsque la distorsion est faible, les deux valeurs THD et DF sont équivalentes.

Si DF dépasse les 15 %, il est possible de corriger la mesure pour obtenir le taux de distorsion harmonique total.

$$THD = \frac{DF}{\sqrt{1 - DF^2}}$$

Selon la norme EN NF 50160 :

<i>k</i>	2	3	4	5	6	7
THD _v (<i>k</i>)	2%	5%	1%	6%	0.5%	5%

Valeurs indicatives pour le THD :

THD-I : < 1:5% pour MS, < 10% pour MAS

THD-V: électronique sensible : < 5%, dysfonctionnement > 8%

Les harmoniques proviennent principalement de charges non linéaires dont la caractéristique est d'absorber un courant qui n'a pas la même forme que la tension qui les alimente (figure 2.5).

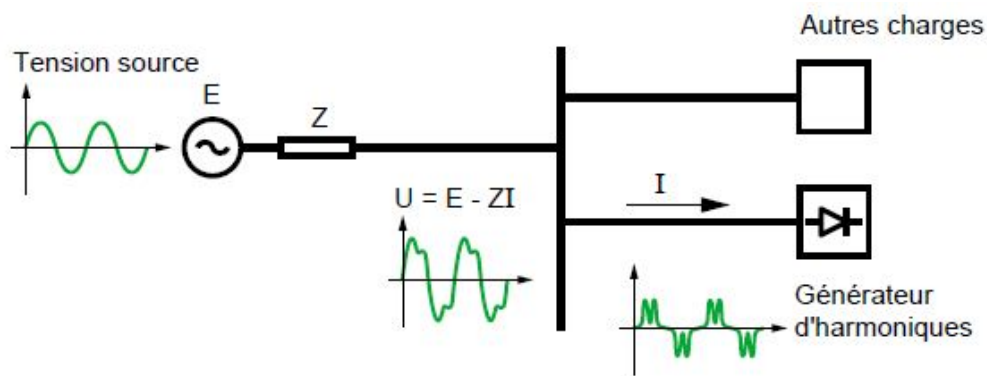


Figure 3.6 : dégradation de la tension du réseau par une charge non linéaire

Ce courant est riche en composantes harmoniques dont le spectre sera fonction de la nature de la charge. Ces courants harmoniques circulant à travers les impédances du réseau créent des tensions harmoniques qui peuvent perturber le fonctionnement des autres utilisateurs raccordés à la même source.

L'impédance de la source aux différentes fréquences harmoniques a donc un rôle fondamental dans la sévérité de la distorsion en tension. A remarquer que si l'impédance de la source est faible (Pcc élevée) la distorsion en tension est faible [29].

II. Conclusion

La continuité du service ne fait l'objet d'aucune obligation dans les cahiers des charges, sans doute parce que la qualité actuelle est suffisante. Les règlements de sécurité imposent cependant aux utilisateurs ne pouvant supporter aucune coupure (hôpitaux p.e.) qu'ils prennent eux-mêmes les mesures nécessaires (groupe de secours).

Cette façon de définir chacune des qualités du service par des limites rigides a l'avantage d'être simple et facile à contrôler. Mais elle peut conduire à des conclusions fausses dans l'appréciation de ces qualités.

En effet elle considère comme également acceptable un réseau où la tension oscillerait en permanence de plus ou moins 9 % autour de sa valeur nominale, et un autre où la tension ne différerait jamais plus de 1 pour-cent de cette valeur.

De plus si, dans ce dernier réseau, pendant un court moment, la variation de tension dépassait 11 %, tout en restant inférieure à 1 % tout le reste du temps, la qualité du service de ce réseau serait théoriquement considérée comme plus mauvaise que celle du premier. Les décisions que l'on serait donc amené à prendre pour respecter les conditions du cahier des charges pourraient conduire à un gaspillage sur certains réseaux, tandis que les usagers continueraient à être plus mal desservis sur d'autres.

Une définition correcte de la qualité du service doit en premier lieu permettre de définir l'égalité de deux réseaux différents.

PARTIE 2 : IMPACTS DES SYSTEMES PV SUR LE RESEAU

Les systèmes photovoltaïques ont d'abord été utilisés comme des systèmes autonomes pour fournir de l'électricité aux zones rurales où aucune autre source d'énergie n'était présente. Les progrès dans la technologie et les préoccupations concernant le réchauffement climatique ont encouragé les services publics et les clients d'étendre l'utilisation des systèmes PV vers le raccordé au réseau. Cependant, le caractère intermittent de la puissance produite par ces systèmes PV pourrait imposer certains défis sur la qualité du réseau électrique. Le but de cette partie de ce chapitre est d'explorer les avantages et les inconvénients de l'installation de systèmes photovoltaïques et leur impact sur le réseau électrique [15].

1. Définitions

Cette section présente les définitions de certains termes utilisés fréquemment liés aux systèmes photovoltaïques.

- **Disponibilité d'une installation photovoltaïque** est le rapport entre le nombre d'heures du fonctionnement réel de la centrale photovoltaïque au nombre d'heures que l'installation photovoltaïque peut potentiellement fonctionner.
- **Le facteur de capacité (FC)** d'une installation photovoltaïque est le rapport de la production d'énergie attendue sur une certaine période (généralement un an) au produit de la puissance nominale de sortie du système avec le nombre d'heures total de la même période.
- **Niveau de pénétration** est le rapport de la puissance de PV installée à la capacité de production du système du réseau public à laquelle l'installation photovoltaïque est connectée.

- **fluctuation à court terme** est la fluctuation sous-horaire de l'éclairement ou la puissance de sortie de l'installation photovoltaïque.
- **Aptitude d'un système PV** est la condition où la production maximale d'un système PV correspond au pique du réseau sans causer de problèmes de fonctionnement.

1. Classification des systèmes photovoltaïques

Conformément à la norme IEEE 929-2000 [02], les systèmes PV sont divisés en trois catégories:

- 1) les petits systèmes évalués à 10 kW ou moins,
- 2) les systèmes intermédiaires, évalués entre 10 kW et 500 kW,
- 3) les grands systèmes, classés au-dessus de 500 kW.

Toutefois, ces gammes sont susceptibles d'être modifiées dans un proche avenir en raison de la large gamme de puissances de grands systèmes récemment installés ou prévus pour être installés.

3. Avantages de l'intégration du photovoltaïque dans le réseau

Le réchauffement climatique, la pollution de l'environnement, et l'éventuelle raréfaction des réserves de combustibles fossiles sont quelques-unes des principales forces motrices qui poussent à développer et à multiplier l'installation de systèmes PV connectés au réseau. En outre, les services publics et les clients peuvent bénéficier de l'installation de ces systèmes. Le principal gain pour les clients est de tirer profit des incitations offertes par les gouvernements sur l'installation de systèmes photovoltaïques.

La loi relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisation (*loi n°02-01 du 5 Février 2002, JO n°8*) prévoit l'octroi de tarifs préférentiels pour l'électricité issue des énergies renouvelables et l'entière prise en charge du raccordement des installations par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. L'ensemble des facilités fiscales est énoncé dans le décret exécutif « coûts de diversification de la production d'électricité » promulgué le 25 mars 2004. La prime peut atteindre 300% du tarif applicable.

Pour les services publics, les gains issus de l'installation de systèmes PV sont principalement des avantages opérationnels, et particulièrement, si le système photovoltaïque est installé à

côté de l'utilisateur. Par exemple, les systèmes PV peuvent être utilisés pour réduire les pertes de distribution [03] [04], d'améliorer le profil de tension d'alimentation, et de réduire la durée d'intervention et les coûts d'entretien de transformateurs de lignes de distribution [05]. En outre, si la puissance maximale de l'installation photovoltaïque correspond au pic de la demande énergétique, alors le chargement de certains transformateurs présents dans le réseau peut être réduit pendant les périodes dans lesquelles la demande atteint le pic de puissance [10].

Pour que tous les avantages mentionnés ci-dessus se concrétisent, un certain nombre de conditions doivent être remplies, y compris:

- 1) Un positionnement stratégique du système PV,
- 2) Assurer le dimensionnement adéquat de l'installation photovoltaïque,
- 3) Adéquation du profil de puissance de sortie du système PV.

Si un ou plusieurs de ces facteurs ne sont pas satisfaits, les avantages pourraient se transformer en effets négatifs sur les performances du système d'alimentation, comme on le verra dans la section suivante.

4. Problèmes potentiels liés aux systèmes PV Couplé au réseau

Malgré tous les avantages apportés par les systèmes PV aux compagnies d'électricité, ces systèmes pourraient conduire à des problèmes de fonctionnement. L'un des principaux facteurs qui conduisent à ces problèmes est la fluctuation de la puissance de sortie des systèmes photovoltaïques en raison des variations de l'irradiation solaire causée par le mouvement des nuages. Ces fluctuations entraînent plusieurs problèmes de fonctionnement et de faire des prévisions de production photovoltaïque une tâche difficile.

En outre, le coût élevé de ces systèmes limite les solutions probables qui peuvent être adoptées par les services publics de production de distribution d'électricité pour réduire la gravité des problèmes techniques qui pourraient survenir en raison de ces fluctuations.

Les effets négatifs des systèmes PV raccordés au réseau n'ont pas reçu beaucoup d'attention jusqu'à ces derniers temps, après l'augmentation notable de l'installation de ces systèmes. Les travaux effectués dans ce domaine peuvent être classés en trois grandes catégories:

- 1) les impacts sur le côté de la production,
- 2) les impacts sur les réseaux de transport,
- 3) les impacts sur les réseaux de distribution.

Toutefois, avant d'aborder les impacts négatifs possibles de l'installation de systèmes photovoltaïques, il est important de présenter un aperçu de la source de fluctuations de puissance de ces systèmes et de discuter les données nécessaires pour analyser l'impact de ces fluctuations.

4.1 Fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV

Fluctuation de l'irradiation solaire due au passage de nuages au-dessus d'un champ photovoltaïque est la principale raison de la fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV. Il y a 10 modèles publiés liés à la formation des nuages, avec des cumulus (nuages gonflés ressemblant à de grosses boules de coton) et lignes de grains (une ligne pleine de nuages noirs) entraînant les plus grandes variations dans la puissance de sortie des systèmes PV [07]. Les lignes de grains peuvent provoquer la chute brutale (jusqu'à Zéro) de la puissance de sortie d'un système photovoltaïque, et, par conséquent, elles conduisent au cas le plus défavorable du fonctionnement du système.

Cependant, les lignes de grains sont prévisibles, et donc, les périodes de temps au cours de laquelle le système PV sera hors service peut être prévue [07]. D'autre part, les cumulus entraînent une faible perte de la puissance PV, mais ils provoquent le plus souvent la fluctuation de la puissance photovoltaïque causée par la fluctuation de l'irradiation solaire en raison du passage de ces nuages [07]. La période de fluctuations peut varier de quelques minutes à plusieurs heures en fonction de la vitesse du vent, le

type et la taille des nuages qui passent. Les fluctuations les plus sévères de la puissance de sortie des systèmes photovoltaïques se produisent habituellement au niveau de l'éclairement maximum autour de midi. Cette période coïncide généralement en dehors des

heures de pointe de consommation ou de production d'énergie issue du réseau électrique, et ainsi, le niveau de pénétration de fonctionnement du système PV est le plus grand.

La sévérité des fluctuations d'énergie photovoltaïque sur le réseau électrique est régie par plusieurs facteurs, tels que:

1. Type de nuages,
2. Niveau de pénétration,
3. Taille du système PV,
4. Localisation de l'installation photovoltaïque,
5. Topologie du système PV,
6. Topologie du réseau électrique.

4.2 Données d'ensoleillement nécessaires pour étudier l'impact des systèmes Photovoltaïques

La résolution temporelle des données d'ensoleillement, nécessaires pour étudier les fluctuations de la puissance de sortie des systèmes PV, doit correspondre à l'objectif principal de l'étude, car elle joue un rôle important dans la précision des résultats.

En général, le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes [12]:

- 1) composante déterministe défini par le climat quotidien, mensuel et annuel en un site donné,

composante stochastique qui comprend des fluctuations autour de la composante déterministe et est définie par la météo du jour. Dans le cas où l'énergie d'un système PV prévue d'être estimée sur une période de temps, on utilise soit la composante déterministe de l'irradiation [12] ou les données horaires d'ensoleillement [13] [14]. D'autre part, s'il est nécessaire d'étudier les

- 1) performances des systèmes PV et leurs impacts sur le réseau électrique, la résolution temporelle des données d'ensoleillement doit être alors suffisamment élevée pour

inclure les fluctuations de l'irradiation à de pas de temps très courts (moins d'une heure) [42].

Dans les paragraphes suivants, les impacts négatifs possibles des systèmes photovoltaïques sont discutés. Un résumé de ces impacts est présenté dans la Figure 3-1.

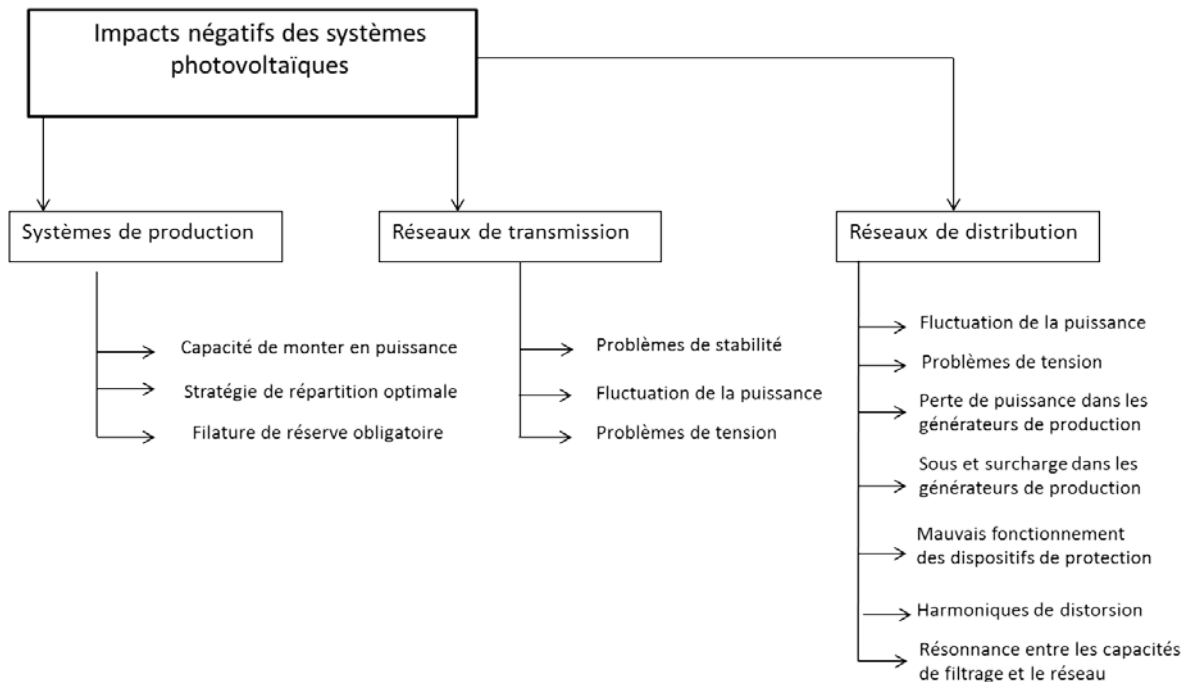


Figure 3.7 : Impacts négatifs possibles des systèmes photovoltaïques sur le réseau

4.3 L'impact des systèmes PV du point de vue production

De fortes fluctuations de la puissance de sortie des grands systèmes PV peuvent affecter la production de centrales électriques. Et principalement à cet effet que les services publics doivent suivre ces variations afin de compenser toute hausse et baisse dans la production de systèmes photovoltaïques.

Par conséquent, les unités de production qui sont prévus pour fonctionner pendant la période de production des systèmes photovoltaïques devraient avoir des capacités de monter en puissance qui conviennent parfaitement aux fluctuations de ces systèmes.

Par ailleurs, les fluctuations de puissance de l'installation photovoltaïque rendent difficile la prédiction de la puissance de sortie de ces systèmes, et de les considérer lors de la planification des unités de production du réseau. La plupart des études réalisées dans ce domaine ont abordé ce problème et ont essayé d'apporter des solutions opérationnelles qui peuvent être adoptées par les services publics. Par exemple, les études présentées dans [16] et [19] discutaient de l'impact de l'installation de grandes centrales photovoltaïques centralisées sur le fonctionnement des unités de production thermique. Le but de ces études est de déterminer le niveau de pénétration de systèmes photovoltaïques qui ne nécessitent pas, lors du passage des nuages, le contrôle de la production,. Les deux études concluent que la capacité de monter en puissance pour pallier à ces fluctuations est le principal facteur qui contrôle le niveau de pénétration de systèmes photovoltaïques. Cependant, l'analyse effectuée dans les deux études a considéré uniquement les pires scénarios, sans pour autant donner des détails sur la fréquence et les périodes pendant lesquelles ces scénarios peuvent se produire. Le travail dans [18] introduit quelques facteurs qui peuvent affecter les valeurs économiques et techniques des systèmes photovoltaïques pour des applications à grande échelle.

Toutefois, on ne s'attend pas à de tels systèmes de grandes tailles à être largement installé dans un proche avenir en raison du coût élevé des systèmes PV. Ainsi, l'étude des impacts sur le côté de la production ne semble pas être essentielle à l'heure actuelle

4.4 Impact sur les réseaux de transport et de transmission secondaire

Les systèmes photovoltaïques pourraient causer des problèmes dans la transmission et les réseaux de transmission secondaires si leurs tailles sont suffisamment importantes pour affecter ces réseaux. Les problèmes surgissent principalement en raison des fluctuations de puissance de ces systèmes qui pourraient conduire à:

- 1) des oscillations de puissance dans les lignes,
- 2) l'inversion de puissance,
 - 1) sous et sur charge dans quelques lignes,
 - 2) les fluctuations de tension inacceptables dans certains cas [19].

L'effet de grandes installations photovoltaïques sur les niveaux de tension et la stabilité des systèmes de transmission après avoir saisi les conditions de défaillance a été étudié dans [20]. Les résultats montrent que le remplacement des unités de production classiques avec de grandes unités photovoltaïques affecte les niveaux de tension du système dans des conditions normales de fonctionnement. Durant des conditions de disfonctionnement, les rotors de certains générateurs conventionnels existants dans le réseau pourraient balancer à des magnitudes plus élevées en raison de l'existence d'unités photovoltaïques. En outre, à des niveaux très élevés de pénétration des systèmes PV, un effondrement de tension peut survenir. Dans ces études, les tailles des systèmes PV nécessaires pour provoquer les problèmes susmentionnés étaient supposées aller de 700 MW à 1500 MW.

Selon les prix actuels du marché des systèmes photovoltaïques, ces tailles ne sont pas censées être installés bientôt. Par conséquent, l'étude de l'impact des systèmes PV sur la transmission et les réseaux sous-transmission ne semble pas être importante pour les compagnies d'électricité à l'heure actuelle.

4.5 Impact sur les réseaux de distribution

Les impacts des systèmes PV sur la performance des réseaux de distribution sont actuellement l'un des principaux problèmes pour les services publics de production d'électricité.

C'est parce que la taille et l'emplacement des systèmes PV installés influencent principalement ces réseaux. Les problèmes de fonctionnement introduits par les systèmes photovoltaïques sont similaires à ceux imposés par des générateurs d'énergie raccordés aux réseaux de distribution qui produisent constamment la puissance active, tels que les générateurs diesel et les piles à combustible.

Ces problèmes surgissent principalement, en raison de l'installation de groupes électrogènes à côté de l'utilisateur, dans un système de production conçu pour les flux d'énergie unidirectionnel. Ils incluent les dysfonctionnements des relais de protection, les problèmes de régulation de tension, courant inverse, ainsi que la surcharge ou sous-charge de certains départs.

D'autres problèmes peuvent surgir, en raison de l'utilisation de l'interface électronique qui entraîne les distorsions harmoniques et les résonances parallèles & séries, si un grand nombre d'onduleurs sont installés dans un certain espace. En outre, la fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV peut détériorer la qualité de l'électricité du réseau.

L'impact de petits systèmes photovoltaïques installés sur les toits des maisons a reçu l'attention de nombreux chercheurs au cours des dernières années. Ceci est principalement dû à l'augmentation de l'installation de ces systèmes en raison des incitatifs offerts par les gouvernements pour les clients résidentiels. Valeurs types pour les systèmes photovoltaïques installés sur les toits des maisons varient de 1 à 50 kW.

La question de la distorsion harmonique introduite par les unités de conditionnement de puissance utilisée dans les petits systèmes photovoltaïques a été au centre des études présentées dans [20] - [42]. Toutes les études de cas ont montré que les distorsions harmoniques restent très inférieures aux limites spécifiées dans les standards. Ce constat est dû principalement aux grands progrès réalisés dans la technologie des onduleurs. Cependant, les condensateurs de filtrage des onduleurs d'interface pourraient conduire sur des résonances internes avec le réseau électrique si un grand nombre de systèmes photovoltaïques sont installés dans une certaine localité [24] [25].

L'impact de l'installation de petits systèmes PV sur le profil de tension de différentes topologies de réseau de distribution a été étudié dans [23]. Les résultats ont montré que les limites de tension acceptables ont été dépassées pour tous les réseaux lorsque la taille de chaque système PV était de 200% de la charge des ménages. L'étude suppose que les systèmes photovoltaïques ont été installés à chaque nœud du réseau, ce qui pourrait ne pas être une hypothèse réaliste. En outre, il a été conclu que la présence de systèmes PV dans le réseau pourrait réduire la durée de vie des transformateurs de lignes en raison de l'augmentation de leur durée de fonctionnement. D'autres études ont analysé l'impact de petits systèmes photovoltaïques sur le profil de tension d'un réseau basse tension [24] - [25].

Cependant, ces études n'ont pas tenu compte des fluctuations de l'irradiation dans l'analyse.

En général, les petits systèmes photovoltaïques installés sur les toits et les façades des bâtiments ne risquent pas d'imposer de graves problèmes sur le réseau de distribution. Pour

être en mesure d'affecter les performances du réseau, il faut une grande concentration de ces systèmes PV sur une petite localité. Une telle situation n'est pas susceptible de se produire.

D'autre part, la protection de surintensité n'a pas été affectée par le fonctionnement du système PV, comme l'inverseur du système saisit à fonctionner dès que l'erreur a été détectée.

Après avoir donné un aperçu global de ces impacts, il est important de tenir compte des fluctuations de la puissance de sortie du système PV car il constitue une caractéristique inhérente à ces systèmes. En outre, pour obtenir des résultats précis, il est important d'examiner la performance du réseau pour une période de temps prolongée afin d'examiner différents modèles possibles des générations du système PV. Pour tenir compte de ces aspects, il est essentiel d'utiliser une méthode qui permet de manipuler les données disponibles de manière efficace pour être en mesure de fournir des évaluations réalistes sur les performances du réseau.

Chapitre 4

Analyse de la centrale photovoltaïque multi- technologie de l'U.D.E.S

INTRODUCTION

Avec la pénétration de plus en plus croissante et rapide du Photovoltaïque et d'autres systèmes de production d'électricité décentralisée, l'impact de PV sur le réseau public de distribution est en forte discussion.

Les principales préoccupations sont le niveau maximal acceptable et la qualité de la tension d'alimentation. Ces préoccupations ainsi que les limites de pénétration acceptables ont été vérifiées par des mesures dans les développements photovoltaïques dans plusieurs pays.

Toujours dans le même contexte et dans la même optique, on s'est préoccupé d'analyser l'effet de l'insertion de la centrale photovoltaïque multi technologie de 12.5KWc qui est installée au niveau de la salle de conférence de l'unité de développement des équipements solaires (UDES).

Plusieurs, paramètres électriques pouvant affecter la qualité de l'énergie électrique et le réseau qui sont cités dans la figure 3.7, en se focalisant sur la partie « réseau de distribution ».

Les problèmes analysés portent sur :

- qualité de l'énergie liée à la norme EN 50 160
- Les effets de l'élévation de tension
- injection des harmoniques de courant générées par le Photovoltaïque
- les distorsions harmoniques....



Figure 4.1- Centrale photovoltaïque de 12.5KWc de L'UDES (Bousmail)

4.1. Présentation du site

La centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique de l'U.D.E.S est installé en partie sur la façade de la salle de conférence (orientée plein sud) et l'autre partie de la centrale est implanté sur la toiture de la salle de conférence. (Voir figures 4.1, 4.2 et 4.3). La centrale photovoltaïque raccordée au réseau est constituée de plusieurs champs PV de différentes technologies à savoir : silicium monocristallin, poly cristallin, amorphe, micro-morphe et CIGS.

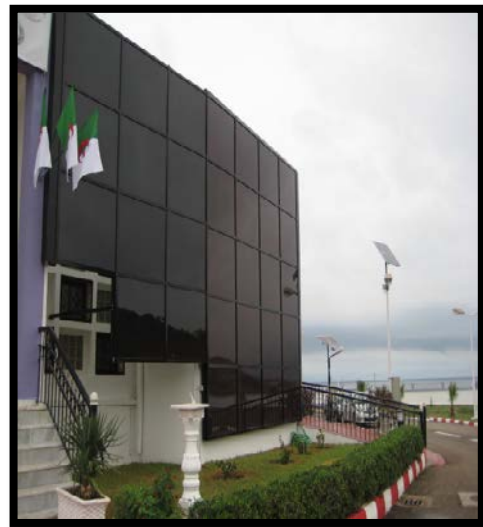


Figure 4.2 – Les champs photovoltaïques (amorphe, micro-morphe et CIGS)



Figure 4.3 : Les champs photovoltaïques (silicium monocristallin, poly cristallin)

Chacun de ces champs photovoltaïques est raccordé au réseau par le biais d'onduleurs photovoltaïques de différentes marques et puissances. On citera les onduleurs type SMA, KACO, FRONIUS, SOLARMAX et POWER ONE.

La figure 4.4 montre la salle technique et de contrôle de la centrale regroupant ainsi les onduleurs cités ci-dessus et l'armoire de protection et de distribution d'énergie DC et AC.



Figure

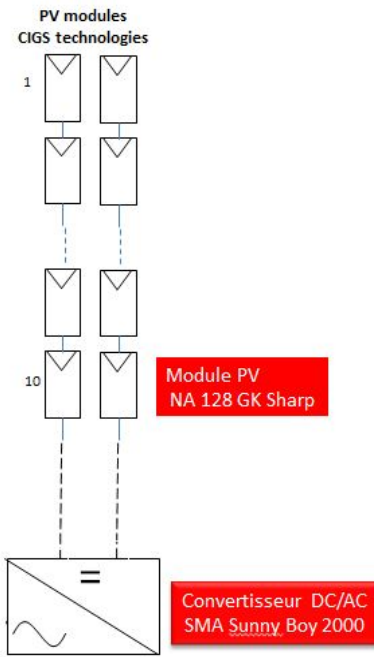
4.4 : Les onduleurs de la centrale PV raccordée au réseau

La puissance totale installée est de 12.5KWc. Toute cette production est injectée dans le réseau interne de l'U.D.E.S tout en respectant le mode d'ilotage de la distribution d'énergie

4.2 Système PV raccordé au réseau

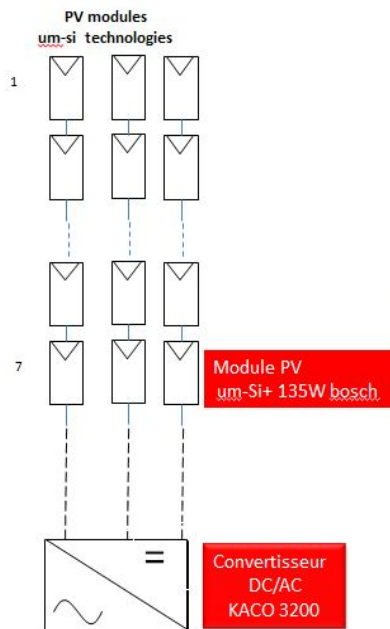
Notre installation est composée de 99 modules photovoltaïques de différentes technologies répartis sur la façade de la salle de conférence comme habillage et le reste se trouvant sur la toiture. Considérée comme la première en Algérie dans son genre du moment qu'elle englobe plusieurs technologies de fabrication de modules photovoltaïques. (Figure 4.5).

La centrale est constituée de 06 champs photovoltaïques de différentes technologies et qui délivrent des puissances différentes



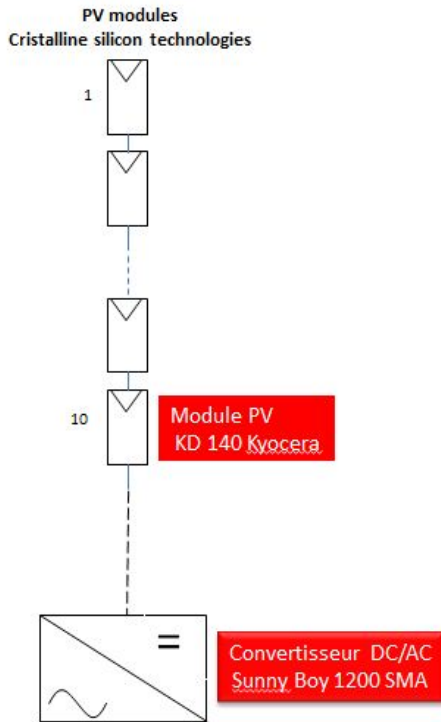
Champ photovoltaïque composé de **20** modules PV de type CIGS, regroupés en deux (**02**) branches de sept (**10**) modules chacune.

Puissance totale du champ
2560Wc



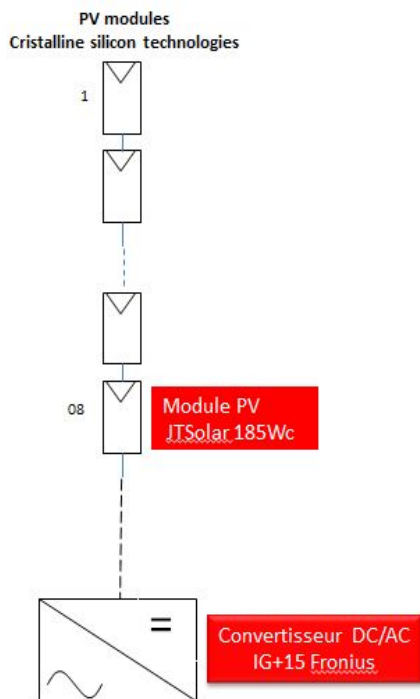
Champ photovoltaïque composé de **21** modules PV de type Silicium micro morphe, regroupés en trois (**03**) branches de sept (**07**) modules chacune.

Puissance totale du champ
2835Wc



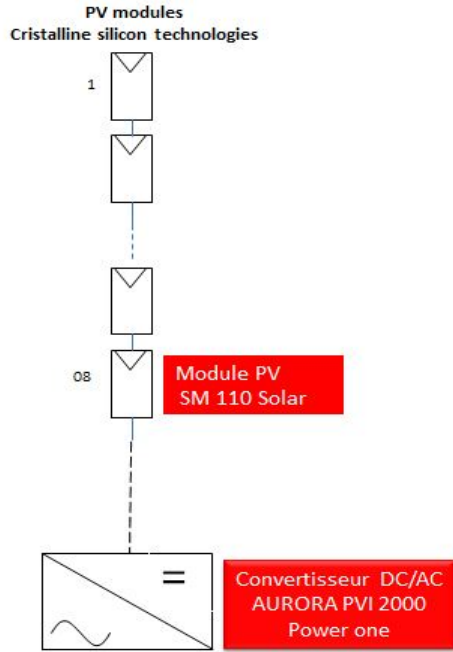
Champ photovoltaïque composé de **10** modules PV de type mono cristallin, regroupés en une seule branche.

Puissance totale du champ
1400Wc



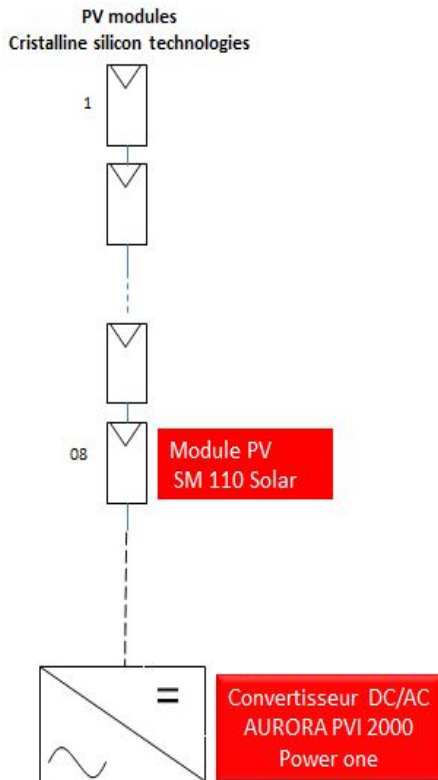
Champ photovoltaïque composé de **08** modules PV de type poly cristallin, regroupés en une seule branche.

Puissance totale du champ
1460Wc



Champ photovoltaïque composé de **20** modules PV de type mono cristallin, regroupés en une seule branche.

Puissance totale du champ
2200Wc



Champ photovoltaïque composé de **20** modules PV de type mono cristallin, regroupés en une seule branche.

Puissance totale du champ
2200Wc

• Schéma de raccordement de l'installation

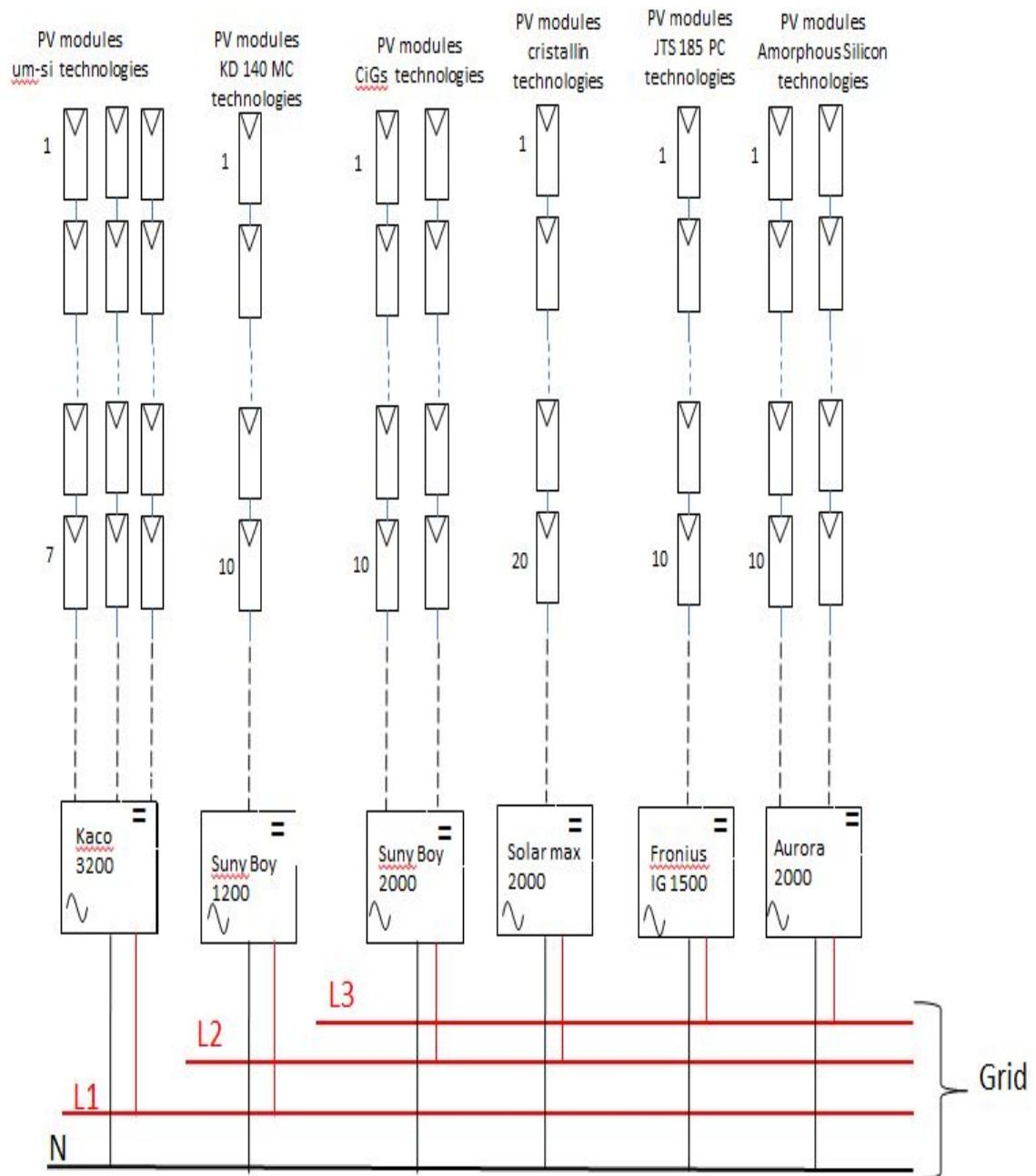


Figure 4.5 – Schéma de raccordement de l'installation

4.3 MESURES

4.3.1 Appareil de mesure utilisé (HIOKI 3390):

Les mesures appelées « mesures qualité » consistent à évaluer l'impact des systèmes PV sur le réseau électrique. Il s'agit en fait de vérifier que la norme EN 50160 [8] sur les caractéristiques du réseau public de distribution de la tension était bien respectée.

Ces mesures ont été réalisées avec un analyseur de réseau de type HIOKI 3390



Figure 4.6 – plateforme de tests et de mesures au niveau de la salle de contrôle

4.3.2 Spécifications de l'analyseur:

L'analyseur de puissance électrique Hioki 3390 est un analyseur de puissance électrique de grande précision maximum de $\pm 0,16\%$. L'appareil compact et portable permet des mesures directes et bénéficie de fonctions avancées dédiées à l'analyse des moteurs et des installations photovoltaïques.

Il est doté d'un grand écran couleur WVGA 9" et il effectue des mesures automatiques.



Figure 4.7 - Analyseur de puissance Hioki 3390

La gamme de mesure de l'analyseur s'étend de DC, 0,5 Hz à 5 kHz (réponse en fréquence : DC, 0,5 Hz à 150 kHz) et il mesure les formes d'ondes avec 500 kS/s. Il effectue en outre la mesure du bruit inversé. Les mises à jour des mesures est effectuée toute les 50 ms.

4.3.3 Schéma de câblage :

Les mesures établies sont faites selon le schéma de câblage consigné par le manuel d'utilisation de l'analyseur Hioki 3390, comme le montre la figure 4.8.

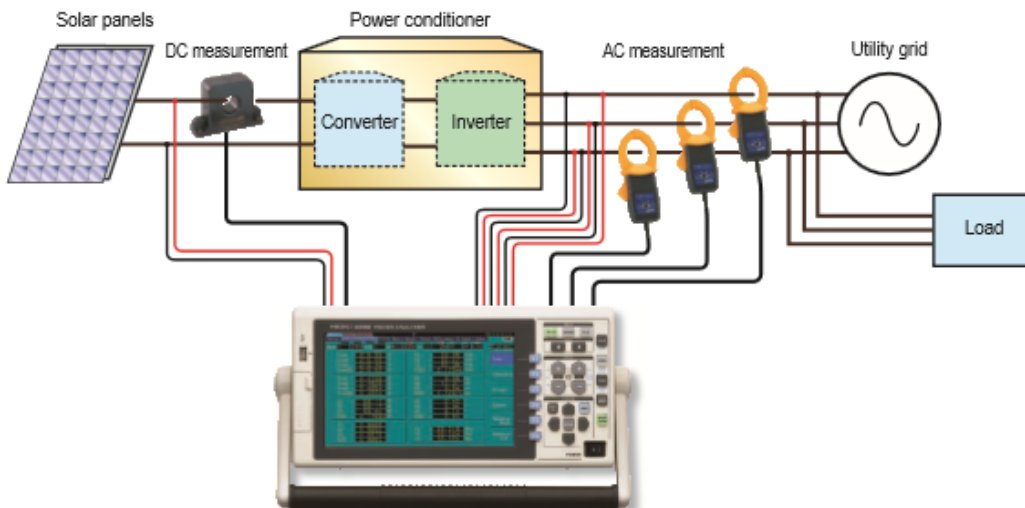


Figure 4.8 : Exemple d'un système de mesure d'une installation photovoltaïque

Pendant la durée de notre mesure, l'analyseur du réseau a mesuré d'une façon continue les grandeurs suivantes :

- Tensions composées
- Courants,
- Fréquence,
- Harmoniques U et I (THD, harmoniques),
- Puissances actives, réactives et apparentes,

4.4 Stockage des MESURES :

L'analyseur de réseau stocks les données mesurés sous des formats Excel, Le pas de mesure pris dans notre cas est :

- 500 ms pour l'accrochage et le décrochage des onduleurs,
- 5 s ou 10 s pour l'analyse de la tension, les puissances, les harmoniques

La campagne de mesures est faite sur des périodes de 7 jours en respectant la norme EN 50 160.

A titre d'illustration, la figure 4.9 indique comment les données de mesures sont stockées dans des fichiers Excel.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	SERIAL	- No.1 - 120632050												
2	14/05/2013	14:34:17	START											
3	Date	Time	Status	Laptime	Laptime(ms)	Urms1	Urms2	Urms3	Irms1	Irms2	Irms3	P1	P2	P3
4	14/05/2013	14:34:17	E00E0000	00:00:00	0	240,00	243,00	243,00	0,55	0,95	0,76	0,00	100,00	72,00
5	14/05/2013	14:34:22	E00E0000	00:00:05	0	240,00	243,00	243,00	0,55	0,95	0,74	0,00	99,00	71,00
6	14/05/2013	14:34:27	E00E0000	00:00:10	0	240,00	243,00	243,00	0,59	0,95	0,76	0,00	99,00	70,00
7	14/05/2013	14:34:32	E00E0000	00:00:15	0	240,00	243,00	243,00	0,52	0,95	0,74	0,00	97,00	70,00
8	14/05/2013	14:34:37	E00E0000	00:00:20	0	240,00	243,00	243,00	0,51	0,94	0,73	0,00	97,00	69,00
9	14/05/2013	14:34:42	E00E0000	00:00:25	0	240,00	243,00	243,00	0,52	0,95	0,74	0,00	95,00	68,00
10	14/05/2013	14:34:47	E00E0000	00:00:30	0	240,00	243,00	244,00	0,59	0,95	0,73	0,00	95,00	67,00
11	14/05/2013	14:34:52	E00E0000	00:00:35	0	240,00	243,00	243,00	0,97	0,94	0,73	0,00	94,00	66,00
12	14/05/2013	14:34:57	E00E0000	00:00:40	0	240,00	244,00	243,00	0,98	0,93	0,75	0,00	93,00	65,00
13	14/05/2013	14:35:02	E00E0000	00:00:45	0	240,00	244,00	243,00	0,98	0,93	0,72	0,00	92,00	64,00
14	14/05/2013	14:35:07	E00E0000	00:00:50	0	240,00	244,00	243,00	0,99	0,93	0,73	0,00	91,00	64,00
15	14/05/2013	14:35:12	E00E0000	00:00:55	0	240,00	244,00	243,00	0,98	0,93	0,74	0,00	90,00	63,00
16	14/05/2013	14:35:17	E00E0000	00:01:00	0	240,00	244,00	243,00	0,98	0,93	0,72	0,00	89,00	63,00
17	14/05/2013	14:35:22	E00E0000	00:01:05	0	240,00	244,00	243,00	0,97	0,93	0,72	0,00	88,00	61,00
18	14/05/2013	14:35:27	E00E0000	00:01:10	0	240,00	244,00	243,00	0,98	0,92	0,73	0,00	87,00	61,00
19	14/05/2013	14:35:32	E00E0000	00:01:15	0	240,00	244,00	243,00	0,97	0,93	0,72	0,00	86,00	60,00
20	14/05/2013	14:35:37	E00E0000	00:01:20	0	240,00	244,00	243,00	0,97	0,92	0,71	0,00	85,00	0,00
21	14/05/2013	14:35:42	E00E0000	00:01:25	0	239,00	243,00	243,00	0,96	0,92	0,72	0,00	83,00	0,00
22	14/05/2013	14:35:47	E00E0000	00:01:30	0	239,00	243,00	243,00	0,96	0,91	0,72	0,00	82,00	0,00
23	14/05/2013	14:35:52	E00E0000	00:01:35	0	239,00	243,00	243,00	0,97	0,91	0,71	0,00	81,00	0,00
24	14/05/2013	14:35:57	E00E0000	00:01:40	0	239,00	243,00	243,00	0,96	0,91	0,71	0,00	80,00	0,00

Figure 4.9– Exemple de stockage des données sous Excel (Pas de mesure 5 s)

4.5. ANALYSE DES RESULTATS DE MESURES

4.5.1. Elévation locale de la tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau (Figure 4). Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Cela implique de la part du Gestionnaire des Réseaux de Distribution de faire un choix en termes de gestion du plan de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges (voir Figure 5)

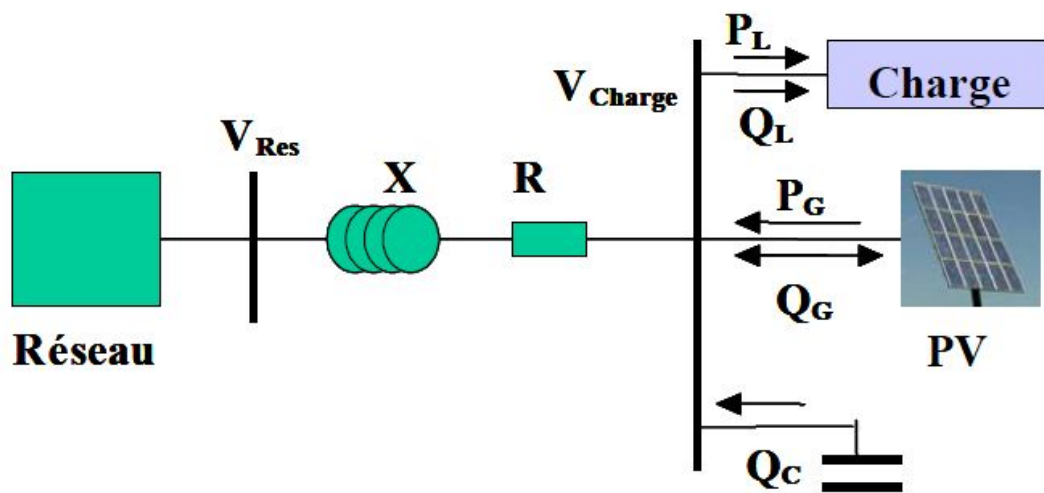


Figure 4.10 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension ΔV entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne (cf. Figure 4.10) est déterminée par la formule:

$$\Delta V = \frac{R(P_g - P_l) + X(\pm Q_g - Q_l + Q_c)}{V}$$

Où :

- R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne
- P_G, Q_G sont les puissances active et réactive fournies par le PV
- P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation
- Q_c est la puissance réactive du dispositif de compensation

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique $R \gg X$.

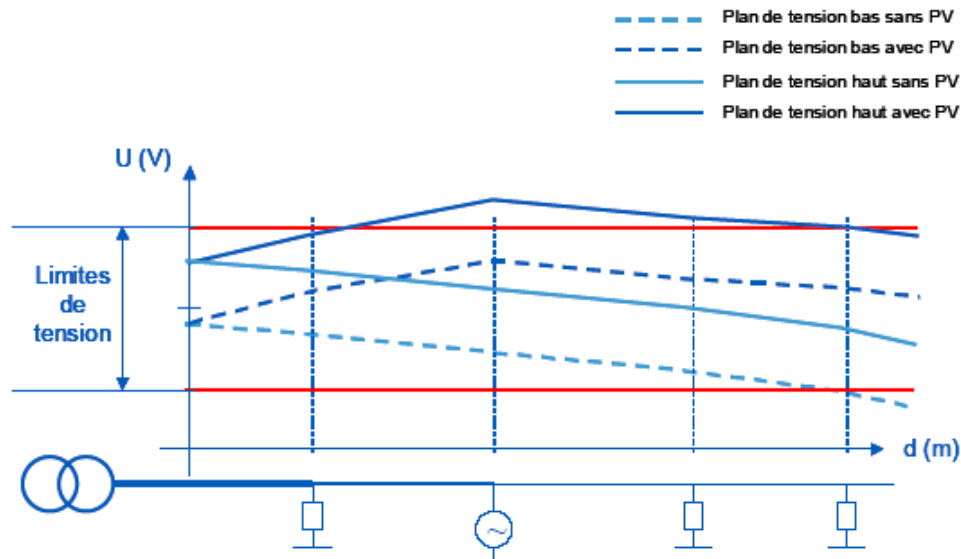


Figure 4.11 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV

Dans le cas de notre système photovoltaïque où toute la production électrique est injectée dans le réseau et sans dispositifs de compensation, l'équation ci-dessus sera alors :

$$\Delta V = \frac{R * Pg + X * \pm Qg}{V}$$

Ce phénomène de hausse localisée de la tension est le principal impact des installations photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT. Il peut être pris en compte et limité de différentes façons :

- En limitant le nombre des utilisateurs ou la puissance totale d'injection d'un départ afin de conserver en tout point du réseau une tension inférieure à la tension maximale admissible,
- En modifiant la conception des réseaux BT pour prendre en compte la présence d'installations photovoltaïques. Cette prise en compte consiste notamment à régler la tension en tête des départs BT à un niveau plus faible qu'habituellement et à conserver une section de câble identique sur toute la longueur de la portion du

réseau. Cette méthode présente néanmoins l'inconvénient de laisser moins de marge aux chutes de tensions admissibles dans le départ concerné,

- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de limitation de la puissance injectée lorsque l'élévation de la tension du réseau devient trop forte comme cela est le cas au Japon,
- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de réglage de la puissance réactive adapté au problème de tension.

La figure 4.12 montre clairement l'élévation de la tension des trois phases de notre système PV raccordé au réseau.

Cependant, malgré les variations en hausse de la tension, les limites de ces fluctuations restent acceptables conformément à la norme EN 50 160 relative aux caractéristiques de la tension des réseaux publics de distribution.

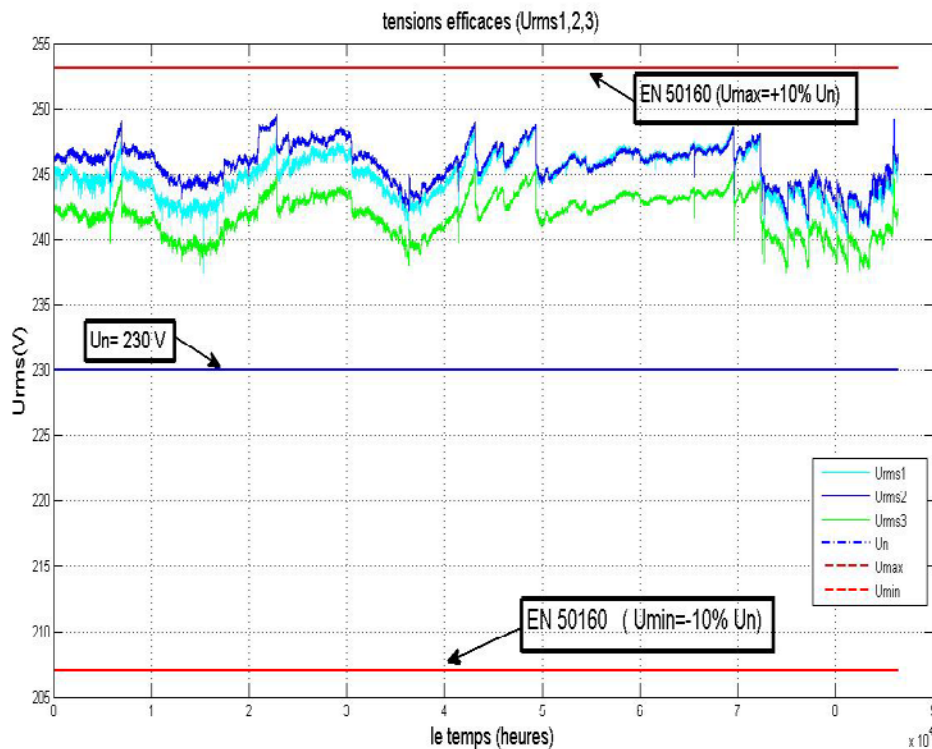


Figure 4.12 : Evolution des tensions des trois phases du réseau en présence du PV

4.5.2 Variation de la tension

La qualité de tension dans les installations de consommation est décrite par la norme européenne EN 50 160 [6]. Cette norme définit plusieurs critères de qualité et les limites correspondantes. Elle requiert que 95% des valeurs de tension, prise comme moyennes sur 10 min, ne dépassent pas la limite consignée. 5% des données de dépassement sont tolérés. En raison de la transition du niveau de tension nominale de 220 V à un courant électrique de tension 230 V (Europe continentale), la limite supérieure de la tension a été fixée à 110 % en 2008. Les principales dispositions de la norme EN 50 160 sont listées dans l'annexe 1.

4.5.2.1 Répartition de la tension

La répartition de la tension au niveau du transformateur local de tension couvrant la période Avril et Mai 2013, est illustrée dans les figures 4.3 et 4.4.

La figure 3.4 montre la répartition de la tension du réseau sans l'intégration du photovoltaïque. Cette figure montre une distribution gaussienne autour de 243 V environ, soit 13V au dessus de la valeur nominale. C'est un écart un peu exagéré.

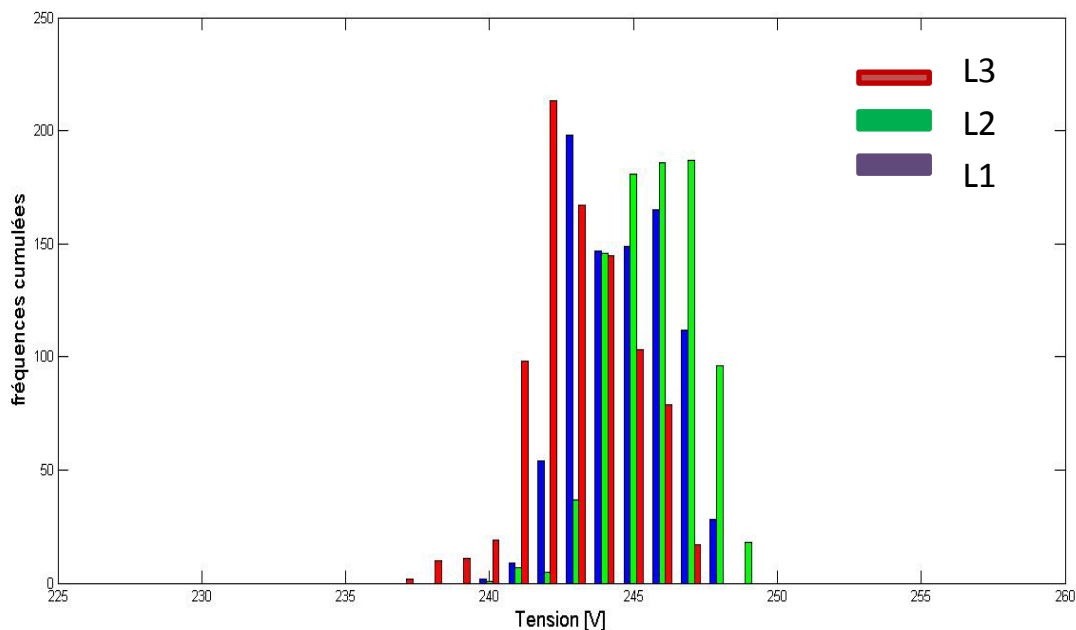


Figure 4.13 : Répartition de la tension du réseau sans PV

Typiquement, les services publics ajustent le transformateur de tension légèrement supérieure à la tension nominale pour assurer un niveau de tension suffisant à l'extrémité du dispositif d'alimentation en vue de compenser les chutes de tension dans la ligne.

En intégrant le système photovoltaïque dans le réseau, cette distribution verra un décalage horizontal, comme le montre la figure 4.4. Ce décalage reste tout de même dans la limite prescrite dans la norme EN 50 160.

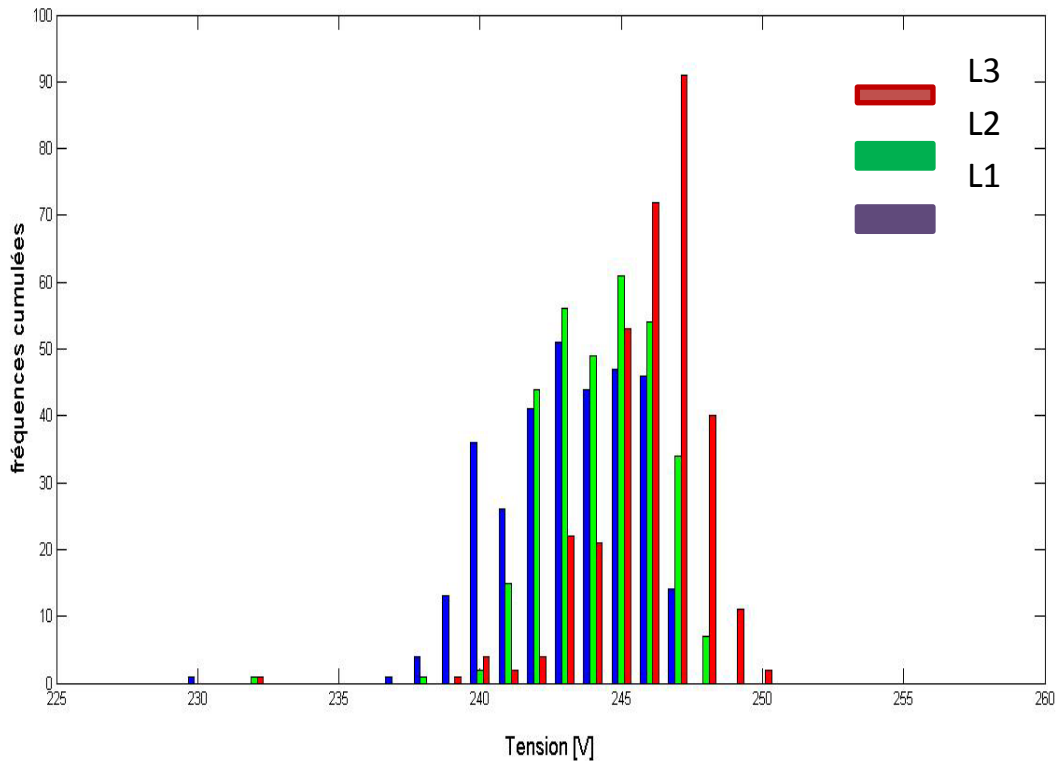


Figure 4.14 : Répartition de la tension du réseau en présence du PV

Il est à noter aussi que plus de 70% des données de la tension du réseau avec ou sans le photovoltaïque se trouvent dans l'intervalle $243V \leq U_{rms} \leq 247V$, Valeurs bien en dessous de la limite supérieure autorisée de 253V.

4.5.2.2 Relation de tension du réseau et la puissance produite par le PV

La figure 4.5 affiche la corrélation de la production photovoltaïque et l'élévation de la tension au point de connexion avec le réseau. On peut noter qu'il y a une linéarité entre les deux paramètres (tension du réseau et puissance développée).

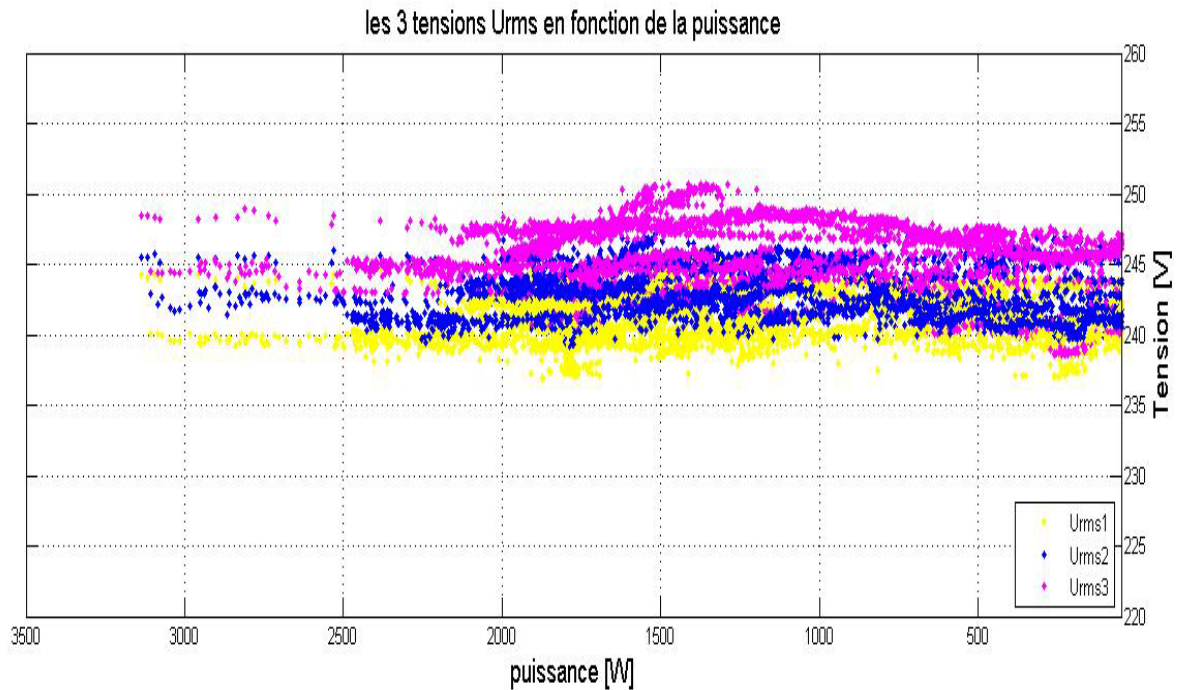


Figure 4.15 : Evolution de la tension du réseau en fonction de la puissance délivrée par les onduleurs

On peut remarquer aussi que plus la puissance produite est grande, plus la tension du réseau augmente. Cette augmentation reste tout de même dans la limite spécifiée par la norme EN 50 160, (qui est prise à 110% de la tension nominale 230V), et n'affecte en rien la qualité du réseau.

4.5.2.3 Déséquilibre de la tension (Voltage imbalance)

Dans cette section, l'aspect du déséquilibre de tension est analysé plus en détail.

La Figure 4.14 - répartition de la tension - a montré un certain déséquilibre entre les phases.

La Figure 4.15 a déjà montré que la norme EN 50 160 n'est pas enfreinte.

La figure 4.16 montre la séquence temporelle de "l'indice de déséquilibre", le rapport de la tension affichée / tension nominale, On peut noter que ce déséquilibre reste généralement inférieur à 1%, ce qui est bien en dessous de la limite autorisée de 2%.

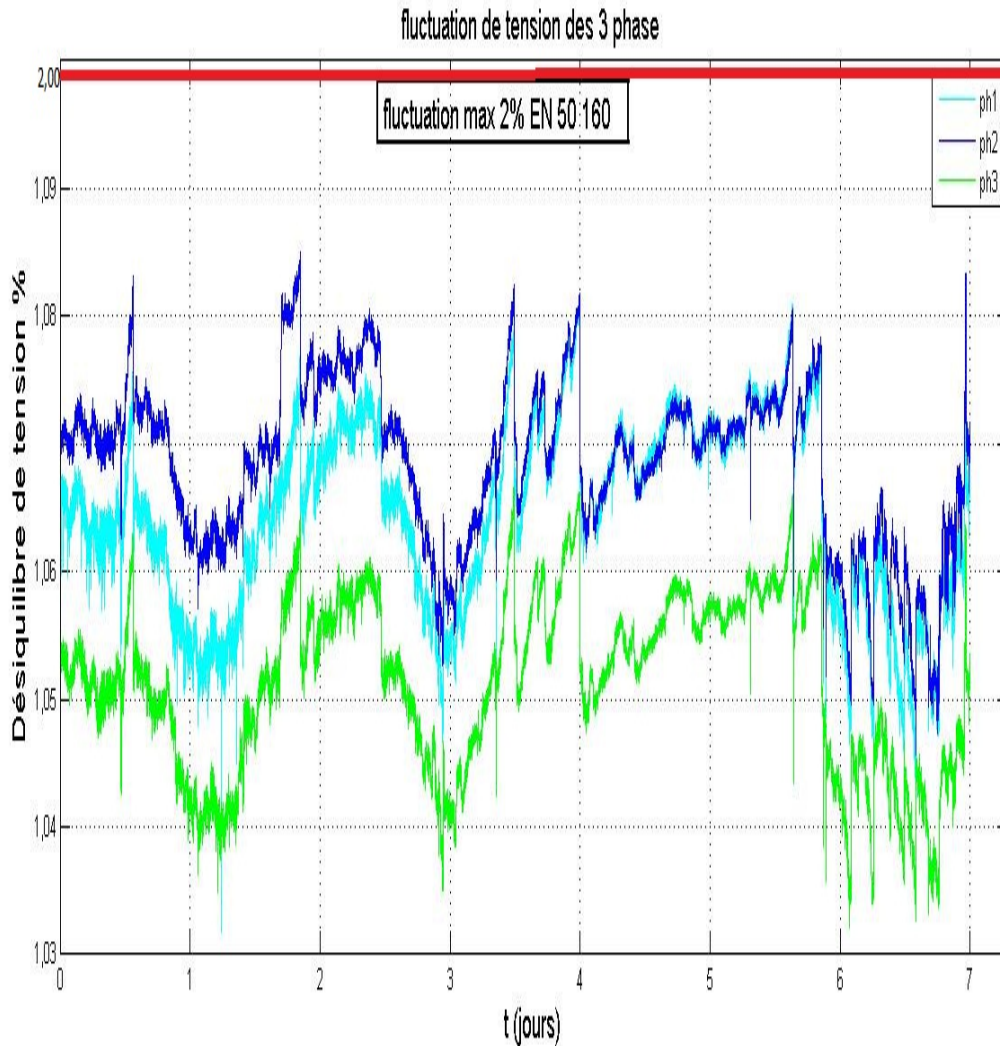


Figure 4.16 : Déséquilibre des tensions des trois phases et la limite EN 50 160

Plusieurs études faites, ont mis en évidence ce déséquilibre entre les phases. Ce phénomène est dû principalement lorsqu'on utilise des onduleurs monophasés pour des installations photovoltaïques raccordées au réseau triphasé. Si la puissance de production 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.

4.5.3 Fréquence du réseau

Les prescriptions limites de la norme EN 50 160 relatives aux variations de la fréquence du réseau public de distribution spécifient que les fréquences tolérées par le réseau sont de 50Hz \pm 1%. Cette exigence est belle et bien respectée par notre système PV-Grid et ceci est clairement affiché dans la figure 4.17 illustrant la variation temporelle de la fréquence du réseau.

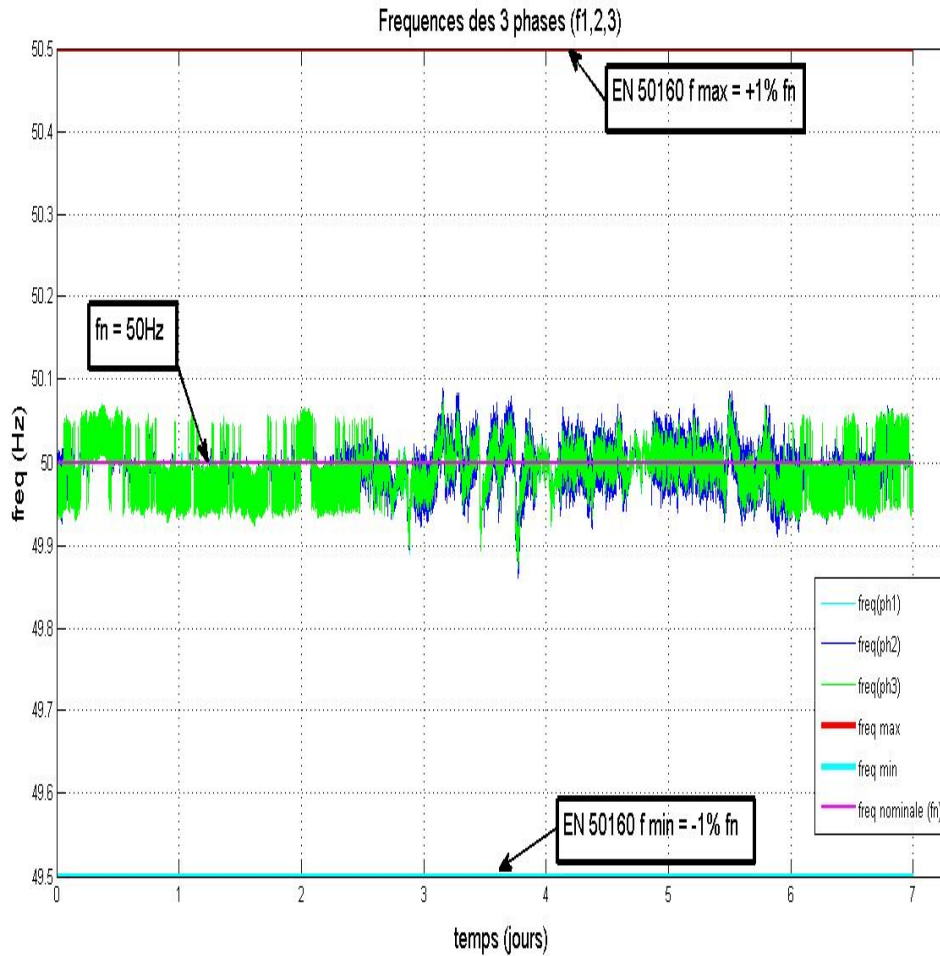


Figure 4.17 : Evolution de la fréquence du réseau en présence du PV

4.5.4 Puissance produite par le système PV

La variation de la puissance est due principalement à la variation de l'éclairement comme le montrent les figures 4.18 et 4.19.

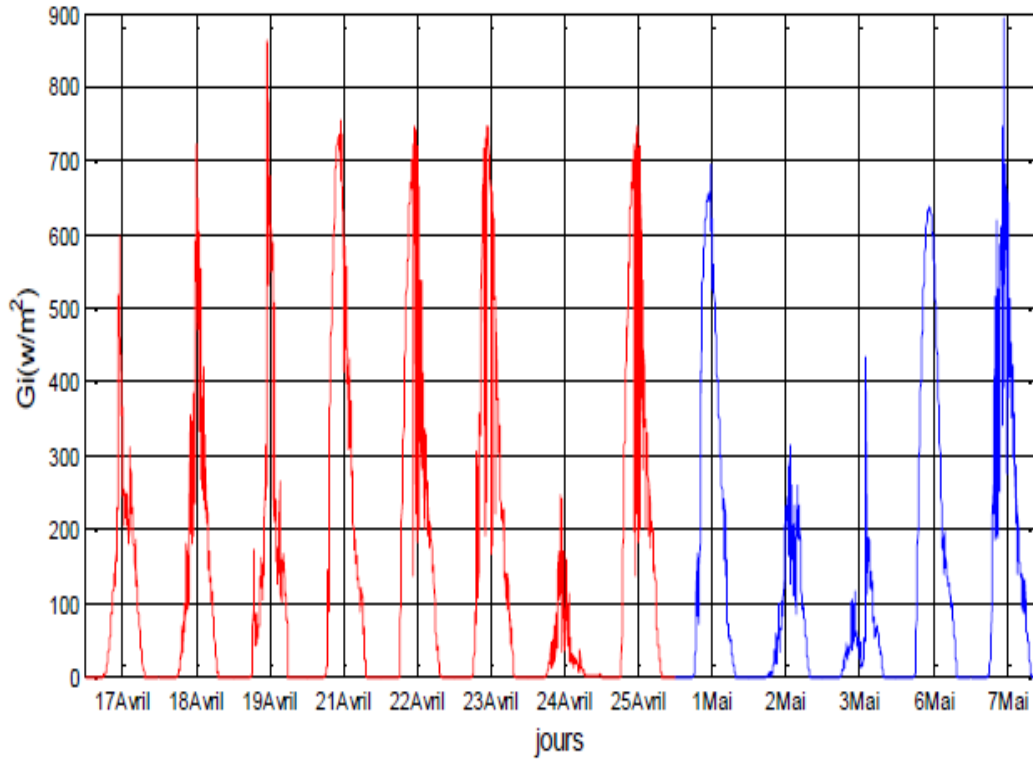


Figure 4.18 : Variation de l'éclairement solaire global sur le site de l'UDES sur une période de 17 Avril -07 Mai 2013.

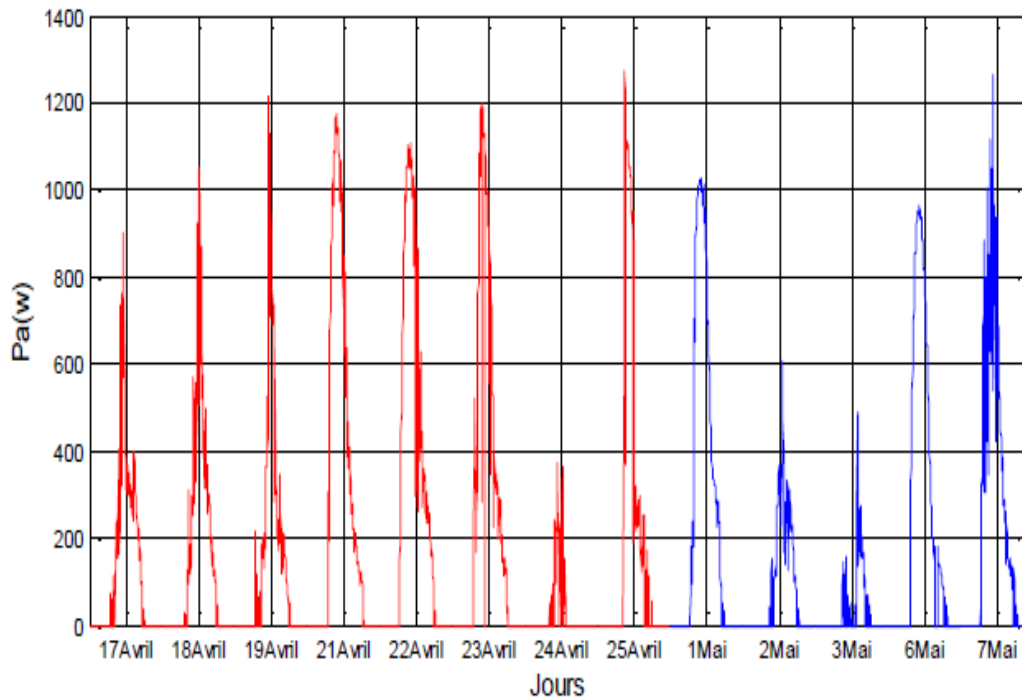


Figure 4.19 : Variation de la puissance produite par le PV sur une période de 17 Avril -07 Mai 2013.

Depuis l'installation de la centrale photovoltaïque de 12.5KWc au niveau de l'UDES, nous avons noté des déséquilibres de puissance entre les phases L1, L2 et L3 lors de la production de l'énergie.

Compte tenu, d'une part, que la centrale PV est constituée de plusieurs champs de modules photovoltaïques de différentes technologies et d'autre part, ces modules sont installés sous différentes inclinaisons (sur la toiture et sur les façades), la production de la puissance photovoltaïque et injectée dans chaque phase sera logiquement différente, ce qui est bien illustré dans la figure 4.20.

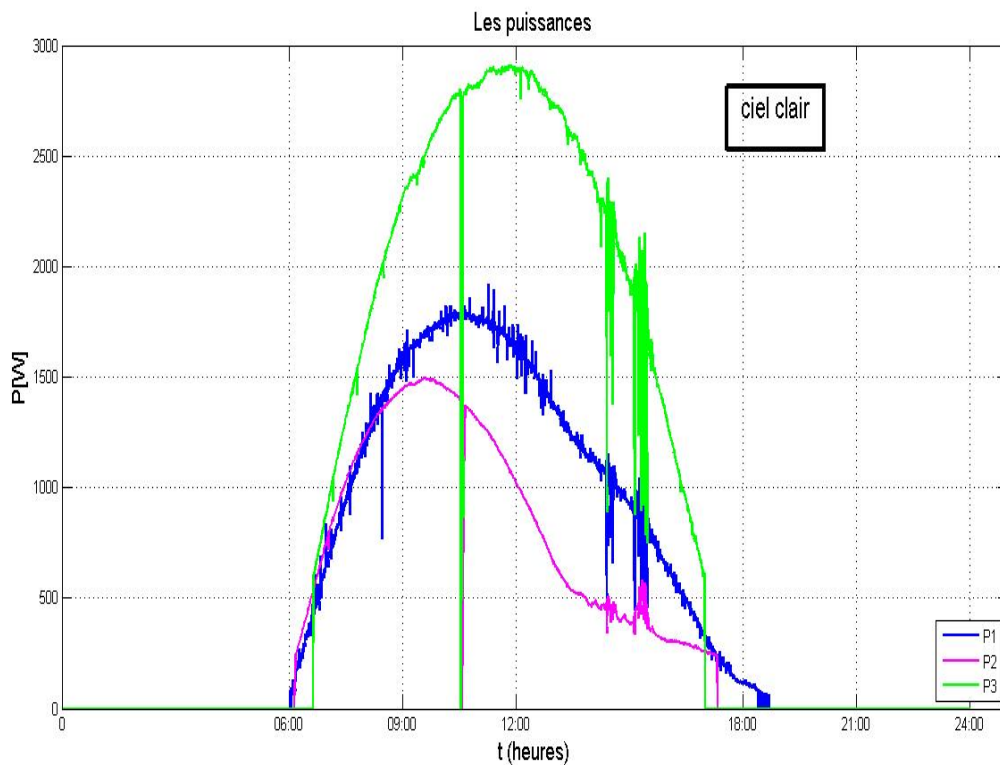


Figure 4.20 : Déséquilibres de puissance entre les phases L1, L2 et L3 en présence du PV.

Le maximum d'écart observé entre la phase L1 et la phase L2 est d'environ 600W ; par contre le maximum d'écart entre la phase L2 et la phase L3 est de taille, il avoisine les 1800W.

4.5.5. Les harmoniques et Les distorsions harmoniques

D'une manière générale, tout appareil électrique comportant de l'électronique est source d'harmoniques. 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....

Les échauffements supplémentaires induits peuvent, à moyen terme, diminuer la durée de vie des machines tournantes, des condensateurs, des transformateurs de puissance et des conducteurs du neutre.

Des mesures dans un quartier résidentiel au Danemark ont montrées que les harmoniques sur le réseau étaient générées principalement par les charges non-linéaires (en particulier les téléviseurs), et non par les générateurs PV.

Cependant, les onduleurs contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant. Ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite, et un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale et crée plus d'harmoniques.

4.5.5.1 Harmoniques de courant et Taux d'Harmonique (THD-I)

La figure 4.21 montre que le taux de distorsion harmonique du courant, est en deca de la limite exigée par la norme EN 50 160. Les causes et les conséquences de cet écart par rapport à la normale restent méconnues jusqu'à ce jour.

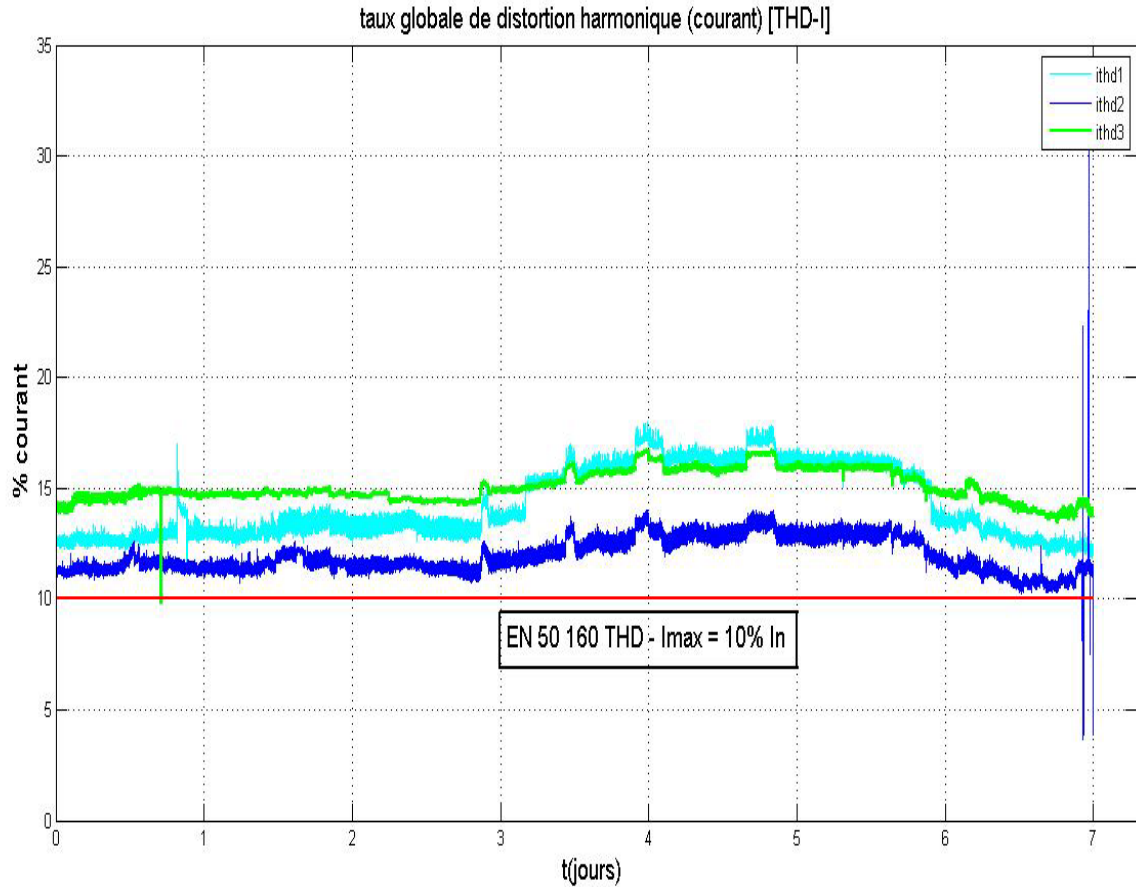


Figure 4.21 : Taux globale de distorsion harmonique du courant THD-I

En analysant les harmoniques générées par le courant injecté au réseau, qui sont démontrées dans la figure 4.22, on constate que toutes les harmoniques, prises ici jusqu'à l'ordre $n=20$ (1KHz), restent très faibles par rapport aux valeurs limites de la norme EN50 160. Exception faite pour l'harmonique de courant d'ordre 3 (phase 1) qui se rapproche de la limite ($I_3 = 4A$) mais reste comme même inférieure.

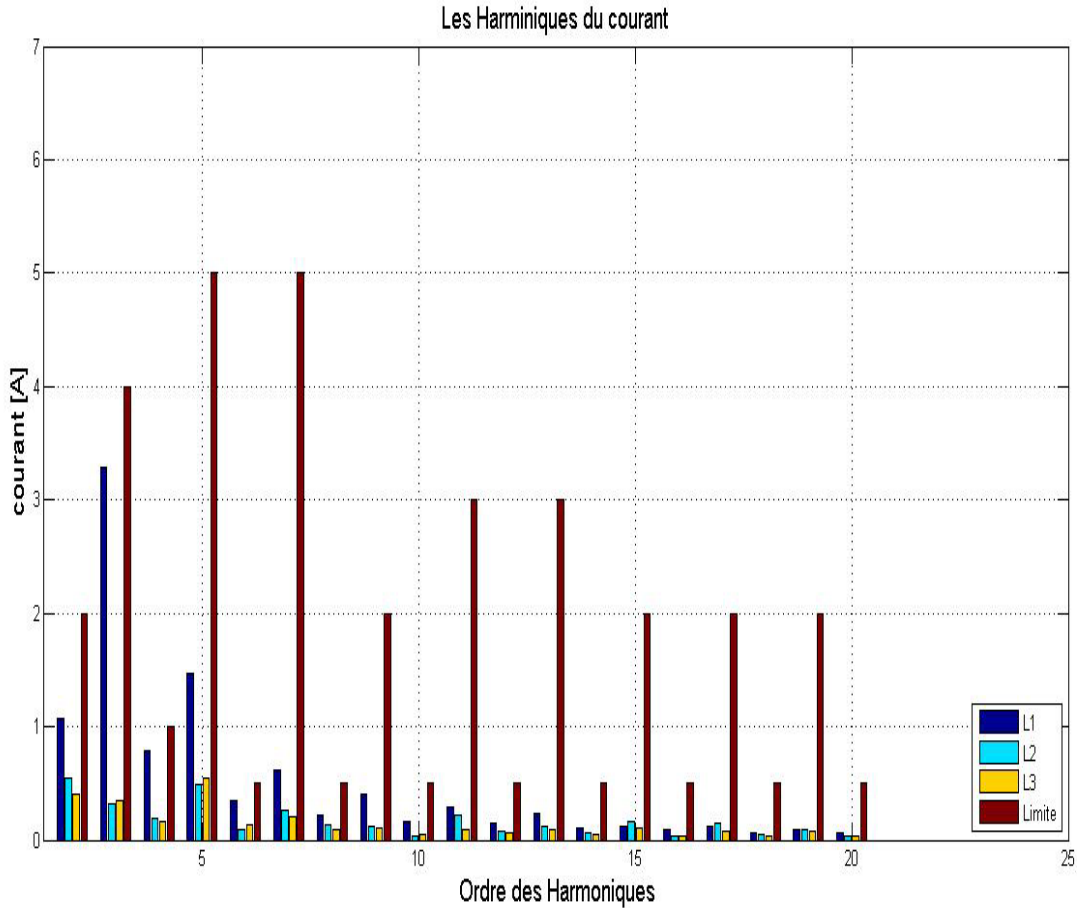


Figure 4.22 : Présentation des harmoniques de courant et la limite EN 50 160

4.5.5.2 Harmoniques de tension et Taux d'Harmonique (THD-U)

Contrairement à ce qui était observé pour le taux de distorsion harmonique de courant (THD-I), on constate sur la figure 4.23 que le (THD-U) de la tension du réseau en présence du photovoltaïque n'a guère dépassé les 5%, loin d'être considérée devant la limite donnée par la norme EN 50 160 (08%).

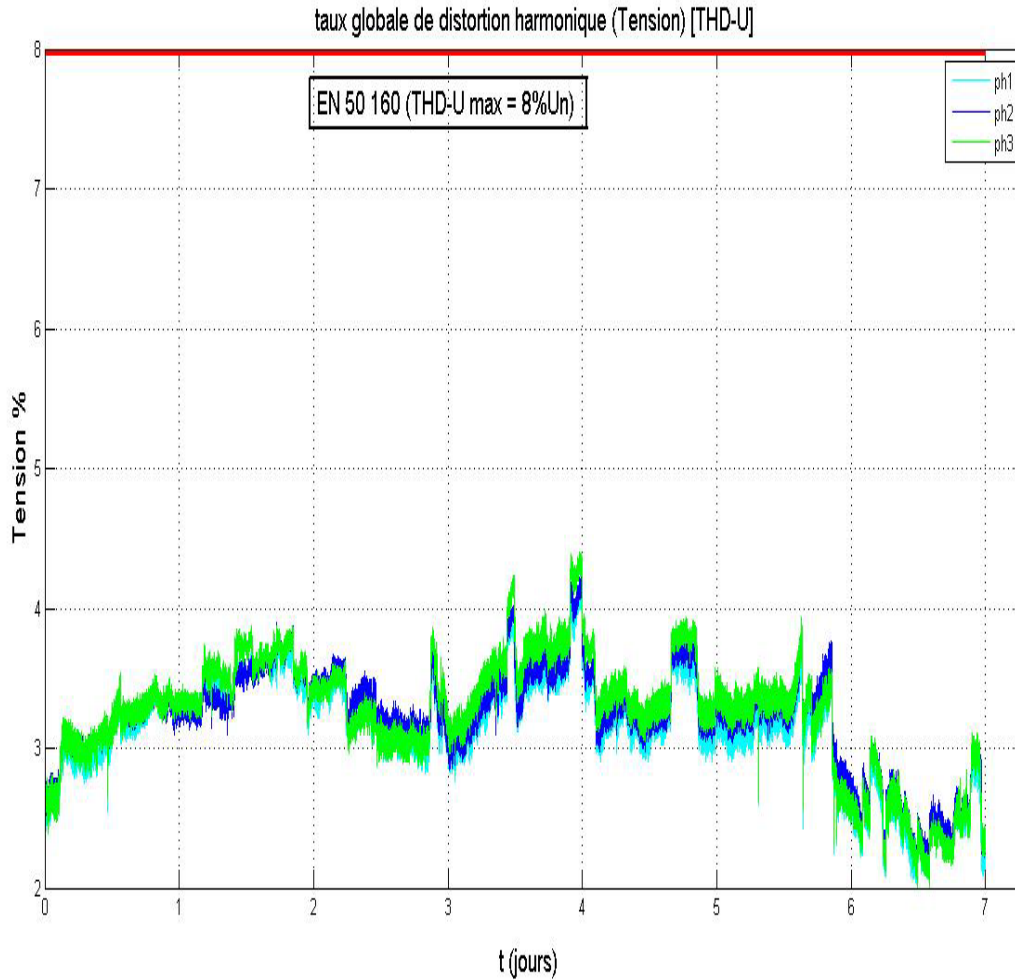


Figure 4.23 : Taux globale de distorsion harmonique de tension THD-U

La figure 4.24 montre que pratiquement toutes les harmoniques de tension respectent les limites de la norme EN 50 160, excepté celle de l'ordre 5, où toutes les phases dépassent la limite requise pour ce rang. Ceci est clairement affiché dans la figure 4.25 qui donne l'évolution temporelle de l'harmonique de tension d'ordre 5. On voit bien que toutes les données dépassent de loin la limite imposée par la norme EN 50 160.

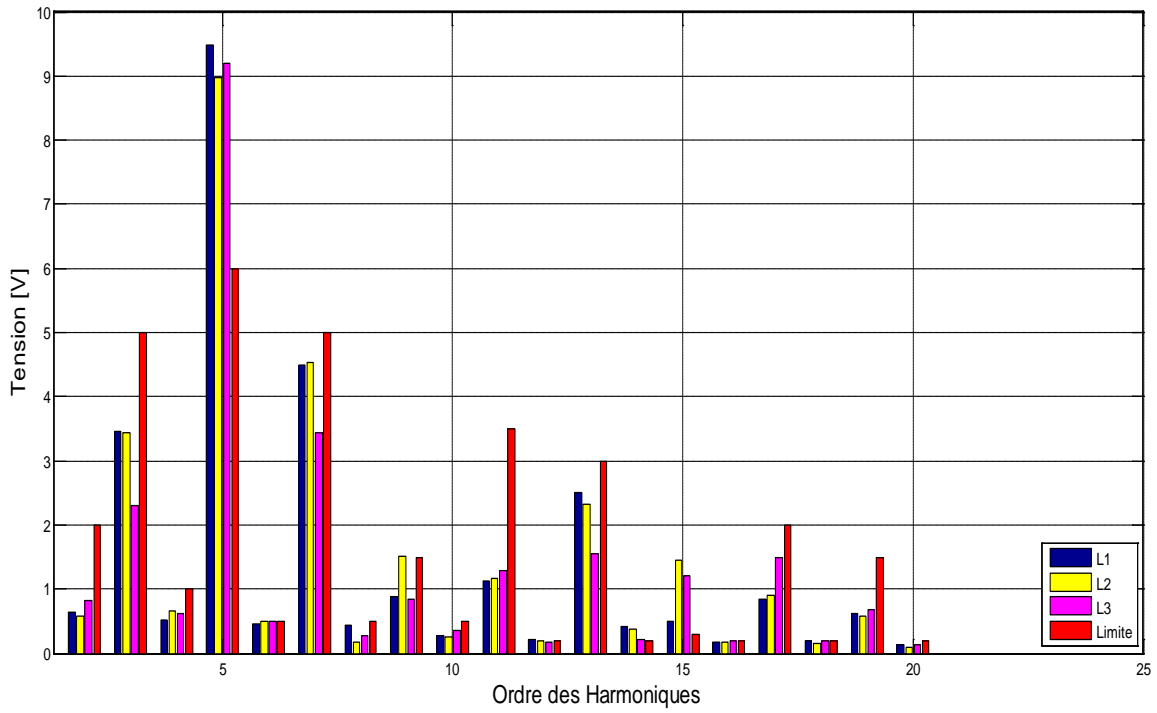


Figure 4.24 : Présentation des harmoniques de tension et la limite EN 50 160

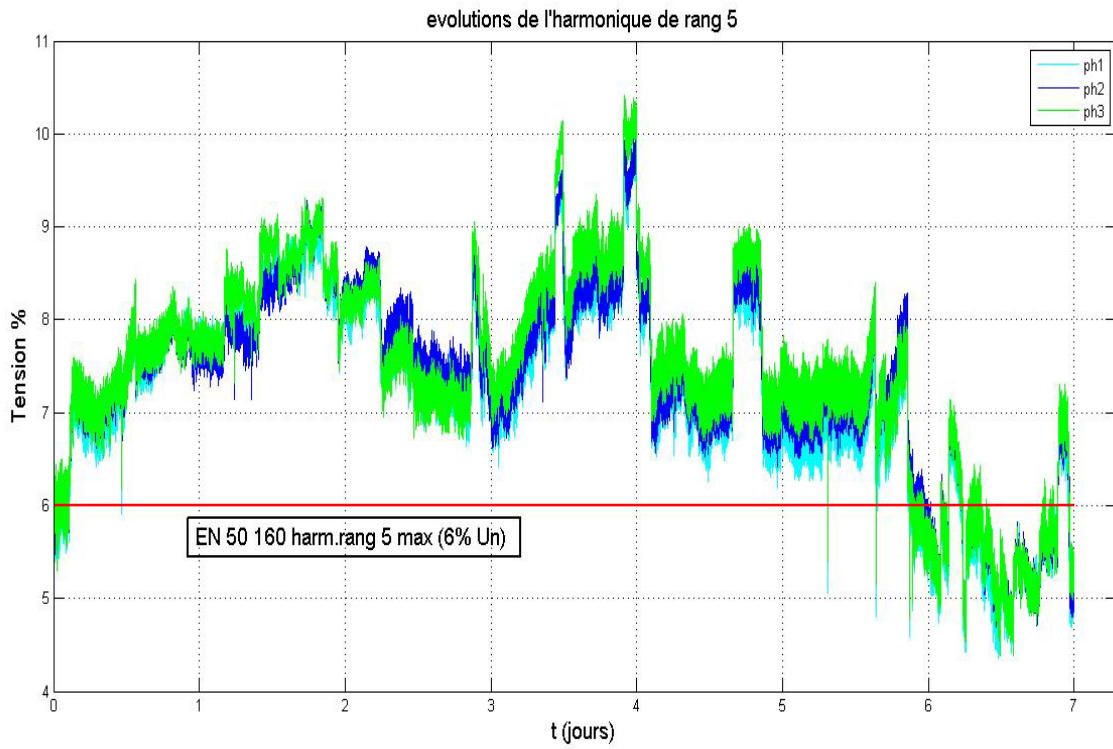


Figure 4.25 : Evolution de l'harmonique de tension d'ordre 5 par rapport à la limite EN 50 160

Pour une analyse fine et dans le but de mettre en exergue l'impact de l'insertion du photovoltaïque dans le réseau de distribution basse tension, nous avons pensé de faire évoluer, sur une période d'une semaine (conformément aux exigences de la norme EN 50 160) la production photovoltaïque avec le taux de distorsion harmonique THD-U.

Les résultats sont affichés sur la figure 4.26, montrant que le taux THD-U tend à s'affaiblir lorsque le système photovoltaïque est en fonctionnement, alors que pendant les périodes nocturnes (Absence du PV), le taux de distorsion THD-U reprend son évolution en hausse.

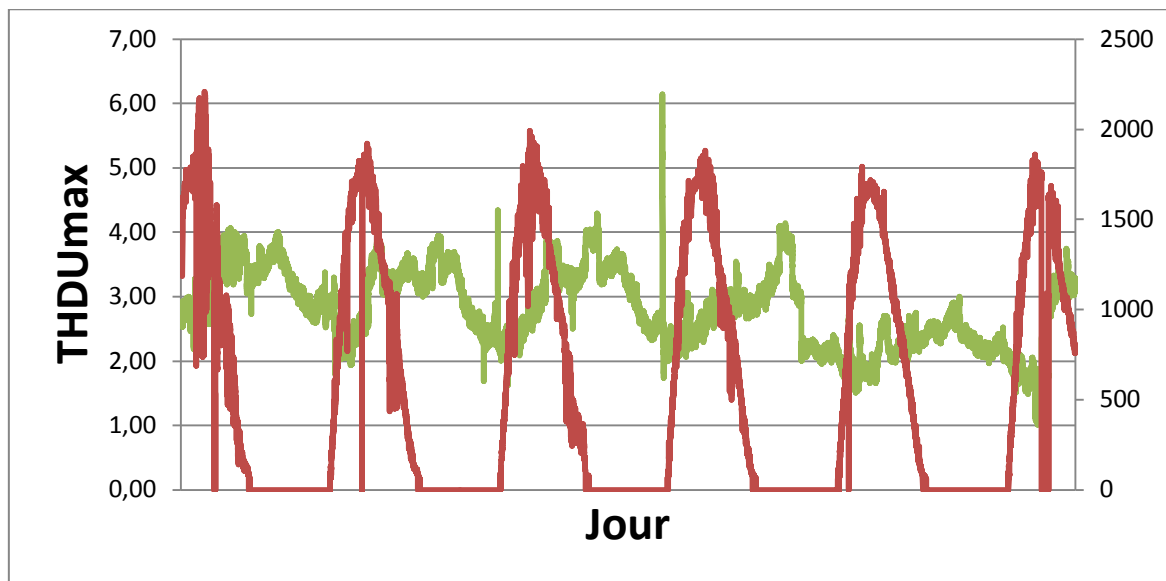


Figure 4.26 : Evolution du taux de distorsion harmonique de la tension en production PV et pendant les périodes nocturnes ou les faibles éclaircissements.

La figure 4.27 confirme le constat ci-dessus, montrant le niveau THD_U qui reste bien en dessous de la limite de la norme de 8%. Il ne montre aucune dépendance sur l'énergie photovoltaïque. En fait, THD_U est plus élevé lorsqu'aucune puissance PV est disponible, c'est à dire dans la soirée et la nuit. Ceci suggère que la déformation est principalement causée par les appareils conventionnels.

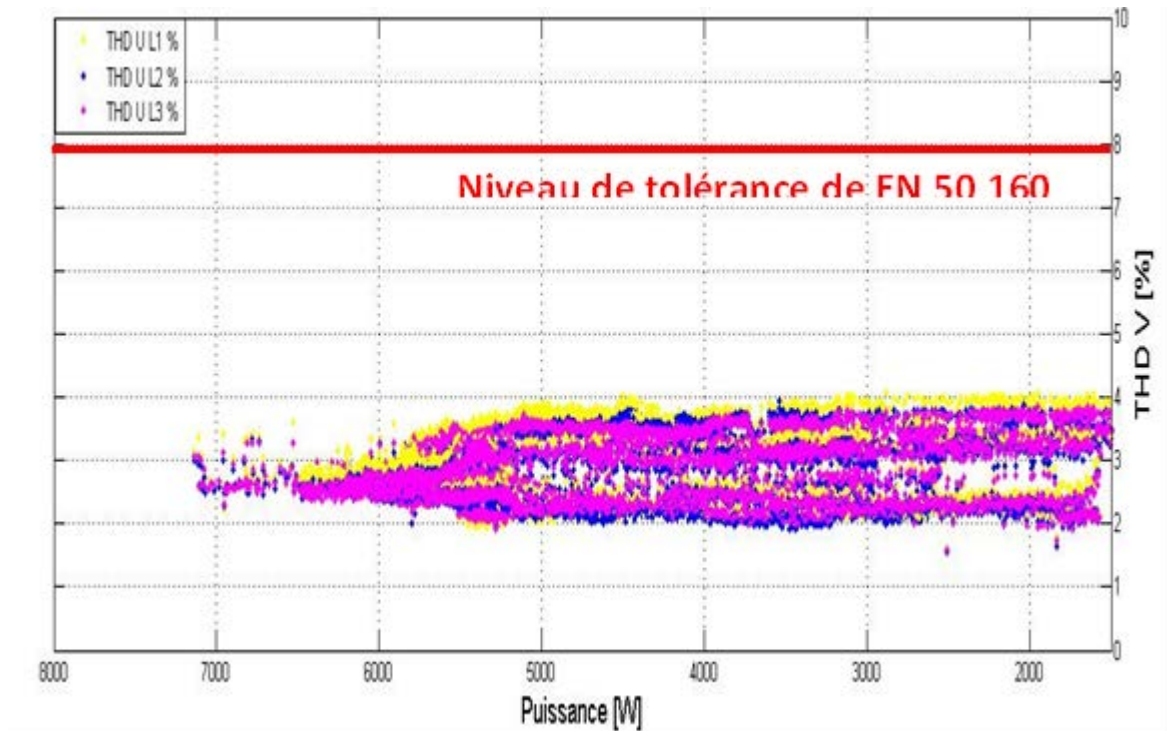


Figure 4.27 : Evolution du taux de distorsion harmonique de la tension Vs la puissance fournie par les onduleurs

4.5.6. Effets de connexion et de déconnexion au réseau de distribution :

Des mesures des transitions (changement d'état de fonctionnement), sur une durée d'une minute, ont été menées afin d'évaluer l'impact de l'installation photovoltaïque sur le réseau de distribution pendant les événements particuliers tels que la connexion ou la déconnexion au réseau de distribution. Cette étude a conclu que, au cours de cet événement, la tension est restée dans les limites fixées par la norme EN 50 160 (voir les figures 4.28 et 4.29).

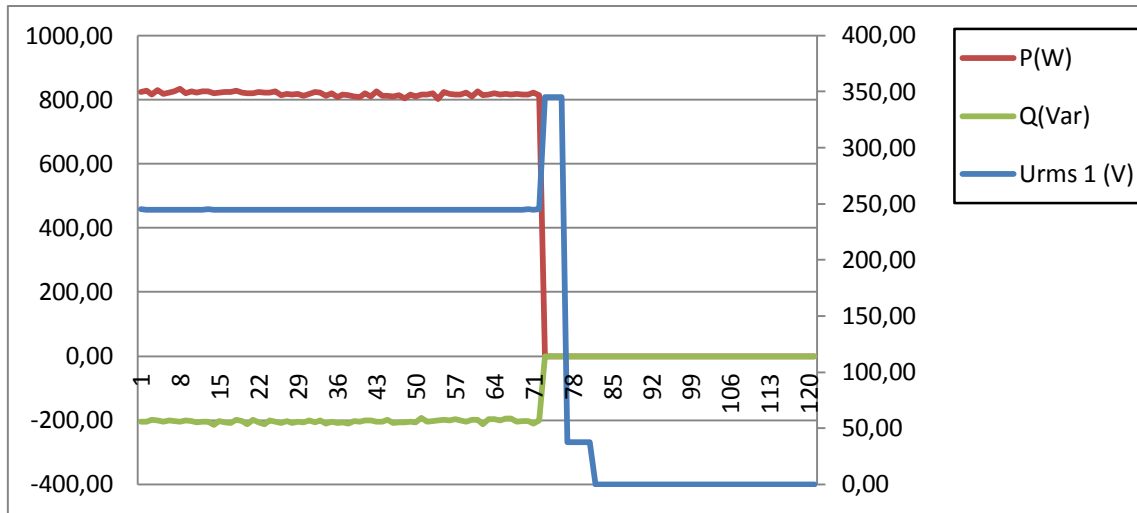


Figure 4.28 : Tension (bleu), la puissance réactive (courbe du bas - verte) et la puissance réelle (courbe en rouge) lors de la déconnexion de l'installation photovoltaïque au réseau.

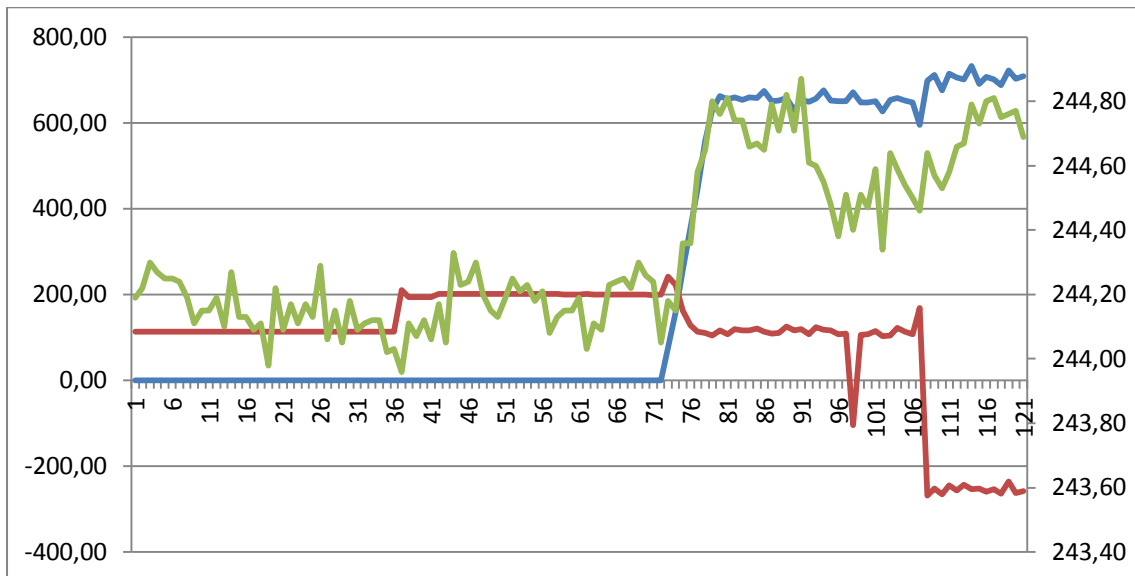


Figure 4.29 : Tension (vert), la puissance réactive (courbe du bas - rouge) et la puissance réelle (courbe en bleu) lors de la connexion de l'installation photovoltaïque au réseau.

Il est à noter aussi que le système photovoltaïque consomme de l'énergie réactive au cours de la période de production, comme on peut le voir sur la figure 4.29, ce qui n'était pas prévu et n'est pas en conformité avec les closes juridiques internationales.

La raison pour laquelle ce système consomme de la puissance réactive n'est pas connue à ce jour.

En conclusion, les campagnes de mesures effectuées au niveau de la centrale PV raccordée au réseau ont démontré que la production photovoltaïque est compatible avec les réseaux

de distribution BT. Cette analyse confirme que la production décentralisée de systèmes PV en général, n'affecte en aucun cas la qualité du réseau de distribution. La qualité de l'énergie s'est trouvée à être affectée uniquement à l'égard de l'augmentation des niveaux de tension de réseau BT. Généralement, toutes les exigences de qualité de l'alimentation comme décrites par la norme européenne EN 50 160 ont été satisfaites.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les retours de terrain sur les problèmes techniques rencontrés par les producteurs d'électricité, les difficultés vécues par les fabricants d'onduleurs désirant concevoir des produits satisfaisants les règles de raccordement, les obstacles divers à franchir par les installateurs et les contraintes nouvelles apportées par ces systèmes dans la gestion des réseaux électriques ont conduit à réfléchir aux améliorations à apporter dans tous ces domaines.

Cette réflexion a tout d'abord permis d'identifier les manques et incohérences dans la réglementation des pays européens, cerner les contraintes techniques et proposer des voies d'amélioration.

Toujours dans la voie de cette réflexion, nous avons installé une centrale photovoltaïque de 12.5KWc de puissance raccordée au réseau de l'UDES. Une série de mesures ont été effectuées en vue d'analyser les performances et l'influence de l'intégration du photovoltaïque dans le réseau de distribution de l'électricité et voir l'impact de ces systèmes PV sur le réseau en se référant aux standards internationaux en l'occurrence la norme européenne EN 50 160 relative à la qualité et de la distribution de l'électricité dans les réseaux publics.

L'analyse de l'impact de l'intégration d'installations PV dans le réseau public de distribution et des conséquences des caractéristiques du réseau sur le fonctionnement de ces installations a été élaboré dans le chapitre trois de ce mémoire. Cette partie de notre travail nous a permis d'identifier un certain nombre de points pouvant impacter l'intégration et affecter le fonctionnement de ces installations.

Les résultats de la campagne de mesure effectuées sur la centrale PV raccordée au réseau de l'UDES, qui sont abordés dans le chapitre quatre de cette étude, démontrent que, contrairement aux grands systèmes PV (de l'ordre de MW), les systèmes PV d'une puissance de quelques KWc installés à proximité du consommateur, sont compatibles avec les réseaux de distribution BT et n'affecte en aucun cas la qualité du réseau de distribution. La qualité de l'énergie serait affectée uniquement à l'égard de l'augmentation des niveaux de tension de

Conclusion générale

réseau BT. Généralement, toutes les exigences de qualité de l'alimentation comme décrites par la norme européenne EN 50 160 ont été satisfaites.

Les résultats de cette étude peuvent servir de base pour l'élaboration d'un texte de référence qui synthétise des exigences du gestionnaire des réseaux de distribution et permettant d'établir une réglementation fixant les conditions spécifiques du raccordement des systèmes photovoltaïques.

Bibliographie

- [01] Guide des Energies Renouvelables, Edition 2007, Ministère de l'Énergie et des Mines
- [02] Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2008-2017, commission de la Régulation de l'Électricité et du Gaz
- [03] Global market outlook for photovoltaic until 2013, European Photovoltaic Industry Association, EPIA March 2009
- [04] Amar KHELIF, « EXPERIENCE, POTENTIEL ET MARCHE PHOTOVOLTAIQUE ALGERIEN ». www.worldenergy.org/documents/congresspapers/94.pdf.
- [05] "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," IEEE Std 929-2000.
- [06] Walid A. Omran, Mehrdad Kazerani, and M. M. A. Salama, "Impacts of Large Grid-Connected PV Systems," 2009 CIGRE Canada conference on Power Systems, (October 4-6, 2009), Toronto, Canada.
- [07] B. H. Chowdhury, and A. W. Sawab, "Evaluating the Value of Distributed Photovoltaic Generations in Radial Distribution Systems," IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996.
- [08] T. Hoff, and D.S. Shugar, "The Value of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses," IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995.
- [09] T. Hoff, H. J. Wenger, and B. K. Farmer, "The Value of Grid-Support Photovoltaics in Providing Distribution System Voltage Support," in Proc. American Solar Energy Society Annual Conf., San Jose, CA, 1994.

- [10] M. M. El-Gasseir, K. P. Alteneider, J. Bigger, "Enhancing Transformer Dynamic Rating through Grid Application of Photovoltaic Arrays," Proceedings of the 23rd IEEE PV Specialists Conference, May 1993.
- [11] W. T. Jewell, R. Ramakumar, "The effects of moving clouds on electric utilities with dispersed PV generation," IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol EC-2, Issue 4, Dec. 1987.
- [12] J. Boland, M. Dik, "The level of complexity needed for weather data in models of solar system performance," Solar Energy, Vol. 71, issue 31, 2001.
- [13] J. F. Jockell, S Rahman, "Application of High Resolution Insolation Data for Photovoltaic System Design Analysis," IEEE Proceedings Southeastcon '89. 'Energy and Information Technologies in the Southeast'. 9-12 April 1989, Page(s):1430 – 1435, vol.3.
- [14] R. Gansler, S. Klein, W. Beckman, "Investigation of minute radiation data," Solar Energy Vol. 55, 1995.
- [15] "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," IEEE Std 929-2000.
- [16] S. M. Chalmers, M.M. Hitt, J.T. Underhill, P.M. Anderson, P.L. Vogt, R. Ingersoll, "The effect of PV power generation on utility operation," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Volume PAS-104, Issue 3, March 1985.
- [17] W. T. Jewell, T.D. Unruh, "Limits on cloud induced fluctuation in PV generation," IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 5, Issue 1, March 1990.
- [18] S. Rahman, M Bouzguenda, "A model to determine the degree of penetration and energy cost of large-scale utility interactive photovoltaic systems". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 9, Issue 2, Jun. 1994.
- [19] W. T. Jewell, R. Ramakumar, S.R. Hill, "A study of dispersed PV generation on the PSO system". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 3, Issue 3, Sep. 1988.
- [20] G. A.Vokas, A. V.Machias, "Harmonic voltages and currents on two Greek islands with photovoltaic stations: study and field measurements," IEEE Transaction on Energy Conversion, vol.10, no.2, pp.302-306, Jun 1995.
- [21] J.H.R. Enslin, P.J.M. Heskies, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," IEEE Transactions on Power Electronics, vol.19, no.6, pp. 1586-1593, Nov. 2004.

- [22] A. Kotsopoulos, P.J.M. Heskes, M.J. Jansen, "Zero-crossing distortion in grid-connected PV inverters," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.52, no.2, pp. 558-565, April 2005.
- [23] J. V. Paatero, and P. D. Lund, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks," Renewable Energy Journal, Volume 32, Issue 2, February 2007, Pages 216-234
- [24] A. Gross, J. Bogensperger, and D. Thyr, "Impacts of large scale photovoltaic systems on the low voltage network," Solar Energy, Vol. 59, Issue 4-6, 1997.
- [25] A. Canova, L. Giaccone, F. Spertino, M. Tartaglia, "Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network," IEEE Transactions on Industry Applications, vol.45, no.1, Jan.-Feb. 2009.
- [26] J. MAIRE, Les réseaux électriques : faits et perspectives, Mars 2008.
- [27] Norme française c 15-100, Aout 2008.
- [28] Règlement de raccordement au réseau d'électricité BT, synerid (fédération des gestionnaires de réseau électricité et gaz en Belgique), 2011.
- [29] Qualité de l'énergie (Power quality in electrical power systems), Delphine RIU, Grenoble-INP, 2012/ 2013
- [30] Cahier technique n° 177, perturbations des Systèmes électroniques et schémas des liaisons à la terre, Roland CALVAS, (1995).
- [31] Guide expert basse tension n° 4 (Schneider Electric), Détection et filtrage des harmoniques, 2009.
- [32] Authors: Sjef Cobben (Continuon), Bruno Gaiddon (Hespul), *Intelligent energy europe, impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high pv population, 2008.*
- [33] Centrales photovoltaïques – Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, PACER, 1996.
- [34] Installations photovoltaïques au sol, Guide de l'étude d'impact, ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement (France)

- [35] Yann PANKOW, étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque, thèse de doctorat (2004).
- [36] ESPRIT, Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, H. Colin (CEA-INES), C. Duvauchelle (EDF), (2010)
- [37] ESPRIT, Impact de l'installation photovoltaïque « HABITARELLE » sur le réseau public de distribution, Relecteurs : H. Colin (CEA-INES), Y. Tanguy (TransEnergie), (2011).
- [38] Cahier technique n° 199, qualité de l'énergie électrique, Philippe FERRACCI, (2001)
- [39] Sjef Cobben, Bruno Gaidon, Herman Laukamp, IMPACT OF PHOTOVOLTAIC GENERATION ON POWER QUALITY IN URBAN AREAS WITH HIGH PV POPULATION (intelligent energy europe) (2008).
- [40] Caractéristique et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et BT d'Hydro-Québec, rapport N° 30012-01-02 (février 2012).
- [41] G. Vijayakumar, M. Kummert, S. Klein, W. Beckman, "Analysis of short-term solar radiation data". Solar Energy 79 (2005) pp. 495–504.
- [42] A. R. Oliva, J. C. Balda, "A PV dispersed generator: a power quality analysis within the IEEE 519," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.18, no.2, pp. 525-530, April 2003.

Annexe

1) Table 1: Values of individual harmonic voltages at the supply terminals for orders up to 25 given in percent of the fundamental voltage U_1

Odd harmonics				Even harmonics	
Not multiples of 3		Multiples of 3			
Order h	Relative voltage (U_n)	Order h	Relative voltage (U_n)	Order h	Relative voltage (U_n)
5	6.0 %	3	5.0 %	2	2.0 %
7	5.0 %	9	1.5 %	4	1.0 %
11	3.5 %	15	0.5 %	6 24	0.5 %
13	3.0 %	21	0.5 %		
17	2.0 %				
19	1.5 %				
23	1.5 %				
25	1.5 %				

NOTE No values are given for harmonics of order higher than 25, as they are usually small, but largely unpredictable due to resonance effects.

2) EN 50 160 requirements for LV grid

The following table gives the currently valid (year 2008) requirements of EN 50 160.

General requirements (except for frequency) are:

- at least one week of measurement
- 10 min average rms values
- 95 % of data shall fall within limits

Parameter	EN 50 160 requirements
Power frequency	mean value of fundamental measured over 10 s: $\pm 1\%$ (49.5 - 50.5 Hz) for 99.5% of week $-6\%/+4\%$ (47- 52 Hz) for 100% of week
Magnitude of the supply voltage	$\pm 10\%$ for 95 % of week,
Supply voltage variations	$\pm 10\%$ for 95 % of week,
Voltage level variations	$\pm 10\%$ for 95 % of week,
Rapid voltage changes	level changes $\leq 5\%$ normal, $>10\%$ infrequently
Flicker	$P_{It} \leq 1$ for 95 % of week
Supply voltage dips	Majority: duration $< 1s$, depth $< 60\%$. Locally limited dips caused by load switching: 10 – 50 %
Short interruptions of supply voltage	duration ≤ 3 minutes: few tens - few hundreds/year Duration 70 % of them < 1 s
Long interruption of supply voltage	duration > 3 minutes: $< 10 - 50$ /year
Temporary, power frequency overvoltages	< 1.5 kV rms
Transient overvoltages	generally < 6 kV, occasionally higher; rise time: ms - μs .
Supply voltage unbalance	$\leq 2\%$ $\leq 3\%$ in some locations
Harmonic voltage	individual harmonics: see table below THD $\leq 8\%$ (including all harmonics up to the order 40)
Interharmonic voltage	under consideration
Mains signalling voltage	according to frequency dependent curve

3) Caractéristiques des onduleurs

A) KAKO powador 3200-INT

Art. N°

0201462



Modèle	Kako Powador 3200 DCS INT
Tension d'entrée (MPP range)	350 - 600 V
Tension en circuit ouvert	800 V
Courant d'entrée max.	8.6 A
Puissance nominale d'injection	2600 W
Tension de sortie	190 - 264 V
Facteur de puissance cos phi	0.8 inductif, 0.8 capacitif
Fréquence réseau	50 Hz
Facteur de distorsion	< 3 %
Rendement max.	96.6 %
Rendement européen	95.8 %
Auto-consommation de nuit	0 W
Température ambiante	-20 à +60 °C
Evacuation de la chaleur	Refroidissement par convection / pas de ventilateur
Type de protection	IP54
Conception du circuit	Autocalibré, sans transformateur
Sectionneur de charge CC	Intégré(e)
Surveillance réseau	DIN VDE 0126-1-1:2006- 02, VDE AR-N 4105
Affichage	Ecran LCD à deux lignes
Type de raccordement	Bornes sur platine de connexion 10 mm ² maxi
Boîtier	Aluminium
Dimensions (l / H / P)	500 mm / 340 mm / 200 mm
Poids	19 kg
Garantie *	5 + 2 ans
Normes	DIN VDE 0126-1-1:2006- 02, EN 50178, DIN EN 50178, CEI 62103, label de qualité RAL (RAL GZ 966), VDE AR-N 4105

B) SUNNY BOY SB 1700

Entrée DC

Puissance maximale DC pour $\cos \varphi = 1$	P_{DC}	1 850 W
Tension DC maximale *	$U_{DC Max}$	400 V
Plage de tension MPP pour 230 V AC	U_{PV}	147 V ... 320 V
Tension nominale DC	$U_{DC nom}$	180 V
Tension DC minimale pour 230 V AC	$U_{DC Min}$	139 V
Tension photovoltaïque de départ, réglable	$U_{PV Start}$	180 V
Courant d'entrée maximal	$I_{PV Max}$	12,6 A
Nombre de trackers MPP		1
Nombre maximal de strings en parallèle		2
Ondulation de la tension d'entrée	U_{rr}	< 10 %
Autoconsommation en service		< 4 W

* La tension à vide maximale pouvant survenir à une température de cellule de -10°C ne doit pas dépasser la tension d'entrée maximale.

Sortie AC

Puissance nominale AC pour 230 V, 50 Hz	$P_{AC nom}$	1 550 W
Puissance AC apparente maximale	$S_{AC Max}$	1 700 VA
Courant nominal AC	$I_{AC nom}$	6,7 A
Courant de sortie maximal	$I_{AC max}$	8,6 A
Ampérage max. du fusible		16 A
Coefficient de distorsion harmonique du courant de sortie pour tension harmonique AC < 2 % Puissance AC > 0,5 puissance nominale AC	K_{IAC}	< 3 %
Tension AC nominale	$U_{AC nom}$	220 V / 230 V / 240 V
Plage de tension AC	U_{AC}	180 V ... 265 V
Fréquence du réseau AC	$f_{AC nom}$	50 Hz / 60 Hz
Plage de travail pour fréquence de réseau AC	f_{AC}	50 Hz : 45,5 Hz ... 54,5 Hz 60 Hz : 55,5 Hz ... 64,5 Hz
Facteur de puissance pour puissance nominale AC	$\cos \varphi$	1
Catégorie de surtension		III
Tension d'essai pour 50 Hz		1,7 kV
Tension de choc d'essai		4 kV
Tension de choc d'essai avec interface série		6 kV
Autoconsommation en service de nuit		0,1 W

C) SUNNY BOY SB 2000

Technical data	Sunny Boy 2000HF
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	2100 W
Max. DC voltage	700 V
MPP voltage range	175 V - 560 V
DC nominal voltage	530 V
Min. DC voltage / start voltage	175 V / 220 V
Max. input current / per string	12 A / 12 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2
Output (AC)	
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	2000 W
Max. AC apparent power	2000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz
Max. output current	11.4 A
Power factor ($\cos \varphi$)	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta	96.3 % / 95.0 %
Protection devices	
DC reverse-polarity protection	●
ESS switch-disconnector	●
AC short circuit protection	●
Ground fault monitoring	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	● / -
Protection class / overvoltage category	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D) in mm	348 / 580 / 145
Weight	17 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	www.SMA-Solar.com
Internal consumption: (night)	0.8 W
Topology	Hf transformer
Cooling concept	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H
Features	
DC connection: SUNCLIX	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	- / ● / -
Display: text line / graphic	- / ●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○ / ●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, Ene E
* In planning	
** Variants for France under preparation	
*** Does not apply to all national deviations of EN 50438	
● Standard features ○ Optional features - not available	
Provisional data, as of July 2010 - data at nominal conditions	
Type designation	SB 2000HF-30

D) SOLAR MAX 2000 S

	SolarMax 2000S	SolarMax 3000S
Entrée (DC)		
Puissance max. du générateur *)	2300 W _{src}	3300 W _{src}
Secteur de réglage	100...550 V _{dc}	
Tension d'entrée maximale	600 V _{dc}	
Courant d'entrée	0...11 A _{dc}	0...11 A _{dc}
Sortie (AC)		
Puissance nominale	1800 W	2500 W
Puissance maximale	1980 VA	2750 VA
Tension nominale réseau / plage	230 V _{ac} / 184...300 V _{ac}	
Facteur de puissance (FP)	> 0,98	
Fréq. nominale réseau / plage	50 Hz / 45...55 Hz	
Taux d'harmoniques à puissance nominale	< 3 %	
Caractéristiques du système		
Rendement maximum	97 %	97 %
Rendement européen	95,4 % @ 400 V _{dc} 94,6 % @ 300 V _{dc}	95,5 % @ 400 V _{dc} 94,9 % @ 300 V _{dc}
Température ambiante	-20 °C...+ 60 °C	
Puissance nominale jusqu'à une température ambiante de	+ 45 °C	
Humidité relative de l'air	0...98 %, pas de condensation	
Type de protection	IP 54	
Concept de circuit	Régulateur numérique du courant sinusoïdal, sans transformateur, deux étages, PWM (IGBT) (sans séparation galvanique)	
Humidité relative de l'air	Convection / Ventilateur (le ventilateur peut être remplacé depuis l'extérieur)	
Affichage	Ecran graphique LCD de 128 x 64 pixels, avec rétroéclairage et DEL d'état	
Desserte	trois touches	
Disjoncteur DC	Disjoncteur DC intégré selon VDE 0100-712	
Conformité CE selon	EN 50178, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3	
Surveillance réseau	VDE 0126-1-1	
Disjoncteur à courant de défaut	VDE 0126-1-1	
Marque de contrôle	«Type de construction testé» TÜV Rheinland	
Autres normes	DK 6940, RD 661	
Enregistreur de données	Enregistreur de données pour rendement énergétique, puissance maximale et durée d'exploitation des derniers 31 jours, 12 mois et 10 années	
Communication de données	RS 485 / Ethernet	
Contact de signalisation d'erreur	Connecteur M12 avec relais servant de contact de repos / travail	
Dimensions (LxHxP)	545 x 290 x 185 mm	
Poids	13 kg	13 kg
Boîtier	Alu, couvercle poudré	

E) FRONIUS IG 15

INPUT DATA	Fronius IG 15	20	30	40	60 HV
MPP voltage range	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V
Max. input voltage (at 1000 W/m ² ; -10°C)	500 V	500 V	500 V	500 V	530 V
PV system output	1300 - 2000 Wp	1800 - 2700 Wp	2500 - 3600 Wp	3500 - 5500 Wp	4500 - 6700 Wp
Max. input current	10.8 A	14.3 A	19.0 A	29.4 A	35.8 A

OUTPUT DATA	Fronius IG 15	20	30	40	60 HV
Nominal output	1300 W	1800 W	2500 W	3500 W	4500 W
Max. power output	1500 W	2000 W	2650 W	4100 W	5000 W
Max. efficiency	94.2 %	94.3 %	94.3 %	94.3 %	94.3 %
Euro efficiency	91.4 %	92.3 %	92.7 %	93.5 %	93.5 %
Mains voltage / frequency	230 V / 50 Hz (60 Hz)				
Distortion factor	< 3.5 %				
Power factor	1				
Power consumption at night	0 W				

GENERAL DATA	Fronius IG 15	20	30	40	60 HV
Size (l x w x h)	366 x 344 x 220 mm (500 x 435 x 225 mm)		610 x 344 x 220 mm (733 x 435 x 225 mm)		
Weight	9 kg (12 kg)			16 kg (20 kg)	
Cooling	controlled forced-air cooling				
Housing variations	designer internal housing; optional outdoor housing				
Ambient temperature range	-20°C to +50°C				
Permissible humidity	0% to 95%				

PROTECTIVE DEVICES	Fronius IG 15	20	30	40	60 HV
DC insulation measurement	warning when $R_{iso} < 500 \text{ k}\Omega/\text{m}$				
Polarity reversal protection	built-in				
Behaviour on DC overload	displacement of operating point				

F) AURORA PVI 2000

CARACTÉRISTIQUES	PVI-2000-OUTD
Paramètres d'entrée	
Puissance nominale DC (Kw)	2,1
Puissance DC max conseillée (Kw)	2,3
Plaque de tension d'entrée (V)	90 - 580 (90 nominal)
Plaque de tension d'entrée pour pleine puissance (V)	210-530
Tension d'entrée pleine puissance asymétrique (V)	NA
Tension d'entrée maximum (V)	600
Tension d'activation VSTART (V)	200 nominal (ajustable entre 120Vdc-350Vdc)
Nombre de MPPT indépendant	1
Puissance maximum d'entrée sur chaque MPPT	2,1
Nombre d'entrées DC	1
Courant maximum Dc sur chaque MPPT (A)	10 (12 court circuit)
Connection DC	1 (1 positive, 1 négative)
	MultiContact Ø 3mm (male - entrée positive - femelle - entrée négative)
	Contre connecteur de montage inclus
	section des câbles conducteur: 4-6mm ² /AWG12-10 - Câble Ø w/insulator: 3-6mm
PROTECTIONS D'ENTRÉE	
protections inversions de polarité	OUI
Par tableau sur chaque entrée (version SoftIce FS seulement)	NA
diode Dc par résistance	2 protections thermique incluses
Contrôle côté panneaux photovoltaïque	Conforme à la VDE0126-1-1
DC switch (version S et FS seulement)	NA
PARAMÈTRES DE SORTIES	
Puissance nominale AC (jusqu'à 50°C Kw)	2
Puissance maximum AC (Kw)	2
Connection secteur AC	simple phase 230Vac 50Hz + PE
Tension nominale AC (V)	230
Gamme maximum de tension AC (V)	180-264
Fréquence nominale AC (Hz)	50
Courant maximum ligne AC (A)	9
Connection AC	Connecteur à bayonnette circulaire
	Section des câbles conducteur: Solid / Stranded: 0,5-2,5mm ² / AWG 20-14
	Câble type Ø: 10-12mm
Correction du facteur de forme PFC	1
Courant de distorsion AC (THD%)	<2,5% de la puissance avec un signal sinusoïdal en série
PROTECTION DE SORTIE	
Côté AC (variances)	2 + protections à la terre
Protection de défaut terre	according to VDE0126-1-1
RENDIMENT	
Rendement maximum	96,5%
Rendement européen	94,8%
PARAMÈTRES EXTERNES	
Refroidissement	Convection naturelle
Température ambiante (C°)	-20 / +60 (Diminution de la puissance au-delà de 50°C)
Altitude (m)	2000
Bruit acoustique (dBA)	<40 @1m
Protection du boîtier	IP65
Humidité relative	0-100% d'humidité
MÉCANIQUES	
Dimensions	420 x 325 x 141
Poids	12
AUTRES	
Consommation de STAND BY (w)	8
Alimentation du seuil (W)	10
Consommation nocturne	0,3
Isolation	Sans transformateur
Ecran	Oui (Alphanumérique 2 lignes)
Communication	RS485 (Bornier à vis - Conducteur de section: 0,08-1,5mm ² /AWG26-16)
	"Aurora Easy-Control" système de télé-contrôle (Option)
VARIANTES PRODUITS DISPONIBLES	
Standard- sans options	PVI-2000-010D
avec DC switch	NA