

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



*Université de Ghardaïa*

N° d'ordre :  
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies  
Département des Sciences et Technologies

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER**

**Domaine :** *Sciences et Technologies*

**Filière :** *Energies Renouvelables*

**Spécialité :** *Energies Renouvelables En Electrotechnique*

**Par :** **BEKKOUCHE Idris**

**BELABBASSI Marouane**

**Thème**

**Influence de l'Intégration des PV sur la  
Stabilité du Réseau Electrique**

Soutenu publiquement le : 20/06/2018

Devant le jury :

<b>Mr. Mohamed Aissa</b>	MRB	Univ. Ghardaïa	<b>Président</b>
<b>Mr. KHELIFI Reski</b>	AR	Univ. Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>Mr. BAHRI Ahmed</b>	MAB	Univ. Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>Mr. KHATTARA Abdelouahab</b>	MCB	Univ. Ghardaïa	<b>Encadreur</b>

**Année universitaire 2017/2018**

# *Dédicace*

*C'est avec une très grande émotion et un immense plaisir que je dédie  
ce modeste travail :*

*A mes très chers **parents** qui m'ont soutenu durant toute la durée de  
mes études, Je demande à ALLAH de les protéger toujours.*

*A mes frères et sœurs*

*A mes belles sœurs: **Asma** et **Meriem***

*A ma chère grand-mère, j'espère que ALLAH prolonge sa vie.*

*A mes tantes et mes oncles ainsi que leurs épouses surtout **karima***

*Mes cousins et cousines, spécialement : **Laid, Ahmed** et **Hacen** et sa  
femme **Fati**.*

*A tous les membres de ma famille, petits et grands*

*A mes chers amis : **Marouane, Hamza, Kaouider, Youcef, Yacine**, et  
**Mohamed** qui m'ont beaucoup aidé durant ces années d'études.*

*Toute la promotion de master ST 2018 de l'université de GHARDAIA,  
en particulier : **Abderrahmane, Alladine, Abderrezzak** et **Fares**.*

*Une dédicace spéciale pour les enseignants : **Dr. R. SADOUNI**,  
**Dr. B.belgacem, Dr. G.Fatiha**, aussi bien le doyen de la faculté **Dr.**  
**Bouarour**, le Directeur des études **Dr. B.Fouzzi** pour le soutien  
permanent au niveau de la faculté à fin de s'efforcer de mise à niveau  
de formation ici.*

*A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.*

*Enfin à tous ceux et celles qui m'ont encouragé et soutenu.*

*Idris*

# *Dédicace*

*A mes chers parents tendres :*

*A celle qui m'a donné l'espoir de vivre, et réussir, de donner sans hésiter et travailler avec une certaine perfection « ma mère ».*

*A ceux qui est le symbole de la générosité mon prof au lycée et mon cher père à la maison. Alors les fruits de tous mes efforts sont presque mures je vous les offrir.*

*Et à tous qui me donne :*

*L'Amour et la sollicitude : ma grand-mère.*

*L'espoir : mes chères sœurs Aïcha et Anfal et mes chères frères Akram, Abdelrahmane, Wissam.*

*A mes amis : Abdellah, Alladine, Ali, Abde Sallam, Abbass, Kouider, Mohamed, Slimane, Brahim.*

*Ames voisins à la cité universitaire : El Hadj, Hicham, Mohamed.*

*A mon cher amie tendre Idris : mon préfère amie qui est toujours le sens de l'humour et de la fidélité.*

*A tous ceux qui ont une relation de proche ou de loin avec la réalisation du présent travail.*

*Je dédie ce travail en espère la réussite et le succès*

*Marouane*

## Remerciement

*Tout d'abord, nous remercions **ALLAH**, notre créateur de nos avoir donné les forces, la volonté et le courage afin d'accomplir ce travail modeste.*

*Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus vifs à notre encadreur qui a proposé le thème de ce mémoire, **Dr. Abdelouahab KHATTARA** pour avoir accepté de diriger ce travail. Leur contribution au suivi de ce travail a été décisive à l'accomplissement de l'objectif visé à travers ce travail.*

*Nos remerciements aux honorables membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Nos profondes reconnaissances à l'ensemble des enseignants du département de science et technologie pour leurs enseignements et conseils durant le cursus d'études.*

*Nous adressons nos remerciements les plus chaleureux à nos familles pour leur amour, leur patience, et leur sacrifice qui s'inscrivent à chaque page de ce document.*

*Enfin, un grand remerciement à l'ensemble des personnes qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.*

إن نمو أنظمة الطاقة الكهربائية، وزيادة تعقيد الشبكات الكهربائية، بوجود خطوط متعددة لنقل و توزيع الطاقة الكهربائية، يجعل هذه الأنظمة عرضة لعدد من الأعطال التي تؤدي إلى عدم استقرار النظام. لذلك من المهم أن يكون نظام الطاقة قادراً على البقاء في حالة تشغيل متوازنة عند حالات التشغيل العادية، وأن يكون قادراً على الوصول إلى حالة توازن مقبولة بعد تعرضه لاضطراب. يكون النظام مستقراً عندما تكون الاستطاعة المولدة مساوية الاستطاعة المستهلكة، مضافاً إليها الضياعات. لذلك من المهم تقليل الفرق بين التوليد والحمل. وبتنوع مصادر توليد الطاقة الخضراء (المتجددة) خاصة الكهروضوئية و إسهامها في عمليات انتاج الطاقة الكهربائية بشكل معتبر في العالم، مع كثرة و تطور تقنيات ادراجها في شبكات الكهرباء، دفعنا هذا لدراسة تأثير ادماج الطاقة الكهروضوئية على استقرار الشبكات مع التركيز بصفة خاصة على استقرار الجهد الديناميكي و الساكن، انطلاقاً من المحاكاة الى تطبيق اعطاب على الشبكة ثم ادراج وحدات كهروضوئية وصولاً الى دراسة فرق تأثير الاعطاب في حالة عدم او وجود الوحدات الكهروضوئية حيث تطبق دراستنا على شبكة الاختبار المعروفة 14 عقدة (IEEE-14) ثم نتحقق من صحة النتائج على شبكة 17 عقدة في منطقة غرداية مستخدمين في ذلك علبه الادوات PSAT التي تعمل في بيئة الـ Matlab.

**الكلمات المفتاحية :** دمج المحطات الكهروضوئية، سريان تدفق الطاقة، اعطال، هامش الاستقرار الساكن، الزمن الحرج لعزل الخطأ ، استقرار الشبكة، شبكة 14 عقدة.

## Résumé

La croissance des systèmes de puissance électrique et la complexité des réseaux électriques, avec la présence de plusieurs lignes de transmission et de distribution d'énergie électrique, Cela rendra ces systèmes vulnérables à un certain nombre de défaillances qui conduisent à l'instabilité du système. Donc il est important que le système énergétique puisse rester dans un état de fonctionnement équilibré dans des conditions de fonctionnement normales et être capable d'atteindre un état d'équilibre acceptable après avoir été perturbé. Le système est stable lorsque l'énergie de production est égale à l'énergie consommée, plus les pertes. alors Il est important de réduire la différence entre la production et la charge. et avec la variété des sources de génération d'énergie verte (renouvelable), en particulier le PV et sa contribution à la production d'énergie électrique de manière significative dans le monde en plus le développement des techniques et l'accru de leur intégration dans les réseaux électriques. Cela nous a conduit à étudier l'effet de l'intégration photovoltaïque (PV) sur la stabilité du réseau, avec un accent particulier sur la stabilité dynamique et statique de la tension, a partir de la simulation à l'application de défaut sur le réseau, ensuite l'intégration du parc PV pour étudier la différence des impacts des PVs pendant l'absence puis en la présence de défaut où notre étude est appliquée sur le réseau connu de test (IEEE-14) puis Nous validons les résultats sur un réseau 17 JB dans la région de Ghardaïa en utilisant la boîte à outils PSAT sous Matlab.

**Les mots clés :** l'intégration des parcs PVS, la continuation de l'écoulement de puissance, défauts, la marge de stabilité, le temps critique d'apparition du défaut, stabilité de réseau, IEEE-14.

### **Abstract**

The growth of electrical power systems and the complexity of power grids, with the presence of several lines of transmission and distribution of electrical energy, this will make these systems vulnerable to a number of failures that lead to instability of the system. Therefore it is important that the energy system can remain in a balanced operating state under normal operating conditions and be able to reach an acceptable equilibrium state after being disturbed. The system is stable when the energy of production is equal to the energy consumed, plus the losses. So it is important to reduce the difference between production and charging, and with the variety of sources of green energy generation (renewable), especially PVs and its contribution to the production of electrical energy significantly in the world in addition to developing techniques and increasing their integration into electrical networks. This led us to study the effect of photovoltaic integration on grid stability, with particular emphasis on dynamic and static voltage stability, from simulation to fault application on the network, then the integration of the PV park to study the difference of the impacts of the PV during the absence then in the presence of defect where our study is applied on the known network of test (IEEE-14) then We validate the results on a network 17 JB in the GHARDAIA region using the PSAT toolbox under MATLAB.

**Key words:** the integration of PVs parks, continuation power flow, faults, loading margin, critical clearing time, network stability, IEEE-14.

Liste des tableaux

<b>Tableau I. 1 :</b> Historique de quelques blackouts .....	16
<b>Tableau II. 1 :</b> Données techniques du modèle d'étude IEEE-14 .....	30
<b>Tableau II. 2 :</b> Résultats de l'EP de réseau 14 JB à l'état initiale (statique) .....	30
<b>Tableau II. 3 :</b> Le CCT après l'intégration du défaut seulement et $\lambda$ dans le fonctionnement normale du réseau IEEE-14 .....	32
<b>Tableau II. 4 :</b> La marge de stabilité et la chute de tension après l'intégration des PVs .....	36
<b>Tableau II. 5 :</b> Le CCT après l'intégration des PVs .....	37
<b>Tableau III. 1 :</b> Données techniques du modèle d'étude 17 JB .....	46
<b>Tableau III. 2 :</b> Résultats de l'EP de réseau 17 JB à l'état initiale (statique) .....	47
<b>Tableau III. 3 :</b> Le CCT après l'intégration du défaut seulement et $\lambda$ dans le fonctionnement normale du réseau 17 .....	48
<b>Tableau III. 4 :</b> La marge de stabilité et la chute de tension après l'intégration des PVs .....	48
<b>Tableau III. 5 :</b> Le CCT après l'intégration des PVs .....	49

## Liste des figures

<b>Fig I. 1</b> : Bilan mondial 2012 de la production d'électricité et taux moyens, sur dix ans, de la croissance par source .....	6
<b>Fig I. 2</b> : Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015 .....	7
<b>Fig I. 3</b> : 10 premiers marchés mondiaux de solaire PV installés à la fin de 2016 .....	9
<b>Fig I. 4</b> : Évolution de la capacité solaire PV annuelle installée dans le monde 2000- 2016....	9
<b>Fig I. 5</b> : L'impotence du potentiel solaire en Algérie .....	11
<b>Fig I. 6</b> : Pénétration des EnR dans la production nationale en TWh .....	11
<b>Fig I. 7</b> : structure du parc de la production nationale en MW .....	12
<b>Fig I. 8</b> : Schéma bloc d'une installation PV autonome avec stockage d'énergie .....	13
<b>Fig I. 9</b> : Schéma d'un système PV autonome .....	14
<b>Fig I. 10</b> : Schéma d'un système PV connecté au réseau .....	14
<b>Fig I. 11</b> : Schéma d'un système PV hybride .....	15
<b>Fig I. 12</b> : Plan de la classification des différents types de la stabilité de système de puissance .....	18
<b>Fig I. 13</b> : Variation d'angle de rotor. Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillations .....	20
<b>Fig II. 1</b> : GUI principale.....	25
<b>Fig II. 2</b> : Principe d'continuation de l'EP .....	28
<b>Fig II. 3</b> : bibliothèque du PSAT .....	29
<b>Fig II. 4</b> : Schéma du modèle d'IEEE-14 BUS.....	29
<b>Fig II. 5</b> : Exemple sur l'intégration de défaut au niveau de bus 14.....	31
<b>Fig II. 6</b> : Résultat de l'exécution de CPF pour obtenir $\Delta V$ et $\lambda$ .....	31
<b>Fig II. 7</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 07 successivement .....	33
<b>Fig II. 8</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 09 successivement .....	33
<b>Fig II. 9</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 10 successivement .....	33



<b>Fig II. 10</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 11 successivement .....	34
<b>Fig II. 11</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 12 successivement .....	34
<b>Fig II. 12</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 13 successivement .....	34
<b>Fig II. 13</b> : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 14 successivement .....	35
<b>Fig II. 14</b> : Exemple sur l'intégration de parc au niveau de Bus 14 .....	36
<b>Fig II. 15</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 07 .....	37
<b>Fig II. 16</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 09 .....	37
<b>Fig II. 17</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 10 .....	38
<b>Fig II. 18</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 11 .....	38
<b>Fig II. 19</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 12 .....	38
<b>Fig II. 20</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 13 .....	39
<b>Fig II. 21</b> : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 14 .....	39
<b>Fig III. 1</b> : Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 07(réseau IEEE-14 BUS).....	42
<b>Fig III. 2</b> : Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 13(réseau IEEE-14 BUS).....	43
<b>Fig III. 3</b> : Graphe représente la déférence de la marge $\lambda$ avant et après l'intégration des PVs .....	43
<b>Fig III. 4</b> : Graphe représente la déférence de la chute de tension avant et après l'intégration des PVs .....	44
<b>Fig III. 5</b> : Graphe représente la déférence du CCT avant et après l'intégration des PVs .....	45
<b>Fig III. 6</b> : Schéma du réseau 17 JB de GHARDAIA .....	46

**Fig III. 7 :** Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 03 (réseau 17 JB) ..... 49

**Fig III. 8 :** Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 04 (réseau 17 JB) ..... 50

**Fig III. 9 :** Graphe représente la déférence de la marge  $\lambda$  avant et après l'intégration des PVs (réseau 17 JB)..... 50

**Fig III. 10 :** Graphe représente la déférence de la chute de tension avant et après l'intégration des PVs ..... 51

**Fig III. 11 :** Graphe représente la déférence du CCT avant et après l'intégration des PVs (réseau de 17JB) ..... 52

## Liste des abréviations

### C

CCT: Critical Clearing Time.

CDER: Centre de Développement des Energies Renouvelables.

CIA: Central Intelligence Agency.

CPF: Continuation Power Flow.

CREDEG : Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz.

### D - E - G

DC/AC: Direct Current/Alternating Current.

EnR: Energies Renouvelables.

EP: l'Écoulement de Puissance.

EPIA: European Photovoltaic Industry Association.

GW: Gigawatt.

GUI: Graphical User Interface

### I - J

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

JB : Jeu de Barre.

### M - O

MENA: Middle East and North Africa.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

MW: mégawatt.

MWc: Mégawatt-crête.

OPF: Optimal Power Flow.

### P

PF: Power Flow.

PSAT: Power System Analysis Toolbox.

PV: Photovoltaïque.

PVs: Photovoltaïques.

### R - S

Rf: Résistance.

SSSA: Spread Spectrum Simulation Application.

### T - U - Z

TDS: Time Domain Simulation.

TWh : Térawatt-heure.

UDTS: Unité de Développement Technologie Silicium.

Zf : L'impédance Zf.

## Sommaire

Remerciement.....	I
Résumé en Arabe .....	II
Résumé en Français .....	III
Résumé en Anglais .....	IV
Liste des tableaux .....	V
Liste des figures .....	V
Liste des abréviations .....	V
Sommaire .....	IX

<b>Introduction générale .....</b>	<b>1</b>
------------------------------------	----------

### **Chapitre I : État de l’art sur l’intégration des PVs aux réseaux électriques et la stabilité des réseaux électriques**

<b>I.1 Introduction .....</b>	<b>4</b>
<b>I.2 L’énergie solaire PV .....</b>	<b>4</b>
<b>I.3 Histoire de l’énergie solaire PV .....</b>	<b>4</b>
<b>I.4 Évolution de l’intégration des PVs dans les réseaux électriques .....</b>	<b>4</b>
I.4.1 Les premières utilisations de l’énergie PV .....	4
I.4.1.1 Dans le cadre de la course de l’espace .....	4
I.4.1.2 La production d’électricité .....	5
I.4.2 Comparaison globale avec les autres énergies dans le monde .....	5
I.4.3 L’énergie solaire PV dans le monde .....	7
I.4.4 La situation en Algérie .....	10
<b>I.5 Généralité sur le système PV .....</b>	<b>12</b>
I.5.1 De quoi se compose un système PV ? .....	12
I.5.2 Classification d’un système solaire PV .....	13
I.5.2.1 Les systèmes PVs Autonomes .....	13
I.5.2.2 Les systèmes PVs connectés au réseau .....	14
I.5.5.3 Les systèmes PVs hybrides .....	15

I.5.5.4 Problèmes de l'intégration du système PV au réseau .....	15
<b>I.6 La stabilité des réseaux électriques .....</b>	<b>16</b>
I.6.1 Définition .....	16
I.6.2 Historique du blackout .....	16
I.6.3 Différents types de la stabilité de système de puissance .....	17
I.6.3.1 Stabilité de fréquence .....	18
I.6.3.2 Stabilité de tension .....	18
I.6.3.3 Stabilité angulaire .....	19
I.6.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique .....	21
I.6.5 Causes d'instabilité de tension .....	21
<b>I.7 Conclusion .....</b>	<b>22</b>
<b>Chapitre II : Simulation de l'intégration des panneaux PV aux réseaux électriques</b>	
<b>II.1 Introduction .....</b>	<b>24</b>
<b>II.2 Concept général de l'EP .....</b>	<b>24</b>
<b>II.3 Objectif de l'étude de l'EP .....</b>	<b>24</b>
<b>II.4 Fonctions et outils de simulation .....</b>	<b>25</b>
II.4.1 La marge de stabilité .....	26
II.4.2 Le temps critique d'apparition du défaut .....	26
II.4.3 Fonction de continuation de l'EP .....	27
II.4.4 Fonction de simulation en temps réel .....	28
<b>II.5 L'avantage du PSAT.....</b>	<b>28</b>
<b>II.6 Réseau d'étude IEEE-14 .....</b>	<b>29</b>
II.6.1 Caractéristiques du modèle d'étude .....	30
<b>II.7 Les étapes du travail .....</b>	<b>30</b>
<b>II.8 Résultats de simulation .....</b>	<b>32</b>
II.8.1 L'intégration du défaut .....	32
II.8.1.1 Analyse et interprétation des résultats du premier cas .....	35

II.8.2 L'intégration des PVs .....	35
II.8.2.1 Analyse et interprétation des résultats du second cas .....	39
<b>II.9 Conclusion .....</b>	<b>40</b>
<b>Chapitre III : Etude de la stabilité du réseau électrique après l'intégration des panneaux PVs</b>	
<b>III.1 Introduction .....</b>	<b>42</b>
<b>III.2 Les étapes du travail .....</b>	<b>42</b>
<b>III.3 L'étude comparative de réseau IEEE-14 .....</b>	<b>42</b>
III.3.1 Comparaison des profils.....	42
III.3.2 Comparaison de la marge de stabilité .....	43
III.3.3 Comparaison de la chute de tension .....	44
III.3.4 Comparaison du CCT .....	45
<b>III.4 La validation d'étude sur le modèle 17 JB .....</b>	<b>45</b>
III.4.1 Caractéristiques du réseau de GHARDAIA 17 JB .....	46
III.4.2 Résultat simulation avec l'étude comparative de réseau 17 JB .....	47
III.4.3 Comparaison des profils.....	49
III.4.4 Comparaison de la marge de stabilité .....	50
III.4.5 Comparaison de la chute de tension .....	51
III.4.6 Comparaison du CCT .....	52
<b>III.5 Association des résultats des études .....</b>	<b>52</b>
<b>III.6 Conclusion .....</b>	<b>52</b>
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>54</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>57</b>

# **Introduction générale**



### Introduction générale

L'utilisation de l'énergie renouvelable (EnR) vient du point de vue de la conservation de l'environnement et de la pénurie des combustibles fossiles [1] : avec l'augmentation continue de la charge électrique, la production d'électricité doit augmenter avec un taux similaire pour répondre à la demande. Au cours des dernières décennies, les sources de production d'électricité étaient principalement le charbon, le nucléaire qui sont actuellement vulnérables à l'expiration, ces dernières sont également considérées comme le principal responsable de l'effet de serre. Pour cela, il est devenu obligatoire d'inclure un pourcentage de production d'électricité propre à partir des sources EnR qui ne produisent pas de sous-produits nocifs, comme le CO<sub>2</sub>, les cendres de charbon et les déchets nucléaires [2].

Il y a plusieurs façons de convertir l'énergie renouvelable en électricité. Ceux-ci sont principalement considérés comme hydroélectriques, éoliens, biomasse et solaire. Alors que d'autres sources de ressources énergétiques renouvelables peuvent être plus efficaces, l'énergie solaire peut être optimale à certains endroits lorsque la quantité de rayonnement solaire est élevée et que le prix de la terre est relativement bon marché. Parmi les moyens de convertir le rayonnement solaire en électricité peut être fait en utilisant des cellules photovoltaïques (PVs). Les cellules PVs peuvent convertir le rayonnement solaire en électricité DC, qui peut ensuite être convertie en AC par des onduleurs avant de l'intégrer au réseau [3].

Des études récentes suggèrent qu'à moyen et long termes, le générateur PV deviendra attractif commercialement qu'une peut être vue la mise en œuvre de ce type à grande échelle dans des nombreuses régions du monde [1]. L'énergie solaire PV est l'une des meilleurs EnR et les plus dominants en Algérie et qui reçoivent un intérêt accru sur leur utilisation, où de multiples projets ont été pariés par le ministère algérien de l'énergie, parmi leurs objectifs, 30% de la production nationale proviendra de sources renouvelables en 2030 [4]-[5]. Des différents types de sources sont intéressés par ce programme : solaire thermique, solaire PV, éolien, géothermique et biomasse. Le système électrique algérien bénéficiera de l'énergie solaire PV d'environ 1168 MW en 2020, tandis que 20 MW seront injectés dans le réseau de distribution de la région de GHARDAIA [6]-[7].

Le système de production PV à grande échelle comprend un champ PV, un suivi de point de puissance maximale (MPPT), un convertisseur DC/AC et les contrôleurs associés. C'est un système multivariable et non linéaire, et sa performance dépend des conditions environnementales. Récemment, les niveaux de pénétration croissants des installations PVs



ont soulevé des inquiétudes aux services publics en raison des impacts négatifs possibles sur la stabilité du réseau électrique comme spéculé par un certain nombre d'études. Ainsi, l'étude approfondie de l'influence du système PV à grande échelle sur la stabilité de réseau est une tâche urgente [8]-[10].

Ce travail est étalé sur trois chapitres. Dans le premier, et après une recherche bibliographique approfondie, un état de l'art a été détaillé où une étude de l'évolution de l'intégration des PVs au réseau ainsi que les différentes problématiques concernant cet axe ont été présentés. Des généralités sur le système PV sont également expliquées, en plus nous discutons sur la stabilité des réseaux électriques, leur différentes théories et types sont présentées.

Ensuite le deuxième chapitre a entamé par une simulation de l'intégration des PVs au réseau IEEE-14.

Le chapitre trois, utilise les résultats du deuxième chapitre pour une étude comparative pour savoir l'influence de l'intégration des PVs sur la stabilité du réseau électrique puis il est validé sur un réseau 17 JB de la région de GHARDAIA.

# Chapitre I

---

État de l'art

sur l'intégration des PVs aux réseaux électriques

et la stabilité des réseaux électriques

## **I.1 Introduction**

Toute magnifique évolution auquel nous assistons aujourd'hui pour l'intégration de l'énergie PV dans les réseaux électriques (transport et distribution) a été le résultat d'un grand effort que l'humanité a consacré à son développement et prends soin d'elle. La première partie de ce chapitre, présente l'histoire et les étapes de ce développement depuis la découverte de la PV, puis leur utilisation pour la production d'électricité et l'état de l'art de cette évolution. Ensuite, des généralités sont présentées dans lesquelles le système PV est expliqué, ainsi que les problèmes liés à cette intégration, tout en se basant sur le problème de la stabilité de la tension dans réseau, ce qui est l'objet de la seconde partie de ce chapitre où la notion de la stabilité, ses différents types et ses principales causes sont illustrés.

## **I.2 L'énergie solaire PV**

L'énergie solaire PV convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité. Elle utilise pour ce" faire des modules PVs composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie [11].

## **I.3 Histoire de l'énergie solaire PV**

L'histoire de l'électricité solaire commençait en 1839, avec la découverte de l'effet PV par Edmond Becquerel. Mais c'est en 1948, avec l'avènement des transistors, que l'on passe au stade de la technologie. En 1955, les laboratoires de Bell Téléphone déposaient un brevet pour une cellule solaire au silicium. La première application concrète se déroula dans l'espace pour la provision d'un satellite. On songeait alors déjà à des applications terrestres, mais qui ne deviennent effectives que sous l'effet de la crise pétrolière de 1973 [12]. Depuis les années 1980, cette technologie a pris une dimension commerciale et les premiers produits industriels sont apparus sur le marché, notamment pour l'alimentation de sites isolés. Le PV est entré dans une phase industrielle dès les années 90 [13].

## **I.4 Évolution de l'intégration des PVs dans les réseaux électriques**

### **I.4.1 Les premières utilisations de l'énergie PV**

#### **I.4.1.1 Dans le cadre de la course de l'espace**

Les panneaux PVs trouvent leur première application dans le cadre de la course à l'espace [14]. L'armée américaine veut les utiliser dans le cadre d'un projet secret : les satellites. La Navy, qui s'est vu donner la responsabilité d'envoyer le premier satellite américain, équipe

son satellite, le Vanguard I, d'une batterie électrochimique et de panneaux solaires. Il est lancé le 17 mars 1958 [15].

#### **I.4.1.2 La production d'électricité**

Pendant plusieurs années, le PV reste cantonné au domaine de l'industrie spatiale au vu du coût extrêmement élevé des cellules solaires en silicium. Il est aussi utilisé par des agences gouvernementales qui ont beaucoup de moyens. Par exemple, la CIA installe des appareils de mesure qui fonctionnent à l'énergie solaire pour surveiller le trafic sur le sentier d'Ho Chi Minh pendant la guerre du Vietnam [14]. Tandis que dans les années 1960 apparaît le mouvement écologiste, notamment à travers la protestation contre le nucléaire, en 1973 avec le premier choc pétrolier, les industriels s'intéressent à cette source d'énergie autorisant plus d'autonomie [15]. Les deux mouvements convergeront et feront de l'énergie solaire un domaine à la fois technique et politique.

#### **I.4.2 Comparaison globale avec les autres énergies dans le monde**

En 2012 (figure I.1), l'électricité mondiale a été produite à hauteur de 79,2 % par des ressources non renouvelables (fossiles et nucléaire) d'abord converties en chaleur puis en électricité avec un faible rendement (30 à 60 %) via des cycles thermodynamiques. Les 20,8 % d'électricité issue des ressources renouvelables viennent à 78 % de l'hydraulique et à un peu plus de 11 % de l'éolien. Mais avec des taux de croissance moyens très élevés, la production éolienne (moyenne de 26 % par an de 2002 à 2012) et le solaire (moyenne de 50 %) devraient devenir majoritaires bien avant 2030 [16].

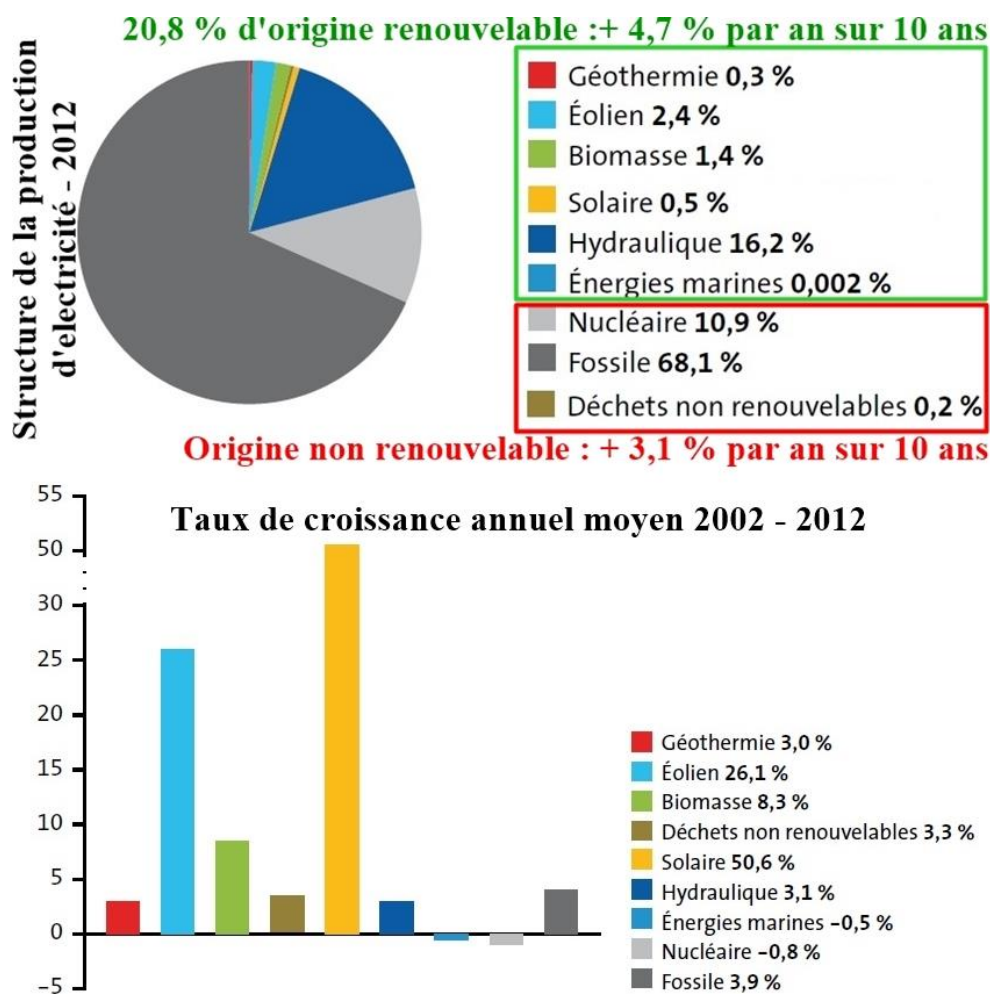


Fig I. 1 : Bilan mondial 2012 de la production d'électricité et taux moyens, sur dix ans, de la croissance par source [17].

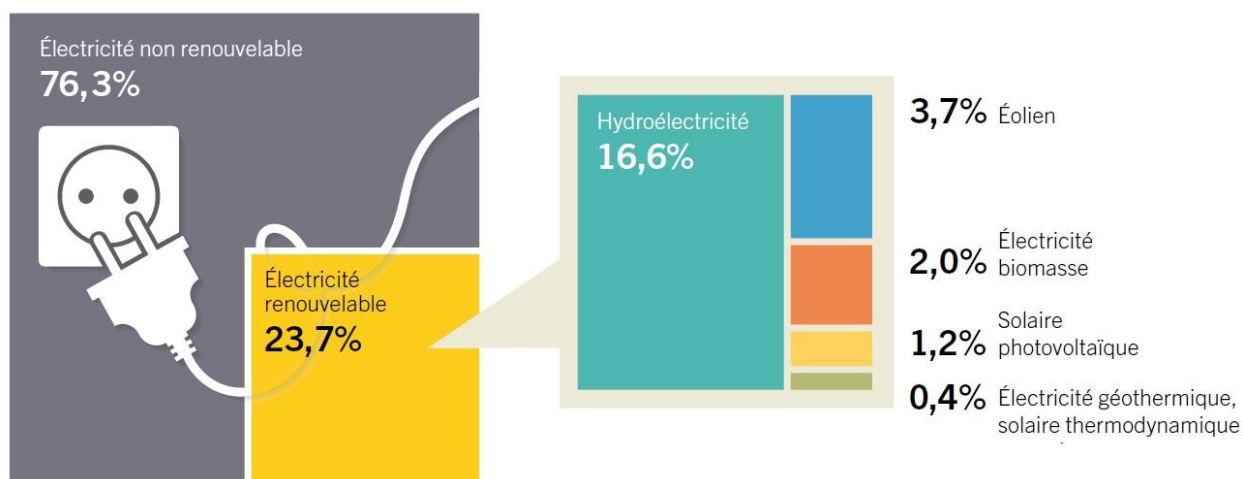


Fig I. 2 : Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015 [18].

### **I.4.3 L'énergie solaire PV dans le monde**

Les scientifiques du monde entier essayent depuis des siècles de trouver des technologies qui permettront aux énergies renouvelables de prendre la place principale dans la production de l'énergie. Au cours des dernières années, c'est l'énergie solaire qui est au cœur des principaux sujets scientifiques.

Le marché mondial de l'électricité solaire PV est depuis l'année 2000 dominé par trois pays: l'Allemagne, le Japon et les États-Unis.

L'électricité, que les panneaux PVs sont capables de produire, est encore assez basse. Alors l'usage de l'électricité solaire PV a d'abord été vu comme un outil permettant de donner un accès à l'électricité dans des régions isolées. Puis en développant les technologies de fabrications des cellules PVs et en mettant en place divers subventions (elles varient selon les politiques de chaque état), les panneaux solaires PVs deviennent accessibles aux particuliers et le PV devient une source d'énergie potentielle. Un système de tarif d'achat de l'électricité solaire PV a été mis en place pour la première fois par les collectivités locales allemandes au début des années 1990. Ce qui explique en partie l'avancée de l'Allemagne dans ce domaine. Le Japon a introduit les premières subventions pour les installations PVs en 1994 et a ensuite fortement développé l'usage de cette source d'énergie parmi les premiers au monde. Depuis 1998, le parc solaire PV augmente dans le monde en moyenne de 35% par an.

La politique de prix d'achat (en anglais Feed-in tariffs) est la plus adoptée en Europe de l'Ouest et en Europe centrale. L'Europe du Nord utilise principalement les différentes aides aux investissements ou l'exemption d'impôts.

Mais de premiers grands « booms » PVs peuvent être datées en 2007, surtout dans les trois pays leaders déjà mentionnés. En 2009, les pays européens ont figuré en tête de marché mondial (surtout l'Allemagne, l'Italie et la République tchèque) avec une part de marché de 74% ; sachant que l'Allemagne domine tout le marché mondial au moins depuis 2008. Elle est suivit par le Japon qui a doublé son marché d'électricité solaire pendant deux années de suite (en 2009 et en 2010).

Le Japon a surtout décidé d'encourager les particuliers qui représentent 80% des installations dans le pays. Il propose donc de nombreuses subventions aux foyers, aux écoles et autres lieux publics. En 2010, il a pu s'enorgueillir d'une puissance cumulée de 991 920 kilowatt (kW) (hausse de 105% par rapport à 2009).

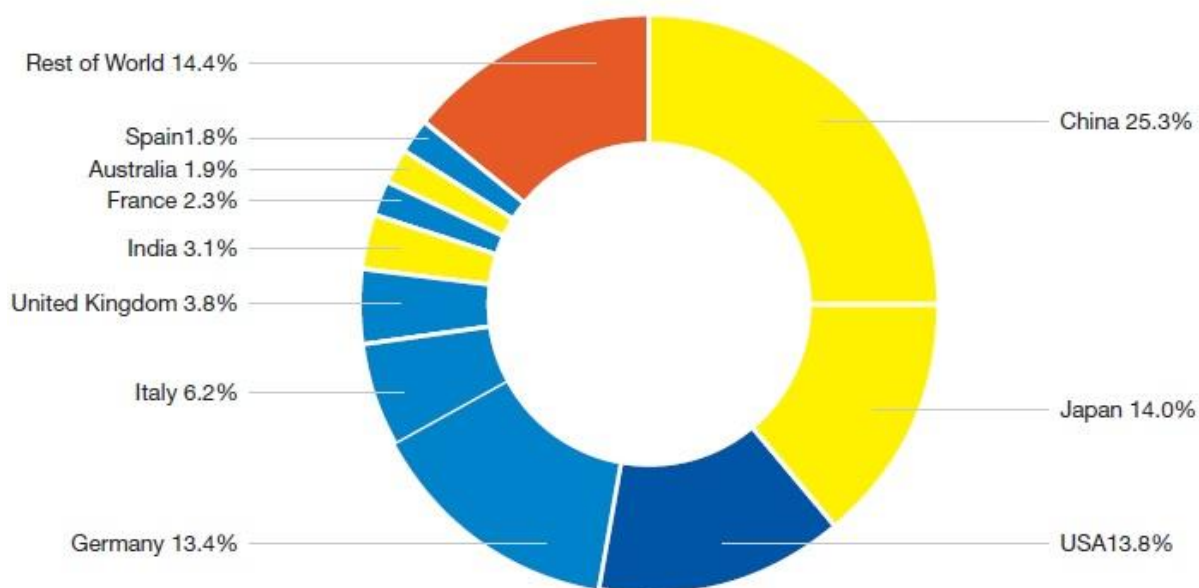
Fin 2009, les pays ont installé plus de 22 gigawatts (GW) et en 2010, la puissance totale est montée jusqu'à 37 GW.

La production d'électricité à partir des panneaux PVs est considérée comme un processus très environnemental. Il s'agit d'une source d'électricité dont les externalités négatives sont particulièrement faibles. Selon certains experts cette source présente un espoir par exemple pour l'Afrique. Ici la population est dispersée sur tout le continent et souvent les habitations sont en zones rurales. Elles ne peuvent donc pas être connectées au réseau national même s'il y a une ville proche.

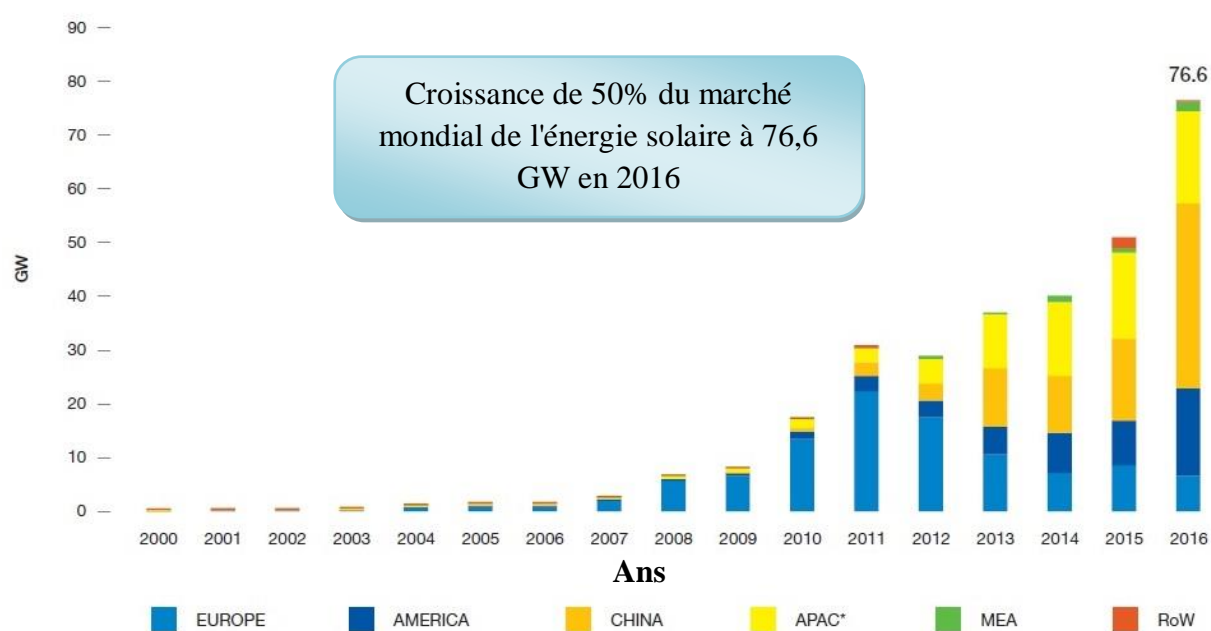
Pour l'année 2011 nous prévoyons quelques changements dans l'évolution du marché mondial. Les prévisions parlent de la stagnation du rythme de croissance mais aussi de fortes expansions en dehors de l'Europe, par exemple: les États-Unis, l'Inde et la Chine qui devraient détenir 76% du marché mondial de l'énergie. Dans les changements nous pouvons encore citer la baisse des prix des composants des panneaux PVs car la demande commence à être inférieure à l'offre. Cela peut s'expliquer par l'augmentation de la capacité de la production (dû à l'essor du PV pendant les années précédentes), baisse de tous les marchés mondiaux.

D'après les estimations, en 2020 l'énergie solaire PV satisfera 20% des besoins énergétiques européens et 9% des besoins mondiaux d'ici 2030. Même si la participation de l'énergie solaire dans la production totale de l'énergie est toujours basse nous pouvons quand même trouver des exemples où le PV prouve qu'il est compétitif. Selon les chiffres de Greenpeace et EPIA, en Allemagne et en Espagne les panneaux PVs participent de 2% à la production de l'électricité. Dans certaines régions la participation est encore beaucoup plus importante, par exemple la région espagnole Extremadura.

En 2010, les panneaux PVs produisaient 15% d'électricité et en été jusqu'à 25% [19].



**Fig I. 3 :** 10 premiers marchés mondiaux de solaire PV installés à la fin de 2016 [20].



**Fig I. 4 :** Évolution de la capacité solaire PV annuelle installée dans le monde 2000-2016 [20].

Ce graphe (figure I.4) présente l'évolution de la puissance installée (en GW) dans le monde jusqu'à 2016, il présente aussi l'intérêt mondial pour le solaire PV après l'année 2008.

Le graphe montre également, l'importance des pays de l'Union Européenne dans le domaine de l'énergie solaire tel que le développement de son utilisation dans le reste du



monde est commencé depuis les dernières années seulement. Mais va développer rapidement et bien sur après l'entrée de certains pays dans la compétition dans ce domaine après qu'elle était limitée à l'Europe seulement. Aujourd'hui les pays ont réussi ensemble à installer supérieure de 76.6 GW.

#### **I.4.4 La situation en Algérie**

Sur la période 2011-2013, il est prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 %. Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules PVs d'une capacité équivalente à 120 MWc/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouïba-Éclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie PV à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouïba-Éclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche.

Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium.

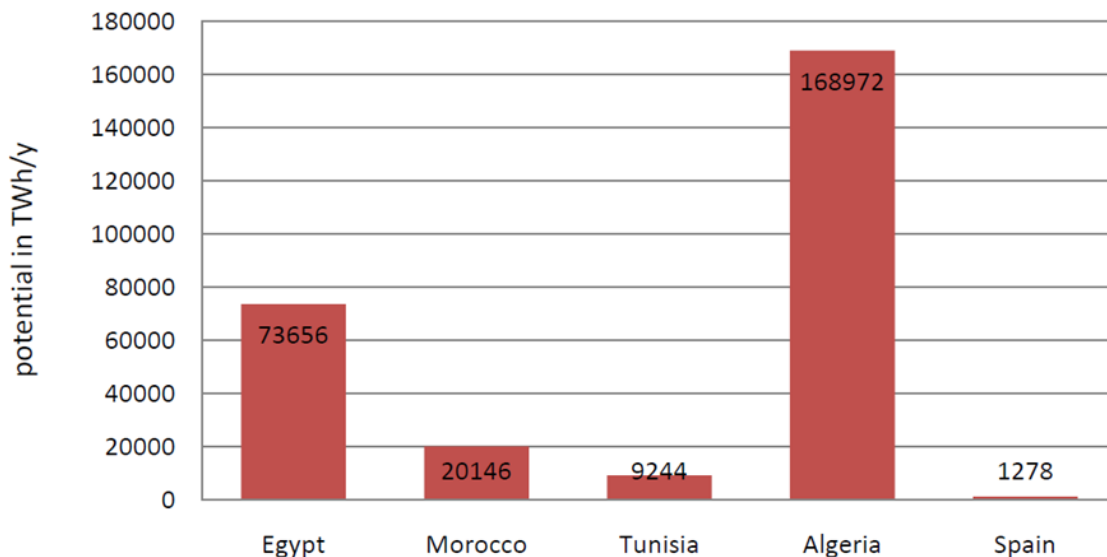
Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale PV.

L'Algérie devrait disposer également, sur la même période, de capacités de conception, de provision et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des EnR.

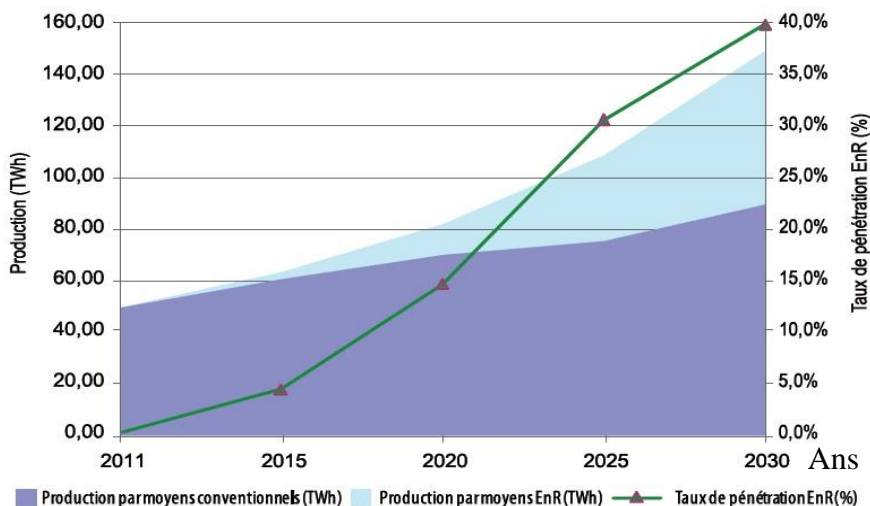
Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pourquoi, la capacité de production des modules PVs devrait être étendue pour atteindre les 200 MWc/an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale PV. Elle devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de provision et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables [21].



*Fig I. 5 : L'impotence du potentiel solaire en Algérie [21].*

L'Algérie dispose du potentiel solaire le plus élevé de la région du MENA et l'un des plus importants au Monde.

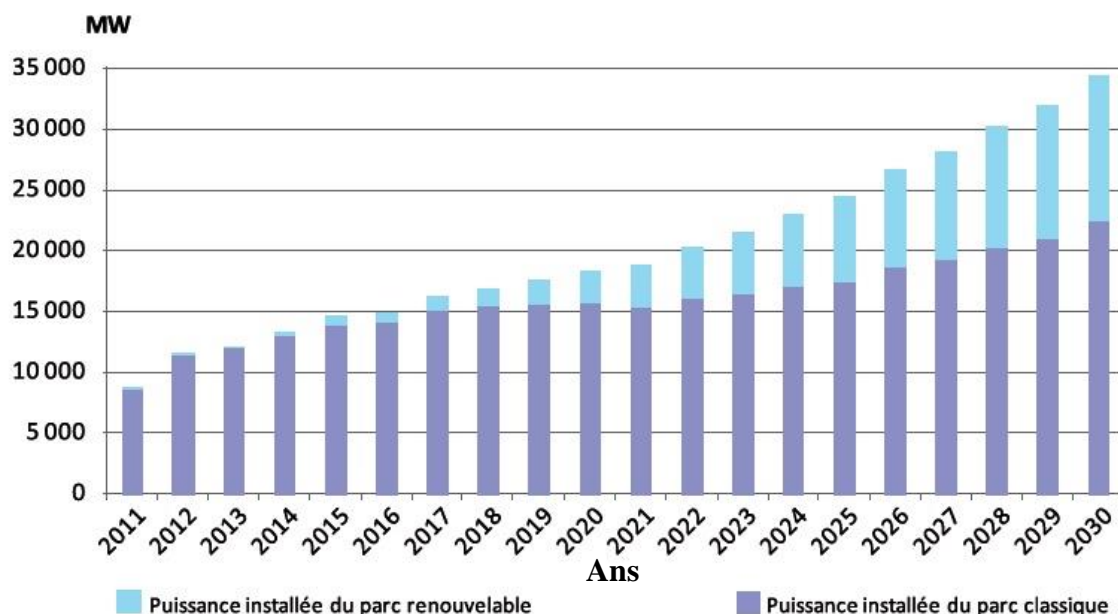


*Fig I. 6 : Pénétration des EnR dans la production nationale en TWh [20].*

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases :

- d'ici 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;

- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.



*Fig I. 7 : structure du parc de la production nationale en MW [21].*

## **I.5 Généralité sur le système PV**

### **I.5.1 De quoi se compose un système PV ?**

L'énergie PV résulte donc de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module ou panneau solaire.

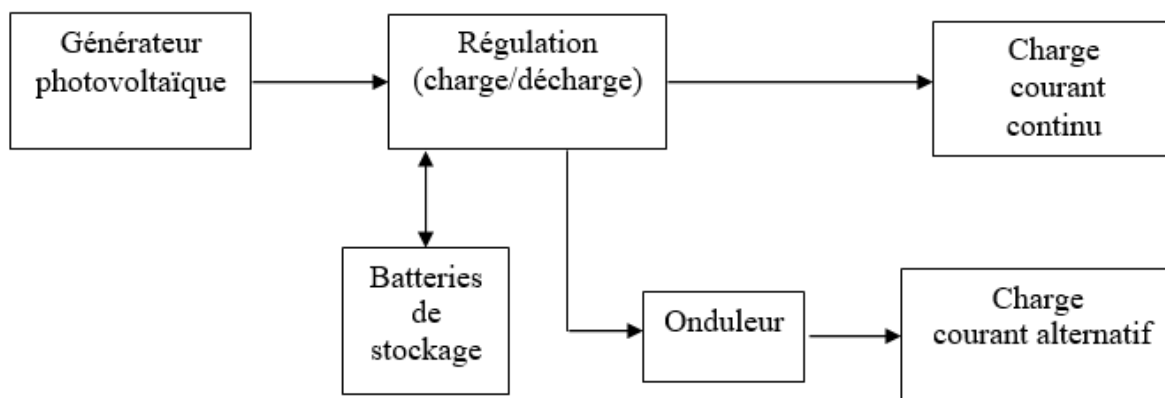
En fonction de la puissance désirée, les panneaux eux-mêmes peuvent être assemblés pour constituer un "champ PV". Relié au récepteur sans autre élément, le panneau solaire fonctionne "au fil du soleil", c'est-à-dire que la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'ensoleillement. Elle est donc à son maximum lorsque le soleil est au zénith et nulle au nuit.

Mais, très souvent, les besoins en électricité ne correspondent pas aux heures d'ensoleillement ou nécessitent une intensité régulière (éclairage ou alimentation de réfrigérateurs, par exemple). On équipe alors le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu.

Un régulateur est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie.

Enfin, le générateur PV produisant du courant continu (comme des piles), il est nécessaire pour un certain nombre d'applications de le convertir, à l'aide d'un onduleur en courant alternatif (comparable à celui qui alimente nos appareils type télévision, réfrigérateur, etc....) [23].

Ces différents éléments constituant le système PV, générateur d'énergie électrique (voir la figure I.6), sont décrits dans les paragraphes suivants :



*Fig I. 8 : Schéma bloc d'une installation PV autonome avec stockage d'énergie [23].*

## **I.5.2 Classification d'un système solaire PV**

Il existe différents types de générateurs variant selon le service souhaité et les applications recherchées.

### **I.5.2.1 Les systèmes PVs Autonomes**

Les systèmes autonomes sont très recherchés à l'échelon mondial en raison de leur rentabilité en l'absence d'un réseau électrique ou d'un raccordement au secteur à proximité. Cette situation concerne de nombreuses régions rurales.

Les installations autonomes se composent essentiellement de trois principaux composants. Les modules solaires constituent le premier composant, car ils sont responsables du chargement des accumulateurs. L'accumulateur joue un rôle clé dans ce contexte ; il doit être chargé et déchargé correctement en vue de garantir une capacité de chargement maximale à long terme et une longévité élevée. Le régulateur de charge, placé entre le module PV et l'accumulateur, assure le chargement optimal de l'accumulateur [23].

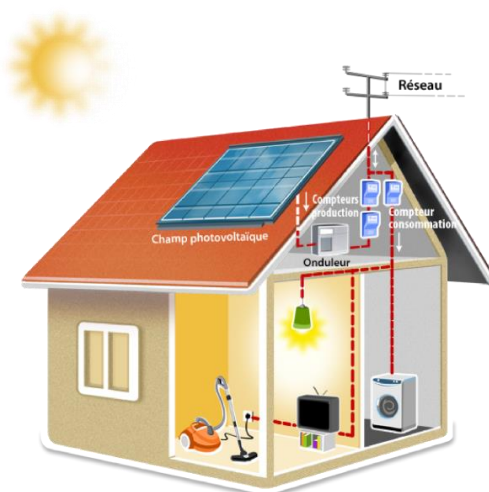


*Fig I. 9 : Schéma d'un système PV autonome [24].*

### **I.5.2.2 Les systèmes PV connectés au réseau**

Il s'agit d'un système qui ne peut fournir de l'énergie qu'au réseau, la batterie n'est plus présente. L'excédent d'énergie sera fourni au réseau et l'énergie d'appoint sera prélevée du réseau. L'absence de batterie est un point positif, car celle-ci augmente le coût du système PV, en plus elle doit être entretenue et changée après quelques années.

Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les maisons déjà reliées au réseau électrique [23].

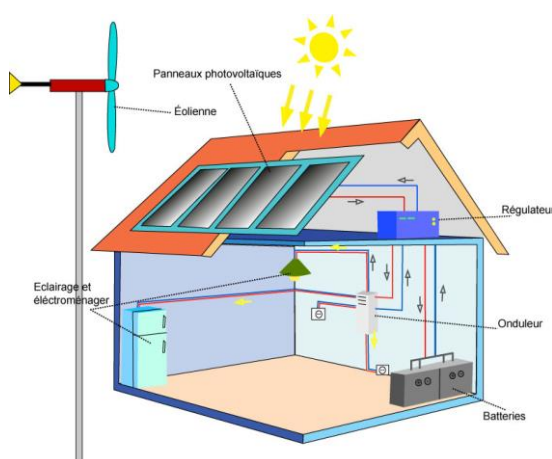


*Fig I. 10 : Schéma d'un système PV connecté au réseau [25].*

### **I.5.5.3 Les systèmes PVs hybrides**

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie.

La combinaison d'un système PV avec un générateur d'appoint dans un système PV hybride de production d'électricité, fourni une grande fiabilité du système et peut représenter la solution adéquate pour des nombreux sites isolés et dépourvus de tous autre types d'alimentation électrique ; ils conviennent aussi lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année) [23].



*Fig I. 11 : Schéma d'un système PV hybride [26].*

### **I.5.5.4 Problèmes de l'intégration du système PV au réseau**

Les problèmes concernant l'interconnexion du système PV au réseau sont [27]:

- Le débrogage de système PV si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

## **I.6 La stabilité des réseaux électriques**

### **I.6.1 Définition**

En fait, il y a plusieurs définitions de la stabilité, la définition selon la norme IEEE : « La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation » [28].

### **I.6.2 Historique du blackout**

L'année 2003 est marquée par des « blackouts », ces pannes géantes qui privent d'électricité des villes, voire des pays entiers. Pour impressionnantes que soient celles de New-York ou d'Italie, il faut savoir qu'une vingtaine de coupures plus mineures ont touché près de 550 millions de personnes ces dernières années comme l'indique le tableau suivant [29] :

*Tableau I. 1 : Historique de quelques blackouts [29].*

<b>Date</b>	<b>Lieu</b>	<b>Durée</b>
<b>09 novembre 1965</b>	Usa (New York)	14 heures
<b>19 décembre 1978</b>	France	2- 6 minutes
<b>23 juillet 1987</b>	Japon (Tokyo)	20 minutes
<b>03 février 2003</b>	Algérie	Plus de 5 heures
<b>28 septembre 2003</b>	Italie	3 heures

La probable augmentation de la fréquence de ces pannes et de leur ampleur aura des répercussions économiques de plus en plus conséquentes. Les causes de ces pannes peuvent se regrouper autour de deux familles, chacune d'entre elles ne présentant aucun signe d'amélioration pour l'heure : une production et un transport d'électricité qui peinent à suivre la demande d'une part, et les phénomènes climatiques d'autre part. Parmi ces pannes célèbres, les deux cas suivants paraissent les plus remarquables [30]:

#### **a) New York dans le noir**

Le 9 novembre 1965 à 18h27, l'Est de l'Amérique subit la plus grande panne d'électricité de l'histoire. Un ordinateur central de répartition du courant des usines du Niagara tombe

subitement en panne. Pendant 14 heures New-York et les états voisins, soit plus de 30 millions d'habitants, se retrouvent sans lumière. 800 000 personnes sont bloquées dans le métro New-Yorkais sans oublier de noter le nombre affreux de vols et de viols [29].

### **b) L'Algérie dans le noir**

Le lundi 3 février 2003 plusieurs villes du pays ont plongé dans le noir, vers les coups de 19 h. Cette panne nationale est survenue après que le courant eut disjoncté à la centrale électrique thermique du Hamma, à Alger. Cet incident avait pour cause une succession d'évènements avec à l'origine le déclenchement de deux groupes turbines à gaz à 350 MW par minimum de pression gaz (dysfonctionnement du poste gaz). L'incident s'est produit au moment de la demande maximale de charge en pointe soir, moment où le système production-transport fonctionnait à sa limite et sans réserve de production avec des transits maximums sur certaines lignes de transport [29].

### **I.6.3 Différents types de la stabilité de réseau électrique**

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [31] :

- la nature physique de l'instabilité résultante.
- l'amplitude de la perturbation.
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure I.12 présente ces principales catégories de stabilité d'un réseau électrique et leurs sous-catégories.



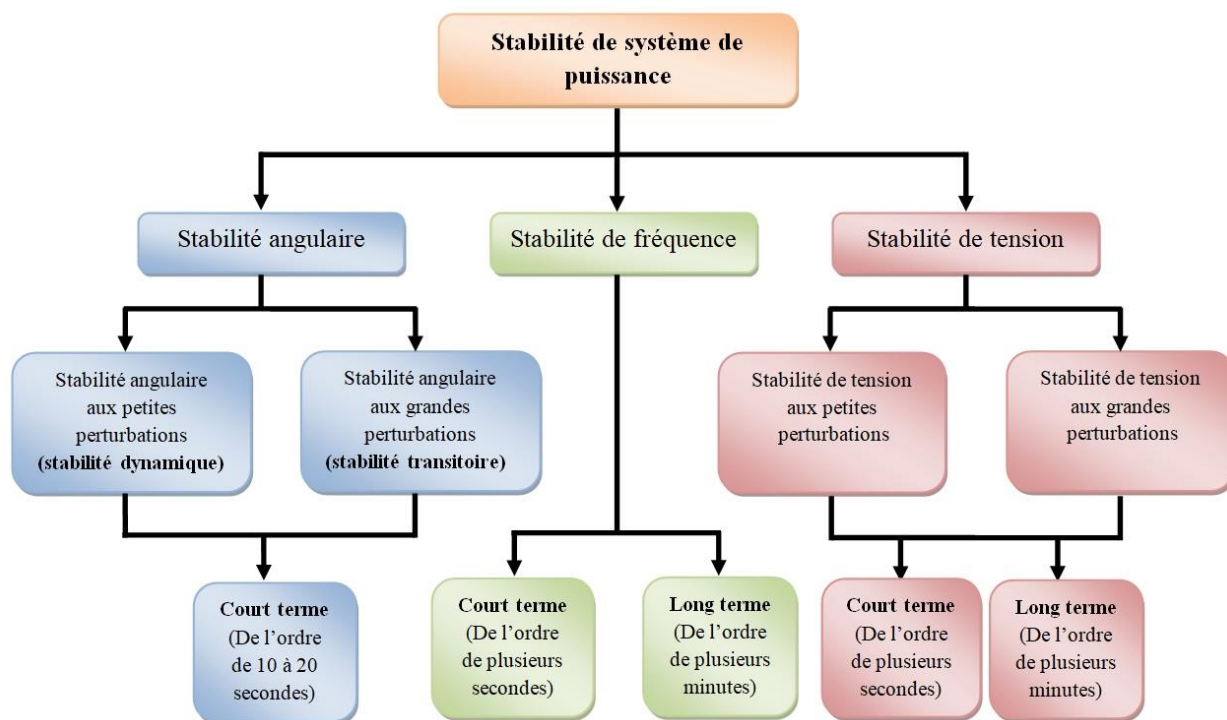


Fig I. 12 : Plan de la classification des différents types de la stabilité de système de puissance.

### I.6.3.1 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [31].

### I.6.3.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations [31].

### **I.6.3.3 Stabilité angulaire**

Étant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme [31].

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation [30].

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire face aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

#### **a) Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)**

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

#### **b) Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)**

Elle concerne la capacité du réseau électrique de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles.

La stabilité transitoire dépend [32]:

- du type de perturbation
- de la durée de perturbation
- du lieu de perturbation

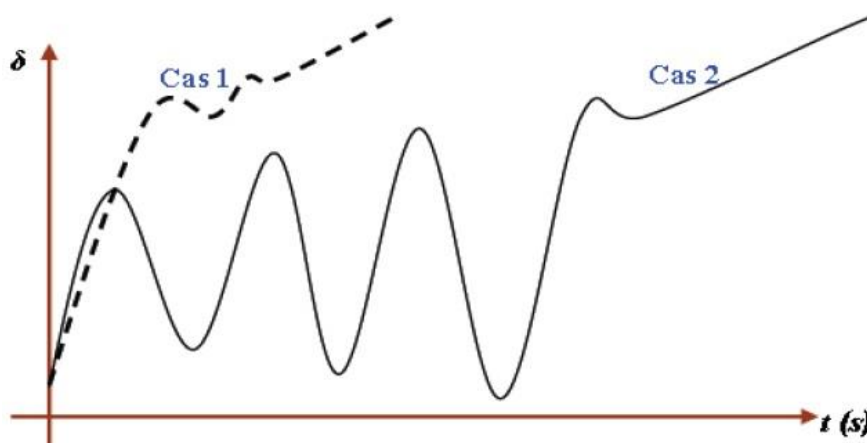
- de la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs, etc.)
- du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau, degré d'excitation des machines)
- des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges, des régulateurs et des stabilisateurs mis en place).

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- l'amélioration du temps critique d'élimination des défauts
- l'amortissement des oscillations après la perturbation
- l'amélioration de la capacité de transfert des lignes.

La stabilité transitoire se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability – Figure I.13 Cas 1), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas '2' de la figure I.13). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.



**Fig I. 13 :** Variation d'angle de rotor. Cas 1 : instabilité de première oscillation.  
Cas 2 : instabilité de multi-oscillations [31].

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation

du mouvement et la courbe (P- $\delta$ ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

#### **I.6.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique**

Toute brusque perturbation du régime de fonctionnement d'un système électrique se compose, de ligne de transport d'énergie et de charges, produit de pompages des machines synchrones [31].

Lors de mauvaises conditions de fonctionnement, l'amplitude d'oscillations peut être tellement importante que certaines machines ou toute une station sorte du synchronisme. Les pompages des machines synchrones peuvent apparaître aussi dans les cas suivants:

- Lors de brusques variations de la charge.
- Lors de la rupture de la ligne.
- Lors de débranchement des transformateurs.
- Lors de court-circuit.

De tous ces incidents c'est le court-circuit, qui est nécessaire d'être étudié en priorité.

Pour les systèmes importants, il est nécessaire d'étudier la sauvegarde de la stabilité lors de court-circuit. Les autres cas de rupture sont de point vue stabilité dynamique moins dangereux que ces derniers.

C'est pour cela que notre étude de la stabilité dynamique se fera surtout pour le cas de rupture du régime stationnaire ayant causé un court-circuit triphasé équilibré [31].

#### **I.6.5 Causes d'instabilité de tension**

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique [33]. Généralement, la chute de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive [33], dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge.

Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sorte que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques. En plus, la puissance réactive générée par des bancs de

condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante :

- Production trop éloignée de la consommation.
- Manqué local d'énergie réactive.
- Charge appelée trop importante.

## **I.7 Conclusion**

Le chapitre contient deux parties:

Dans la première partie, un état de l'art a été détaillé sur l'intégration des PVs dans les réseaux électriques, qui historiquement n'étaient pas utilisés sous la forme qu'est aujourd'hui, elle était confinée à la course de l'espace (satellites) seulement, par la suite il est devenu utilisé dans le domaine industriel (production d'électricité) où elle a reçu un intérêt croissant dans le monde à travers l'augmentation du taux de son intégration dans les réseaux progressivement surtout dans les dernières années, tandis que la production mondiale d'électricité a atteint 76,6 GW à la fin de 2015 d'une origine PV. La fin de la première partie présente un concept détaillé du système PV où il se compose d'un champ PV, un régulateur, une batterie et onduleur. Ce système peut être soit autonome ou connecté au réseau ou hybride.

La deuxième partie, explique le concept et les types de stabilité des réseaux (angulaire, de fréquence et de tension), ainsi que le phénomène blackout où elle est apparue en 2003 dans l'Algérie est discuté à travers cette partie.

# Chapitre II

---

Simulation de l'intégration des panneaux PVs  
aux réseaux électriques

### II.1 Introduction

Dans ce chapitre le modèle et les résultats de simulation de l'intégration d'un parc PV au réseau IEEE-14 est choisi pour l'étude, ce réseau est déjà modélisé à l'aide du PSAT. Dans le premier cas et avant l'intégration des PVs, l'écoulement de puissance (EP) de ce réseau est simulé pour le fonctionnement normal puis avec des défauts créés dans tous les jeux de barre (JB) de la partie de distribution. Dans le second cas l'étude est faite avant et après de créer le défaut avec l'intégration d'un parc PV au réseau ou l'EP est simulé. Les résultats de la simulation (l'états de la stabilité statique et dynamique) sont donnés par PSAT.

### II.2 Concept général de l'EP

Le problème de l'EP est résolu pour la détermination en régime permanent des tensions complexes au niveau des jeux barres du réseau, à partir de lesquelles les transits des puissances actives et réactives dans chaque ligne et transformateur sont calculés. L'ensemble des équations représente le réseau électrique et de nature non linéaire.

Pratiquement, dans les fonctions de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. D'autre part, on parfaite symétrie entre les trois phases du système triphasés du réseau électrique [34].

### II.3 Objectif de l'étude de l'EP

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences.

- 1- Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables :

$$V_{min} < V < V_{max}$$

$$f_{min} < f < f_{max}$$

- 2- La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).
- 3- Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité.

$$P_R < P_{max}$$

- 4- La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.

- 5- En outre (plus), à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le courant de kWh doit être le plus bas possible.

Pour évaluer toute ces conditions, on doit posséder des fonctions qui déterminent l'état des grandeurs électriques, en doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les JB qui forme le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transitent les lignes de transmission [34].

### II.4 Fonctions et outils de simulation

Dans ce travail, nous avons choisi PSAT (Power System Analysis Toolbox) comme boîte à outils de simulation développée sous Matlab par Dr. Federico Milano de l'université de la Castille - La Mancha, Espagne en 2003, qui comprend de nombreux domaines de recherche dans l'étude et l'analyse du réseau électrique. Il peut exécuter les fonctions statiques et dynamiques suivantes: fonctions PF, OPF, CPF, SSSA et TDS. Afin d'évaluer le comportement statique et dynamique de la tension, la fonction CPF est utilisée pour déterminer la marge de stabilité ( $\lambda$ ) et le TDS pour déterminer le temps critique d'apparition du défaut CCT afin d'éliminer les défauts. L'interface du PSAT est illustrée dans le ( figure II.1) [35]:

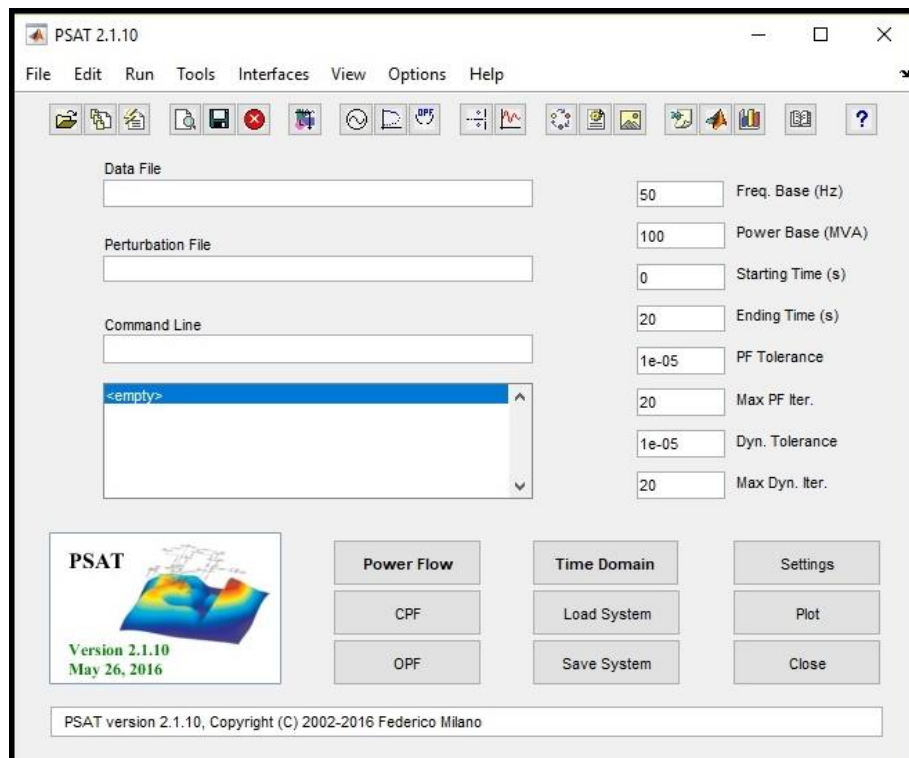


Fig II. 1 : GUI principale.



### II.4.1 La marge de stabilité

La marge de stabilité (en anglais : loading margin) ou lambda ( $\lambda$ ) est l'indice le plus utilisé dans l'évaluation de la stabilité statique de tension : c'est la quantité de la charge additionnelle qui causerait un chute de tension. En termes plus simples, c'est la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point qui causerait la chute de tension. Dans la plupart des études de stabilité statique de tension, la charge est choisie comme paramètre essentiel qui conduit le système à la chute.

Les avantages de La marge de stabilité, pris comme indice de stabilité de tension, peut se résumer dans les points suivants :

- Simple à calculer, bien admis, et facile à comprendre.
- Exige seulement un modèle statique du réseau électrique.
- La marge de stabilité est un indice précis qui tient en compte le non linéarité du réseau électrique ainsi que certaines limites telles que les limites sur la production d'énergie réactive.
- Une fois La marge de stabilité calculée, il est facile de déterminer sa sensibilité vis-à-vis de n'importe quel paramètre du réseau.

Malgré ces avantages, La marge de stabilité dispose de quelques inconvénients, qui peuvent être résumés dans les points suivants :

- Le calcul de La marge de stabilité est plus coûteux, comparée à d'autres indices.
- La marge de stabilité est basée sur la prévision de la direction d'augmentation de la charge, mais cette information n'est pas toujours aisément disponible.
- Dans la pratique, la fonction directe et la fonction continue sont utilisées pour l'évaluation de La marge de stabilité [36]. Dans ce mémoire, on s'intéressera seulement à la fonction continue à cause de ses avantages cités précédemment.

### II.4.2 Le temps critique d'apparition de défaut

Le temps critique d'apparition du défaut ou le CCT (Critical Clearing Time) est le temps maximum pendant une panne qui peut durer sans compromettre la capacité du système de retour à l'équilibre. Cette période est déterminée par l'étude de la dynamique du réseau pendant la période de transition. Un autre objectif du paramètre CCT est de déterminer la réponse temporelle des dispositifs de protection pendant la contingence. Dans ce cas, nous utilisons la fonction TDS pour évaluer le comportement dynamique de la tension [37].

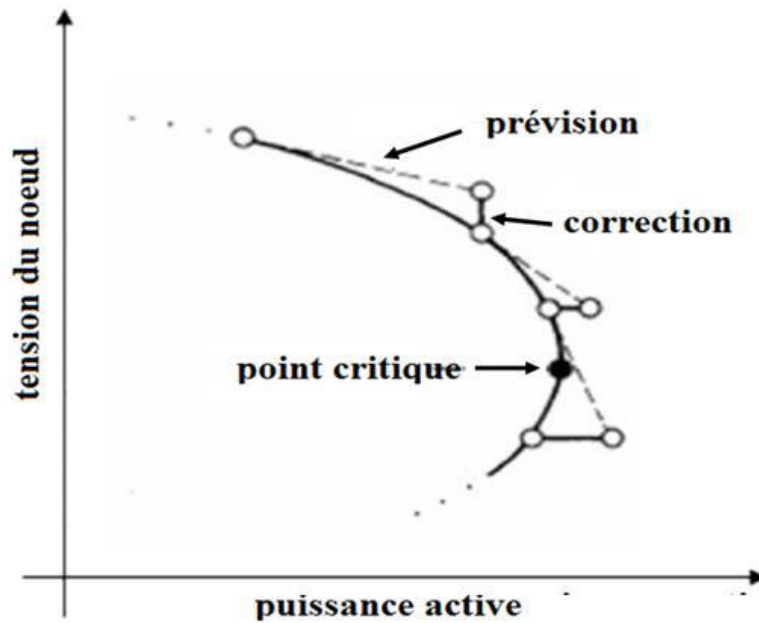
### II.4.3 Fonction de continuation de l'EP

L'une des fonctions simples de calcul de la marge de charge est le calcul d'EP à chaque incrémentation de la charge, jusqu'à la divergence du programme.

Malheureusement cette fonction fournit des résultats non précis à cause de singularité ou de mauvais conditionnement de la matrice Jacobienne autour du point de la chute [37]. En plus, cette fonction classique ne trace pas la partie inférieure de la courbe de tension qui est utilisée par d'autres fonctions d'analyse [33]. Ajjarapu et al. [37] proposent une fonction efficace nommée Continuation de l'EP (CPF : Continuation Power Flow) afin d'éviter la singularité de la matrice Jacobienne près du point de la chute. L'algorithme est basé sur une reformulation légère des équations d'écoulement de puissance et l'application d'une fonction de paramétrisation locale [37]. Durant l'application de cette fonction, la matrice Jacobienne reste bien conditionnée même autour du point de la chute [37].

L'avantage de l'EP en continu réside, non seulement dans sa capacité de trouver le point critique de la chute de tension mais aussi la détermination du tracé de la courbe PV complète (partie supérieure et inférieure) d'une façon exacte. Ses caractéristiques intéressantes amènent plusieurs compagnies de production d'énergie électrique à utiliser cette fonction comme pourvoyeur d'un indice efficace d'évaluation de la proximité du système du point de chute [38].

L'EP en continu se base sur la fonction Prévision-correction afin de résoudre le problème d'EP avec un bon conditionnement de la matrice Jacobienne. Dans cette fonction, l'incrément de la charge est considéré comme une nouvelle variable du problème d'EP [11]. La (figure II.2), illustre le principe de base de l'EP en continu. D'après la figure on peut remarquer que la méthode démarre par une solution de base (solution initiale du programme d'EP classique), puis elle estime la prochaine solution correspondant à une valeur différente de la charge [37]. La solution estimée est alors corrigée en utilisant la méthode classique de Newton-Raphson en le considérant comme solution initiale du programme d'EP conventionnel [37].



*Fig II. 2 : Principe d'continuation de l'EP.*

#### **II.4.4 Fonction de simulation en temps réel**

La fonction de simulation en temps réel (TDS : Time Domain Simulation) est mise en œuvre en résolvant les équations différentielles spatiales d'état du système d'alimentation, puis détermine le CCT [37].

#### **II.5 L'avantage du PSAT**

Le choix du PSAT est justifié par la richesse de sa bibliothèque (figure II.3), concernant les modèles relatifs aux PV et les défauts ainsi que les différents modèles des réseaux sont prêts (ex : IEEE-14) en plus la facilité d'utilisation de sa fonctions d'analyse de la stabilité.

La caractéristique importante de PSAT est qu'elle peut aussi fonctionner dans l'environnement GNU / Octave est un logiciel gratuit pour effectuer des expériences numériques en utilisant un langage qui est principalement compatible avec MATLAB [36].

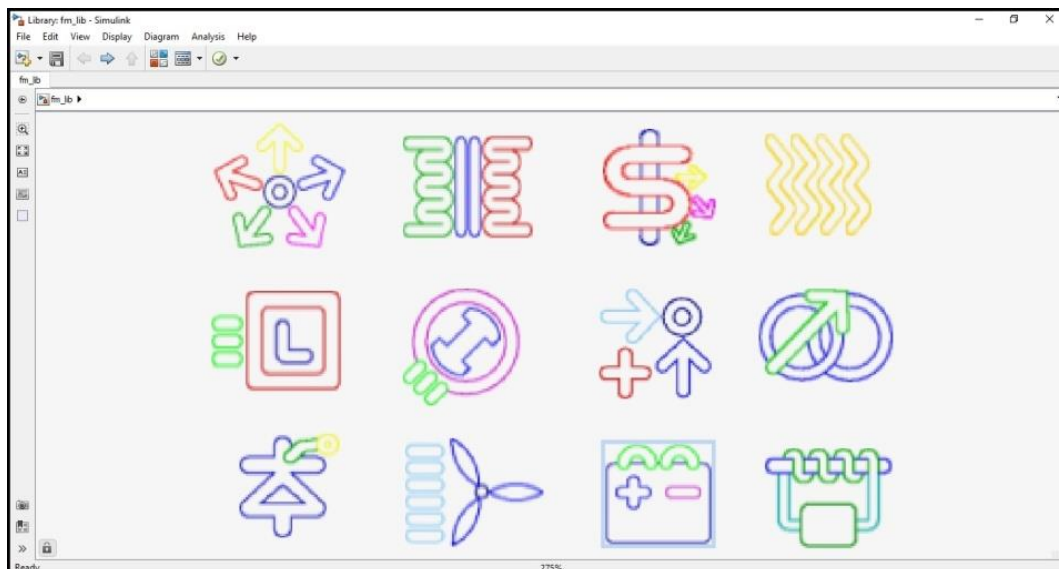


Fig II. 3 : bibliothèque du PSAT.

## II.6 Réseau d'étude IEEE-14

Le réseau étudié est représenté sur la figure II. 4.

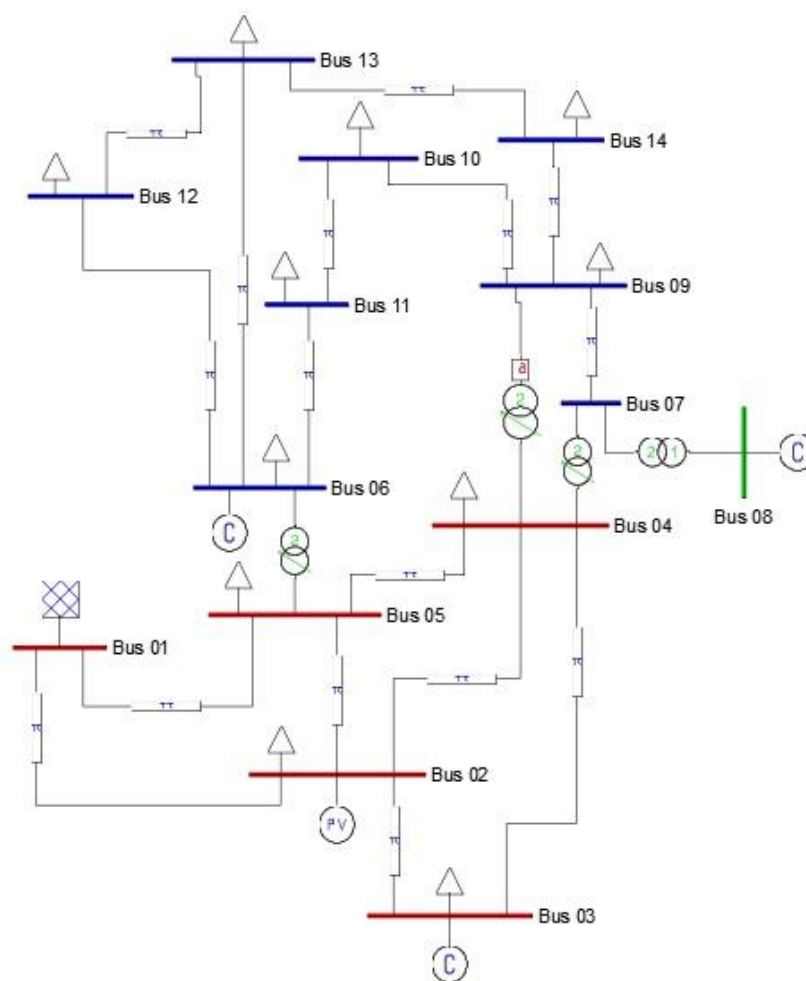


Fig II. 4 : Schéma du modèle d'IEEE-14.

**II.6.1 Caractéristiques du modèle d'étude***Tableau II. 1 : Données techniques du modèle d'étude IEEE-14.*

Nombre de JB	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateur	Nombre de générateurs	Nombre de charges
14	16	4	5	11

*Tableau II. 2 : Résultats de l'EP de réseau 14 JB à l'état initiale (statique).*

JB	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]
Bus 01	1.06	0	3,5203	-0.28197	0	0
Bus 02	1.045	- 0,13568	0,4	0,9486	0.3038	0,1778
Bus 03	1.01	- 0,33212	0	0,59736	1.3188	0,266
Bus 04	0.99782	- 0,26441	0	0	0.6692	0,056
Bus 05	1.0029	- 0,22695	0	0	0.1064	0,0224
Bus 06	1.07	- 0,36956	0	0.44433	0.1568	0,105
Bus 07	1.036	- 0,33938	0	0	0	0
Bus 08	1.09	- 0,33938	0	0,33402	0	0
Bus 09	1.0129	- 0,37908	0	0	0,413	0,2324
Bus 10	1.0122	- 0,38446	0	0	0,126	0,0812
Bus 11	1.0357	- 0,37984	0	0	0,049	0,0252
Bus 12	1.0462	- 0,39059	0	0	0,0854	0,0224
Bus 13	1.0366	- 0,39147	0	0	0,189	0,0812
Bus 14	0.99695	- 0,41056	0	0	0,2086	0,07

**II.7 Les étapes du travail**

- A partir de la bibliothèque du PSAT. Un défaut triphasé à la terre sera créé au niveau de chaque JB du réseau de la distribution (13.8 kV), L'impédance  $Z_f$  et la résistance  $R_f$  du défaut sont nul, c'est le défaut le plus défavorables.

- Après la fixation du temps de défaut au 5s, le temps d'apparition du défaut sera varié (augmentation/diminution, en changeant le paramètre «Fault Clearing Time» dans le bloc «Fault» (figure II.5) pour déterminer le CCT.
- En utilisant les fonctions TDS et CPF successivement pour  $\lambda$  et tracer l'état de la tension. afin de trouver le CCT.
- Un parc PV de 20 MW est intégré au réseau à dans à l'absence de défaut puis avec sa présence, ensuite les mêmes étapes sont répété précédentes au niveau des JB sauf que les JB de contrôle.
- Enfin, les résultats de la simulation sont pris et les courbes de l'état de la stabilité statique et dynamique sont tracées.

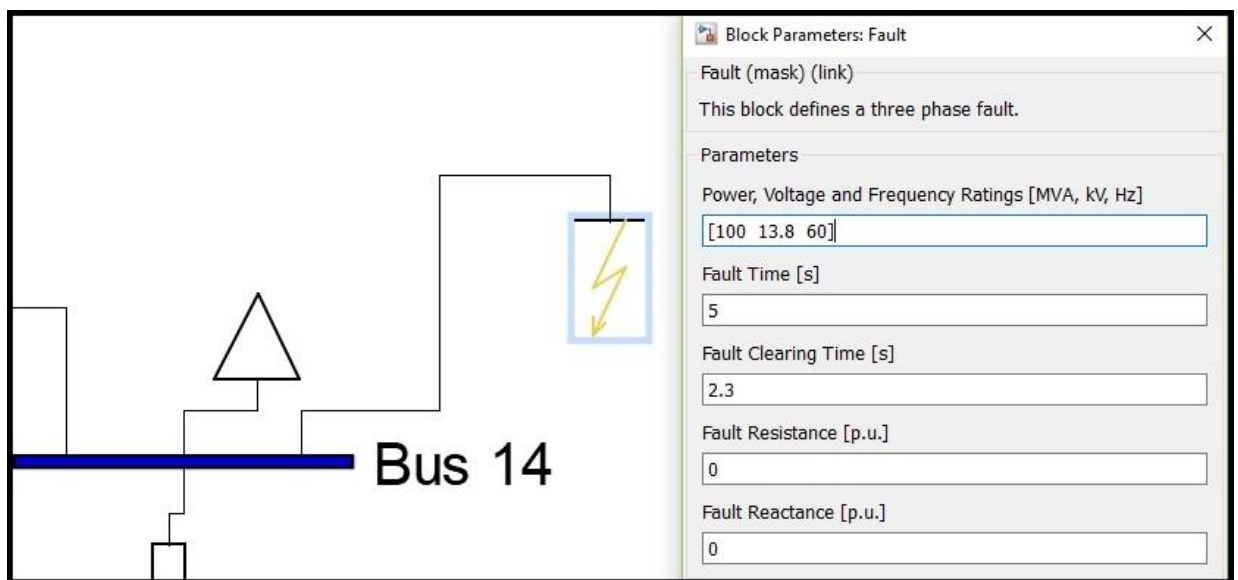


Fig II. 5 : Exemple sur l'intégration de défaut au niveau de bus 14.

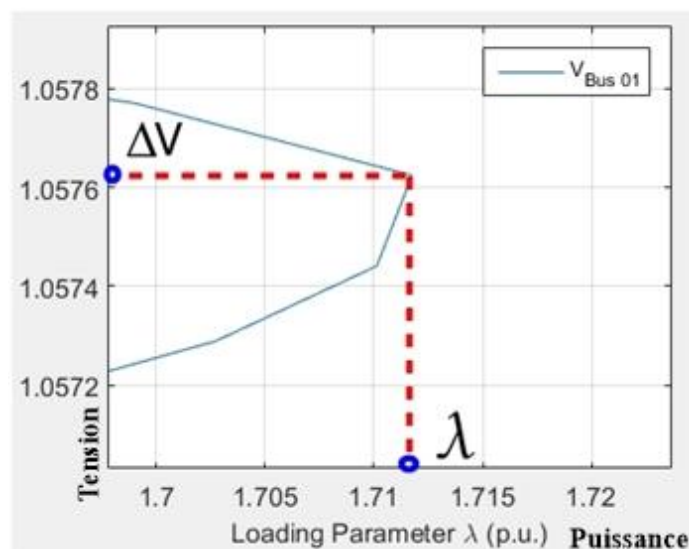


Fig II. 6 : Résultat de l'exécution de CPF pour obtenir  $\Delta V$  et  $\lambda$ .

- $\Delta V$ : signifier le chute maximal qui peut-être supporter par le JB avant coupure de courant
- Donc dans ce cas  $\Delta V = +0.05$  ou  $+ 5 \%$  [p.u] et  $\lambda = 1.71$  [p.u].

## **II.8 Résultats de simulation**

### **II.8.1 L'intégration du défaut**

Après l'intégration de défaut puis l'exécution de la fonction TDS, les courbes (de fig II.6 vers fig II.12) de tension en fonction de temps sont obtenus, ces courbes donnent l'état de la stabilité dynamique de tension dans chaque JB.

Les résultats de simulation sont présentés dans le tableau II.3 et dans les figures II.7 – 13:

*Tableau II. 3 : Le CCT après l'intégration du défaut seulement et  $\lambda$  dans le fonctionnement normale du réseau IEEE-14.*

<b>JB</b>	<b>Type</b>	<b>CCT [s]</b>	<b><math>\Delta V</math> (<math>\lambda = 1,71</math> [p.u])</b>
<b>Bus 07</b>	PQ	0,4	- 0,16
<b>Bus 09</b>	PQ	0,4	- 0,23
<b>Bus 10</b>	PQ	0,5	- 0,23
<b>Bus 11</b>	PQ	3,3	- 0,19
<b>Bus 12</b>	PQ	3,6	- 0,18
<b>Bus 13</b>	PQ	2,2	- 0,20
<b>Bus 14</b>	PQ	2,7	- 0,28

➤ Défaut au niveau de JB 07

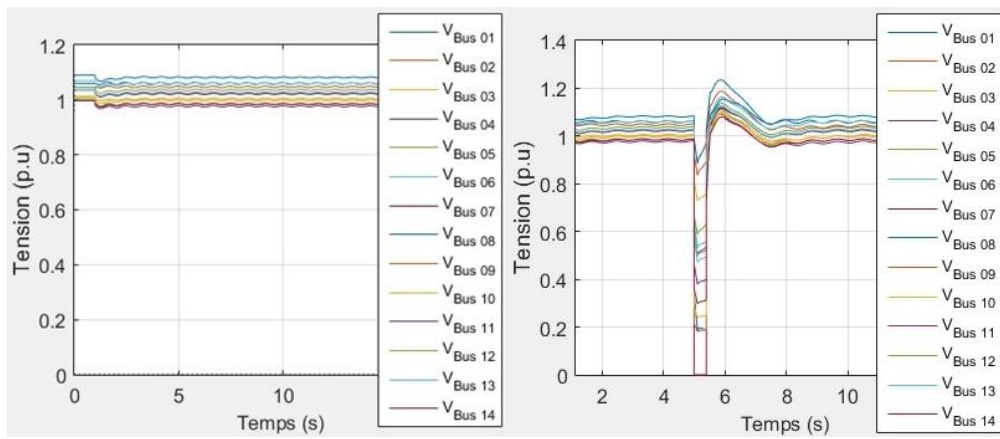


Fig II. 7 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 07 successivement.

➤ Défaut au niveau de JB 09

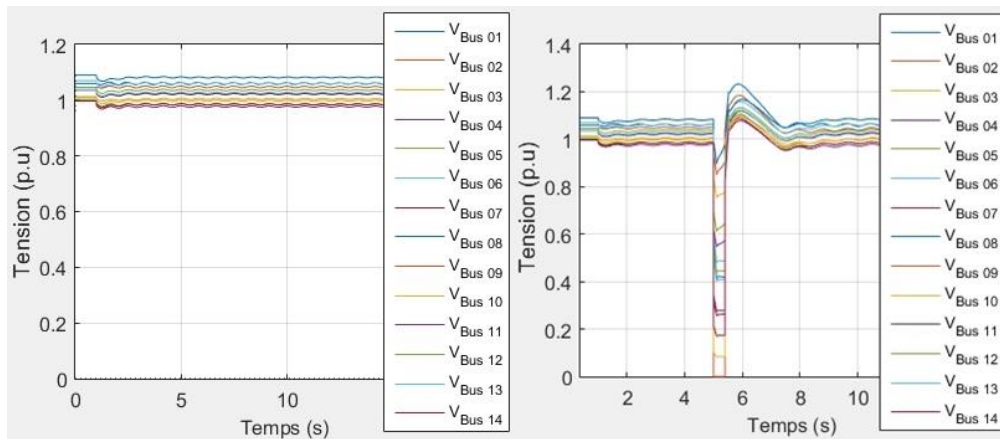


Fig II. 8 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 09 successivement.

➤ Défaut au niveau de JB 10

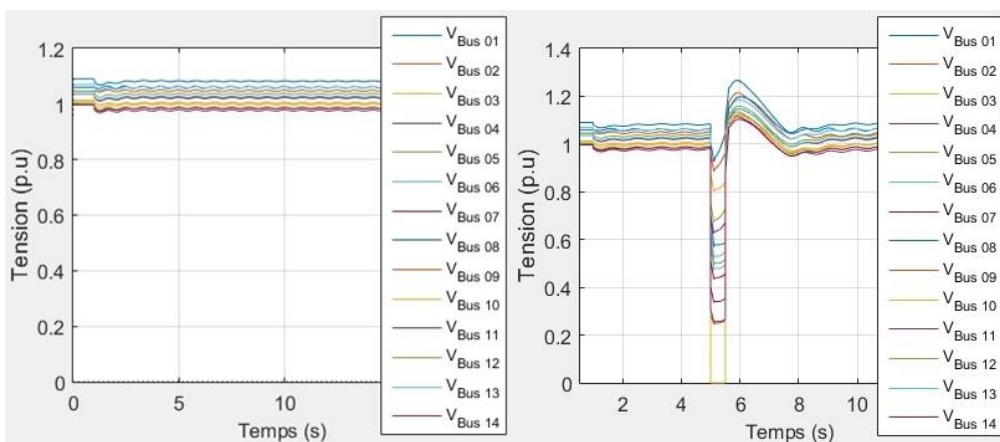


Fig II. 9 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 10 successivement.



➤ Défaut au niveau de JB 11

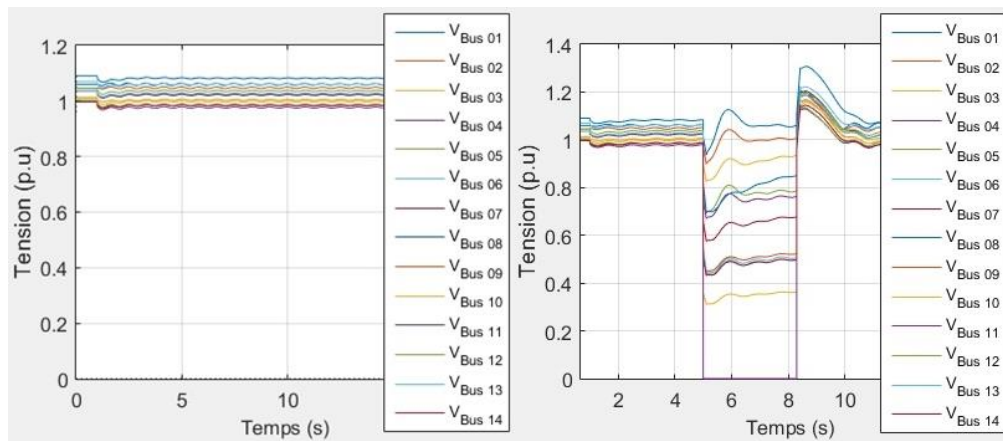


Fig II. 10 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 11 successivement.

➤ Défaut au niveau de JB 12

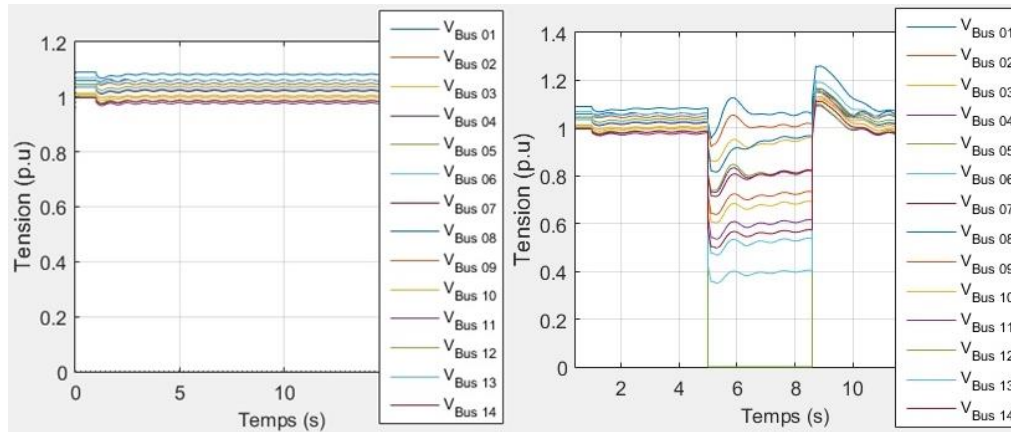


Fig II. 11 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 12 successivement.

➤ Défaut au niveau de JB 13

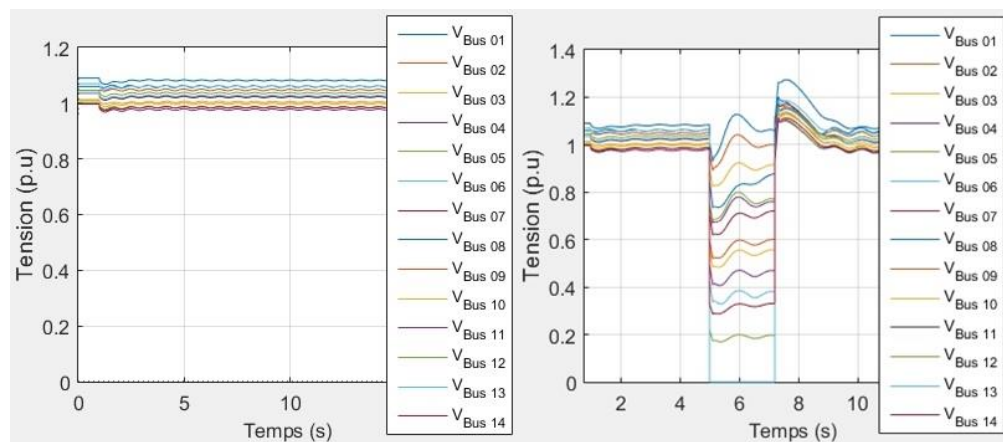


Fig II. 12 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 13 successivement.

➤ Défaut au niveau de JB 14

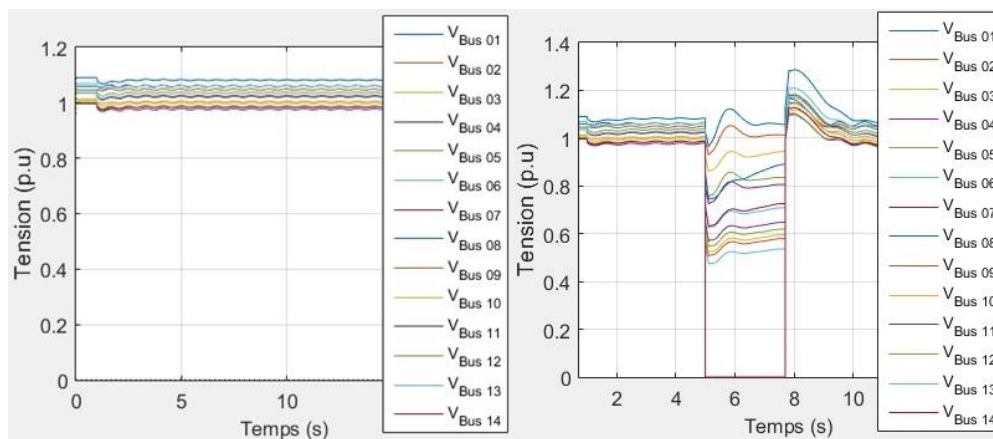


Fig II. 13 : Profil de tension avant et après l'intégration du défaut au JB 14 successivement.

II.8.1.1 Analyse et interprétation des résultats du premier cas

D'après les courbes, il est noté qu'il y a un impact des défauts sur la stabilité dynamique de la tension du réseau:

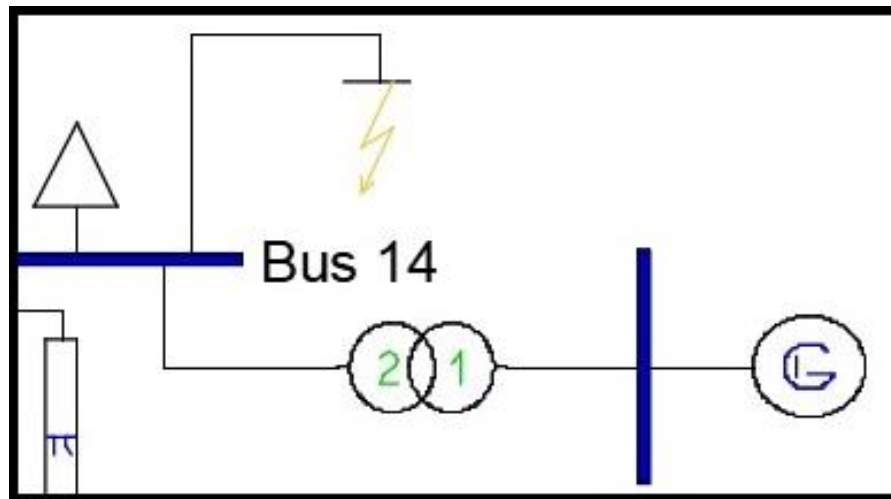
A l'instant 5 seconde, l'instant choie arbitrairement pour appliquer le défaut, il y a une chute de tension de 100% ( $\Delta V = - 1 \text{ p.u} / V_{\text{Bus}} = 0 \text{ volts}$ ) se produite, ensuite le réseau revient à l'état initial (l'état stable) pendant un temps compris entre [0,4 - 3,6] seconde selon le JB défaut. C'est le CCT, qui est fixé à sa valeur maximal peut être enduré par le réseau avant coupure le courant.

Dans ce cas les valeurs de la marge de stabilité est sont fixé ( $\lambda = 1,71$ ), les valeurs de CCT et de  $\lambda$  sont illustrées dans le Tableau II.3.

**Observation :** il ya une surtension après le CCT ne dépasse pas 3 % ( $\Delta V < + 0,3$ ) dans un intervalle de temps entre [1 – 3] seconde à peu près selon chaque JB, après ça le système se stabilise immédiatement.

II.8.2 L'intégration des PVs

Un parc PV de 20 MW est intégré dans l'absence de défaut puis avec sa présence aussi. Ensuite, les résultats de simulation sont pris dans les deux cas comme ce qui existe précédemment. Donc qu'est-ce qui arrive à la stabilité de la tension dans ce cas ?



*Fig II. 14 : Exemple sur l'intégration de parc au niveau de Bus 14.*

Les résultats de simulation sont présentés dans les tableaux II.4 – 5 et les figures II.16 – 22.

*Tableau II. 4 : La marge de stabilité et la chute de tension après l'intégration des PVs.*

		Chute de tension $\Delta V$ [p.u]							
JB		$\lambda$ [p.u]	Bus 07	Bus 09	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	Bus 14
Placement des PVs	Bus 07	1,82	- 0,12	- 0,20	- 0,21	- 0,18	- 0,18	- 0,20	- 0,27
	Bus 09	1,84	- 0,14	- 0,18	- 0,19	- 0,17	- 0,18	- 0,20	- 0,26
	Bus 10	1,84	- 0,15	- 0,19	- 0,16	- 0,15	- 0,17	- 0,19	- 0,26
	Bus 11	1,83	- 0,17	- 0,22	- 0,21	- 0,11	- 0,16	- 0,19	- 0,28
	Bus 12	1,81	- 0,19	- 0,25	- 0,25	- 0,19	- 0,08	- 0,16	- 0,28
	Bus 13	1,83	- 0,18	- 0,24	- 0,24	- 0,18	- 0,12	- 0,16	- 0,12
	Bus 14	1,84	- 0,16	- 0,20	- 0,25	- 0,17	- 0,15	- 0,16	- 0,15

Tableau II. 5 : Le CCT après l'intégration des PVs.

		CCT [s] par le placement de défaut						
JB		Bus 07	Bus 09	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	Bus 14
Placement des PVs	Bus 07	0,0001	0.004	0.001	0.01	0,2	0.1	0.1
	Bus 09	0.02	0,001	0,02	0,006	0,2	0,3	3
	Bus 10	0,05	0.002	0.0001	0,01	0,01	0.009	0.01
	Bus 11	0.001	0.04	0.01	0.01	3.7	0.001	0.01
	Bus 12	0.01	0.001	0.001	0.005	0.01	0.008	0.01
	Bus 13	0.01	0.005	0.009	0.006	0.002	0.1	0.001
	Bus 14	0.25	0.005	0.002	3.6	4.9	0.01	0.0000 7

➤ Les PVs au niveau de JB 07

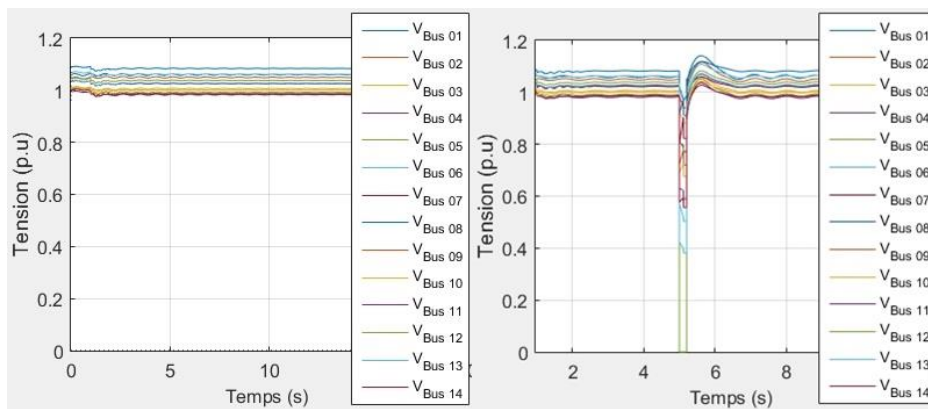


Fig II. 15 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 07.

➤ Les PVs au niveau de JB 09

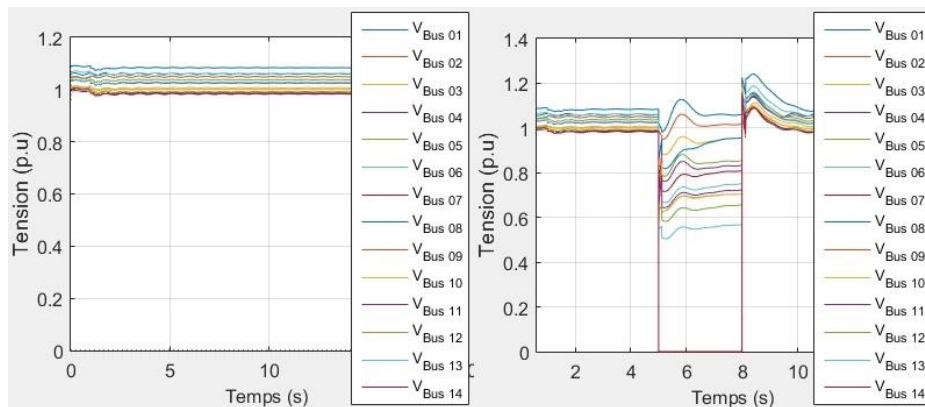


Fig II. 16 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 09.

➤ Les PVs au niveau de JB 10

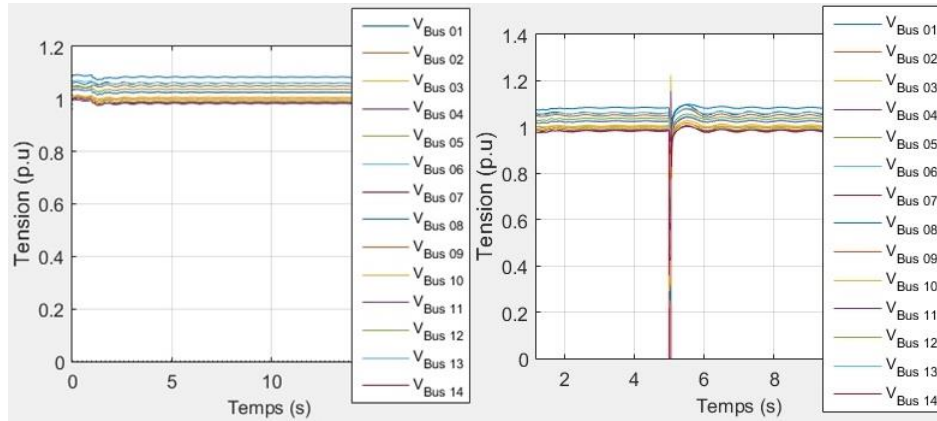


Fig II. 17 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 10.

➤ Les PVs au niveau de JB 11

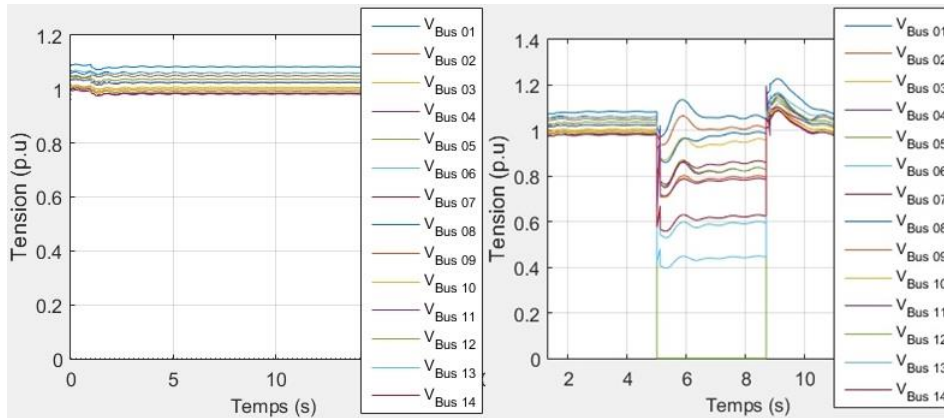


Fig II. 18 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 11.

➤ Les PVs au niveau de JB 12

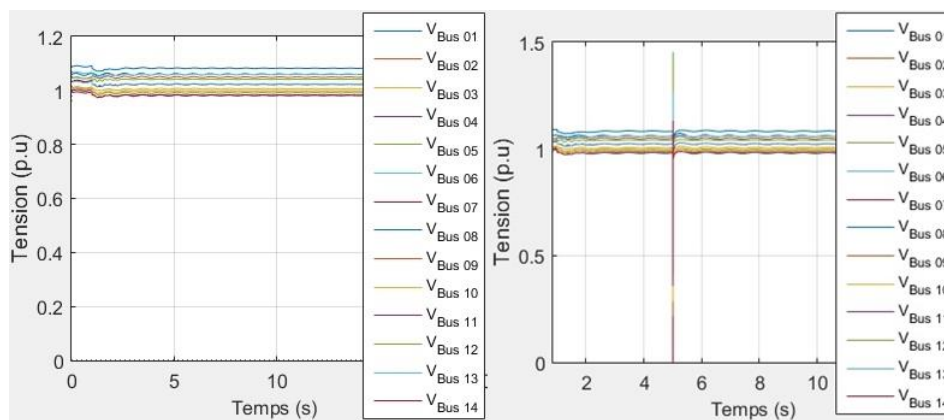


Fig II. 19 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 12.

➤ Les PVs au niveau de JB 13

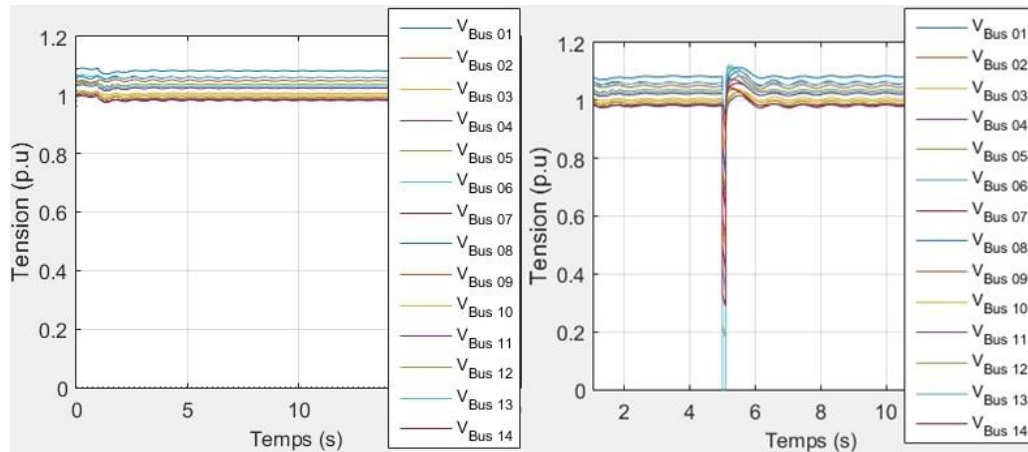


Fig II. 20 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 13.

➤ Les PVs au niveau de JB 14

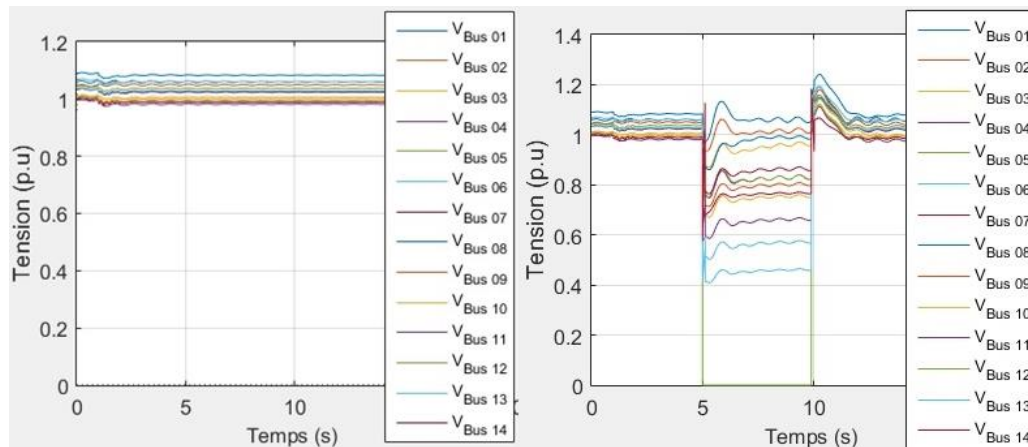


Fig II. 21 : Profil de tension de l'intégration des PVs successivement à l'absence de défaut puis dans sa présence au JB 14.

II.8.2.1 Analyse et interprétation des résultats pour le second cas

Lors de l'intégration des PVs dans l'absence de défaut, le système reste stable. Mais avec la présence de défaut malgré avec les mêmes paramètres de tous les blocs, il a noté à l'instant 5 seconde, l'existence d'une chute de tension vers le 0 volte, ensuite il retourne à son état initial après la disparition du défaut, le CCT est entre [0,0001 – 4,9 s] selon le JB et toujours il ya une surtension après le CCT ne dépasse pas 0,3 seconde.

Dans ce cas les valeurs de la marge de stabilité ( $\lambda$ ) sont différentes et selon le JB, les valeurs de CCT et de  $\lambda$  sont illustrées dans le tableau II.4.

## **II.9 Conclusion**

Dans ce chapitre, l'intégration d'un parc PV au réseau électrique IEEE-14 est simulé, en utilisant le PSAT qui facilite l'étude de la stabilité du réseau, l'étude est pour objectif de mesurer la stabilité statique et dynamique de la tension en utilisant les fonctions CPF et TDS calculant  $\lambda$  et CCT. Ce chapitre se compose de deux parties, la simulation de l'intégration de défaut, ensuite la simulation de l'intégration PV dans l'absence de défaut puis avec sa présence. Les résultats de simulation montre qu'il y a un impact de défaut sur la stabilité de tension en générale, ce dernier diminue toujours avec la présence de défaut vers la valeur 0 volt pendant le CCT (système instable) puis il retourne a l'état initiale (système stable), Ainsi que les valeurs de  $\lambda$  et de CCT sont variées après l'intégration des PVs.

# Chapitre III



Étude de la stabilité du réseau électrique  
après l'intégration des panneaux PVs



### III.1 Introduction

Dans ce chapitre, une étude comparative est faite en se basant sur les données du chapitre précédent, où les résultats de simulation de l'intégration du parc PV dans le réseau IEEE-14 dans l'absence de défaut puis avec sa présence. Ensuite, dans la 2<sup>ème</sup> partie de ce chapitre les résultats de comparaison sur le réseau 17 JB sont validés (l'étude sera sur les JB de moyenne tension seulement).

### III.2 Les étapes du travail

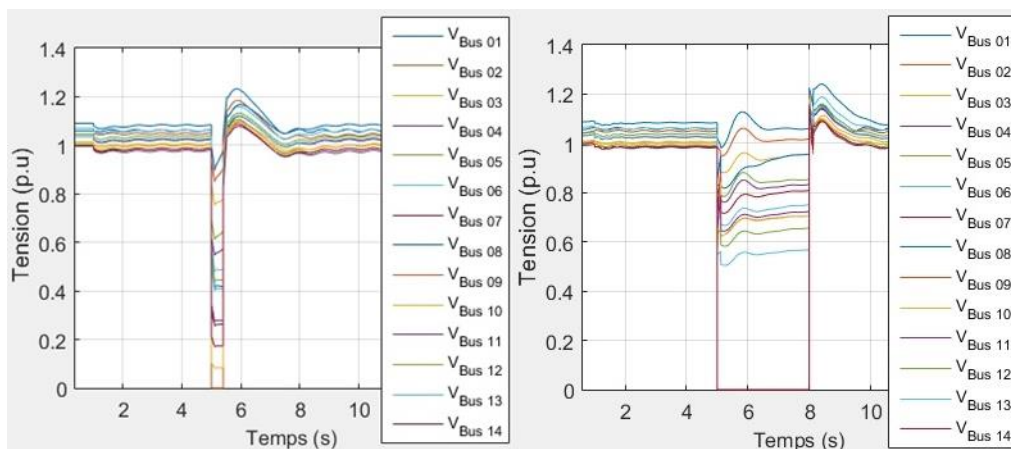
Une comparaison doit être faite :

- entre les profils de tension avant et après l'intégration des PVs pendant la présence de défaut (par l'observation et les valeurs de CCT) pour obtenir l'influence des PVs sur la stabilité dynamique de tension.
- entre les valeurs de la marge de stabilité ( $\lambda$ ) et la chute de tension avant et après l'intégration des PVs à l'absence de défaut (pendant le fonctionnement normal) pour obtenir l'influence des PVs sur la stabilité statique de tension.
- Les résultats des comparaisons sont combinés à chaque niveau de JB, Ensuite, une conclusion globale sur l'influence des PVs sur la stabilité du réseau électrique est déduite.
- La même étude sera faite sur le réseau 17 JB pour vérifier les résultats précédents.

### III.3 L'étude comparative de réseau IEEE-14

#### III.3.1 Comparaison des profils

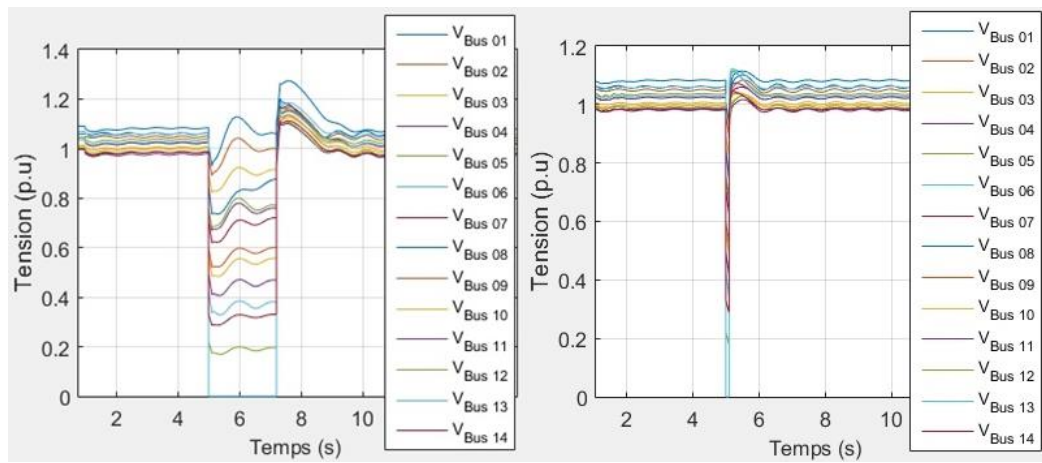
##### ➤ Au niveau de JB 09



*Fig III. 1 : Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 07(réseau IEEE-14).*

- La déference est claire a travers du profil, après l'intégration des PVs le CCT augmente dans ce cas à partir de 0.4 à 3 seconde.

➤ **Au niveau de Bus 13**



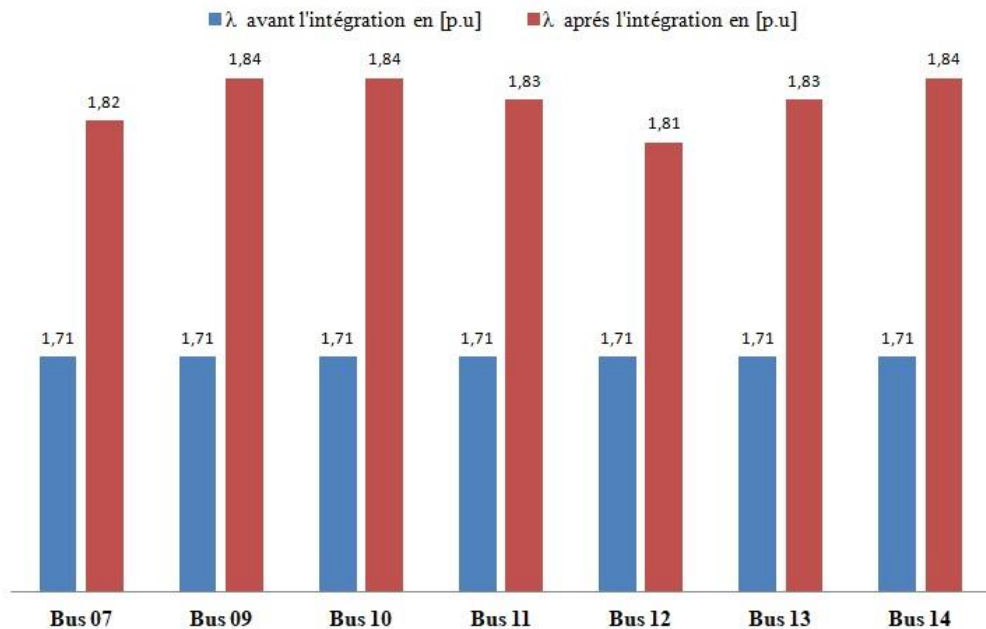
*Fig III. 2 : profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 13 (réseau IEEE-14).*

- Dans ce cas c'est l'inverse du cas précédent, après l'intégration des PVs, le CCT diminue à partir de 2,2 à 0,1 seconde

Nous utilisons logiciel Excel pour faciliter la comparaison les chiffres des tableaux :

Les chiffres des tableaux sont exprimés sous forme des graphes à laide de l'Excel.

**III.3.2 Comparaison de la marge de stabilité**



*Fig III. 3 : Graphe représente la déference de la marge  $\lambda$  avant et après l'intégration des PVs.*

Le graphe montre que la marge de stabilité augmente toujours après l'intégration des PVs.

### III.3.3 Comparaison de la chute de tension

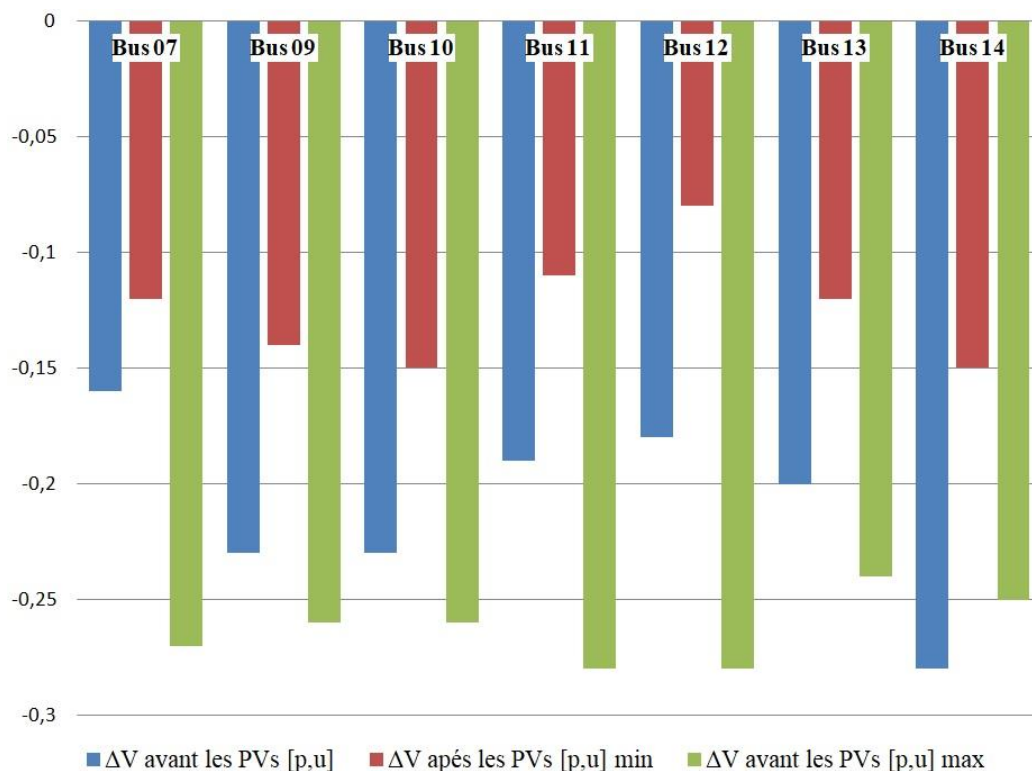
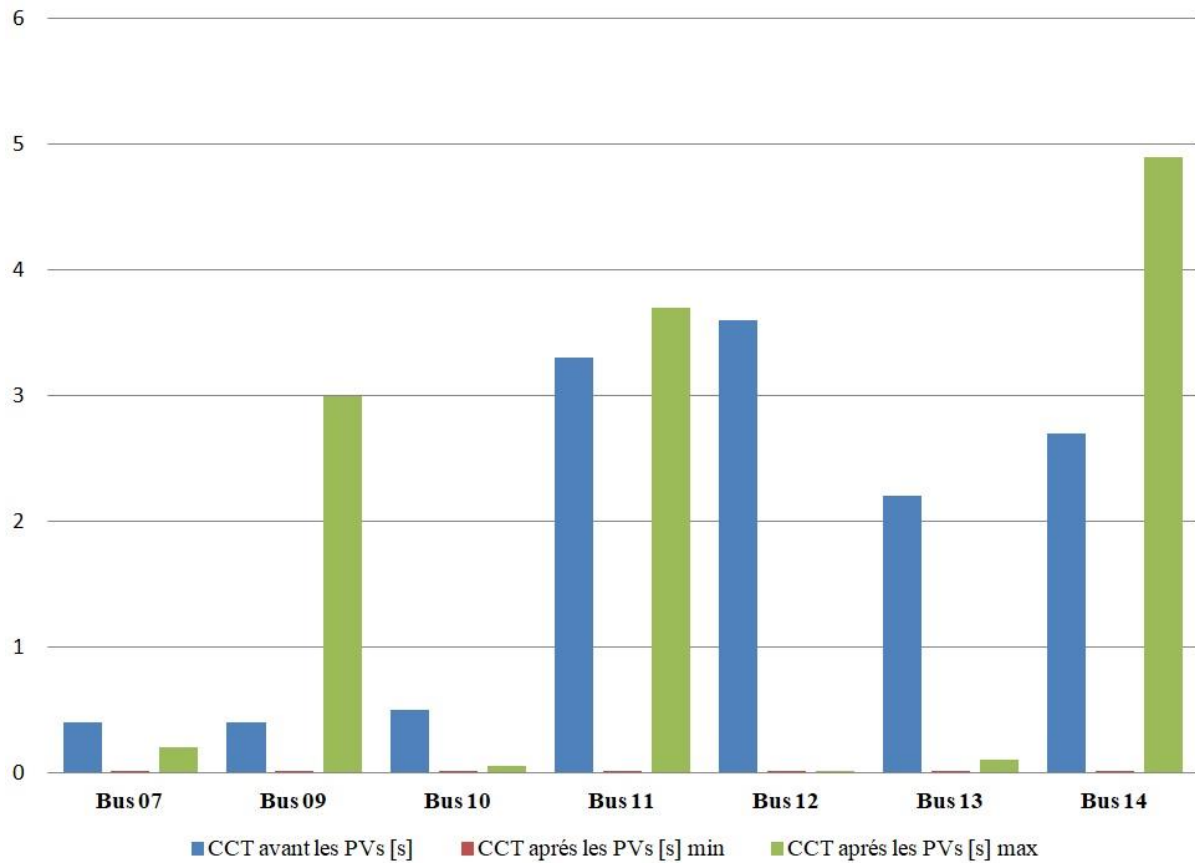


Fig III. 4 : Graphe représente la différence de la chute de tension avant et après l'intégration des PVs.

- La chute max dans le graphe (figure III.4) signifie la valeur maximum de la chute de tension parmi les valeurs dans même ligne du tableau des chutes de tension (tableau II. 4) : le même placement des PVs et différent placement pour le défaut dans le tableau et le même cas pour la chute min (la chute minimale).
- Le graphe montre que dans tout les JB, la chute de tension peut augmenter ou diminuer après l'intégration des PVs selon le placement de défaut.

### III.3.4 Comparaison du CCT



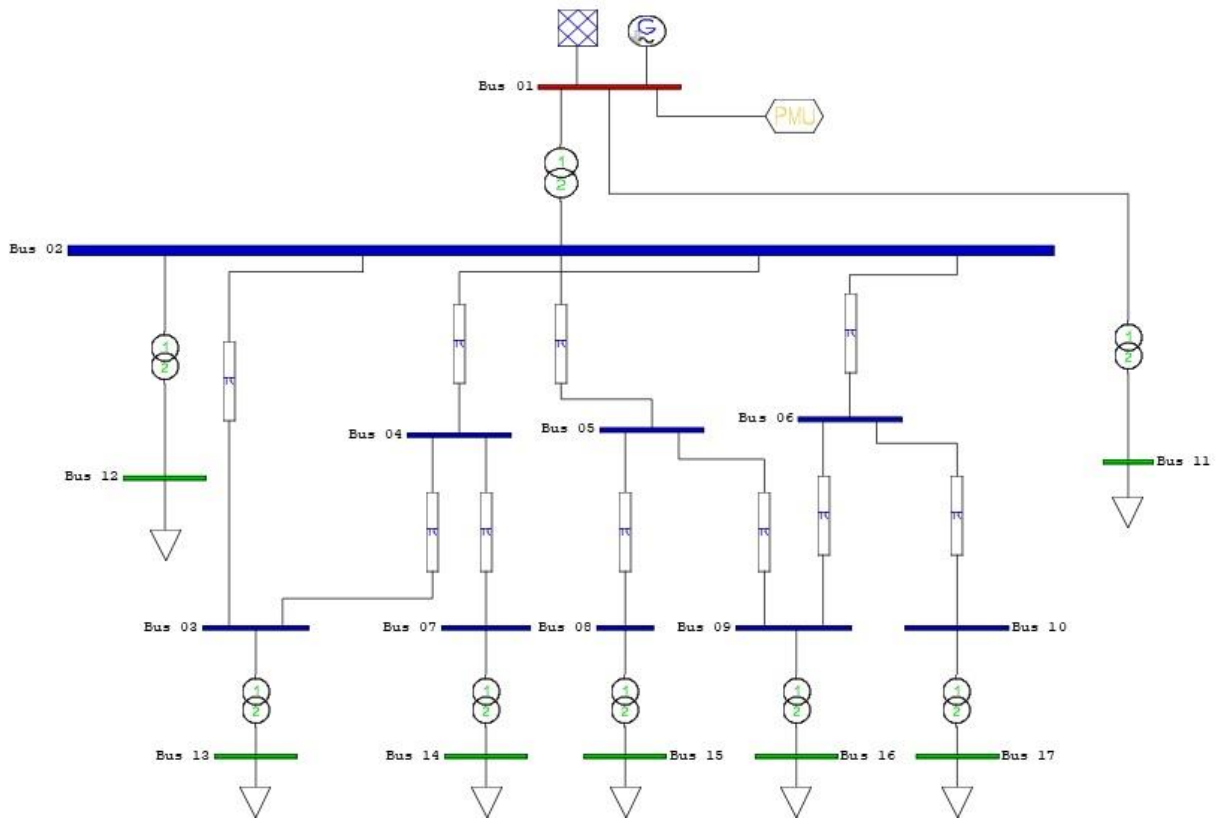
**Fig III. 5 :** Graphe représente la déférence du CCT avant et après l'intégration des PVs.

- Même que le graphe de la chute, le CCT peut augmente ou diminue selon l'emplacement de défaut.
- Après l'intégration des PVs le CCT augmente dans 4 cas parmi 49.

### III.4 La validation d'étude sur le modèle 17 JB

Cette étude pour assurer que les résultats de la comparaison précédente seront toujours valables, en faisant une autre simulation avec une étude comparative sur le réseau 17 JB de GHARDAIA.

Le réseau étudié est représenté sur la figure II. 3



*Fig III. 6 : Schéma du réseau 17 JB de GHARDAIA.*

### III.4.1 Caractéristiques du réseau 17 JB de GHARDAIA

Ce réseau est alimenté par une source de 240 MVA, avec un transformateur abaisseur de 220/60 kV (réseau de distribution), l'étude sera sur les JB de moyenne tension seulement.

*Tableau III. 1 : Données techniques du modèle d'étude 17 JB.*

Nombre de JB	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateur	Nombre de générateurs	Nombre de charges
17	10	8	1	7

*Tableau III. 2 : Résultats de l'EP de réseau 17 JB à l'état initiale (statique).*

<b>JB</b>	<b>V</b> [p.u]	<b>Phase</b> [rad]	<b>P gen</b> [p.u]	<b>Q gen</b> [p.u]	<b>P load</b> [p.u]	<b>Q load</b> [p.u]
<b>Bus 01</b>	1.06	0	1.6551	0.97058	0	0
<b>Bus 02</b>	1.0367	- 0.00536	0	0	0	0
<b>Bus 03</b>	0.91529	- 0.1146	0	0	0	0
<b>Bus 04</b>	0.97947	- 0.05569	0	0	0	0
<b>Bus 05</b>	1.033	- 0.00832	0	0	0	0
<b>Bus 06</b>	1.0174	- 0.02233	0	0	0	0
<b>Bus 07</b>	0.96702	- 0.06822	0	0	0	0
<b>Bus 08</b>	0.9903	- 0.04475	0	0	0	0
<b>Bus 09</b>	1.0159	- 0.02364	0	0	0	0
<b>Bus 10</b>	1.0081	- 0.031	0	0	0	0
<b>Bus 11</b>	1.0195	- 0.03877	0	0	0,21	0,09
<b>Bus 12</b>	0.98622	- 0.08752	0	0	0,43	0,21
<b>Bus 13</b>	0.88597	- 0.08752	0	0	0,25	0,11
<b>Bus 14</b>	0.95333	- 0.09581	0	0	0,13	0,057
<b>Bus 15</b>	0.9741	- 0.07305	0	0	0,14	0,07
<b>Bus 16</b>	0.97446	- 0.09674	0	0	0,37	0,17
<b>Bus 17</b>	0.99778	- 0.04844	0	0	0,09	0,046

### **III.4.2 Résultat simulation avec l'étude comparative de réseau 17 JB**

Cette fois, l'influence des PVs dans l'absence de défaut avec sa présence sont comparé.

Les résultats de simulation sont présentés dans les (tableaux III. 4 - 5).

*Tableau III. 3 : Le CCT après l'intégration du défaut seulement et  $\lambda$  dans le fonctionnement normale du réseau 17.*

<b>JB</b>	<b>Type</b>	<b>CCT [s]</b>	<b><math>\Delta V</math> (<math>\lambda = 1,23</math> [p.u])</b>
<b>Bus 03</b>	PQ	3,55	- 0,29
<b>Bus 04</b>	PQ	2,18	- 0,17
<b>Bus 05</b>	PQ	2,09	- 0,08
<b>Bus 06</b>	PQ	2,01	- 0,1
<b>Bus 07</b>	PQ	2,69	- 0,19
<b>Bus 08</b>	PQ	1,38	-0,14
<b>Bus 09</b>	PQ	2,02	- 0,11
<b>Bus 10</b>	PQ	1,49	- 0,12

*Tableau III. 4 : La marge de stabilité et la chute de tension après l'intégration des PVs.*

		<b>Chute de tension <math>\Delta V</math> [p.u]</b>								
<b>JB</b>	<b><math>\lambda</math> [p.u]</b>	<b>Bus 03</b>	<b>Bus 04</b>	<b>Bus 05</b>	<b>Bus 06</b>	<b>Bus 07</b>	<b>Bus 08</b>	<b>Bus 09</b>	<b>Bus 10</b>	
<b>Bus 03</b>	1,64	- 0,17	- 0,25	- 0,20	- 0,25	- 0,28	- 0,32	- 0,25	- 0,27	
<b>Bus 04</b>	1,52	- 0,37	- 0,13	- 0,10	- 0,14	- 0,15	- 0,19	- 0,14	- 0,15	
<b>Bus 05</b>	1,44	- 0,27	- 0,19	- 0,06	- 0,09	- 0,21	- 0,14	- 0,09	- 0,11	
<b>Bus 06</b>	1,44	- 0,37	- 0,19	- 0,06	- 0,08	- 0,22	- 0,14	- 0,08	- 0,09	
<b>Bus 07</b>	1,50	- 0,36	- 0,13	- 0,10	- 0,13	- 0,11	- 0,18	- 0,13	- 0,15	
<b>Bus 08</b>	1,41	- 0,35	- 0,19	- 0,07	- 0,09	- 0,21	- 0,06	- 0,10	- 0,11	
<b>Bus 09</b>	1,44	- 0,37	- 0,19	- 0,06	- 0,08	- 0,21	- 0,14	- 0,08	- 0,09	
<b>Bus 10</b>	1,42	- 0,36	- 0,19	- 0,07	- 0,08	- 0,28	- 0,14	- 0,09	- 0,07	

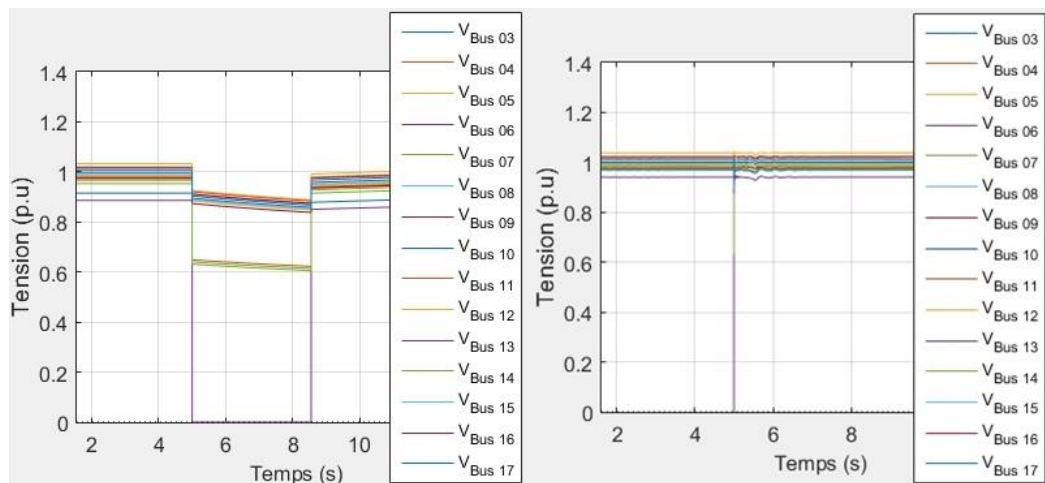
*Tableau III. 5 : Le CCT après l'intégration des PVs.*

		CCT [s] par le placement de défaut							
JB	Bus	Bus	Bus	Bus	Bus	Bus	Bus	Bus	Bus
	03	04	05	06	07	08	09	10	
Placement des PVs	Bus 03	0,00001	0,01	0,0001	0,0001	0,001	0,001	0,0001	0,01
	Bus 04	0,001	0,00001	0,0001	0,0001	0,00001	3	0,0001	0,01
	Bus 05	6.7	2.2	0,0001	0,01	2.8	3	0,01	3
	Bus 06	6	2.2	0,00000 1	0,00001	2.7	3	0,00001	0,0001
	Bus 07	0,0001	0,00001	0,0001	2.1	0,00001	0,0001	2,09	2
	Bus 08	0,1	0,005	0,00009	0,0001	0,1	0,00000 2	0,0001	0,003
	Bus 09	1,02	0,9	0,00000 9	0,00007	0,04	0,04	0,00007	0,001
	Bus 10	1,05	0,17	0,00009	0,00009	1	0,17	0,00009	0,000005

- Observation : Les valeurs sélectionnées dans le tableau représentent les grandes valeurs du CCT.

### III.4.3 Comparaison des profils

#### ➤ Au niveau de JB 03



*Fig III. 7 : Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 03 (réseau 17 JB).*

- Après l'intégration des PVs le CCT diminue à partir de 3,55 à 0,00001 secondes.



➤ Au niveau de JB 05

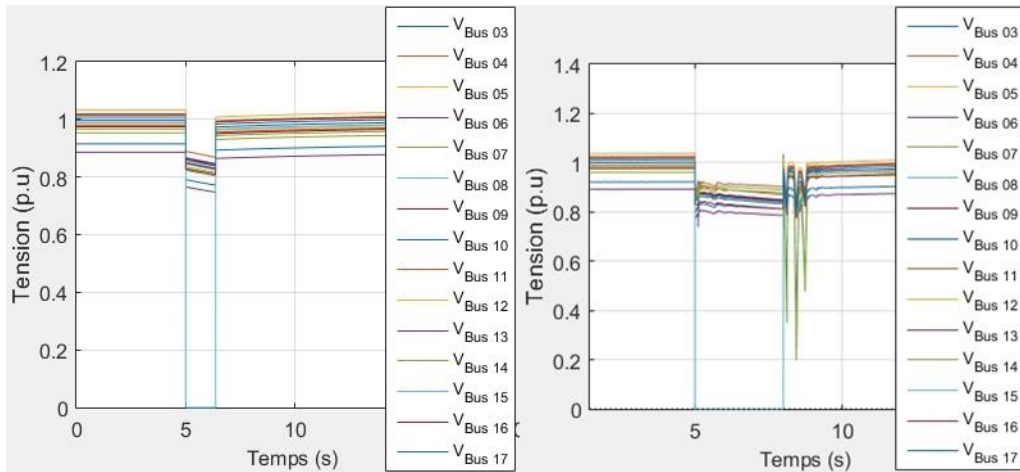


Fig III. 8 : Profil de tension successivement avant et après l'intégration des PVs à la présence de défaut au Bus 04 (réseau 17 JB).

- Après l'intégration des PVs le CCT augmente à partir de 1,38 à 3 secondes.

### III.4.4 Comparaison de la marge de stabilité

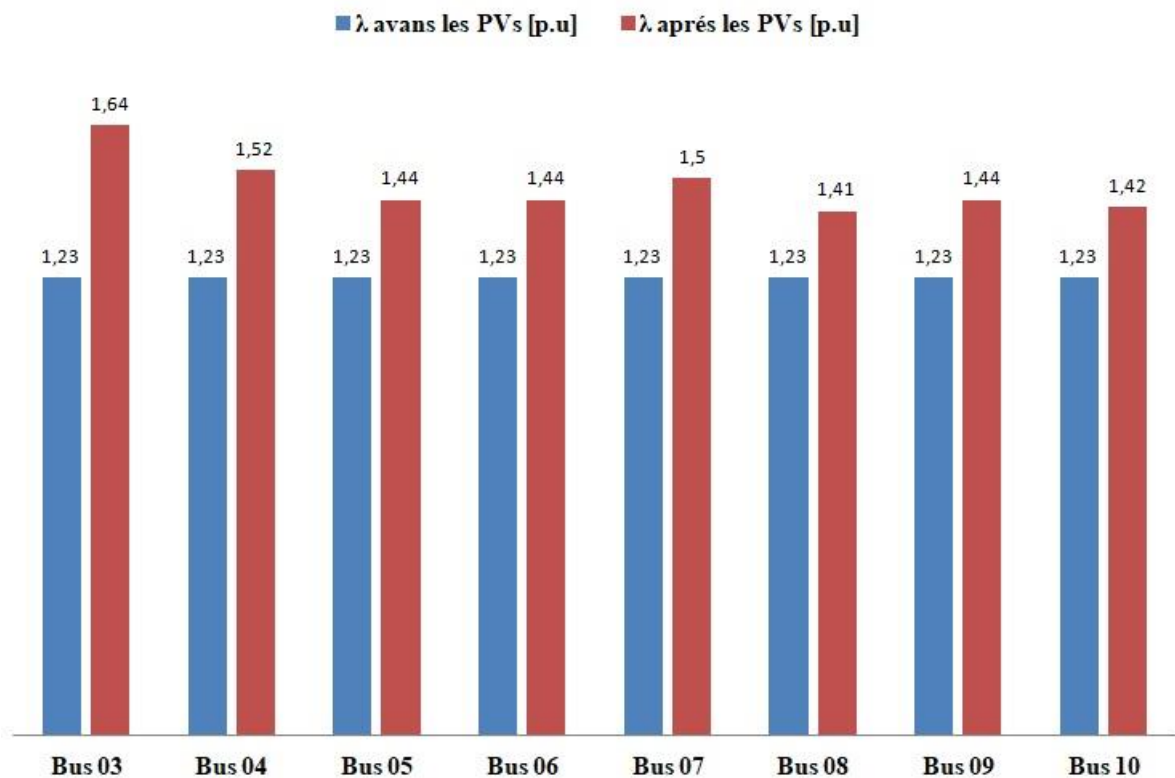


Fig III. 9 : Graphe représente la déférence de la marge  $\lambda$  avant et après l'intégration des PVs (réseau 17 JB).

- La marge augmente toujours après l'intégration des PVs.

### III.4.5 Comparaison de la chute de tension

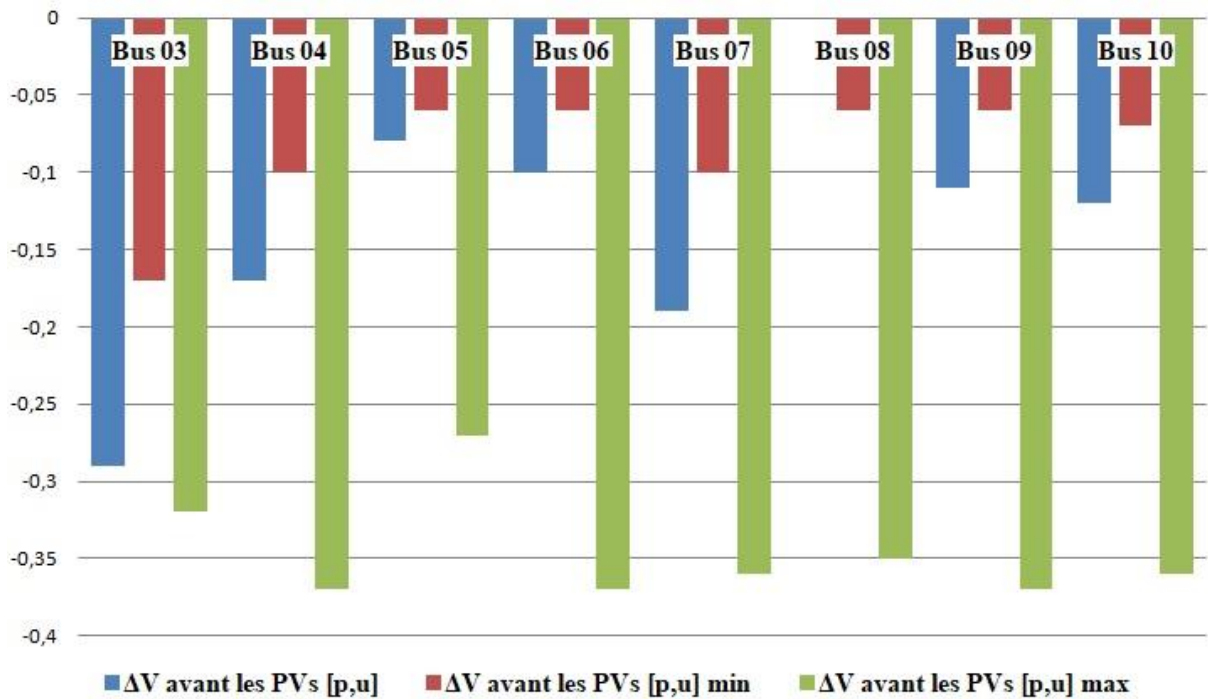
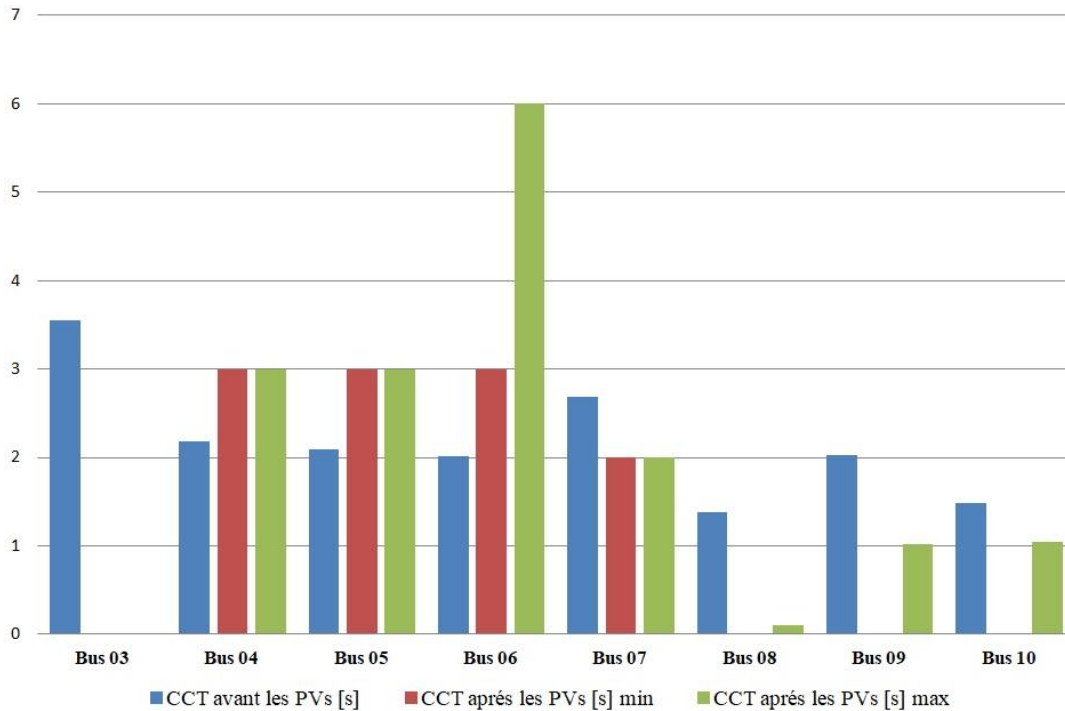


Fig III. 10 : Graphe représente la différence de la chute de tension avant et après l'intégration des PVs.

- La chute de tension dans chaque JB augmente par fois et diminue en autre selon l'emplacement de défaut dans tout les cas après l'intégration des PVs.

### III.4.6 Comparaison du CCT



*Fig III. 11 : Graphe représente la déférence du CCT avant et après l'intégration des PVs (réseau de 17JB).*

### III.5 Association des résultats des études

Les graphes et les profils de tension, il se trouve que les résultats des deux études sont identiques :

Dans tout les cas la marge ( $\lambda$ ) augmente, mais l'état la chute de tension et le CCT n'est pas stable : ils peuvent être augmentées ou diminuées selon l'emplacement des défauts et PVs dans le réseau.

La plus part des cas de l'intégration des PVs affecte sur le CCT par la diminution.

### III.6 Conclusion

Ce chapitre a mené à une étude comparative entre l'état de stabilité du réseau avant et après l'intégration d'un parc PV, l'étude est faite sur le réseau IEEE-14 puis validées sur le réseau 17 JB de la région de GHARDAIA. Cela a fait conclure le travail avec un résultat utile sur l'influence de l'intégration des PVs au n'importe quel réseau, ou il est montré que l'intégration des PVs au réseau caractérise par une stabilité statique plus haute dans les conditions de fonctionnement normales, Mais souvent le PV affecte négativement (perdre) la stabilité dynamique du réseau et peut aussi avoir un effet positif où le CCT peut diminuer ou diminuer mais la marge de stabilité  $\lambda$  augmente toujours. Par conséquent, l'intégration de PV dans le réseau nécessite une étude préalable. Alors il est suggéré lors de l'intégration des parcs PV qu'il faut toujours installer des disjoncteurs automatiques pour la coupure de courant (déconnection de centrale) en cas des défauts soudains.

# **Conclusion générale**



### Conclusion générale

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque n'a pas été comme nous assistons actuellement après sa découverte par Edmund Beckerle en 1938, où il a été utilisé pour la première fois dans le cadre de la course de l'espace en 1958, et plus tard est devenu utilisé dans la production d'électricité. L'intégration de l'énergie PV dans le monde a été caractérisée par un grand développement surtout au cours des dernières décennies, où les pays européens ont contribué de manière significative à ce développement au début par la suite puis c'est devenu le point d'intérêt du monde. Aujourd'hui les pays ont réussi ensemble à installer une puissance supérieure de 76.6 GW. Après l'année 2011, l'Algérie est entrée en compétence dans le domaine de PV, le programme national d'Algérie reconnaît que 30% de la production d'électricité sera d'une source EnR en 2030 et parmi eux compris le PV, pour cela l'Algérie doit donc disposer des capacités économiques et techniques nécessaires pour relever ce défi.

L'énergie PV résulte donc de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium, son système compose d'un champ PV, un régulateur, une batterie et onduleur. Ce système peut être soit autonome ou connecté au réseau ou hybride.

Parmi les problèmes de l'installation des PVs au réseau électrique est son influence sur la stabilité de réseau en générale, ce travail explique le concept et les types de stabilité des réseaux (angulaire, de fréquence et de tension), ainsi que le phénomène blackout où il est apparu en 2003 dans l'Algérie et il est discuté à travers ce travail.

Ce mémoire étudie l'influence de l'intégration des PVs sur la stabilité du réseau où l'étude se compose de deux parties pratiques, dans la première partie, le réseau électrique IEEE-14 est simulé, en utilisant la boîte à outils PSAT qui facilite l'étude de la stabilité du réseau. Cette étude a été concentrée sur l'état de l'écoulement de puissance durant le fonctionnement normal du réseau puis la stabilité statique et dynamique de la tension sans et avec un défaut est tenu en considération, Ceci est donné par la variation de la marge de stabilité ( $\lambda$ ) et le CCT successivement. Les résultats de simulation sont donnés en utilisant les fonctions CPF et TDS. Les résultats de simulation ont montré qu'il y a un impact de défaut sur la stabilité de tension en générale, ce dernier diminue toujours avec la présence de défaut vers la valeur 0 volt pendant le défaut (système instable) puis il retourne à l'état initial (système stable), Ainsi que les valeurs de  $\lambda$  et de CCT sont variées après l'intégration des PVs. Les résultats de la première partie ont été utilisés pour faire une étude comparative, l'étude comprenait une comparaison entre les profils de la tension, les valeurs de la marge de stabilité statique ( $\lambda$ ) et

les valeurs de CCT avant et après l'intégration des PVs avec et sans défaut. La même étude est faite sur le réseau 17 JB de la région de GHARDAIA pour vérifier les résultats précédents.

Cela a fait conclure le travail avec un résultat utile sur l'influence de l'intégration des PVs au n'importe quel réseau, ou il est montré que l'intégration des PVs au réseau caractérise par une stabilité statique plus haute dans les conditions de fonctionnement normales, Mais souvent le PV affecte négativement (perdre) la stabilité dynamique du réseau et peut aussi avoir un effet positif où le CCT peut diminuer ou augmenter mais la marge de la stabilité  $\lambda$  augmente toujours. Par conséquent, l'intégration de PV dans le réseau nécessite une étude technique préalable, après ce qu'ils étaient les études ont été limitées aux conditions climatiques et les conditions topologiques dans l'installation des centrales photovoltaïques. Alors il est suggéré lors de l'intégration des parcs PV qu'il faut toujours installer des disjoncteurs automatiques pour la coupure de courant (déconnection de centrale) en cas des défauts soudains.

# **Bibliographie**

---

### Bibliographie

- [1] Photon International, The Solar Power Magazine, April, 2011, <http://www.photonmagazine.com>.
- [2] DOE. Renewable Energy, [online] disponible : <http://energy.gov/scienceinnovation/energy-sources/renewable-energy>.
- [3] M. A. Green, Solar cells: operating principles technology and system applications, 1982.
- [4] Alnaser SW. Optimal sizing and control of energy storage in wind power-rich distribution networks. IEEE Trans Power Syst 2016; 31:2004–2013.
- [5] Sonelgaz Group Company. Ministry of Energy and Mines. Renewable energy and energy efficiency program. 2013 Available at: <http://www.mem-algeria.org>.
- [6] Saidur R, Islam MR, Rahim NA, Solangi KH. A review on global wind energy policy. Renewable Sustainable Energy Rev 2010, 14: 1744–1762.
- [7] Mosbah M, Kobbi M. Introduction of the renewable energy and SDC Experience. 1st Conference of Heads of Districts Engineers Electrical Company of Distribution Electricity and the Gas Centre, Blida Technical School, 2015.
- [8] Y. T. Tan, D. S. Kirschen, and N. Jenkins, “A model of PV generation suitable for stability analysis,” IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 19, no. 4, pp. 748-755, 2004.
- [9] Y. -B. Wang, C. -S. Wu, H. Liao, and H. -H. Xu, “ Study on impacts of large-scale photovoltaic power station on power grid voltage profile,” in Third International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2008.
- [10] X. Xu, Y. Huang, G. He, H. Zhao, and W. Wang, “Modeling of large-scale grid integrated PV station and analysis its impact on grid voltage,” in International Conference on Sustainable Power Generation and supply, 2009.
- [11] LABOURET Anne, VILLOZ Michel. *Énergie solaire photovoltaïque*, 4ème édition : Dunod, 2009, 384 p (Environnement et sécurité).
- [12] BAL Jean-Louis, CHABOT Bernard. Les énergies renouvelables. État de l’art et perspectives de développement, *Earth and Planetary Sciences*, 2001, vol.333, n°12, p 234.
- [13] CHARLES Jean-Pierre, DUCHEMIN Simone et GILLET-ARTAUD Marie-Claude. *Pour un Développement Durable : Le Photovoltaïque, Développements et Recherche*. Thèse de doctorat: EnR. Montpellier: Université Montpellier II, 2003, p 6.
- [14] PERLIN John. *From space to earth: the story of solar electricity*, Harvard University Press : Reprint, 2002, 240 p.
- [15] MERTENS Konrad. *Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice*: Wiley, 2014, 294 p.



- [16] BERNARD Multon. La place de l'électricité dans le mix énergétique mondial [**En ligne**]. In : *Encyclopédie de l'énergie* : UGA, ComUE, ENSE3, CRN, 2015. Disponible sur : <[http://encyclopedie-energie.org/articles/la-place-de\\_l\\_electricite-dans-le-mix-energetique-mondial](http://encyclopedie-energie.org/articles/la-place-de_l_electricite-dans-le-mix-energetique-mondial)> (consulté le 15 avril 2018).
- [17] LIÉBARD Alain, NAHON Claude, AUZET Michel. La production d'électricité dans le monde : perspectives générales. In : *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde*. [**en ligne**]. 15<sup>ème</sup> inventaire, édition. Paris : Observ'ER et fondation énergies pour le monde avec le soutien financier d'EDF. 2013. P 1-10. Format PDF. (Collection chiffres et statistiques). Disponible sur : <<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap03-3.1-Intro.pdf>> (consulté le 10/04/2018).
- [18] L. SAWIN Janet. *Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016*. [**en ligne**]. Paris: REN21.2016. Disponible sur : <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_KeyFindings\\_FRENCH.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_FRENCH.pdf)> (consulté le 06/04/2018).
- [19] KOKRDOVÁ Monika, l'énergie solaire, Thèse de doctorat, Brno, R.Tchéquie : Univerzita palackého v olomouci, 2011, 71p.
- [20] SCHMELA Michael. *Global market outlook for solar power / 2017-2021*. [**en ligne**]. Belgium: SolarPower Europe.2017. Disponible sur : <[http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/documents/WEBINAR/Free\\_SolarPower\\_Webinar\\_Global\\_Market\\_Outlook\\_2017-2021.pdf](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/WEBINAR/Free_SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook_2017-2021.pdf)> (consulté le 11/04/2018).
- [21] AIT-MEKIDECHE Manel. *Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*. n°13 [**en ligne**]. Alger : SATINFO.2011. Disponible sur : <[www.sonelgaz.dz/Media/upload/newsletter\\_no13\\_consacree\\_au\\_programme\\_national\\_des\\_energies\\_renouvelables\\_et\\_de\\_l\\_efficacite\\_energetique.pdf](http://www.sonelgaz.dz/Media/upload/newsletter_no13_consacree_au_programme_national_des_energies_renouvelables_et_de_l_efficacite_energetique.pdf)> (consulté le 12/04/2018).
- [22] SAID Noureddine. *Potentiel EnR de l'Algérie*. Alger : CDER.
- [23] YETTOU Fatiha. *Applications et dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables*. Ghardaïa : Université de Ghardaïa. Master 2 EnR, Cours, 2017, 24p.
- [24] Schéma d'un système PV autonome. [pnj] . In : *Ecolodis Solaire*. Disponible sur : <<https://www.ecolodis-solaire.com/conseils/autoconsommation-qu-est-ce-que-l-autoconsommation>> (30/05/2018).
- [25] Schéma d'un système PV autonome. [pnj] . In : *Ecolodis Solaire*. Disponible sur : <<https://www.ecolodis-solaire.com/conseils/autoconsommation-qu-est-ce-que-l-autoconsommation>> (30/05/2018).
- [26] Schéma d'un système PV hybride. [pnj]. In : *eosolar*. Disponible sur : <<http://www.eosolar.fr/solaire-photovoltaïque-vendee.php>> (30/05/2018).
- [27] MECHALIKH,Med. *Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau. Machine électrique et électronique de puissance*. OURGLA : Université Kasdi Merbah, 2013,53p.
- [28] Groupe de travail conjoint IEEE / CIGRE sur les termes et définitions de stabilité. *Definition and classification of power system stability*, 2004, vol.19, n° 2.
- [29] C.W. Taylor. *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill, 1994.

- [30] C.W. Johnson. Analysing the causes of the Italian and Swiss Blackout, 28th September 2003. *Conferences in Research and Practice in Information Technology Series*, Australia 2007, vol. 336, pp. 21-30.
- [31] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Electric Power Recherche Institute (EPRI), McGraw-Hill, USA, 1994.
- [32] M.L. Ourari, L. Desaint, et al. Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique, *IEEE Trans on Power Systems*, August 2006, vol. 21, N° 3.
- [33] A. Laifa, *Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique Développement et Application Des Indices De Stabilité*, thèse de Magister, Ecole National polytechnique, 27juin1995.
- [35] MERZOUGUI Nassima. *Gestion de congestion dans les réseaux électrique, Biskra : Université Mohamed Khider Biskra, 2014, 68p.*
- [36] M. Mosbah, K.Abdelouahab, M Becherif, S. Arif. 0160141. Ghardaïa: IEEE, 2016.
- [37] T.G. Over bye et al. "Improved Techniques for Power System Voltage Stability Assessment Using Energy Methods", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol, No.4, pp.1446-1452, November1991.
- [38] Bodapatti Nageswararao, B .E, "Fuzzy-Expert System for Voltage Stability Monitoring and Control", Masterthesis, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of New foundland, Canada, February, 1998.