

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Ahmed Draïa Adrar**  
**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département des Sciences et Technologie**



**THÈSE**

En vue de l'obtention du diplôme de Doctorat LMD en Electrotechnique

Option : Génie électrique

Présentée Par : **ZEMITTE Seddik**

Thème

***Contribution à l'amélioration de la stabilité du réseau électrique connecté aux sources renouvelables hybride (PV et éolien) dans la région d'Adrar***

***Soutenu publiquement le : 19/02/2025, Devant le jury composé de :***

Mr. Salim MAKHLOUFI	Professeur	Président	Université Ahmed Draïa-Adrar
Mr. Hamouda Messaoud	Professeur	Encadreur	Université Ahmed Draïa-Adrar
Mme. Arama Fatima Zohra	Professeur	Co- Encadreur	Université Ahmed Draïa-Adrar
Mr. Hachemi GLAOUI	Professeur	Examineur	Université Tahri Mohammed-Béchar
Mr. Abdelkader HARROUZ	Professeur	Examineur	Université Ahmed Draïa-Adrar
Mr. Brahim BERBAOUI	Professeur	Examineur	Université Ahmed Draïa-Adrar

**2024/2025**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ

صَدَقَ اللَّهُ الْعَظِيمُ

*Dédicaces*

---

---

***Je dédie ce travail***

*À mes chers parents*

*À mes frères et sœurs*

*À tous mes amis.*

---

## Remerciements

---

*Ce travail a été réalisé au sein de l'équipe Énergies Renouvelables et Développement Durable, au sein du Laboratoire de Développement Durable et Informatique (LDDI) de l'Université Ahmed Draia d'Adrar.*

*Je tiens tout d'abord à remercier ALLAH, Le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé le courage et la patience tout au long de ces années de thèse.*

*Je souhaite exprimer ma profonde gratitude et ma plus grande reconnaissance envers mes encadrants, Monsieur HAMOUDA Messaoud, Professeur et directeur du laboratoire LDDI à l'Université Ahmed Draia d'Adrar, ainsi que Madame Arama Fatima Zohra, Professeur à l'Université Ahmed Draia d'Adrar. Leur accompagnement a éveillé en moi une curiosité scientifique toujours plus grande, tout en m'inculquant une rigueur indispensable dans mes travaux. Leur confiance et les ressources qu'ils ont mises à ma disposition m'ont permis d'évoluer dans les meilleures conditions.*

*Ensuite, je tiens à adresser mes sincères remerciements à l'ensemble des membres du jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'examiner mon travail : Monsieur Salim MAKHLOUFI, Professeur à l'Université Ahmed Draia d'Adrar, pour avoir accepté de présider ce jury ; Professeur Abdelkader HARROUZ, Professeur Hachemi GLAOUI et Professeur Brahim BERBAOUI pour avoir accepté d'examiner cette thèse.*

*Je n'oublie pas de remercier chaleureusement mes amis, collègues, enseignants et doctorants affiliés au laboratoire LDDI, avec qui j'ai partagé d'agréables moments. Il serait difficile d'en dresser une liste exhaustive.*

*Enfin, j'adresse mes plus profonds remerciements à mes parents, à toute ma famille ainsi qu'à mes amis, pour leur soutien moral inconditionnel et leurs encouragements tout au long de ces années de thèse. Ma reconnaissance envers eux est infinie.*

Adrar, le 24 /09 /2024

Mr. ZEMITTE seddik

---

## Résumé

---

Au cours des dernières années, une grande quantité de sources d'énergie renouvelable (RES) a été intégrée dans le réseau énergétique mondial, offrant ainsi des alternatives aux combustibles fossiles, notamment parce qu'elles sont économiques et respectueuses de l'environnement. Cependant, en ce qui concerne la stabilité du système énergétique, de nombreuses inquiétudes ont été soulevées quant à son efficacité et à l'impact de cette intégration sur sa stabilité et sa fiabilité. Il est donc essentiel d'examiner cet impact et de proposer certaines solutions pour renforcer la stabilité du système en présence de sources d'énergie renouvelable. À cet effet, le système énergétique étudié a été soigneusement choisi : il s'agit du réseau électrique de la région de Kaberten (situé à 72 km au sud de la wilaya d'Adrar en Algérie), qui comprend trois sources différentes d'électricité, dont deux provenant de sources renouvelables (photovoltaïque et éolienne). Dans la première étape, le système a été modélisé à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink/Simpower afin de bien comprendre le comportement de chaque centrale séparément, puis nous avons utilisé le logiciel Etap, qui est plus spécialisé dans les études de stabilité des systèmes électriques.

Après avoir appliqué plusieurs types de défauts au réseau et analysé les résultats du flux d'énergie du système dans différentes conditions de fonctionnement, les résultats de la simulation ont montré que la stabilité du système est affectée par son intégration avec des sources d'énergie renouvelable, surtout lorsque les centrales de production traditionnelles dominent dans le système. Pour améliorer la stabilité du réseau face à ces défis, il a été proposé d'utiliser l'un des systèmes flexibles de transmission à courant alternatif (FACTS), le SVC, utilisé pour améliorer la capacité du réseau à faire face aux fluctuations instantanées. Dans les charges et la production, et contribue également à améliorer le facteur de puissance et la stabilité de la tension dans le réseau. SVC est une solution efficace qui permet au système électrique de réagir rapidement aux changements soudains, ce qui contribue à maintenir la stabilité du réseau et réduit le risque de black-out.

**Mots clé :** stabilité du réseaux électrique, kaberten, éolienne, énergie photovoltaïque, FACT, Etap.

---

## *Abstract*

---

a large amount of renewable energy sources (RES) has been integrated into the global energy grid, offering alternatives to fossil fuels, particularly because they are economical and environmentally friendly. However, in terms of energy system stability, many concerns have been raised regarding its efficiency and the impact of this integration on its stability and reliability. Therefore, it is essential to investigate this impact and propose solutions to strengthen the system's stability in the presence of renewable energy sources. To this end, the energy system under study was carefully selected: it is the electrical grid of the Kaberten region (located 72 km south of the wilaya of Adrar in Algeria), which includes three different sources of electricity, two of which come from renewable sources (photovoltaic and wind). In the first stage, the system was modeled using MATLAB/Simulink/Simpower software to gain a good understanding of the behavior of each plant separately. Then, we used Etap software, which is more specialized in electrical system stability studies.

After applying several types of faults to the grid and analyzing the power flow results under different operating conditions, the simulation results showed that the system's stability is affected by its integration with renewable energy sources, especially when traditional production plants dominate the system. To improve the grid stability in the face of these challenges, it has been proposed to use one of the flexible alternating current transmission systems (FACTS), the SVC, which is used to improve the grid's ability to cope with instantaneous fluctuations in loads and generation, and also helps to improve the power factor and voltage stability in the grid. SVC is an effective solution that allows the power system to respond quickly to sudden changes, which helps to maintain grid stability and reduces the risk of blackouts.

**Keywords:** power system stability, kaberten, wind turbine, Photovoltaic energy, FACT, Etap.

## الملخص

في السنوات الأخيرة تم دمج كمية كبيرة من مصادر الطاقة المتجددة (RES) في شبكة الطاقة العالمية، مما وفر بدائل للوقود الأحفوري، خاصة وأنها اقتصادية وصديقة للبيئة. ولكن على مستوى استقرار نظام الطاقة، أثبتت العديد من المخاوف بشأن كفاءته وتأثيرها على استقراره وموثوقيته، لذلك من الضروري التحقيق في هذا التأثير و إقتراح بعض الحلول التي تساهم في تعزيز إستقرار النظام في ظل وجود مصادر الطاقة المتجددة. من أجل هذا تم إختيار نظام الطاقة محل الدراسة بعناية و هو شبكة كهرباء منطقة كابرتن (72 كلم جنوبي ولاية أدرار- الجزائر) نظرا لاحتوائه على 3 مصادر مختلفة للكهرباء منها 02 من مصادر متجددة (الكهروضوئية - الرياح). تم في المرحلة الأولى تصميم النظام ببرنامج ماتلاب من أجل الفهم الجيد لسلوك كل محطة على حدى ثم إستعملنا برنامج Etap المتخصص أكثر في دراسات إستقرار المنظومة الكهربائية.

بعد تطبيق العديد من الأعطال المختلفة على الشبكة وتحليل نتائج تدفق الطاقة للنظام في ظل ظروف تشغيل مختلفة أظهرت نتائج المحاكاة أن استقرار النظام يتأثر بتاكملة مع مصادر الطاقات المتجددة، وخاصة عندما تسود محطات الإنتاج التقليدية في النظام. ولتحسين استقرار الشبكة في مواجهة هذه التحديات، تم اقتراح استخدام أحد أنظمة نقل التيار المتردد المرنة (FACTS)، وهو SVC، والذي يستخدم لتحسين قدرة الشبكة على مواجهة التقلبات اللحظية. في الأحمال والتوليد، كما يساعد على تحسين عامل الطاقة واستقرار الجهد في الشبكة. يعد SVC حلاً فعالاً يسمح لنظام الطاقة بالاستجابة بسرعة للتغيرات المفاجئة، مما يساعد في الحفاظ على استقرار الشبكة وتقليل مخاطر انقطاع التيار الكهربائي.

**الكلمات المفتاحية:** إستقرار المنظومة الكهربائية، كابرتن، توربينات الرياح، الطاقة الكهروضوئية، Etap

---

# *Sommaire*

---

---

---



---

# Sommaire

---



---

## Table des matières

Dédicaces.....	I
Remerciements.....	II
Sommaire.....	viii
Liste des figures.....	XII
Liste des tableaux.....	xvii
Listes des Abréviations et Symboles.....	XIX
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>1</b>
<b>Etat de l'art sur les réseaux Electrique et Les énergies     renouvelables.....</b>	<b>5</b>
I.1. Introduction.....	5
I.2. Definition d'un réseau électrique.....	6
I.3. Constitution des systèmes électrique.....	6
I.3.1. La production.....	6
I.3.2. Le transport.....	7
I.3.3. Le réseau de distribution.....	8
I.3.4. La consommation.....	9
I.4. Structures topologiques des réseaux électrique.....	10
I.4.1. Structure maillée.....	10
I.4.2. Structure bouclée.....	11
I.4.3. Structure radiale.....	11
I.5. Les postes électriques.....	11
I.5.1. Les postes HT.....	12
I.5.2. Les postes MT.....	12
I.5.3. Les postes BT.....	12
I.6. Les pertes dans le réseau électrique.....	12
I.6.1. Les pertes techniques.....	13
I.6.2. Les pertes non techniques ou « commerciales ».....	13
I.6.3. Le taux de pertes acceptable.....	13
I.7. La protection des réseaux électriques.....	13
I.7.1. Qualités fondamentales d'une protection électrique.....	14
I.8. Le système des grandeurs réduites (per-unit).....	14
I.8.1. Les avantages d'utilisation du système des grandeurs réduites (per-unit).....	15
I.9. Ecoulement de puissance.....	16
I.9.1. Classification des variables de l'écoulement de puissance.....	17
I.9.2. Classification des jeux de barre.....	17
I.10. Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance.....	18
I.10.1. Algorithme de résolution du problème de l'écoulement de puissance.....	20
I.11. Réseaux intelligents (smart grid).....	20
I.11.1. Définition des réseaux électriques intelligents.....	21

I.11.2. Caractéristiques requises pour les Réseau intelligent.....	21
I.12. Les énergies renouvelables .....	21
I.12.1. Les types d'énergie renouvelables.....	22
I.12.2. L'hybridation .....	24
I.12.3. Les Avantages et les inconvénient des énergies renouvelables.....	25
I.12.4. Exigences du Grid- code pour l'intégration des ENR .....	26
I.12.5. Les énergies renouvelables dans le monde.....	26
I.12.6. Les énergies renouvelables dans l'Algérie.....	27
I.13. Le gestionnaire de réseau électrique .....	28
I.14. Conclusion .....	29

**Chapitre II..... 31**

**Etude de La stabilité des réseaux électriques..... 31**

II.1. Introduction .....	31
II.2. Définition de la stabilité des réseaux électriques : (IEEE-CIGRE) .....	31
II.3. Classification de la stabilité .....	32
II.3.1. Stabilité de l'angle de rotor .....	32
II.3.2. La stabilité de tension .....	33
II.3.3. La stabilité de fréquence .....	33
II.4. Types d'analyses de stabilité pour les réseaux électrique.....	34
II.4.1. Stabilité statique.....	34
II.4.2. La stabilité transitoire : .....	34
II.5. Analyse de la stabilité transitoire .....	34
II.5.1. Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation) .....	37
II.6. Amélioration de la stabilité des réseaux électriques .....	40
II.6.1. Compensation traditionnelle.....	41
II.6.2. Compensation moderne .....	42
II.7. Comparaison entre les systèmes FACTS au point de vue efficacité technique .....	47
II.8. Conclusion.....	48

**Chapitre III..... 50**

**Modélisation et simulation de system hybride de Kaberten..... 50**

III.1. Introduction.....	50
III.2. Réseau électrique de l'Algérie .....	50
III.3. Les gammes de tensions des réseaux électriques en Algérie.....	52
III.4. Gestionnaire d'électricité dans l'Algérie (Sonelgaz) .....	52
III.5. Réseau pole d'adrar PIAT (Pôle In Salah-Adrar-Timimoun).....	52
III.6. Les énergies renouvelables dans le réseau PIAT .....	53
III.7. Présentation de réseau test (réseau de kaberten).....	54
III.8. Station photovoltaïque de kaberten .....	55
III.8.1. Modélisation et simulation d'un sous champ (0.5MW) de station PV.....	56
III.9. Parc éoliens de kaberten.....	67
III.9.1. Modélisation et Simulation de system éolienne .....	68

---

III.10. La centrale électrique classique (SPE de Kaberten).....	73
III.10.1. Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz.....	73
III.10.2. Simulation de central conventionnel de kaberten .....	74
III.11. Modélisation du compensateur statique SVC.....	77
III.11.1. Principe de fonctionnement du SVC.....	77
III.12. Simulation de réseau global de kaberten.....	78
III.13. Conclusion .....	81
<b>Chapitre IV.....</b>	<b>83</b>
<b>Amélioration de la stabilité de réseau test avec SVC -</b>	
<b>Résultats et discussion .....</b>	<b>83</b>
IV.1. Introduction.....	83
IV.2. Réseau électrique de kaberten .....	83
IV.3. Conception du Réseau par logiciel ETAP .....	85
IV.4. Résultat de l'écoulement de puissance .....	86
IV.5. Analyse de la Stabilité statique.....	87
IV.5.1. Stratégie du travail.....	87
IV.5.2. Résultat de Premier scénario.....	87
IV.5.3. Résultat de deuxième scénario .....	90
IV.6. Analyse de la Stabilité transitoire .....	94
IV.6.1. Résultat de premier scénario.....	95
IV.6.2. Résultat de deuxième scénario .....	101
IV.6.3. Résultat de troisième scénario.....	107
IV.7. Renforcement de la Stabilité du réseau test par le SVC.....	113
IV.7.1. Court-Circuit Triphasé sur le JB Principale.....	114
IV.7.2. L'interruption brutale d'une charge .....	117
IV.8. Conclusion .....	121
<b>Conclusions Générales et Perspectives .....</b>	<b>123</b>
Références Bibliographiques .....	124
Annexe A- Schéma réseau Adrar interconnecté avec in Salah.....	125
Annexe b- Présentation de logiciel Etap .....	126

---

## *Liste des figures*

---

---

## Liste des figures

### Chapitre I : Etat de l'art sur les réseaux Electrique et les énergies renouvelables

Figure I-1:Architecteur général des réseaux électrique. ....	6
Figure I-2: Le réseau de transport d'interconnexion THT. ....	8
Figure I-3 : L'évolution des charges dans le temps en mesurant les courants. ....	9
Figure I-4 : Structures topologiques des réseaux électrique. ....	11
Figure I-5 : Les différents types de postes électriques. ....	12
Figure I-6 : Les réseaux intelligents « smart grids » ....	20
Figure I-7 : Les Energie Renouvelables. ....	22
Figure I-8 : Énergie hydraulique. ....	23
Figure I-9 : Structure générale d'un système hybride. ....	25
Figure I-10 : Les énergies renouvelables dans le monde. ....	27
Figure I-11 : Centre de contrôle ou dispatching. ....	29

### Chapitre II : Etude de La stabilité des réseaux électriques

Figure II-1 : Différents types de stabilité d'un système électrique. ....	32
Figure II-2 : Variation d'angle de rotor. ....	35
Figure II-3: machine synchrone connectée à un jeu de barre infini. ....	36
Figure II-4 : relation puissance-angle de rotor. ....	36
Figure II-5 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone. ....	40
Figure II-6 : a) - Schéma du SVC et TCBR. b) - Caractéristique d'un SVC. ....	44
Figure II-7: Schéma de base de STATCOM. ....	44
Figure II-8 : Caractéristique de STATCOM. ....	45
Figure II-9 : Schéma de base de TSSC. ....	46
Figure II-10 : Caractéristique de TCSC. ....	46
Figure II-11 : Schéma de base de l'UPFC. ....	47

### Chapitre III : Modélisation et simulation de system hybride de Kaberten

Figure III-1: Réseau algérien d'électricité (2016)[60]. ....	51
Figure III-2 : Réseau interconnectée de nord algérien d'électricité (2016). ....	51
Figure III-3:Vue satellite du réseau électrique étudié. ....	55
Figure III-4:La centrale photovoltaïque de kaberten ....	56
Figure III-5 : Circuit équivalent d'une cellule PV photovoltaïque ....	57

---

Figure III-6 : Caractéristique courant-tension d'un sous-champ de station.....	58
Figure III-7: Caractéristique courant-tension d'un sous-champ de station.....	59
Figure III-8: circuit électrique d'un convertisseur DC-DC (Boost) .....	59
Figure III-9: Simulation du convertisseur BOOST.....	61
Figure III-10: La tension d'entrée au convertisseur DC-DC.....	61
Figure III-11: La puissance d'un sous champ.....	62
Figure III-12: La tension sortant de convertisseur DC-DC.....	62
Figure III-13: Convertisseur de tension à pont à trois niveaux (VSC) .....	62
Figure III-14: Organigramme de contrôle de l'onduleur .....	63
Figure III-15: Filtre LCL.....	64
Figure III-16: Simulation d'un sous champ (0.5 MW).....	65
Figure III-17: Courbe de tension générée à côté de l'onduleur .....	65
Figure III-18: Courbe de courant générée à côté de l'onduleur .....	66
Figure III-19: La puissance active injectée aux réseaux .....	66
Figure III-20: La puissance réactive aux pointes d'interconnexion.....	66
Figure III-21: La fréquence aux pointes d'interconnexion .....	67
Figure III-22: parc éolienne de kaberten.....	68
Figure III-23: Structure de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base de MADA.....	69
Figure III-24: Coefficient de puissance $C_p$ en fonction de $\lambda$ pour différents bits .....	70
Figure III-25: Turbine éolienne MADA sous Matlab/Simulink/Simpower_system .....	71
Figure III-26: Courbe de tension générée à côté d'une seule turbine éolien .....	72
Figure III-27: Courbe de courant générée à côté d'une seule turbine éolien.....	72
Figure III-28: Courbe de La fréquence au point d'interconnexion (Eolien/réseau).....	72
Figure III-29: turbine à gaz de stations conventionnelles de kaberten .....	73
Figure III-30: Les différentes parties d'une turbine à gaz .....	74
Figure III-31: Turbine a Gas sous MATLAB/Simulink/Simpower_system.....	75
Figure III-32: Courbe de tension générée à côté d'une TG .....	75
Figure III-33: Courbe de courant générée à côté d'une TG.....	76
Figure III-34: La fréquence au point d'interconnexion (station/réseau).....	76
Figure III-35: Station conventionnelle de kaberten sous MATLAB/Simpower_system.....	77
Figure III-36: Modèle équivalent d'un SVC.....	77
Figure III-37: Schéma unifilaire réseau de distribution de Kaberten sous Matlab/Simpower system	79

*Chapitre IV : Amélioration de la stabilité de réseau test avec SVC - Résultats et discussion*

Figure IV-1:Schéma unifilaire du réseau électrique kaberten.....	84
Figure IV-2: Schéma unifilaire du réseau kaberten sous ETAP .....	85
Figure IV-3 : Tensions des jeux de barres à différentes puissances PV .....	87
Figure IV-4 : Les pertes dans le système en fonction de la puissance PV injectée .....	88
Figure IV-5: Tensions aux jeux de barres à différentes puissances éoliennes.....	88
Figure IV-6: Les pertes dans le système en fonction de la puissance éolien injectée.....	89
Figure IV-7: Tensions aux jeux de barres sans et avec les ENR .....	90
Figure IV-8:les pertes de system sans et avec la présence des ENR .....	90
Figure IV-9:Tensions des jeux de barres à différentes puissances PV .....	91
Figure IV-10: Les pertes dans le système en fonction de la puissance PV injectée .....	91
Figure IV-11:Tensions aux jeux de barres à différentes puissances éoliennes.....	92
Figure IV-12: les pertes de system en fonction de puissance éolien injectée .....	93
Figure IV-13: Tensions aux jeux de barres sans et avec les ENR .....	93
Figure IV-14: les pertes de system sans et avec la présence des ENR .....	94
Figure IV-15: la tension au JB principal à différentes pénétrationss de PV (premier cas).....	96
Figure IV-16: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas) .....	96
Figure IV-17: la tension au JB principal à différentes pénétrationss de PV (deuxième cas).....	97
Figure IV-18: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas).....	97
Figure IV-19: l'angle de rotor de G 02 à différentes pénétrations de PV .....	97
Figure IV-20: la tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (premier cas) .....	99
Figure IV-21:Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas) .....	99
Figure IV-22: la tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (deuxième cas) .....	99
Figure IV-23: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas).....	100
Figure IV-24: L'angle du rotor de la TG02 en fonction de la pénétration de l'éolien.....	100
Figure IV-25: la tension au JB principal à différentes pénétrationss de PV (premier cas).....	102
Figure IV-26: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas) .....	102
Figure IV-27: la tension au JB principal à différentes pénétrations de PV (deuxième cas) .....	103
Figure IV-28: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas).....	103
Figure IV-29: L'angle du rotor de la TG2 en fonction de la pénétration de PV .....	104
Figure IV-30: la tension au JB principal à différentes pénétrationss de l'énergie éolienne (premier cas) .....	105

Figure IV-31: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas) .....	106
Figure IV-32: Tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (deuxième cas) .....	106
Figure IV-33: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas) .....	106
Figure IV-34: L'angle du rotor de la TG2 en fonction de la pénétration de l'éolien .....	107
Figure IV-35: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 1) .....	108
Figure IV-36: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 1) .....	108
Figure IV-37: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 2) .....	109
Figure IV-38: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 2) .....	109
Figure IV-39: Evolution de l'angle du rotor de G02 sous différentes pertes de PV .....	110
Figure IV-40: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 1) .....	111
Figure IV-41: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 1) .....	111
Figure IV-42: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 2) .....	112
Figure IV-43: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 2) .....	112
Figure IV-44: Evolution de l'angle du rotor de G02 sous différentes pertes d'énergie éolien .....	113
Figure IV-45: Schéma unifilaire du réseau avec le positionnement des SVC .....	114
Figure IV-46: la tension au JB principale avec et sans SVC et PV .....	115
Figure IV-47: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et PV .....	115
Figure IV-48: la tension au JB principale avec et sans SVC et l'énergie éolien .....	116
Figure IV-49: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et l'énergie éolien .....	117
Figure IV-50: la tension au JB principale avec et sans SVC et PV .....	118
Figure IV-51: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et PV .....	119
Figure IV-52: la tension au JB principale avec et sans SVC et l'énergie éolien .....	120
Figure IV-53: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et l'énergie éolien .....	120

---

## *Liste des tableaux*

---

---

---

---

## Liste des tableaux

---

---

### Chapitre I : État de l'art sur les réseaux Electrique et les énergies renouvelables

Tableau I-1: Type de Jeu de Barre .....	18
---	----

### Chapitre II : Etude de La stabilité des réseaux électriques

Tableau II-1: Comparaison des systèmes FACTS en termes d'efficacité technique.....	47
--	----

### Chapitre III : Modélisation et simulation de system hybride de Kaberten

Tableau III-1: Les Gammes de Tension du Réseau Électrique en Algérie.....	52
Tableau III-2 : Architecteur de réseaux électrique PIAT.....	53
Tableau III-3 : Production pôle d'Adrar .....	53
Tableau III-4: Production PV PIAT.....	54
Tableau III-5: Production éolienne PIAT. ....	54
Tableau III-6:Présentation numérique de la centrale .....	55

### Chapitre IV : Amélioration de la stabilité de réseau test avec SVC - Résultats et discussion

Tableau IV-1: Présentation des Charges connectée au Réseau.....	85
Tableau IV-2:statistique du réseau du kaberten .....	86

---

# *Liste des Abréviations et Symboles*

---

---

## Listes des Abréviations et Symboles

### Abréviations et Symboles

<b>ENR</b>	<b>Les énergies renouvelables</b>
<b>THT</b>	<b>Très Haute Tension</b>
<b>HT</b>	<b>Haute Tension</b>
<b>MT</b>	<b>Moyenne Tension</b>
<b>BT</b>	<b>Basse Tension</b>
<b>AC</b>	<b>Courant Alternatif</b>
<b>DC</b>	<b>Courant Continu</b>
<b>JB</b>	<b>Jeu de barres</b>
<b>DG</b>	<b>Distributed Generation</b>
<b>SONELGAZ</b>	<b>Société Nationale d'Electricité et Gaz</b>
<b>SPE</b>	<b>La Société Algérienne de Production d'Electricité</b>
<b>GRTE</b>	<b>La Société Algérienne de Gestion du réseau de Transport de l'électricité.</b>
<b>IEEE</b>	<b>en anglais (Institute of Electrical and Electronics Engineers)</b>
<b>CIGRE</b>	<b>Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques</b>
<b>FACTS</b>	<b>Les systèmes de transmission flexibles à courant alternatif</b>
<b>STATCOM</b>	<b>Compensateur statique synchrone</b>
<b>SVC</b>	<b>Compensateur statique de puissance réactive</b>
<b>TSSC</b>	<b>en anglais (Thyristor Switched Series Capacitor)</b>
<b>TCSC</b>	<b>en anglais (Thyristor Controlled Serie Capacitor)</b>
<b>UPFC</b>	<b>en anglais (Unified Power Flow Controller)</b>
<b>Etap</b>	<b>en anglais (Electrical Transient Analyzer Program)</b>
<b><math>\delta</math></b>	<b>L'angle de rotor</b>

---

# *Introduction générale*

---

---

# Introduction Générale

---

---

Le réseau électrique est l'une des plus grandes structures créées par l'homme depuis le début de l'ère moderne, représentant l'une des réalisations technologiques pionnières qui ont changé le cours de la vie humaine.

Grâce à ces innovations, les réseaux à courant alternatif (AC) ont commencé à remplacer les réseaux à courant continu (DC), car ils étaient capables de fournir plus d'énergie grâce à des niveaux de tension plus élevés, permettant ainsi une transmission d'énergie plus efficace sur de plus grandes distances.[1] Cela a conduit à une expansion significative de l'utilisation de l'électricité dans les villes, les foyers et les usines, contribuant ainsi au développement des infrastructures industrielles et à la croissance économique.

Aujourd'hui, les émissions de gaz à effet de serre et le changement climatique résultant de l'utilisation des combustibles fossiles constituent des problèmes majeurs à l'échelle mondiale. Les énergies renouvelables, comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne, sont des options respectueuses de l'environnement et non polluantes. Cependant, de nombreuses inquiétudes subsistent quant à l'influence possible de l'intégration des énergies renouvelables sur la stabilité du système électrique[2]. Des recherches sont donc nécessaires pour étudier et évaluer cet effet.

Les énergies renouvelables sont considérées comme l'un des principaux axes des efforts mondiaux visant à limiter le changement climatique et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

L'Algérie, comme d'autres pays, s'efforce d'augmenter la proportion d'énergies renouvelables dans sa production d'électricité afin de protéger ses ressources en combustibles fossiles et de bénéficier d'exportations plus importantes à de meilleurs prix. Cela vise également à parvenir à un mix énergétique durable qui facilite la gestion des crises énergétiques. Dans ce contexte, le gouvernement algérien souhaite produire environ 15 gigawatts d'énergie renouvelable d'ici 2035[3], en utilisant l'énergie photovoltaïque, l'énergie solaire thermique,

l'énergie éolienne, ainsi que la cogénération, la biomasse et l'énergie géothermique. Selon les données publiées par le gouvernement, la capacité totale d'énergies renouvelables de l'Algérie a atteint 567,1 MW à la fin décembre 2021[4]. À cet égard, le sujet de cette thèse a été choisi pour étudier l'impact de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau et contribuer à l'amélioration de la stabilité du système.

L'amélioration de la stabilité du réseau électrique repose sur plusieurs techniques, dont la compensation de puissance réactive. Cependant, le pilotage dynamique du flux de puissance réactive posait un problème à cause des limites des dispositifs traditionnels. L'introduction des systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) a eu un impact révolutionnaire sur ce domaine en offrant une régulation des flux de puissance, à la fois rapide et flexible. Des technologies comme le SVC, le STATCOM et le TCSC permettent d'atténuer les variations de tension, d'améliorer la stabilité transitoire et d'optimiser l'intégration des énergies renouvelables. Par conséquent, les FACTS renforcent la résilience du réseau face aux aléas et améliorent sa stabilité globale.

La structure de cette thèse se décompose en quatre chapitres décrits ci-dessous :

Le premier chapitre proposera une analyse des réseaux électriques, en abordant leurs différents types et configurations, ainsi que leurs principaux éléments tels que les centrales de production, les lignes de transport et les dispositifs de protection. Un aperçu des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire, éolienne, et de leur rôle croissant dans les réseaux électriques modernes sera également fourni. Les défis associés à l'intégration de ces sources dans les réseaux seront également abordés, en mettant en avant les « réseaux intelligents » qui utilisent des technologies avancées pour améliorer la gestion et la stabilité du système électrique.

Le deuxième chapitre est consacré à fournir un aperçu de la stabilité du système électrique. Les types de stabilité, tels que la stabilité dynamique et statique, et leur impact sur les performances du réseau seront examinés. Les méthodes utilisées pour étudier la stabilité, notamment les méthodes mathématiques seront également abordées. Pour améliorer la stabilité du système, plusieurs stratégies seront présentées, notamment l'utilisation de systèmes de contrôle modernes, tels que le contrôle de la vitesse du générateur, et l'intégration de systèmes de transmission flexibles à courant alternatif (FACTS) et de technologies de stockage d'énergie. Le chapitre se concentrera sur la manière d'utiliser les pratiques et technologies modernes pour

améliorer la stabilité des systèmes électriques, ce qui contribue à réduire le risque de pannes de courant et à augmenter l'efficacité opérationnelle.

Le troisième chapitre se concentre sur le processus de modélisation et de simulation d'un réseau hybride dans la région de Kaberten, qui inclut des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, en plus des turbines à gaz. Une présentation détaillée sera faite pour chaque station de production, en abordant la conception de chaque unité séparément, tout en intégrant ces stations au réseau à l'aide du logiciel MATLAB.

Le quatrième chapitre a été consacré à la simulation et à l'évaluation des résultats, où un modèle intégré a été présenté pour le système hybride étudié combinant des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne, en plus des turbines à gaz. Ce chapitre commence par une analyse des résultats du flux d'énergie du système, où il sera évalué comment l'énergie générée par chaque source est distribuée et comment cela affecte les performances globales du réseau. Des indicateurs clés qui reflètent l'efficacité du système à répondre à la demande énergétique seront également examinés. Nous passerons ensuite aux scénarios d'étude de stabilité, qui visent à comprendre comment le système répond à diverses conditions opérationnelles. La stabilité du système sera évaluée dans plusieurs scénarios, tels que des changements soudains de charges ou des pannes potentielles d'un composant du système, ainsi que la manière dont ces facteurs affectent la stabilité du réseau.

Enfin, le chapitre abordera l'amélioration de la stabilité à l'aide des systèmes de transmission flexibles AC (FACTS). Il sera expliqué comment ces systèmes peuvent être utilisés pour améliorer la stabilité du réseau, en améliorant la distribution de tension et en contrôlant le flux d'énergie. Les avantages potentiels de l'intégration de ces technologies dans le système hybride, ainsi que leur impact sur la fiabilité et les performances du réseau en général, seront également analysés. Les résultats de cette simulation fourniront un aperçu complet de l'efficacité du système hybride dans la région du Cap, contribuant au développement de stratégies de gestion durable de l'énergie et à la réalisation des objectifs environnementaux et économiques.

Ce manuscrit s'achève par une conclusion générale dans laquelle sont incluses les perspectives de ce travail.

---

***Chapitre I :***  
***Etat de l'art sur les réseaux***  
***Électriques et les énergies***  
***renouvelables***

---

---

# Etat de l'art sur les réseaux Electrique et Les énergies renouvelables

---

## I.1. Introduction

Le réseau électrique est l'une des plus grandes structures construites par l'homme depuis le début de l'ère moderne. En 1882, l'entreprise de Thomas Edison a établi le tout premier réseau électrique au monde aux Etats-Unis, un système local à courant continu destiné à l'éclairage de la région de Manhattan[5]. Avec l'invention du transformateur par William Stanley en 1885 [6] et du moteur à courant alternatif par Nikola Tesla en 1888 [7], les réseaux à courant alternatif ont remplacé les réseaux à courant continu car ils étaient capables de fournir plus de puissance grâce à des niveaux de tension plus élevés.

Aujourd'hui, l'énergie est devenue aussi importante et indispensable que l'eau et la nourriture. Pour cette raison, chaque année, des budgets significatifs sont alloués par les gouvernements de différents pays à l'entretien et à l'agrandissement des réseaux électriques, qui jouent un rôle essentiel dans l'approvisionnement énergétique des consommateurs.

Le réseau électrique se compose de 4 parties principales [8] : la production, le transport, la distribution et la consommation. Et il a connu un grand développement, que ce soit dans les systèmes de production, transmission ou de protection.

Avec l'augmentation continue de la demande énergétique et l'épuisement graduel de ses ressources fossiles. Il a forcé l'humanité à rechercher de nouvelles sources d'énergie. Ces sources sont appelées énergies renouvelables (énergie solaire, éolienne, géothermique, ...etc).

Dans ce chapitre, nous aborderons l'état de l'art sur les réseaux électriques, les différents types et constitutions des réseaux électriques, En plus d'un aperçu des énergies renouvelables.

## I.2. Definition d'un réseau électrique

Un réseau électrique désigne un système d'infrastructures conçu pour transporter l'énergie électrique depuis les sites de production jusqu'aux utilisateurs. Ce réseau est composé de lignes électriques qui fonctionnent à différents niveaux de tension et qui sont interconnectées au sein de postes électriques[9]. Ces derniers jouent un rôle essentiel dans la distribution de l'électricité et dans la conversion des tensions via des transformateurs.

De plus, un réseau électrique doit garantir une gestion dynamique intégrant la production, le transport et la consommation d'énergie, en mettant en œuvre des réglages visant à maintenir la stabilité de l'ensemble. La Figure I.1 illustre l'architecture générale d'un réseau électrique.

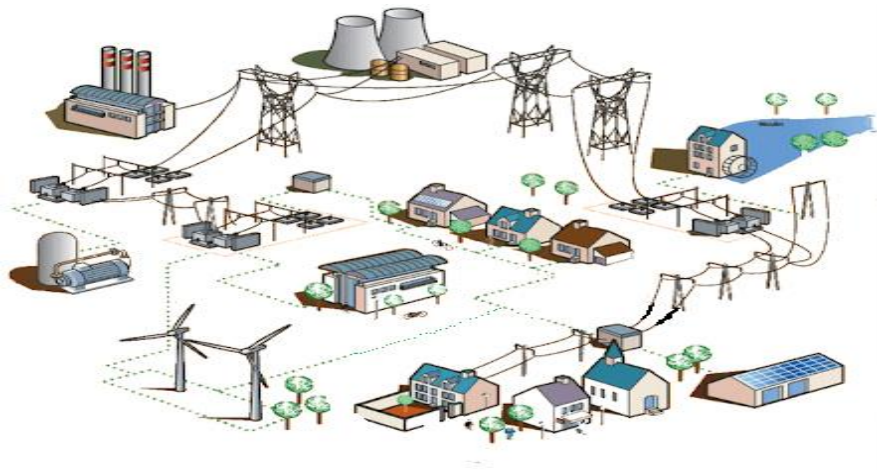


Figure II-1:Architecteur général des réseaux électrique.

## I.3. Constitution des systèmes électrique

Les réseaux électriques représentent l'une des infrastructures les plus imposantes et importantes de l'histoire, coûtant des milliards aux pays chaque année pour leur construction, leur maintenance et leur sécurisation. Divers aspects de la vie sociale et économique sont fortement impactés par ces systèmes. On peut les diviser en quatre grandes parties : production, transport, distribution et consommation. [10].

### I.3.1. La production

Pour générer de l'électricité, il faut transformer une source d'énergie naturelle en énergie cinétique, ce qui permet de faire tourner une turbine connectée à un générateur de courant alternatif.

Les sources d'énergie primaires disponibles dans la nature sont divisées en deux parties :

- Sources des énergies renouvelables : eau, soleil, vent, biomasse, géothermie
- Sources des énergies non renouvelables : fioul, charbon, gaz, uranium.

La localisation des centrales de génération, des lignes de transport et des postes de transformation nécessite une analyse approfondie afin de parvenir à une solution à la fois viable et économique. Dans certains cas, il est possible d'implanter une centrale à proximité de la source d'énergie primaire, ce qui permet d'utiliser des lignes pour acheminer l'électricité. Toutefois, lorsque cela n'est pas réalisable ou économiquement viable, il devient essentiel de déplacer la matière première vers l'usine de production.

L'énergie non renouvelable est générée par la combustion de combustibles fossiles tels que le gaz naturel, le pétrole ou le charbon. L'énergie nucléaire est aussi une forme d'énergie non renouvelable.

### **I.3.2. Le transport**

L'électricité est produite en grande quantité dans les centrales de production et transmise sur de longues distances jusqu'aux zones de charge ou de demande. Le réseau de transport relie les centrales de production et les principaux centres de charge. Le réseau de transport constitue donc un élément vital du système électrique.

Étant donné que les pertes dans les lignes de transmission est proportionnelle au carré du courant de ligne ( $P_{\text{pertes}} = r \cdot i^2$ ), L'électricité est transmise au niveau de tension les plus élevée. Généralement 275 kV et plus. Habituellement, le réseau de transport a une structure maillée afin de fournir de nombreux itinéraires alternatifs pour le pouvoir circulé la puissance électrique aux points de charger. Cela améliore la fiabilité du système.

On distingue 3 types principale des lignes de transport de l'électricité [11] :

#### **I.3.2.1. Le réseau de transport d'interconnexion THT**

Le réseau de transport, également connu sous le nom de réseau de haute tension (HTB) ou interconnexion THT (220 kV - 400 kV), joue un rôle crucial dans l'acheminement de l'énergie électrique.

Ce réseau assure l'interconnexion entre les différentes régions au niveau national et facilite les échanges d'énergie électrique à l'échelle internationale.

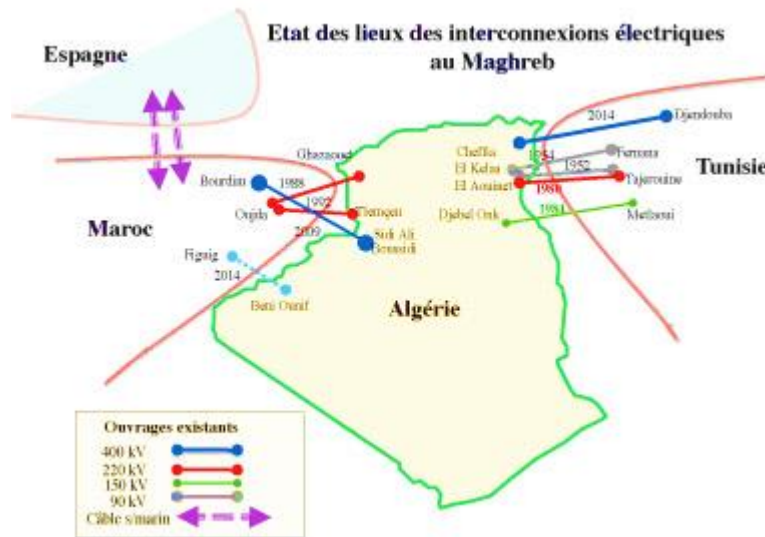


Figure II-2: Le réseau de transport d'interconnexion THT.

### 1.3.2.2. Le réseau de répartition HT

Le réseau de répartition, fonctionnant à des tensions variant de 60 kV à 190 kV, est chargé de distribuer l'énergie électrique provenant du réseau de transport ainsi que celle produite à plus petite échelle. Ce réseau alimente les zones de consommation ainsi que les clients industriels majeurs[11].

### 1.3.3. Le réseau de distribution

Le réseau de distribution, fonctionnant à des tensions comprises entre 400 V et 50 kV, est conçu pour alimenter l'ensemble des clients finaux. Sa gestion est assurée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD).

Ce réseau présente une configuration de type radial, ce qui signifie que le flux de puissance suit un seul trajet, reliant le poste de transformation au point de consommation. Cette structure simplifiée permet une distribution efficace de l'énergie, mais peut également poser des défis en matière de fiabilité, car toute interruption dans le trajet peut affecter les clients en aval[12].

Dans le réseau de distribution on distingue encore deux sous type :

#### 1.3.3.1. Le réseau de distribution MT

Les réseaux de distribution moyenne tension (MT) jouent un rôle important dans l'acheminement de l'électricité aux consommateurs, notamment aux industriels et aux collectivités. Il se caractérise par généralement par des niveaux de tension de fonctionnement

compris entre 1 kV et 36 kV, et une configuration radiale ou en boucle, ce qui permet une meilleure résilience et fiabilité de l'alimentation électrique[13].

### I.3.3.2. Le réseau de distribution BT

Les réseaux de distribution basse tension (BT) sont essentiels pour fournir l'électricité directement aux consommateurs finaux, tels que les ménages et les petites entreprises. Fonctionnant à des niveaux de tension allant de 0,4 kV à 1 kV, ces réseaux sont généralement de type radial, acheminant l'électricité d'un poste de transformation vers le consommateur. Ils peuvent être aériens ou souterrains et intègrent divers dispositifs de protection, tels que des fusibles et des disjoncteurs, pour garantir la sécurité[13].

### I.3.4. La consommation

L'énergie électrique est traditionnellement utilisée dans trois domaines principaux : la production de chaleur, de lumière et de mouvement. Que ce soit pour les consommateurs privés ou les industries, les charges d'un système électrique se définissent par les puissances actives et réactives qu'elles requièrent. Les puissances maximales et moyennes sont calculées à partir des valeurs relevées sur une période donnée. Des graphiques de consommation, connus sous le nom de courbes de charge, sont élaborés pour analyser l'évolution des demandes au fil du temps en surveillant les courants dans les postes de transformation reliant les réseaux de transport et de distribution. Ces courbes aident les gestionnaires de réseaux à anticiper les variations des consommations et à établir des plans de production prévisionnels.

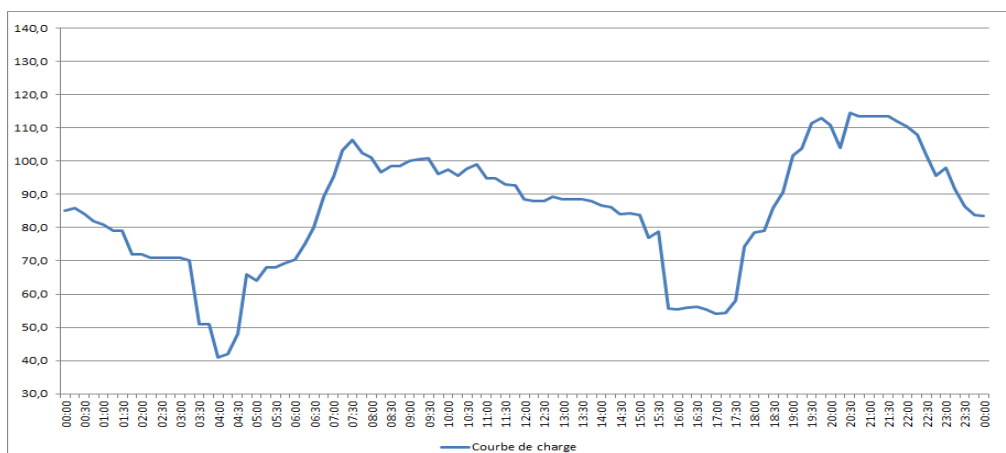


Figure II-3 : L'évolution des charges dans le temps en mesurant les courants.

### **I.3.4.1. Catégories des charges**

#### **a. Première catégorie :**

Cette catégorie regroupe les récepteurs qui ne supportent pas une interruption de l'alimentation de plus de deux secondes. Cela englobe des infrastructures essentielles comme les hôpitaux et les installations militaires, où une alimentation ininterrompue est cruciale pour assurer la sécurité et le bon déroulement des opérations.

#### **b. Deuxième catégorie :**

Les récepteurs de ce type sont capables de fonctionner sans alimentation pendant une durée maximale de deux heures. Cela est particulièrement pertinent pour les usines et autres sites industriels où une interruption temporaire peut être tolérée, mais elle doit rester brève.

#### **c. Troisième catégorie :**

Enfin, cette catégorie englobe les récepteurs qui peuvent tolérer des arrêts de plus de 24 heures, tels que l'éclairage public et les résidences. Ces charges ne nécessitent pas une alimentation continue, permettant ainsi une certaine flexibilité dans la gestion des interruptions.

## **I.4. Structures topologiques des réseaux électrique**

Les réseaux électriques peuvent être classés en différentes structures, chacune ayant ses propres spécificités et modes d'exploitation.

Les grands réseaux d'énergie englobent tous ces types de configurations. Pour les niveaux de tension les plus élevés, on opte pour une structuration en maille, caractéristique du réseau de transport, garantissant une interconnexion solide. À des niveaux de tension plus bas, la structure en boucle est utilisée parallèlement à celle en maille, typique du réseau de distribution, offrant ainsi une meilleure fiabilité et flexibilité. Enfin, pour les niveaux de tension les plus faibles, on privilégie la structure arborescente qui constitue le réseau de distribution, alimentant directement les consommateurs[14].

### **I.4.1. Structure maillée**

Lorsque plusieurs lignes en boucle sont connectées pour relier des points géographiquement éloignés, elles forment un réseau maillé. La grande fiabilité d'approvisionnement de ce réseau est remarquable, car chaque segment de ligne peut être alimenté par plusieurs itinéraires alternatifs. Même si plusieurs segments présentent des défaillances, l'impact sur l'approvisionnement reste limité. Les réseaux maillés sont

principalement déployés et gérés dans les zones où la continuité de l'alimentation d'un grand nombre de clients est essentielle, comme c'est souvent le cas pour les réseaux de transport et de distribution en moyenne tension.

#### I.4.2. Structure bouclée

L'assemblage des lignes sous forme de boucle permet d'identifier et d'isoler une section défaillante grâce à des points de coupure. Par conséquent, la coupure d'électricité n'impacte que la zone touchée, tandis que l'ensemble du réseau reste opérationnel tant que la panne n'est pas réparée.

#### I.4.3. Structure radiale

Ce type de réseau représente la forme la plus simple d'organisation. Les lignes partent d'un point central, comme une station de transformation locale, et se déploient vers l'extérieur. Si le réseau rencontre une perturbation, tous les clients placés sur le segment affecté voient leur alimentation électrique interrompue jusqu'à ce que des réparations soient effectuées. Une panne à la station de transformation peut, quant à elle, provoquer un arrêt complet de l'approvisionnement électrique dans l'ensemble d'un quartier[15].

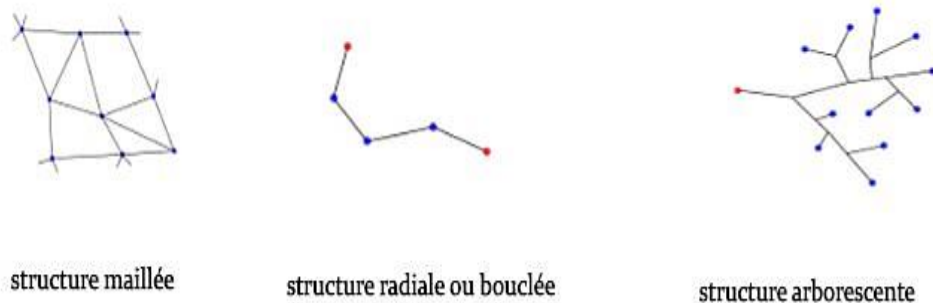


Figure II-4 : Structures topologiques des réseaux électrique.

#### I.5. Les postes électriques

Les postes électriques constituent des éléments essentiels du réseau électrique. Leur rôle est de recevoir l'énergie, de la transformer en modifiant son niveau de tension, puis de la distribuer en connectant les différents réseaux entre eux. Ils abritent divers équipements électriques, tels que des transformateurs, disjoncteurs et sectionneurs, qui contribuent au bon fonctionnement et à la stabilité du réseau[16].

On distingue, plusieurs types des postes de transformation. Des transformateurs sont installés sur ces postes pour transformer la puissance d'un niveau de tension à un autre niveau selon les besoins.

### I.5.1. Les postes HT

Ces postes sont généralement associées à des centrales de production. La tension générée, généralement faible (3,3, 6,6, 11 ou 33 kV), est intensifié à la tension de transmission primaire de sorte que d'énormes blocs de la puissance peuvent être transmise sur de longues distances aux centres de charge économiquement.

### I.5.2. Les postes MT

Ces postes sont localisés dans des centres de charge significatifs ou régionaux et sont appropriés sur les grandes lignes de transmission. Ils permettent de réduire la tension de transmission primaire à un niveau secondaire spécifique qui est distinct. Les lignes de transmission secondaires sont dirigées vers les sous-stations secondaires implantées près des centres de charge, où la tension est ensuite réduite à celle des sous-transmissions ou de la distribution primaire.

### I.5.3. Les postes BT

Ces postes de transformation sont situées aux centres de charge, où la tension de sous-transmission/distribution primaire est abaissée à la tension de distribution secondaire (400/230 V). Ce sont les sous-stations qui alimentent les consommateurs via le réseau de distribution et les lignes de service.

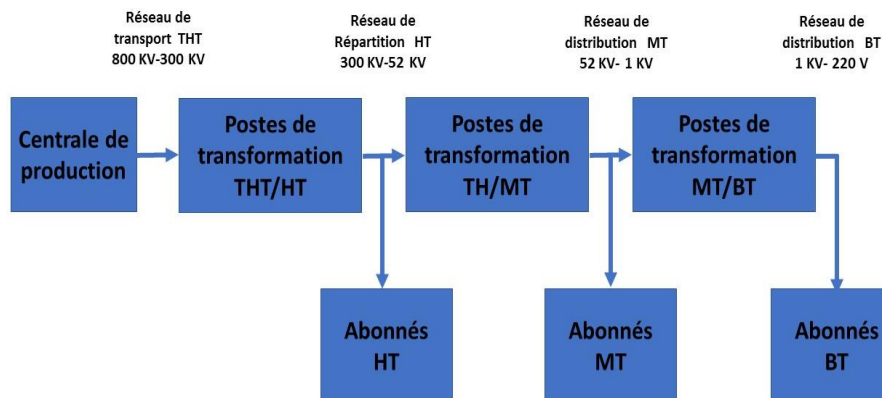


Figure II-5 : Les différents types de postes électriques.

## I.6. Les pertes dans le réseau électrique

En général, on observe deux catégories de pertes d'énergie électrique durant les phases de production, de transport et de distribution de l'électricité, allant des lieux de production jusqu'aux points de distribution[17].

### **I.6.1. Les pertes techniques**

Ces pertes sont causées par le passage de l'énergie active et réactive dans le réseau durant le transport. Leur ampleur est directement liée aux caractéristiques des infrastructures en place et aux méthodes d'exploitation utilisées.

### **I.6.2. Les pertes non techniques ou « commerciales »**

Ces pertes proviennent des anomalies dans les processus de mesure, de relevé, de comptabilisation, de facturation et de recouvrement de l'énergie consommée par les clients. Leur magnitude est directement liée à la qualité de la gestion de la clientèle.

### **I.6.3. Le taux de pertes acceptable**

Les niveaux des pertes techniques acceptables sont établis comme celui qui est atteint lorsque l'ensemble des travaux de renforcement qui sont économiquement viables (coûts des pertes, coûts de référence des infrastructures, taux d'actualisation et valorisation de la qualité de fourniture) A été effectué en temps opportun. Les professionnels évaluent les seuils de pertes acceptables pour un système électrique dans son ensemble ainsi que pour ses principales composantes de la manière suivante :

- Pour l'ensemble du système électrique (production, transport et distribution), un taux de 9 % à 10 % est considéré comme convenable, tandis que 17 % est le maximum tolérable.
- Pour le réseau de transport, un taux de 2 % à 3 % est jugé convenable, avec un maximum tolérable de 6 %.

Tous ces taux se basent sur l'énergie totale injectée dans le réseau de transport.

## **I.7. La protection des réseaux électriques**

La protection des réseaux électriques englobe l'ensemble des dispositifs de surveillance et de sécurité qui garantissent la stabilité du réseau. Elle joue un rôle crucial dans la prévention des dommages accidentels aux équipements coûteux et dans l'assurance d'une alimentation électrique ininterrompue, tout en préservant la stabilité des systèmes[18].

Selon la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), la protection comprend les mesures prises pour détecter les défauts et les anomalies dans les réseaux, ce qui déclenche l'action de disjoncteurs et, si nécessaire, d'autres signaux d'alarme.

Étant donné que la plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés, il est crucial qu'ils disposent de telles protections, qui doivent être ajustées en fonction de divers paramètres, notamment l'architecture du réseau, le régime de neutre, le

courant de court-circuit, les capteurs de mesure disponibles et la sélectivité. Une étude du réseau est donc indispensable. La sélectivité est une caractéristique primordiale pour la protection électrique, et différentes méthodes peuvent être utilisées pour l'atteindre.

Le réseau électrique est divisé en zones délimitées par des disjoncteurs, chaque zone devant être correctement protégée. Ces zones peuvent se chevaucher afin d'assurer qu'aucun point du réseau ne soit laissé sans protection.

Les systèmes de protection électrique intègrent divers éléments, tels que des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs, et fonctionnent généralement en quelques centaines de millisecondes. Chaque composant du réseau requiert des types de protection spécifiques[19].

### **I.7.1. Qualités fondamentales d'une protection électrique**

Une protection électrique doit posséder plusieurs caractéristiques essentielles [20] La rapidité est primordiale, permettant d'éliminer rapidement les défauts, tandis que la sûreté assure un déclenchement efficace en cas de problème, mesuré par le taux d'échecs de déclenchement. La sécurité est également très importante, car elle évite les déclenchements non nécessaires. La fiabilité combine à la fois sûreté et sécurité, alors que la sélectivité permet de cibler uniquement la portion du réseau affectée par le défaut. La sensibilité doit permettre d'identifier tous les défauts, même les moins visibles, tandis que la disponibilité requiert que la protection soit toujours fonctionnelle. En général, une protection efficace s'appuie sur au moins deux systèmes différents pour détecter les défauts, garantissant ainsi une redondance. Il est essentiel de reconnaître que la protection a ses limites : elle ne peut intervenir qu'une fois que des défauts se manifestent. Bien qu'elle ne soit pas capable de prévenir les perturbations, elle peut en atténuer les conséquences et leur durée. Par ailleurs, choisir un type de protection entraîne souvent quelques concessions.

### **I.8. Le système des grandeurs réduites (per-unit)**

Les grandeurs du système électrique telles que la tension, le courant, la puissance et l'impédance sont souvent exprimées en unité ou en pourcentage des valeurs de base spécifiées. Par exemple, si une tension de base de 20 kV est spécifiée, alors la tension de 18 kV est  $(18/20)$  0,90 par unité ou 90 %. Les calculs peuvent alors être effectués avec des quantités unitaires plutôt qu'avec les quantités réelles.[21]

### I.8.1. Les avantages d'utilisation du système des grandeurs réduites (per-unit)

Parmi les avantages du système des grandeurs réduites est[22] :

- Spécifiant correctement les quantités de bases.
- La possibilité de simplification de circuit équivalent du transformateur.
- L'enroulement idéal du transformateur peut être éliminé, de sorte que les tensions, les courants et les impédances et admittances externes exprimées en unité ne changent pas lorsqu'ils sont référés d'un côté d'un transformateur à l'autre. Cela peut être un avantage significatif même dans un système électrique de taille moyenne, où des centaines de transformateurs peuvent être rencontrés.
- L'utilisation du système par unité évite la possibilité de commettre de graves erreurs de calcul lors de la référence des quantités d'un côté d'un transformateur à l'autre.
- Les impédances par unité d'un équipement électrique de type similaire se situent généralement dans une plage numérique étroite lorsque les valeurs nominales de l'équipement sont utilisées comme valeurs de base. De ce fait, les données d'impédance par unité peuvent être vérifiées rapidement pour les erreurs grossières par une personne familière avec les quantités par unité.
- Les fabricants spécifient généralement les impédances des machines et des transformateurs en unité ou en pourcentage de la valeur nominale de la plaque signalétique.

Les quantités suivant le système per-unit sont calculées comme suit :

$$\text{Quantité en (per\_unit)} = \frac{\text{quantité (unité normale)}}{\text{la valeur de base de la quantité (unité normale)}} \quad (\text{I. 1})$$

Où la quantité réelle est la valeur de la quantité dans les unités réelles. La valeur de base a les mêmes unités que la quantité réelle, ce qui rend la quantité par unité sans dimension. De plus, la valeur de base est toujours un nombre réel. Par conséquent, l'angle de la quantité unitaire est le même que l'angle de la quantité réelle.

Deux valeurs de base indépendantes peuvent être sélectionnées arbitrairement en un point d'un système électrique. Habituellement, la tension de base  $V_{\text{base}}$  et la puissance complexe de base  $S_{\text{base}}$  sont sélectionnées soit pour un circuit monophasé, soit pour une phase d'un circuit triphasé. Ensuite, pour que les lois électriques soient valides dans le système unitaire, les relations suivantes doivent être utilisées pour les autres valeurs de base :

$$P_{base} = Q_{base} = S_{base} \quad (I. 2)$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (I. 3)$$

$$Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (I. 4)$$

$$Y_{base} = G_{base} = S_{base} = \frac{1}{Z_{base}} \quad (I. 5)$$

Les quantités en « per-unit » sont données par :

$$V_{pu} = \frac{V}{V_{base}} \quad (I. 6)$$

$$I_{pu} = \frac{I}{I_{base}} \quad (I. 7)$$

$$S_{pu} = \frac{S}{S_{base}} \quad (I. 8)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (I. 9)$$

### I.9. Ecoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance est abordé en déterminant, en régime permanent, les tensions complexes aux niveaux des jeux de barres du réseau. À partir de ces tensions, les flux de puissances actives et réactives à travers chaque ligne et transformateur peuvent être calculés. L'ensemble des équations qui en découle représente le réseau électrique sous une forme non linéaire. Dans la pratique, les méthodes de calcul d'écoulement de puissance tirent parti de la configuration du réseau et des caractéristiques de ses équipements pour établir la tension complexe à chaque nœud. De plus, il existe une symétrie parfaite entre les trois phases du système triphasé du réseau électrique[23].

L'importance de l'analyse de l'écoulement de puissance apparaît dans les études liées à l'exploitation et à la planification future des réseaux électriques. Il vise à déterminer la tension, le courant et la puissance en différents points du réseau, dans les conditions présentes ou prévues dans le futur. De plus, il est utile pour estimer les effets de la connexion à d'autres réseaux ou charges de connexion, centrales ou nouvelles lignes de transmission dans le réseau, et trouver les emplacements les plus appropriés pour les nouvelles stations ou lignes. (Proposé avant de commencer la mise en œuvre).

Pour résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance, on doit faire l'appel à les méthodes numériques (méthodes mathématiques itératives) , car les équations qui caractérisent un réseau électrique dans leur forme générale sont non linéaires, et la solution finale doit respecter les lois de Kirchhoff, La solution dépend principalement de méthodes mathématiques itératives, car les équations de flux de charge dans leur forme générale sont non linéaires, et la solution finale doit respecter la loi de Kirchhoff, et les résultats finaux de la solution sont les valeurs réelles de chacune de l'amplitude et l'angle de tension et les puissances active et réactive dans tous les nœuds de réseau[22].

### **I.9.1. Classification des variables de l'écoulement de puissance**

On peut résumer les grandeurs électriques qui contribuent à définir l'état électrique d'un réseau en quatre variables : la puissance active ( $P$ ), la puissance réactive ( $Q$ ), le module de tension et l'angle  $\theta$ . La distinction entre ces différentes variables s'explique par leur classification en trois catégories :

#### **I.9.1.1. Les variables de perturbation ou non contrôlables**

Ces variables représentent les puissances demandées, actives et réactives ( $P_{ch}$  et  $Q_{ch}$ ), qui ne peuvent pas être contrôlées, car elles dépendent exclusivement des abonnés. En raison de cette dépendance, elles sont qualifiées de perturbations et constituent les composantes du vecteur de perturbation  $P$ .

#### **I.9.1.2. Les variables d'Etat**

Il s'agit de l'amplitude et de l'angle de la tension aux niveaux des jeux de barres, qui sont qualifiés d'état en raison de leurs valeurs déterminant l'état du réseau. Ces variables sont représentées par le vecteur d'état  $X$ .

#### **I.9.1.3. Les variables de contrôle :**

Les puissances générées, actives et réactives, désignées par  $P_g$  et  $Q_g$ , constituent des variables de contrôle et sont représentées par le vecteur de contrôle  $U$ .

### **I.9.2. Classification des jeux de barre**

Les jeux de barres sont classés en fonction de deux des quatre variables mentionnées précédemment. En général, ils sont répartis en trois types, mais l'évolution actuelle du réseau nécessite l'ajout d'un quatrième type[23].

### **I.9.2.1. Jeu de barres de charges (PQ bus)**

Ce sont les jeux de barres représentant la demande des clients. Pour ce type, les puissances actives et réactives sont connues, tandis que l'amplitude et l'argument de la tension doivent être déterminés.

### **I.9.2.2. Jeu de barres de contrôle (PV bus)**

Ce sont les jeux de barres générateurs du réseau. Ici, la puissance active et le module de la tension sont connus et contrôlables, tandis que la puissance réactive et l'argument de la tension restent inconnus.

### **I.9.2.3. Jeu de barre de référence**

Ce jeu de barres est connecté à une source de tension considérée comme constante, et son angle de phase est utilisé comme référence pour les calculs. Les puissances actives et réactives doivent être calculées en fonction des exigences du jeu de barres de contrôle.

### **I.9.2.4. Jeu de barre de contrôle (PQ bus)**

Lors du calcul des variables inconnues ( $Q$  et  $\theta$ ) d'un jeu de barres de contrôle, il se peut que la valeur de l'énergie réactive  $Q$  dépasse les limites imposées. Dans ce cas, il est nécessaire de fixer la valeur de  $Q$ , et ce jeu de barres reçoit un ensemble de données de contrôle ( $P, Q$ ).

Tableau II-1: Type de Jeu de Barre

Type de JB	Paramètre connue	Paramètre inconnue
Jeu de barre de référence (Slack bus)	$V, \theta$	$P, Q$
Jeu de barres de contrôle (PV bus)	$P, V$	$Q, \theta$
Jeu de barres de charges (PQ bus)	$P, Q$	$V, \theta$

## **I.10. Formulation de base de l'équation de l'écoulement de puissance**

Le réglage du couple d'entraînement de la turbine permet de contrôler la puissance active générée en fonction de la puissance active demandée, assurant ainsi un équilibre entre ces deux puissances, en tenant compte des pertes de puissance active. La fréquence de 50 Hz est le critère utilisé pour garantir cet équilibre, ce qui est lié à la régulation de la vitesse ou de la fréquence. Par ailleurs, le réglage du courant d'excitation de chaque générateur permet de contrôler la tension aux bornes du générateur, maintenant ainsi un équilibre entre la puissance réactive générée et celle demandée, également en tenant compte des pertes de puissance

réactive. Le critère de tension constante est utilisé pour satisfaire cet équilibre, ce qui est lié à la régulation de la tension[24].

D'après les lois de Kirchhoff, nous pouvons définir la puissance complexe injectée dans le jeu de barre de k comme  $S_k = S_{gk} - S_{dk}$ . Dans cette section, nous souhaitons dériver une expression de cette quantité en termes de la tension de réseau et l'admittance des lignes. On commence par rappeler que toutes les quantités doivent être exprimées per-unit. Pour que nous puissions utiliser les relations de puissance monophasées. Donc, par l'utilisation de la relation de puissance complexe familière, nous pouvons exprimer  $S_k$  comme suite :

$$S_k = V_k I_k^* \quad (\text{I. 10})$$

Nous savons que :  $\underline{I} = \underline{Y} \underline{V}$

On voit que le courant injecté dans tous les jeux de bar k peut s'exprimer comme suite :

$$I_k = \sum_{j=1}^N Y_{kj} V_j \quad (\text{I. 11})$$

Où, nous soulignons que les termes Y sont les éléments de la matrice d'admittance. Remplacement de l'éq. (1) en éq. (3) donne :

$$S_k = V_k \left( \sum_{j=1}^N Y_{kj} V_j \right)^* = V_k \sum_{j=1}^N Y_{kj}^* V_j^* \quad (\text{I. 12})$$

Rappelons que  $V_k$  la tension d'une phase, ayant une amplitude et un angle ( $V_k = |V_k| \sqrt{\theta_k}$ )

$Y_{kj}$  : la matrice d'admittance

$G_{kj}$  : la partie real de la matrice d'admittance

$B_{kj}$  : la partie imaginaire de la matrice d'admittance

$$Y_{kj} = G_{kj} + jB_{kj} \quad (\text{I. 13})$$

$$P_k = \sum_{j=1}^N |V_k| |V_j| (G_{kj} \cos(\theta_k - \theta_j) + B_{kj} \sin(\theta_k - \theta_j)) \quad (\text{I. 14})$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^N |V_k| |V_j| (G_{kj} \sin(\theta_k - \theta_j) - B_{kj} \cos(\theta_k - \theta_j)) \quad (\text{I. 15})$$

Les deux dernières équations sont appelées équations de l'écoulement de puissance, et elles forment le bloc de base à partir duquel nous résoudre le problème de l'écoulement de puissance. Ce sont des équations non linéaires qui ne peuvent être résolues par des méthodes analytiques. La solution est obtenue par des méthodes numériques.

### I.10.1. Algorithme de résolution du problème de l'écoulement de puissance

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel, qui présente l'inconvénient de nécessiter un nombre d'itérations proportionnel à la taille du réseau pour converger. Actuellement, la méthode largement adoptée est la méthode de Newton-Raphson, également connue sous le nom de méthode découplée rapide. Cette dernière se distingue par le fait que le nombre d'itérations nécessaires pour atteindre une solution est indépendant de la taille du réseau étudié.

### I.11. Réseaux intelligents (smart grid)

Les réseaux intelligents, ou "smart grids", représentent de nouvelles structures du réseau électrique qui intègrent des sources d'énergie renouvelables (RES). Un smart grid comprend des éléments du réseau conventionnel, tels que les postes de transformation et les systèmes de protection unidirectionnels, ainsi que des composants modernes, notamment des systèmes de protection bidirectionnels et des systèmes de communication avancés (Internet, Wi-Fi, etc.) intégrés au réseau de puissance. En recueillant des informations sur l'état du réseau, les smart grids permettent d'optimiser la production, la distribution et la consommation d'énergie. Ce système offre des capacités de surveillance, d'analyse, de contrôle et de communication au sein de la chaîne d'approvisionnement, contribuant ainsi à améliorer l'efficacité, réduire la consommation et les coûts de l'énergie, tout en maximisant la transparence et la fiabilité du système énergétique. L'introduction des réseaux intelligents vise à remédier aux faiblesses des réseaux électriques traditionnels, notamment par l'utilisation de compteurs intelligents[25].

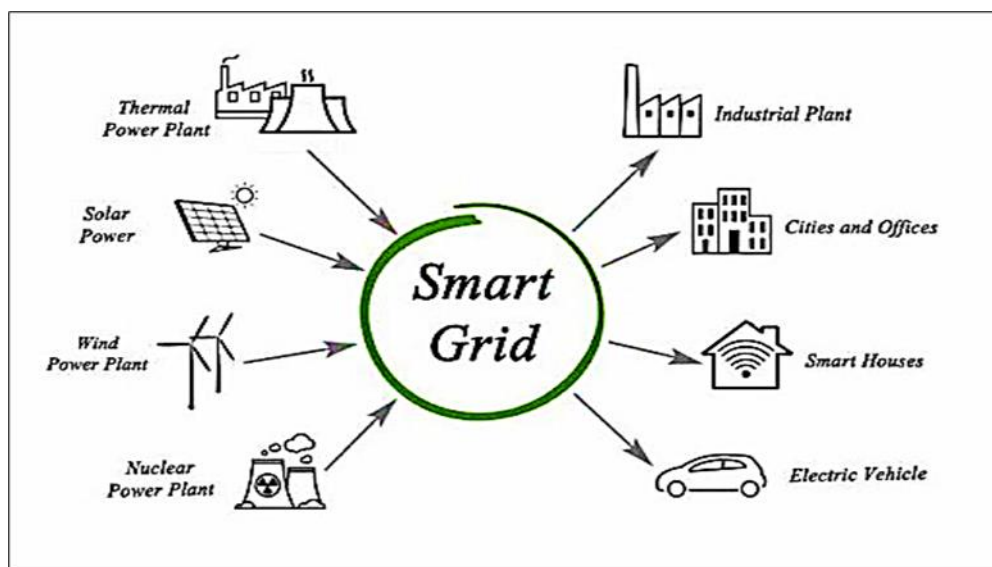


Figure II-6 : Les réseaux intelligents « smart grids »

De nombreuses institutions gouvernementales à travers le monde ont encouragé l'utilisation de réseaux intelligents pour leur potentiel de contrôle et de gestion du réchauffement climatique, de résilience en cas d'urgence et de scénarios d'indépendance énergétique.

### I.11.1. Définition des réseaux électriques intelligents

Les réseaux électriques intelligents sont des systèmes de distribution d'électricité dotés de fonctionnalités de communication. Ils intègrent progressivement les nouvelles technologies de l'information pour optimiser la gestion des réseaux et des actifs connectés. Ces réseaux, plus faciles à administrer, possèdent des capacités d'auto-réparation, d'auto-ajustement et de modularité, tout en ayant la capacité d'accueillir une production décentralisée intermittente à grande échelle. De ce fait, ces avancées impliquent une réévaluation des marchés et des modèles commerciaux liés à l'électricité[26].

### I.11.2. Caractéristiques requises pour les Réseau intelligent

Les réseaux intelligents, ou "smart grids", se caractérisent par plusieurs aspects clés[27]:

- **Flexibilité** : Ils permettent une gestion fine de l'équilibre entre production et consommation, tout en fournissant une électricité adaptée aux besoins variés. Ils favorisent la participation active des consommateurs et l'émergence de nouveaux services et marchés, tout en optimisant la gestion des actifs.
- **Fiabilité** : Ces réseaux augmentent l'efficacité et la sécurité, se régénèrent automatiquement face aux perturbations et se protègent contre les attaques et piratages.
- **Accessibilité** : Ils facilitent l'intégration des énergies renouvelables et accueillent diverses technologies de production et de stockage.
- **Économie** : Grâce à une gestion optimisée, ils génèrent des économies d'énergie et réduisent les coûts à la production et à la consommation.
- **Durabilité** : Leur adaptabilité permet le couplage de sources d'énergie renouvelables, telles que le solaire (PV) et l'éolien, sans nécessiter de stockage supplémentaire.

## I.12. Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables désignent des sources d'énergie qui se renouvellent à un rythme suffisant pour être perçues comme inépuisables à l'échelle humaine. Elles proviennent de phénomènes naturels réguliers, surtout liés à l'énergie du soleil. Ces énergies se présentent sous plusieurs formes, y compris le rayonnement solaire (énergie solaire), les mouvements de l'eau (énergie hydraulique), le vent (énergie éolienne) et la biomasse (tels que le bois, les biogaz et les biocarburants) [28].

On distingue plusieurs types d'énergies renouvelables, La Figure I-7 illustre quelques-uns des types d'énergies renouvelables les plus connus.

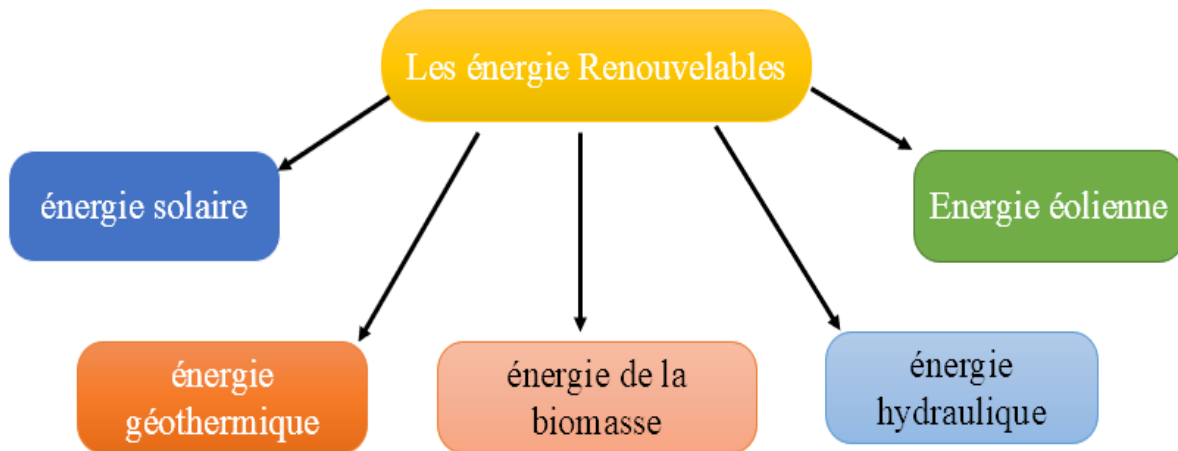


Figure II-7 : Les Energie Renouvelables.

### I.12.1. Les types d'énergie renouvelables

#### I.12.1.1. Énergie de biomasse

L'énergie de la biomasse se réfère à l'énergie qui peut être extraite, que ce soit directement ou indirectement, de matières d'origine biologique. Dans plusieurs pays en développement, le bois, les déchets agricoles et le fumier représentent les principales sources d'énergie. De plus, il existe un intérêt croissant pour la culture de plantes à croissance rapide et à rendement élevé, dont la biomasse peut être utilisée pour générer de l'énergie[29]

#### I.12.1.2. Énergie géothermique

La température dans le sol augmente progressivement avec la profondeur, sauf dans les premières dizaines de mètres qui sont affectées par des facteurs externes, comme le rayonnement solaire. En dehors des sources thermales naturelles, le flux géothermique à la surface de la Terre est généralement trop faible pour être exploité directement. L'énergie géothermique remonte à la surface par diffusion à travers des milieux géologiques spécifiques, grâce aux mouvements de convection du magma lorsque celui-ci touche la surface, ainsi que par la circulation d'eau chauffée en profondeur qui remonte à travers des cheminées perméables situées le long des failles. Cette eau chaude se manifeste à la surface sous forme de sources chaudes, de geysers et de fumerolles. La puissance géothermique totale de la Terre est estimée à plus de 30 milliards de kilowatts par an[30].

### I.12.1.3. Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est générée par la chute d'eau entre deux niveaux, l'un étant plus élevé que l'autre. Cette forme d'énergie renouvelable est captée à l'aide de roues à eau ou de turbines hydrauliques. Elle peut être exploitée dès que le volume d'eau atteint un seuil suffisant et que le débit est régulier. Cependant, l'exploitation de cette ressource nécessite des installations de grande envergure, telles que des lacs de réserve, des barrages, des canaux de dérivation, ainsi que de grandes turbines et des systèmes de production d'électricité. Le développement de l'énergie hydroélectrique requiert donc des investissements financiers considérables[31].

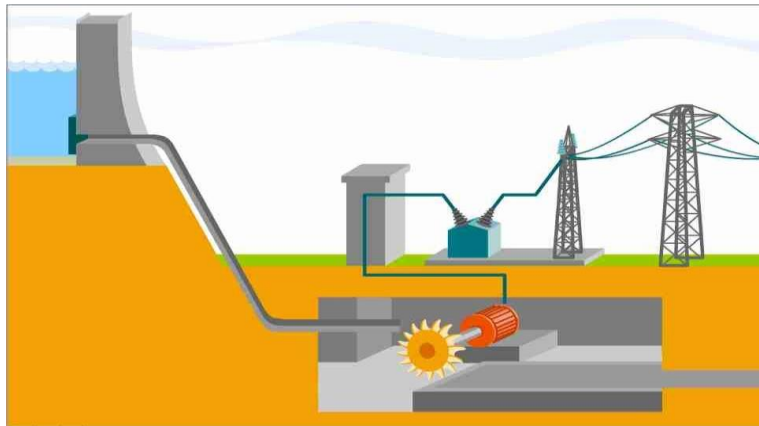


Figure II-8 : Énergie hydraulique.

### I.12.1.4. Énergie solaire

Le soleil reste la principale source d'énergie, malgré la distance considérable qui le sépare de la Terre. La puissance totale émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à environ  $390 \times 10^{15}$  GW, tandis que la surface terrestre ne reçoit qu'environ  $180 \times 10^6$  GW de cette énergie. À son arrivée sur Terre, le rayonnement solaire subit d'importantes modifications, notamment en ce qui concerne l'éclairement, qui est la densité de puissance reçue par une surface exposée à un flux lumineux. Dans des conditions atmosphériques idéales, cette densité de puissance peut atteindre  $1 \text{ kW/m}^2$  pour un emplacement situé au niveau de la mer[32].

#### a. Énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque correspond à l'électricité générée par la conversion d'une portion du rayonnement solaire à l'aide de cellules photovoltaïques. Ces cellules, lorsqu'elles sont assemblées, forment un module solaire photovoltaïque. En regroupant plusieurs modules, on crée une installation solaire qui peut être installée chez un particulier ou dans le cadre d'une centrale solaire photovoltaïque, fournissant ainsi de l'électricité à un réseau de distribution[33].

## **b. Énergie solaire thermique**

L'énergie solaire thermique fait référence à l'utilisation de la chaleur produite par le rayonnement solaire. Elle se décline sous plusieurs formes, notamment les centrales solaires thermodynamiques, les chauffe-eaux solaires, les systèmes de chauffage solaire, ainsi que les cuisinières et les sècheurs solaires.

Le solaire thermique basse température est principalement utilisé pour le chauffage de l'eau sanitaire et, dans une moindre mesure, pour la production combinée de chauffage via des planchers chauffants (plancher solaire direct). Cette technologie, industrialisée depuis plus de 25 ans, connaît actuellement une croissance rapide, notamment aux États-Unis, au Japon et en Europe[34].

### **1.12.1.5. L'hydrogène**

L'hydrogène n'est pas considéré comme une source d'énergie à proprement parler, mais plutôt comme un vecteur d'énergie. Cela signifie qu'il joue un rôle crucial dans le stockage et le transport de l'énergie, permettant ainsi de stocker l'énergie produite par diverses sources (notamment les énergies renouvelables) pour une utilisation ultérieure.

Bien que l'inclusion de l'hydrogène dans cet article puisse sembler hors de propos, il est pertinent d'en discuter en raison de son potentiel futur. L'hydrogène pourrait remplacer les vecteurs d'énergie traditionnels dérivés du pétrole, tels que l'essence, le kérosène et le diesel. Son utilisation croissante pourrait contribuer à une transition énergétique vers des systèmes plus durables et moins dépendants des combustibles fossiles, ce qui en fait un sujet d'intérêt pour le développement des infrastructures énergétiques de demain[35].

### **1.12.2. L'hybridation**

Les systèmes d'énergies hybrides se divisent en deux groupes : les systèmes connectés au réseau, qui fonctionnent en parallèle avec le réseau électrique pour satisfaire les besoins des consommateurs tout en intégrant des sources renouvelables, et les systèmes autonomes, qui opèrent isolément pour alimenter des zones éloignées comme des refuges ou des villages. Ces systèmes utilisent des ressources d'énergie renouvelable connectées à des bus de courant alternatif (CA) ou courant continu (CC), selon leur configuration. La combinaison de ces bus est réalisée via des convertisseurs de puissance tels que des onduleurs, redresseurs et hacheurs, permettant une gestion efficace et fiable de l'énergie tout en maximisant l'efficacité opérationnelle.

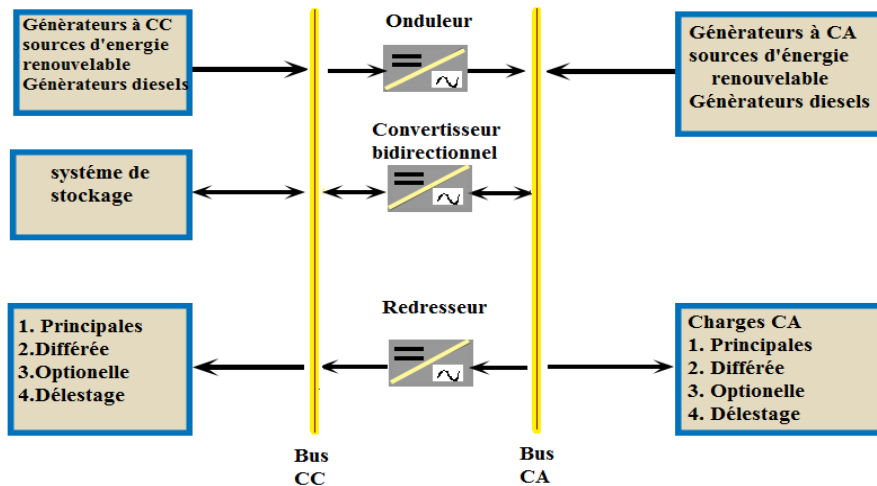


Figure II-9 : Structure générale d'un système hybride.

La puissance générée par les systèmes d'énergies hybrides (SEH) peut varier de quelques watts pour des applications domestiques à plusieurs mégawatts pour des systèmes d'électrification de petites îles. Pour les systèmes de moins de 100 kW, une configuration mixte de bus à courant alternatif (CA) et à courant continu (CC) avec des batteries de stockage est courante, permettant de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours grâce à des petites sources d'énergie renouvelable. Dans ces configurations, la production en CA provient généralement de générateurs diesels. Les systèmes hybrides de faible puissance (moins de 5 kW) alimentent principalement des charges en CC, tandis que les systèmes de plus de 100 kW, conçus pour se connecter à des réseaux interconnectés, utilisent des bus à CA. Les SEH peuvent être configurés de diverses manières, intégrant des énergies renouvelables, des systèmes conventionnels et des dispositifs de stockage d'énergie, organisés selon différentes architectures.

- Architecture à bus CC (courant continu).
- Architecture mixte à bus CC-CA (courant continu-courant alternatif).
- Architecture à bus CA (courant alternatif).

### I.12.3. Les Avantages et les inconvénient des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables (ENR) offrent de nombreux avantages sur le plan écologique et économique. Elles contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, favorisant ainsi la lutte contre le changement climatique. De plus, étant des ressources inépuisables, comme l'énergie solaire et éolienne, elles permettent de renforcer l'indépendance énergétique des pays tout en créant des emplois dans divers secteurs. Une fois installées, les coûts d'exploitation sont relativement faibles. Cependant, les ENR présentent également des inconvénients, notamment l'intermittence de la production, qui dépend des conditions

météorologiques, ainsi que les coûts initiaux élevés liés aux infrastructures. De plus, leur déploiement nécessite souvent de grandes surfaces, et l'impact environnemental local, tel que l'altération des écosystèmes pour les barrages ou les grandes installations solaires, doit être pris en compte. Enfin, la nécessité de technologies de stockage pour compenser les variations de production représente un défi technique et financier supplémentaire [36].

#### **I.12.4. Exigences du Grid- code pour l'intégration des ENR**

Le respect de certaines normes du code réseau est probablement nécessaire afin d'intégrer les sources d'énergie renouvelables dans les systèmes électriques algériens. En règle générale, ces spécifications incluent les directives et pratiques techniques requises pour l'intégration efficace et régulière des sources d'énergie renouvelables, comme l'énergie éolienne et solaire, dans le réseau électrique existant. À mesure que l'utilisation des énergies renouvelables se développe, elles peuvent inclure des exigences en matière de régulation de tension, de contrôle de fréquence, de qualité de l'énergie et de stabilité du réseau afin de garantir un fonctionnement fiable et transparent. Le maintien de la stabilité et de la fiabilité du réseau tout en intégrant avec succès les sources d'énergie renouvelables dépend de la conformité au code du réseau.

Le courant distribué en basse tension (BT) est fourni à une tension nominale de 230/400 Volts. Les conditions d'exploitation définissent clairement les caractéristiques de tension et de fréquence du réseau. Pour les zones urbaines principalement consacrées à l'éclairage, la variation maximale autorisée de la BT par rapport à la tension nominale est de 5 %. De plus, la fréquence du courant distribué est établie à 50 Hz, avec une tolérance de variation ne dépassant pas 1,5 Hertz, tant en hausse qu'en baisse, par rapport à cette valeur nominale[37].

#### **I.12.5. Les énergies renouvelables dans le monde**

Récemment, le monde assiste à une reprise progressive de l'activité industrielle et économique, en particulier avec le début de la reprise après la pandémie de Corona Covid-19. Cette reprise économique a coïncidé avec une augmentation de la demande énergétique, par conséquent, de nombreux pays se sont tournés vers des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, et d'autres pour répondre à leurs besoins énergétiques d'une part, et pour préserver ses réserves de sources d'énergie conventionnelle pour qu'elles ne s'épuisent pas et tirer profit de leur vente à des pays qui n'en ont pas des sources d'énergie renouvelable.

En 2021, la production d'énergie renouvelable a augmenté de près de 7 %, soit une augmentation record de 522 TWh par rapport à l'Anne 2020.l'énergie éolien et photovoltaïque

ont représenté ensemble près de 90 % de cette croissance. La part des énergies renouvelables dans la production électrique mondiale a atteint 28,7 % en 2021[38].

L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables doit croître plus rapidement pour atteindre les objectifs du scénario zéro émission nette d'ici 2050, car elle devrait atteindre plus de 60 % d'ici 2030.

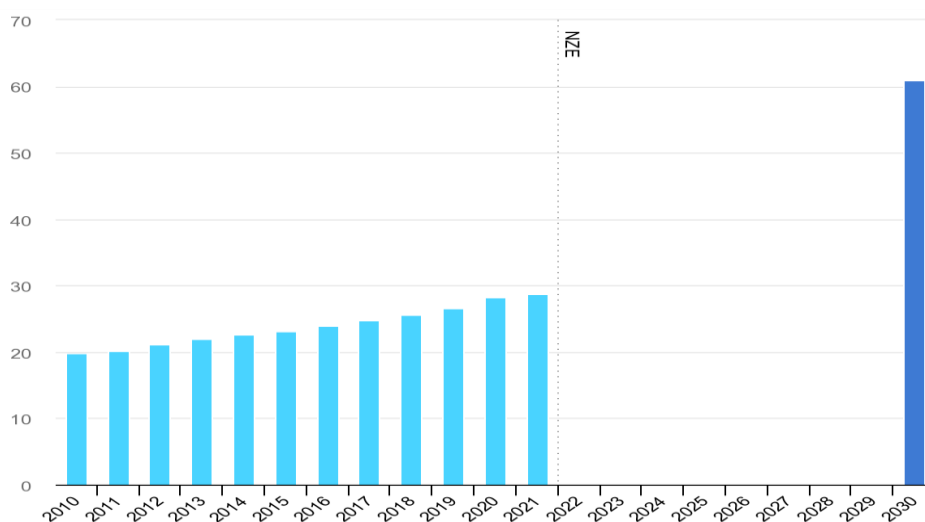


Figure II-10 : Les énergies renouvelables dans le monde.

La Figure I-10 représente la Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité dans le scénario net zéro, 2010-2030

### I.12.6. Les énergies renouvelables dans l'Algérie

De nombreux pays, dont l'Algérie, cherchent à renforcer leurs capacités en énergies renouvelables pour préserver leurs ressources en énergies fossiles et bénéficier des avantages de leur exportation. L'Algérie produit actuellement une quantité relativement faible de son électricité à partir de sources renouvelables environ 3 % (686 MW par ans), notamment solaire (448 MW), hydraulique (228 MW) et éolienne (10 MW). La capacité d'énergie renouvelable connectée au réseau est d'environ 401,3 MW et 36,9 MW sont indépendants du réseau. Dans le cadre de **l'accord de Paris** sur les changements climatiques, l'Algérie s'est engagée en faveur de la réduction des émissions GES de 7 à 22 % sur la période 2020-2030[39].

L'Algérie est située dans un endroit riche en rayonnement solaire, où le taux d'exposition au rayonnement solaire est de 2000 à 3900 heures par an, ce qui représente un pourcentage important par rapport à d'autres pays. Est qui possède un fort potentiel d'énergie solaire. En

2011, le ministère algérien de l'Énergie et des Mines (MEM) a introduit la loi N° 11-11 pour financer et soutenir les projets d'ENR et jeter les bases des futurs programmes d'ER et de développement durable dans le pays. Cette loi est considérée comme une nouvelle incitation à lancer des initiatives visant à minimiser la consommation excessive de sources d'énergie conventionnelles liées à l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> et aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz.

Les analystes prédisent que si l'Algérie n'ajoute pas d'importantes ressources renouvelables à son mix de production d'électricité d'ici 2035, elle devra renoncer aux revenus d'exportation d'hydrocarbures pour répondre à la demande intérieure d'électricité.

D'ici 2035, le gouvernement algérien vise à générer environ 15 gigawatts d'énergie renouvelable (environ 27% de la demande d'Énergie), en s'appuyant sur l'énergie photovoltaïque, l'énergie solaire thermique et l'énergie éolienne, en plus de la cogénération, de la biomasse et de la géothermie. Et c'est en générant environ 1 000 mégawatts d'énergie solaire par an, l'Algérie ayant des capacités naturelles qui le qualifient pour jouer un rôle de premier plan sur le marché international de la production d'énergie renouvelable[40].

### **I.13. Le gestionnaire de réseau électrique**

Pour garantir un fonctionnement fiable et économique d'un réseau électrique, il est important de surveiller et de contrôler l'ensemble du réseau depuis un centre de contrôle, également appelé centre de conduite ou dispatching (voir Figure I.11). Les dispatchings modernes sont désignés sous le terme de centres de contrôle de l'énergie. Ils sont dotés d'ordinateurs capables de traiter en temps réel les signaux provenant de dispositifs d'acquisition de données. Ces ordinateurs traitent les informations selon une structure hiérarchique, permettant ainsi de coordonner et de répondre aux diverses exigences du réseau, tant en conditions normales qu'en situations d'urgence.

Dès qu'une anomalie dans le fonctionnement est détectée, le système alerte les opérateurs, leur permettant d'évaluer la situation et de prendre les mesures nécessaires en agissant directement via leur console sur les éléments du réseau pour remédier à la situation. De plus, des outils de simulation et une suite de logiciels développés dans un langage de haut niveau sont intégrés pour assurer un contrôle efficace et fiable du réseau[41].



Figure II-11 : Centre de contrôle ou dispatching.

#### I.14. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré les principes fondamentaux des réseaux électriques, en débutant par un aperçu détaillé de leurs caractéristiques essentielles, incluant les différents types de classification et les multiples rôles qu'ils jouent dans l'ensemble du système énergétique. Nous avons également étudié les différentes structures topologiques des réseaux, en évaluant les choix technologiques qui influent sur leur efficacité et leur résilience. Par ailleurs, nous avons présenté le concept de réseaux intelligents (smart grid), qui favorise une gestion de l'énergie plus souple et optimisée, intégrant des technologies avancées pour améliorer la stabilité et l'efficacité des systèmes. Pour conclure, nous avons abordé le thème des énergies renouvelables, en mettant en avant leur rôle croissant dans la transition énergétique et leur impact sur les réseaux électriques modernes.

---

***Chapitre II :***  
***Etude de La stabilité des réseaux***  
***électriques***

---

# Chapitre II

## Etude de La stabilité des réseaux électriques

---

---

### II.1. Introduction

La stabilité du système électrique est l'un des facteurs fondamentaux qui garantissent la sécurité et l'efficacité des systèmes énergétiques modernes. À la lumière des développements rapides observés dans les technologies énergétiques et du recours croissant aux sources d'énergie renouvelables, il est devenu nécessaire d'étudier la stabilité de ces systèmes afin d'assurer la satisfaction de la demande croissante d'électricité et le maintien de la continuité de l'approvisionnement électrique. Ce chapitre traite des concepts de base de la stabilité du système électrique, en commençant par la définition de la stabilité et ses différents types, tels que la stabilité dynamique et la stabilité statique, ainsi que les facteurs qui l'affectent. Nous passerons également en revue les méthodes et techniques utilisées pour analyser la stabilité des systèmes électriques, y compris la modélisation mathématique, qui contribue à comprendre le comportement du système dans diverses conditions.

En outre, le chapitre abordera les stratégies visant à améliorer la stabilité des systèmes électriques, telles que l'application de technologies de contrôle modernes et l'intégration de systèmes de transmission d'énergie flexibles, ainsi que les innovations en matière de stockage d'énergie. En explorant ces aspects, nous visons à souligner l'importance de la stabilité pour parvenir à un fonctionnement efficace des systèmes électriques et réduire les risques associés aux pannes de courant, contribuant ainsi à améliorer la durabilité énergétique à l'avenir.

### II.2. Définition de la stabilité des réseaux électriques : (IEEE-CIGRE)

La stabilité des réseaux électriques se réfère, en général, à leur capacité à conserver un état d'équilibre en conditions normales d'exploitation, ou à retrouver un équilibre satisfaisant après une perturbation. Cela implique que la majorité des variables du système reste dans des limites prédéfinies, permettant ainsi à l'ensemble du réseau de rester essentiellement intact[42]. Étant donné que ces réseaux reposent sur des alternateurs synchrones provenant de centrales électriques, il est important que tous ces alternateurs conservent le synchronisme pour assurer un fonctionnement adéquat.

### II.3. Classification de la stabilité

L'instabilité des réseaux électriques peut se manifester de différentes manières, en fonction des conditions opérationnelles et de la configuration du réseau. L'analyse des causes de cette instabilité, ainsi que l'application de méthodes visant à garantir un fonctionnement stable du réseau, constitue une tâche essentielle. L'étude de la stabilité repose souvent sur plusieurs critères, tels que[43] :

- La nature physique de l'instabilité.
- L'amplitude de la perturbation.
- La durée nécessaire pour atteindre la stabilité.
- Les méthodes de calcul et de prédiction utilisées pour évaluer la stabilité.

La figure (Figure II.1) explique bien les problèmes de la stabilité des réseaux électriques en tenant compte de tous ces paramètres.

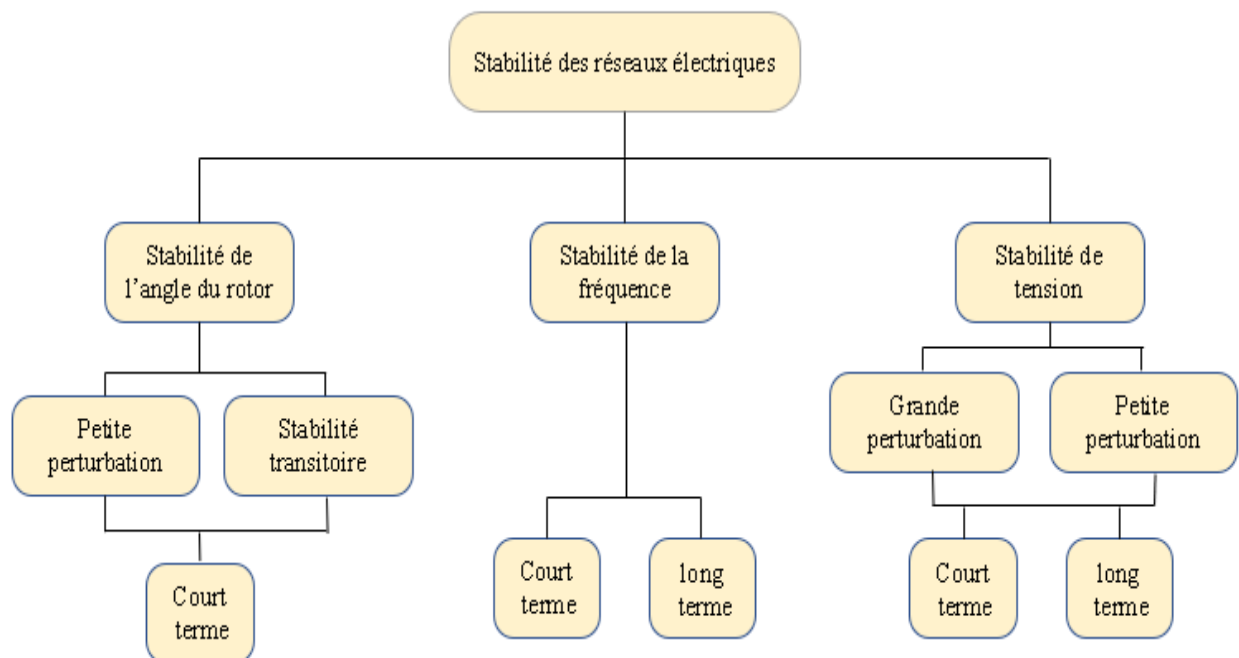


Figure II-1 : Différents types de stabilité d'un système électrique.

#### II.3.1. Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle du rotor se réfère à la capacité des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à maintenir leur synchronisme après avoir subi une perturbation. Cette stabilité dépend de leur aptitude à conserver ou à rétablir l'équilibre entre les couples électromagnétiques et mécaniques qui agissent sur le rotor de chaque machine synchrone du système. En cas d'instabilité, certains générateurs peuvent présenter des oscillations angulaires amplifiées, ce qui peut entraîner une perte de synchronisme avec d'autres unités[44].

### **II.3.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)**

La stabilité angulaire devant les petites perturbations représente la capacité d'un système électrique à conserver le synchronisme après des variations mineures, comme des fluctuations de charge ou de production. Cette stabilité est évaluée par la façon dont le système réagit à ces perturbations, en se concentrant sur le changement d'angle entre les générateurs. Un système stable à l'aptitude de retrouver rapidement son état d'origine, sans écarts notables dans les angles du rotor.

### **II.3.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)**

La stabilité angulaire face aux grandes perturbations, souvent appelée stabilité transitoire, désigne la capacité d'un système électrique à maintenir le synchronisme après avoir connu une perturbation majeure, comme un court-circuit sur une ligne de transmission ou la perte d'une partie significative de la charge ou de la génération. Dans ce cadre, la réaction du système entraîne de fortes variations des angles de rotors. Cette stabilité est influencée par la relation non-linéaire qui existe entre les couples et les angles des rotors.

## **II.3.2. La stabilité de tension**

La stabilité de la tension se caractérise par la capacité d'un système électrique à maintenir des niveaux de tension adéquats à chaque nœud, même après avoir été affecté par une perturbation, en commençant d'un état de fonctionnement initial déterminé. Cela dépend d'un équilibre entre la demande de charge et la puissance disponible. L'instabilité de la tension se traduit souvent par une baisse progressive des tensions sur plusieurs nœuds.

La stabilité de tension peut être classée en deux catégories [45] :

### **II.3.2.1. Stabilité de tension aux petites perturbations (stabilité statique de tension)**

Cette catégorie concerne la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions aux nœuds dans des limites acceptables lors de petites perturbations, comme la perte d'équipements de transport ou de production, ou des courts-circuits.

### **II.3.2.2. Stabilité de tension aux grandes perturbations (stabilité dynamique de tension)**

L'objectif ici est d'assurer que les tensions aux nœuds restent dans des normes acceptables après des perturbations majeures. Cette stabilité dépend des caractéristiques du système, de la charge ainsi que des interactions entre les divers dispositifs de contrôle de la tension présents dans le réseau.

## **II.3.3. La stabilité de fréquence**

La stabilité de la fréquence d'un système électrique correspond à sa capacité à maintenir la fréquence proche de sa valeur nominale après avoir subi une perturbation significative. Une telle

perturbation peut provoquer un déséquilibre majeur entre la puissance générée et celle qui est consommée. Dans ces cas, il est essentiel que le système soit capable de rétablir la fréquence pour garantir un fonctionnement sûr et stable.

#### **II.4. Types d'analyses de stabilité pour les réseaux électrique**

La stabilité des systèmes électriques peut être étudiée sous deux principales catégories :

##### **II.4.1. Stabilité statique**

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir son équilibre en état stationnaire lorsque les variations de charge ou de production surviennent progressivement. La stabilité statique permet d'évaluer la robustesse du système face à des perturbations légères, sans provoquer de variations notables de tension ou de fréquence. Cette analyse se déroule habituellement en utilisant des modèles mathématiques qui simulent le comportement du système dans différentes conditions d'exploitation. Les études liées à la stabilité statique sont primordiales pour dimensionner adéquatement les équipements de protection et assurer un fonctionnement efficace du réseau électrique dans des conditions normales.

##### **II.4.2. La stabilité transitoire :**

Cela signifie la capacité du réseau électrique à maintenir sa synchronisation et à se rétablir après des perturbations brusquement significatives, telles que des courts-circuits ou des variations rapides de la production. Elle examine la réponse dynamique du système immédiatement après une perturbation, en s'assurant que tous les générateurs restent en phase. Ce type de stabilité est essentiel lors de l'intégration de sources d'énergie renouvelables intermittentes, telles que l'éolien et le solaire, qui peuvent entraîner des variations rapides dans la production d'électricité.

L'étude de la stabilité statique et de la stabilité transitoire d'un système électrique est importante pour garantir sa fiabilité et sa robustesse, en particulier avec l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables. De plus, des mesures préventives telles que l'amélioration des technologies de contrôle, l'utilisation de dispositifs de stockage d'énergie et l'optimisation des stratégies de gestion de la demande peuvent renforcer la robustesse du réseau électrique face aux perturbations potentielles. Globalement, une approche intégrée qui prend en compte à la fois la stabilité statique et la stabilité transitoire est essentielle pour garantir un système électrique fiable, durable et efficace à l'avenir.

#### **II.5. Analyse de la stabilité transitoire**

L'analyse de la stabilité transitoire s'intéresse à la capacité d'un système électrique à préserver son synchronisme après avoir subi une perturbation significative, comme un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte de charge ou de génération importante. La réponse du système se traduit

par de fortes variations des angles du rotor, influencées par la relation non-linéaire entre les couples et ces angles [46]. La stabilité transitoire dépend non seulement de l'intensité des perturbations et du point de fonctionnement initial, mais aussi des caractéristiques dynamiques du système. À court terme, elle se traduit par des écarts croissants, de manière apériodique, dans certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste immédiatement après la perturbation, généralement dans la première seconde suivant la suppression du défaut, on parle alors d'instabilité de première oscillation, (voir cas 1, Figure II-2), dont la durée varie de 3 à 5 secondes. De plus, cette instabilité peut également se manifester sous une autre forme, résultant de l'interaction des effets de plusieurs modes d'oscillation lents provoqués par la perturbation, entraînant d'importantes variations de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, phénomène connu sous le nom d'instabilité de multi-oscillations (voir cas 2, Figure II-2), avec une durée associée de 10 à 20 secondes.

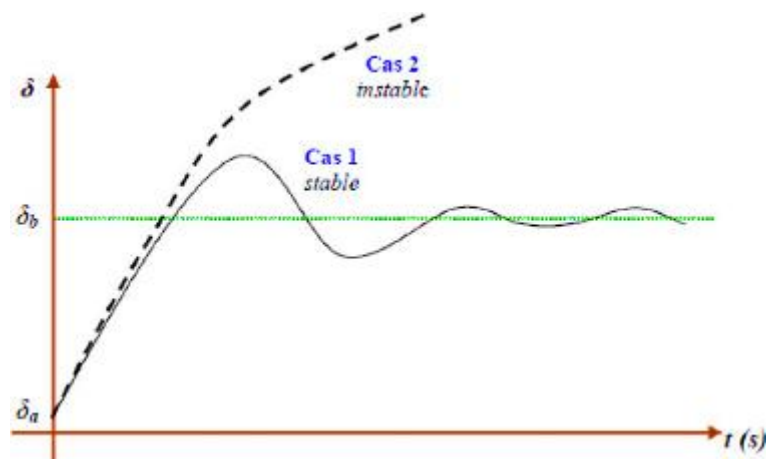


Figure II-2 : Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillation.

Le concept de stabilité transitoire peut être illustré de manière graphique à l'aide du critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette méthode combine l'équation du mouvement avec la courbe classique (P- $\delta$ ), qui montre la relation entre la puissance générée par le générateur et l'angle de rotor.

Pour illustrer cette approche, considérons un système de puissance simplifié, comprenant un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission (voir Figure II-3). Dans ce modèle, le générateur est représenté par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$ . La réactance  $X_E$  représente la ligne et le transformateur.

Le critère d'égalité des aires stipule que, pour qu'un système conserve son synchronisme après une perturbation, la puissance transmise doit être équilibrée. Ainsi, l'aire positive sous la courbe P- $\delta$  (représentant la puissance générée) doit être égale à l'aire négative (représentant la perte de puissance) lorsque le système subit une perturbation. Si cette condition est remplie, le système reviendra à un état stable après la perturbation, sinon, l'instabilité transitoire peut se produire. Cette approche graphique

facilite la compréhension des relations dynamiques au sein du système lors de variations de charge et d'autres perturbations.

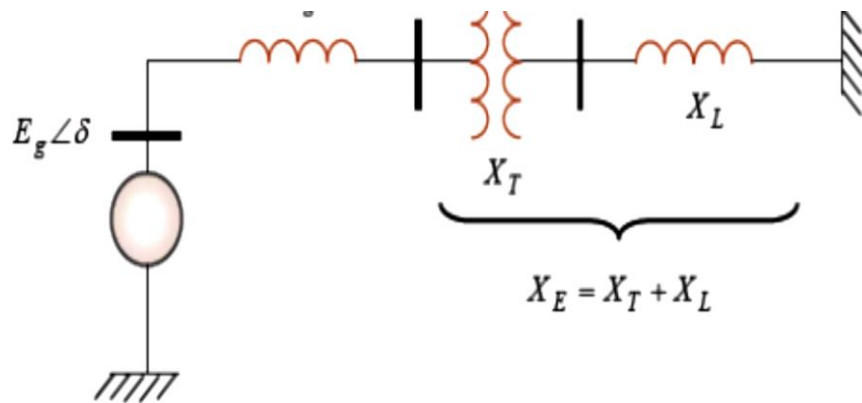


Figure II-3: machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur, notée  $P_e$  peut être exprimée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (\text{II. 1})$$

Où,  $\delta$ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur ( $E_g$ ) et la tension du jeu de barre infini ( $E_0$ ). L'équation (II.1) est représentée graphiquement à la (Figure II-4).

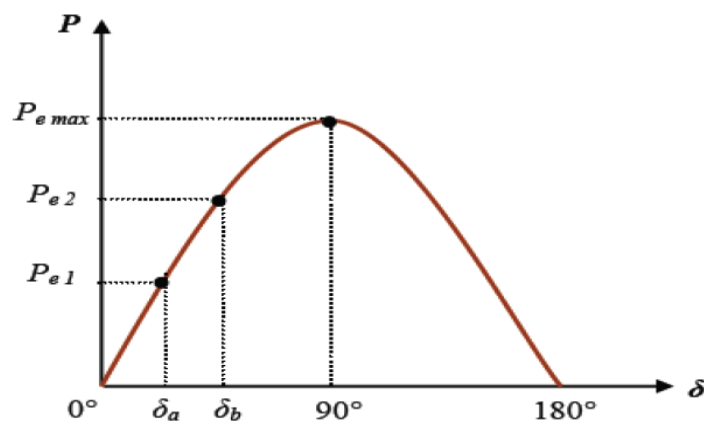


Figure II-4 : relation puissance-angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_e$  produite par le générateur est égale à la puissance mécanique appliquée, notée  $P_m$ , pour l'angle de rotor correspondant  $\delta_a$

Un changement brusque de la charge du générateur provoque une variation de la puissance mécanique, entraînant ainsi une modification de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$  (voir Figure II-4). En réponse, le rotor va s'accélérer, ce qui augmente l'angle de puissance, passant de

$\delta a$  à  $\delta b$ , afin de fournir l'énergie supplémentaire requise par la charge. Toutefois, cette accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Par conséquent, même si la puissance développée à l'angle  $\delta b$  est adéquate pour la charge, le rotor continuera de dépasser cet angle jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit généré pour stopper cette accélération.

Cette énergie excédentaire entraînera un ralentissement du rotor et une diminution de l'angle de puissance. Selon l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor peuvent se comporter de deux manières : elles peuvent s'amortir, permettant ainsi à la machine de rester stable (cas 1, voir Figure II-2), ou elles peuvent diverger, menant la machine à devenir instable et à perdre le synchronisme avec le système (cas 2, voir Figure II-2).

### II.5.1. Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation)

L'équation du mouvement, ou "swing equation," relie les aspects mécaniques et électriques d'une machine synchrone. Elle décrit la dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur, qui est lié à la turbine. Dans cette équation, on considère plusieurs couples qui agissent sur le système [47] :

- Couple d'entrée  $C_m$  : le couple mécanique fourni par la turbine.
- Couple électrique  $C_e$  : le couple résistant, correspondant à la puissance fournie au réseau.
- Couple d'inertie  $C_i$  : le couple lié à l'inertie du rotor.
- Couple d'amortissement  $C_a$  : le couple qui résiste aux variations d'accélération.

À chaque instant, le couple mécanique appliqué doit équilibrer les autres couples. Cette condition d'équilibre se traduit par l'équation suivante :

$$C_m = C_e + C_i + C_a \quad (\text{II. 2})$$

Cette équation montre que la somme des couples doit être nulle pour que le rotor maintienne son équilibre dynamique.

#### II.5.1.1. Equation de mouvement sans couple d'amortissement

Si on néglige le couple d'amortissement  $C_a$ , et à l'équilibre, on a :

$$C_i = m + C_e \quad (\text{II. 3})$$

- ❖ Si  $C_i > 0$  accélération.
- ❖ Si  $C_i < 0$  décélération.

Alors:

Le couple mécanique est égal à couple électrique :

$$C_m = C_e \quad (\text{II. 4})$$

On a :

$$C_i = j \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{II. 5})$$

Et :

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (\text{II. 6})$$

La 1<sup>ère</sup> dérivée de  $\theta_m$  donne :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{ms} \quad (\text{II. 7})$$

La 2<sup>ème</sup> dérivée de  $\theta_m$  donne :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{II. 8})$$

Substituant l'équation (II.8) dans l'équation (II.5), on obtient :

$$j \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{II. 9})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II.9) par  $\omega_m$  :

$$j\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (\text{II. 10})$$

Avec :  $\omega_m C_m = P_m$  et :  $\omega_m C_e = P_e$

On obtient l'équation de puissance suivant :

$$j\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{II. 11})$$

On a :

$$W_k = \frac{1}{2}j\omega_m^2 = \frac{1}{2}M\omega_m \quad (\text{II. 12})$$

Avec :

$W_k$ : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules.

Donc l'expression de M est comme la suite :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (\text{II. 13})$$

Nous supposons que les variations de vitesse  $\omega_m$  restent toujours faibles, durant a long temps, avant que la stabilité soit perdue, alors :  $\omega_m = \omega_{sm}$

Alors l'expression de M vaut :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (\text{II. 14})$$

L'équation de mouvement soit comme la suite :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{II. 15})$$

On doit écrire l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique  $\delta$ , la relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \quad (\text{II. 16})$$

Alors l'équation de mouvement est en fonction de l'angle électrique :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{II. 17})$$

Conversion de l'équation de mouvement en unité relative :

$$\frac{2}{P} \frac{2W_k}{\omega_{sm} S_B} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{S_B} - \frac{P_e}{S_B} \quad (\text{II. 18})$$

On a :

$$H = \frac{W_K}{S_B} \quad (\text{II. 19})$$

La constante d'inertie H (en sec) de la machine est définie par le rapport d'énergie cinétique  $W_k$  emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules, et de la puissance de base  $S_B$  de la machine en Méga –volt ampère.

Donc l'équation vaut :

$$\frac{2}{P} \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II. 20})$$

On a :

$$\omega_{sm} = \frac{2}{P} \omega_s \quad (\text{II. 21})$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II. 22})$$

On a :

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad (\text{II. 23})$$

Alors :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II. 24})$$

L'équation qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (II.24) qui représente le modèle de générateur dynamique sont forme l'équation de mouvement (swing equation), comme la suite :

$$\begin{cases} P_e = P_{max} \sin \delta \\ \frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases} \quad (\text{II. 25})$$

$$\frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_{max} \sin \delta \quad (\text{II. 26})$$

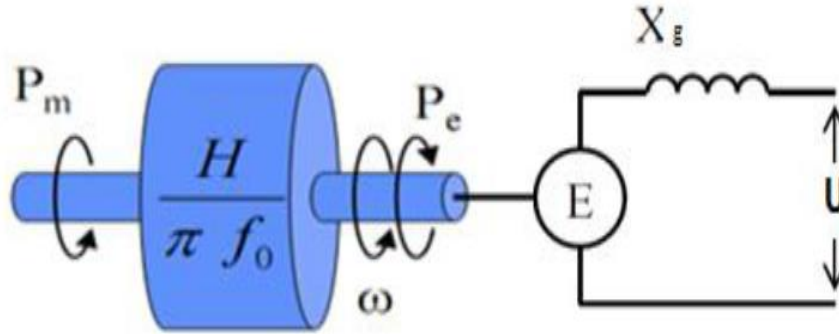


Figure II-5 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

### II.5.1.2. Equation de mouvement avec couple d'amortissement

Si on tenir compte le couple d'amortissement  $C_a$ , on a :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{II. 27})$$

On a :

$$C_i = j \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (\text{II. 28})$$

$$C_a = \frac{a}{\omega_m} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{II. 29})$$

On peut donc déduire l'équation d'équilibre des couples :

$$j \frac{d^2\theta}{dt^2} + \frac{a}{\omega_m} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{II. 30})$$

Alors on obtient une équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme

$$\begin{cases} P_e = P_{max} \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases} \quad (\text{II. 31})$$

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_{max} \sin \delta \quad (\text{II. 32})$$

## II.6. Amélioration de la stabilité des réseaux électriques

La stabilisation des réseaux électriques est un enjeu majeur pour les ingénieurs, qui s'efforcent de prévenir les risques de pannes généralisées, autrement appelées "blackouts". Parmi les solutions, la compensation de l'énergie réactive joue un rôle essentiel dans la gestion des réseaux à courant alternatif, en améliorant la qualité de l'énergie et la stabilité du réseau. Cette technique aide à maintenir des niveaux de tension adaptés et à diminuer les pertes d'énergie, garantissant ainsi un fonctionnement plus efficace et fiable du système électrique [48].

## **II.6.1. Compensation traditionnelle**

### **II.6.1.1. Les condensateurs**

Les batteries de condensateurs sont indispensables pour fournir une portion de l'énergie réactive utilisée par les charges dans les réseaux électriques. Elles se divisent en deux catégories principales [49] :

- Batteries de condensateurs haute tension (HT) : Raccordées aux jeux de barres des postes de très haute tension (THT) et haute tension (HT), ces batteries sont principalement conçues pour compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT. Elles contribuent à stabiliser la tension et à améliorer l'efficacité globale du système.
- Batteries de condensateurs moyenne tension (MT) : Connectées aux jeux de barres des postes HT/MT ou THT/MT, ces batteries ont pour fonction de compenser la demande globale d'énergie réactive sur les réseaux de distribution. Elles sont localisées et dimensionnées de manière individuelle en fonction des réglages de tension requis, permettant ainsi une meilleure gestion des charges dans le réseau de transport.

### **II.6.1.2. Les inductances**

Les inductances ont un rôle essentiel dans la régulation de l'énergie réactive au sein des réseaux électriques. Elles servent à capter l'énergie réactive fournie lors des périodes de faible demande par les lignes à haute tension ou les câbles. Ces inductances peuvent être reliées directement au réseau ou intégrées au niveau tertiaire des transformateurs. En agissant ainsi, elles aident à réduire les surtensions dans le réseau, ce qui contribue à préserver la sécurité et la stabilité du système électrique.

### **II.6.1.3. Les compensateurs synchrones**

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes conçues spécifiquement pour la gestion de la puissance réactive dans les réseaux électriques. Bien qu'elles ne fournissent aucune puissance active, leur fonctionnement peut varier en fonction de leur état d'excitation : lorsqu'elles sont sous-excitées, elles absorbent de la puissance réactive, tandis que lorsqu'elles sont surexcitées, elles en fournissent. Cette capacité à réguler la puissance réactive est essentielle pour maintenir la stabilité et la qualité de l'approvisionnement électrique [50].

### **II.6.1.4. Les compensateurs statiques**

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase.

## II.6.2. Compensation moderne

La compensation actuelle est basée sur des dispositifs électroniques de puissance, tels que les FACTS (Systèmes de Transmission AC Flexibles), qui permettent une gestion plus rapide et précise du flux d'énergie réactive. Grâce à ces méthodes modernes, les réseaux peuvent être plus flexibles et plus stables, en particulier dans les systèmes qui intègrent des énergies renouvelables.

### II.6.2.1. Qu'est-ce que le système FACTS ?

Le concept FACTS, acronyme de « Flexible AC Transmission Systems », désigne un ensemble d'équipements utilisant l'électronique de puissance (comme les diodes, thyristors, GTO, IGBT, etc.) pour optimiser l'exploitation des réseaux électriques. Ces dispositifs permettent d'améliorer divers paramètres du réseau, tels que la tension, l'impédance et le déphasage. Grâce à leur technologie d'interrupteur statique, les systèmes FACTS offrent une vitesse de réaction supérieure à celle des systèmes électromécaniques traditionnels. Ils sont capables de contrôler le transit de puissance dans les réseaux, d'augmenter la capacité de transport efficace et de maintenir, voire d'améliorer, la stabilité des réseaux [51].

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), les FACTS comprennent des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques, utilisés pour accroître la contrôlabilité et la capacité de transfert de puissance du réseau.

### II.6.2.2. Rôle des dispositifs FACTS

Dans un réseau électrique, les systèmes FACTS remplissent des fonctions essentielles tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Leur action se manifeste principalement par l'absorption ou la fourniture de puissance réactive, le contrôle de l'impédance des lignes, et la modification des angles de tension. En régime permanent, les FACTS sont principalement utilisés pour [52] :

- Maintenir la tension à des niveaux acceptables : ils fournissent de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, tout en l'absorbant lorsque la tension devient trop élevée.
- Contrôler les flux de puissance : ils réduisent ou éliminent les surcharges sur les lignes et transformateurs, évitant ainsi les flux de bouclage dans le réseau. Cela se fait en ajustant la réactance des lignes et en modifiant les déphasages.

En régime dynamique, la rapidité de commande des dispositifs FACTS leur confère de nombreux avantages, notamment :

- Augmentation de la réserve de stabilité transitoire.
- Amortissement des oscillations de puissance.
- Soutien dynamique de la tension.

De plus, les FACTS contribuent à réduire les niveaux de courant de court-circuit et à atténuer les problèmes de résonance hypo-synchrone.

### **II.6.2.3. Classification des dispositifs FACTS**

Les dispositifs FACTS se divisent en trois catégories principales [53] :

- Compensateurs parallèles : Ces dispositifs sont utilisés pour fournir ou absorber de la puissance réactive afin de maintenir la tension à des niveaux appropriés dans le réseau.
- Compensateurs en série : Ils modifient l'impédance des lignes de transmission en ajoutant de la réactance ou en compensant la réactance existante, ce qui permet de contrôler les flux de puissance dans le réseau.
- Compensateurs hybrides (série-parallèle) : Ces systèmes combinent les fonctions des compensateurs parallèles et en série, permettant une flexibilité accrue dans la gestion de la puissance réactive et le contrôle de l'impédance.

### **II.6.2.4. Dispositifs FACTS Shunt**

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

#### **a. Compensateur statique de puissance réactive SVC**

Le SVC, ou Compensateur Statique de Var, est constitué d'une combinaison de dispositifs tels que TCR (Thyristor Controlled Reactor), TSC (Thyristor Switched Capacitor), bancs de capacités fixes, et filtres d'harmoniques. Selon l'IEEE, le SVC est défini comme un générateur ou un absorbeur statique d'énergie réactive, connecté en shunt, dont la sortie est modulée en courant capacitif ou inductif pour contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, principalement la tension aux nœuds.

le SVC a été le premier dispositif FACTS à répondre aux besoins de stabilisation de la tension, notamment en raison des fluctuations dues à des charges industrielles variables, comme celles des laminoirs et des fours à arc. Les SVC sont considérés comme des dispositifs de première génération parmi les FACTS, utilisant des thyristors classiques qui ne peuvent être commandés qu'à l'amorçage [68].

La caractéristique statique du SVC présente trois zones distinctes :

- Zone de capacité uniquement : où seules des capacités sont connectées au réseau.
- Zone de réglage : où l'énergie réactive est une combinaison de TCR et de TSC.
- Zone de butée de réglage : où le TCR fournit son énergie maximale et les condensateurs sont déconnectés.

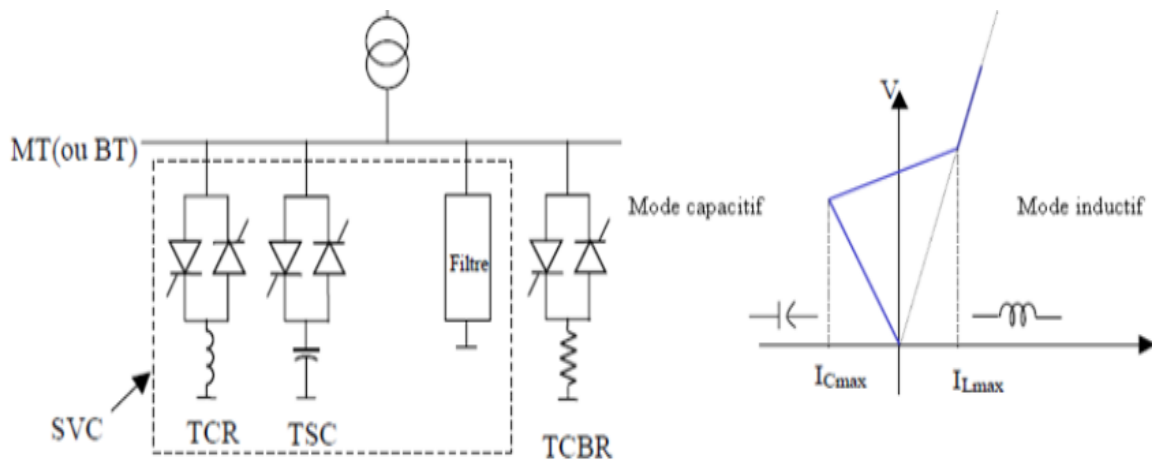


Figure II-6 : a) - Schéma du SVC et TCBR. b) - Caractéristique d'un SVC.

**b. Compensateur statique synchrone (STATCOM)**

Le STATCOM, ou Compensateur Statique Synchrone, est défini par l'IEEE comme un générateur synchrone agissant comme un compensateur parallèle d'énergie réactive, dont le courant capacitif ou inductif peut être contrôlé indépendamment de la tension du réseau.

Classé parmi la deuxième génération de dispositifs FACTS, le STATCOM est l'équivalent statique d'une machine synchrone classique fonctionnant comme compensateur, mais sans inertie. Son utilisation principale réside dans la compensation dynamique des réseaux électriques, où il joue un rôle crucial pour maintenir la tension, améliorer la stabilité en régime transitoire et amortir les oscillations de puissance [54].

Grâce à sa capacité de réponse rapide, le STATCOM contribue efficacement à la régulation de la tension dans les systèmes électriques, en s'adaptant aux variations de charge et en apportant une réponse agile lors d'événements transitoires.

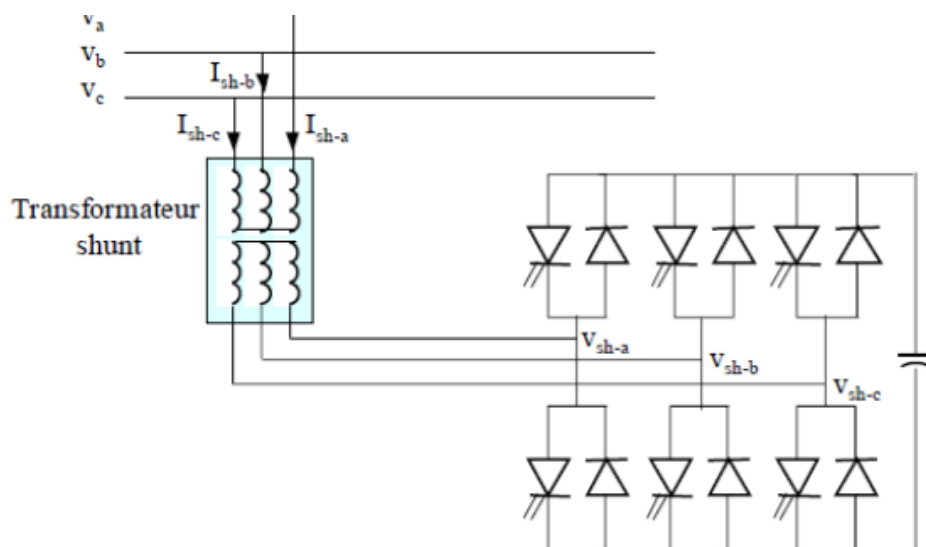


Figure II-7: Schéma de base de STATCOM.

L'un des principaux avantages du STATCOM est sa capacité à échanger de l'énergie, qu'elle soit inductive ou capacitive, en utilisant uniquement une inductance. Contrairement au SVC, ce dispositif ne comporte pas d'élément capacitif susceptible de provoquer des résonances avec les composants inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est illustrée à la (Figure II-8). De plus, le STATCOM peut fournir un courant constant significatif même en cas de diminution de la tension  $V$ , ce qui le rend particulièrement efficace pour maintenir la stabilité du réseau dans des conditions variables.

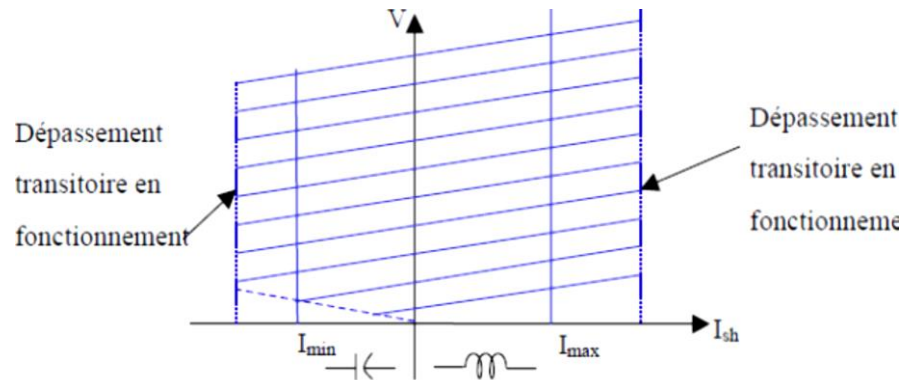


Figure II-8 : Caractéristique de STATCOM.

#### II.6.2.5. Dispositifs FACTS Série

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

##### a. Compensateur série commutée par thyristor (TSSC)

Le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) est défini par l'IEEE comme un compensateur capacitif constitué de plusieurs condensateurs disposés en série, chacun étant contrôlé par un commutateur de thyristor. Cette configuration permet une compensation par paliers.

Le compensateur série commuté par thyristor TSSC est le premier dispositif de la famille des compensateurs série. Il est composé de plusieurs capacités montées en série, avec chaque condensateur étant shunté par une valve à thyristors installée en parallèle. Cette conception permet de moduler la compensation de manière précise, améliorant ainsi la performance du réseau électrique en régulant la réactance série et en optimisant la transmission de puissance [55].

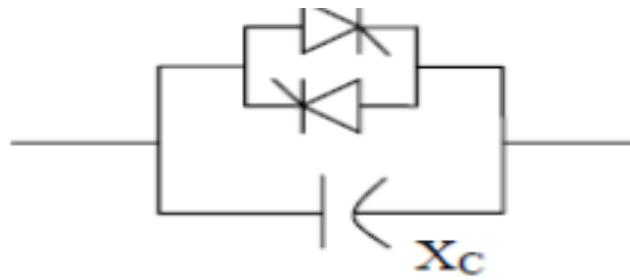


Figure II-9 : Schéma de base de TSSC.

### b. Compensateur série commandée par thyristor (TCSC)

IEEE définit le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) comme un compensateur à réactance capacitive qui se compose d'une série de condensateurs couplés en parallèle avec des inductances, toutes contrôlées par des thyristors. Cette configuration permet d'assurer une variation continue et homogène de la réactance capacitive. Le TCSC offre ainsi une compensation flexible, pouvant osciller entre 20 % inductive et 80 % capacitive, ce qui contribue à améliorer la stabilité et l'efficacité du réseau électrique[56].

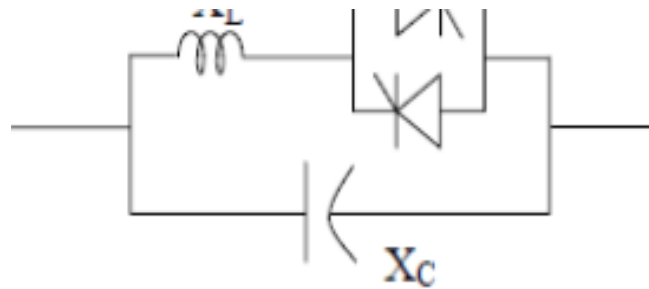


Figure II-10 : Caractéristique de TCSC.

### II.6.2.6. Dispositifs FACTS Série parallèle (hybride)

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

#### a. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)

UPFC (Unified Power Flow Controller) est un dispositif clé dans la gestion moderne des réseaux électriques. Selon l'IEEE, il se définit comme une combinaison de deux dispositifs : un STATCOM (compensateur statique synchrone) et un SSSC (compensateur série synchrone), interconnectés par une liaison à courant continu. Cette configuration unique permet un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM, offrant ainsi une flexibilité et un contrôle amélioré[57].

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension.
- Contrôle de flux de puissance active et réactive.
- Amélioration de la stabilité.
- Limitation des courants de court-circuit.
- Amortissement des oscillations de puissance.

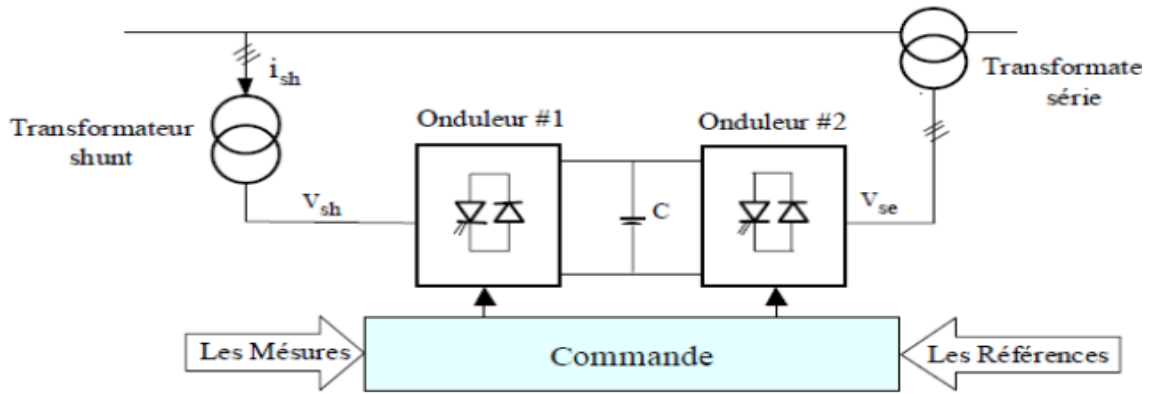


Figure II-11 : Schéma de base de l'UPFC.

II.7. Comparaison entre les systèmes FACTS au point de vue efficacité technique

Tableau II-1: Comparaison des systèmes FACTS en termes d'efficacité technique

les problems	Les systèmes FACTS					
	Shunt		Série		Hybride	
	SVC	STATCOM	SSSC	TCSC	IPFC	UPFC
Le Contrôle de la tension (état statique)	++	++	++	+	+	+
Le Contrôle de la tension (état dynamique)	++	++	++	+	+	+
La stabilité Statique	++	++	-	-	-	+
La stabilité dynamique	++	++	-	-	-	+
Amortissement de l'oscillation de puissance	++	++	++	++	+	++
L'écoulement de courant de défaut	+	+	++	++	++	++
Limitation du courant de défaut	-	-	-	-	+	+

++: Très bien , +: Satisfaisant, -: Non approprié

Les systèmes FACTS (Systèmes de Transmission AC Flexibles) renforcent la stabilité ainsi que la gestion des flux d'énergie dans les réseaux électriques. Leur évaluation en termes d'efficacité technique repose sur des critères tels que la régulation de la tension, la rapidité de la réponse aux perturbations et la diminution des pertes d'énergie. Le tableau ci-dessous illustre une comparaison des divers systèmes FACTS selon ces critères[58][59].

## II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré les notions fondamentales concernant la stabilité des systèmes électriques, en commençant par définir ce qu'est la stabilité et en précisant ses différentes catégories, comme la stabilité statique et transitoire, ainsi que les éléments qui peuvent l'influencer. Nous avons également analysé les approches et les techniques employées pour évaluer la stabilité de ces systèmes électriques. En outre, ce chapitre traite des stratégies visant à renforcer cette stabilité, notamment l'utilisation de technologies de contrôle avancées et l'intégration de systèmes de transmission d'énergie flexibles (FACT).

---

***Chapitre III :***  
***Modélisation et simulation de***  
***system hybride de Kaberten***

---

# Chapitre III

## Modélisation et simulation de system hybride de Kaberten

---

---

### III.1. Introduction

La modélisation et la simulation du réseau électrique hybride de la région de Kaberten dans la wilaya d'Adrar, intégrant différentes sources d'énergie renouvelable comme l'énergie photovoltaïque et éolienne, associées à des turbines à gaz, représentent une étape essentielle dans l'analyse de la stabilité de ce système. Ce processus permet d'explorer le comportement du système sous diverses conditions de fonctionnement, afin de mieux comprendre les impacts des variations de charge et la diversité des sources d'énergie sur sa stabilité et son efficacité.

Dans ce chapitre, nous envisageons de présenter les composants du réseau de distribution électrique de Kaberten, en parallèle avec la modélisation et la simulation des diverses sources grâce aux outils MATLAB/Simulink/Simpower, Pour chaque unité de production, un modèle de simulation a été conçu séparément, puis un modèle complet du système a été réalisé, intégrant l'ensemble des éléments du réseau hybride et les divers dispositifs de contrôle.

### III.2. Réseau électrique de l'Algérie

Le réseau électrique en Algérie est organisé en plusieurs niveaux de tension, débutant par la génération d'électricité à environ 11 kV au sein des centrales thermiques et hydrauliques. Cette tension est ensuite augmentée à 220 kV grâce à des transformateurs, afin de minimiser les pertes durant le transport sur de longues distances. Géré par le GRTE, le réseau de transport relie différentes régions et abaisse la tension à 125 kV, puis à 90 ou 63 kV avant d'atteindre les utilisateurs. La distribution est effectuée par Sonelgaz Distribution, avec un réseau HTA (30 kV) qui alimente des postes publics et privés, et un réseau BTA (400 V) qui dessert des consommateurs à faible puissance. Cette organisation permet de répondre efficacement à l'augmentation des besoins énergétiques tout en assurant la fiabilité du système électrique en Algérie.

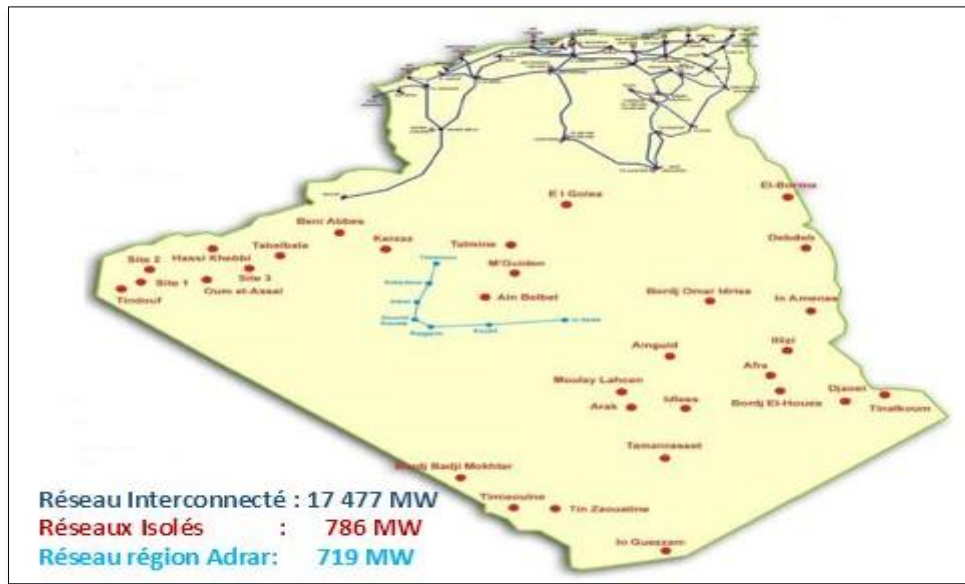


Figure III-1: Réseau algérien d’électricité (2016)[60].

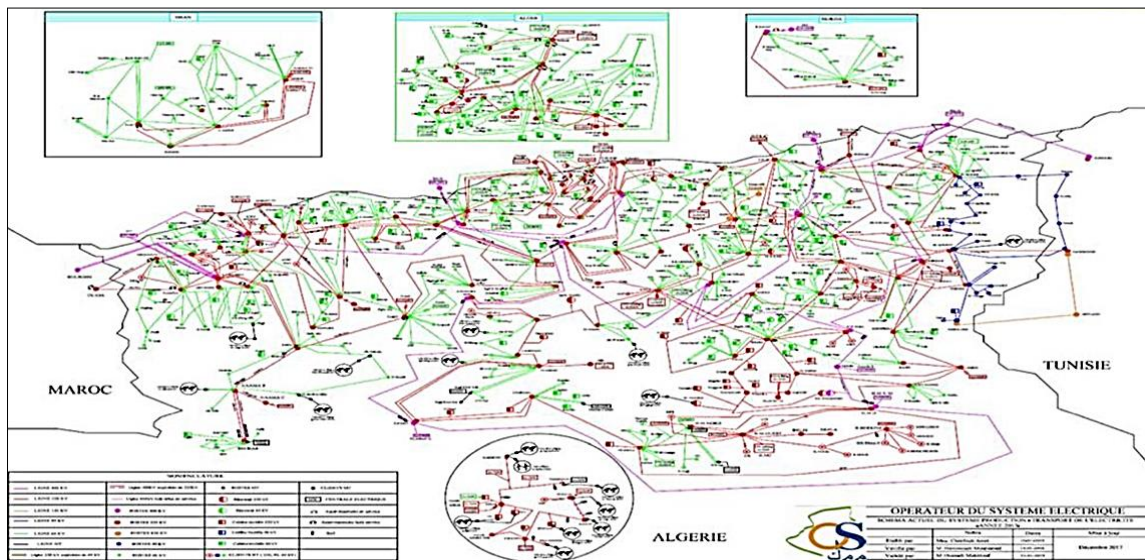


Figure III-2 : Réseau interconnectée de nord algérien d’électricité (2016).

La Figure III.1 présente le Réseau électrique algérien en 2016, et la Figure III.2 montre une carte des réseaux interconnectés en Algérie. Dans notre étude, nous concentrons notre attention sur l'évaluation de la stabilité du réseau électrique dans la région d'Adrar, particulièrement dans la zone connue sous le nom de Kaberten, qui présente une combinaison de sources d'énergie hybrides, telles que le photovoltaïque, l'éolien et les turbines à gaz.

### III.3. Les gammes de tensions des réseaux électriques en Algérie

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

Tableau III-1: Les Gammes de Tension du Réseau Électrique en Algérie

Réseau de transport	Réseau de repartition	Réseau de distribution
-400 kV pour les longues distances et 220/225 kV pour le transport régional.	90 kV / 63 kV : alimente les grandes industries et les postes de transformation.	- 30 kV / 20 kV : pour certains grands consommateurs. -400 V / 230 V : Fourniture d'électricité aux clients domestiques.

### III.4. Gestionnaire d'électricité dans l'Algérie (Sonelgaz)

Le groupe Sonelgaz constitue le premier fournisseur d'énergie électrique et gazière en Algérie, jouant un rôle clé dans l'économie du pays. Avec une équipe expérimentée, il fournit de l'électricité à plus de 8 millions de foyers et du gaz naturel à 4,5 millions de consommateurs, atteignant un taux d'électrification de plus de 99 % et une couverture du gaz de 55 % [30]. Sonelgaz regroupe actuellement 14 filiales détenues à 100 % et plusieurs participations. Cette restructuration s'inscrit dans le cadre de la loi n° 02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, qui a conduit à une réorganisation majeure du secteur énergétique algérien. Initialement, Sonelgaz avait créé plusieurs filiales spécialisées pour optimiser la gestion de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Cependant, dans un souci d'efficacité et de rationalisation, leur nombre a été réduit de 26 à 14 en 2022. Parmi les principales entités résultant de cette restructuration figurent Sonelgaz-Production de l'Électricité (anciennement SPE), Sonelgaz-Énergies Renouvelables (ex-SKTM) et Sonelgaz-Transport de l'Électricité (ex-GRTE), qui jouent un rôle essentiel dans le développement et la modernisation du réseau électrique algérien.

### III.5. Réseau pole d'adrar PIAT (Pôle In Salah-Adrar-Timimoun)

Le réseau PIAT (Pôle In Salah-Adrar-Timimoun) constitue un système électrique indépendant du réseau national. Il se compose de sept centrales photovoltaïques d'une puissance totale de 53 MW, d'une centrale éolienne de 10,2 MW, ainsi que de cinq centrales thermiques classiques qui totalisent 562 MW. Ces dernières fonctionnent principalement avec du gaz naturel, avec une utilisation exceptionnelle de gasoil en cas de difficultés d'approvisionnement. Le pôle est relié par un réseau de 220 kV qui connecte In Salah à Timimoun en passant par Aoulef et Adrar, alimenté principalement par des centrales à turbine à gaz, photovoltaïques et éoliennes. En tant que zone économique majeure, le PIAT nécessite l'engagement des filières de Sonelgaz pour garantir la sécurité du réseau et améliorer

la qualité du service pour les clients. La gestion et la maintenance du réseau haute et très haute tension de ce pôle autonome sont assurées par le gestionnaire de réseau électrique GRTE d'Adrar[61].



Tableau III-2 : Architecteur de réseaux électrique PIAT.

Tableau III-3 : Production pôle d’Adrar

Unités thermiques de production:Centrales Thermiques (turbine à gaz)	Nombre du groupe	Puissance nominale installée
Adrar	10	186 MW
Zaouiet Kounta	08	160 MW
In-Saleh	04	96 MW
Timimoune	04	80 MW
Kabertane	02	40 MW
Totale	28	562 MW

### III.6. Les énergies renouvelables dans le réseau PIAT

Le réseau électrique PIAT connaît une transition significative vers l'intégration des énergies renouvelables, visant à améliorer la durabilité énergétique et à satisfaire les besoins d'une population en croissance. Les régions désertiques, réputées pour leur climat favorable, sont particulièrement adaptées à la production d'énergie solaire grâce à un ensoleillement abondant tout au long de l'année. En intégrant des installations solaires au sein du réseau électrique, l'Algérie cherche à diminuer sa dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles traditionnels et à exploiter ses ressources naturelles en abondance. À Ain Salah, Adrar et Timimoun, des projets ambitieux ont été lancés pour établir des centrales photovoltaïques, certaines étant couplées à des projets éoliens, afin de développer des solutions durables pour la production d'électricité. Ces initiatives s'inscrivent dans une stratégie algérienne plus globale visant à accroître la part des énergies renouvelables dans son mix énergétique

national[62]. Pour plus de détails sur la configuration de PIAT, veuillez-vous référer au schéma présenté en Annexe A.

Tableau III-4: Production PV PIAT

Année	Mise en service	Totale en exploitaion
2015	PV ADRAR 20 MW <sub>c</sub>	23 MW <sub>c</sub>
	PV KABERTENE 03 MW <sub>c</sub>	
2016	PV REGGNE 05 MW <sub>c</sub>	30 MW <sub>c</sub>
	PV IN SALEH 05MW <sub>c</sub>	
	PV AOULEF 05 MW <sub>c</sub>	
	PV TIMIMOUNE 09 MW <sub>c</sub>	
	PV ZAOUIT KOUNTA 06 MW <sub>c</sub>	
Totale		<b>53 MW<sub>c</sub></b>

Tableau III-5: Production éolienne PIAT.

Centrale	Technologie	N°Eolienne	Tension injection	Puissance installée
Kabertene	Générateur Asynchrone à Double Alimentaions (GADA)	12	30 KV	10.2 MW

### III.7. Présentation de réseau test (réseau de kaberten)

Le réseau de distribution de la région de Kaberten (72 km au nord d'Adrar – Algérie) est un modèle approprié pour étudier les systèmes électriques hybrides, car il combine des centrales électriques conventionnelles avec des sources d'énergies renouvelables. Il contient deux types de sources d'énergies renouvelables : la première est une centrale photovoltaïque et la seconde est basée sur l'énergie éolienne, d'une capacité respective de 3 et 10 mégawatts. Les deux générations décentralisées sont connectées à un réseau de distribution moyenne tension de 30 kV, en plus d'une centrale électrique conventionnelle d'une capacité de 40 MW. Six (6) charges sont connectées au réseau de distribution : AGRICUL, BENTALHA, ARRAIAN RAS, METARFA, O. MAHMOUD et TINLKIN ; les valeurs de ces charges sont respectivement de 1,09 MVA, 4,20 MVA, 4,46 MVA, 2,90 MVA, 4,21 MVA et 4,36 MVA, telles qu'enregistrées le 17 juillet 2021. Six (6) lignes d'alimentation relient ces charges au jeu de barres principal du réseau et la tension est de 30 KV. Les centrales d'énergies renouvelables injectent leur production directement dans le jeu de barres principal de 30 kV du réseau de distribution de Kaberten.



Figure III-3: Vue satellite du réseau électrique étudié

### III.8. Station photovoltaïque de kaberten

La centrale photovoltaïque de Kaberten, située à 72 km au nord d'Adrar en Algérie, se compose de trois champs de 1 MW chacune, totalisant ainsi une capacité de 3 MW. Chaque champ est subdivisé en deux sous-champs interconnectés, chacun relié à un transformateur élévateur à trois enroulements de 1,25/0,630/0,630 MVA, utilisant deux onduleurs de 500 kW. Ce transformateur élève la tension de production de 0,315 kV à 30 kV avant de l'injecter dans le réseau de distribution à 30 kV. Les panneaux solaires utilisés sont des YL245P-29b en silicium polycristallin, fabriqués par YINGLI SOLAR, tandis que les onduleurs sont de type SG1000TS fabriqués par SUNGROW.

Tableau III-6:Présentation numérique de la centrale

Puissance Totale Centrale	3000 kWc
Puissave d'un champ	1003 kWc
Nombre de champ	3
Nombre Totale des modules de la centrale	12276(panneaux)
Nombre des modules d'un champs	4092(panneaux)
Surfaces Totales des Modules	6644 m <sup>2</sup>

Les panneaux composés de silicium polycristallin sont fabriqués à partir de blocs de silicium cristallisé comprenant plusieurs cristaux. Un de leurs avantages est le coût de production, qui est généralement inférieur à celui des panneaux en silicium monocristallin. Dans la centrale de kaberten, les panneaux photovoltaïques utilisés sont de type polycristallin, notamment ceux de la marque YINGLI SOLAR, un fabricant chinois réputé dans ce secteur. Pour des informations supplémentaires sur le panneau solaire YL245P-29b installé dans la centrale photovoltaïque de Kaberten, veuillez-vous référer à l'annexe 01.



Figure III-4: La centrale photovoltaïque de kaberten

Différents locaux de la centrale sont :

- Salle de commande
- Salle des auxiliaires
- Les onduleurs
- Les locaux électriques BT et HTA
- Les transformateurs de puissance
- Poste de garde
- Poste d'évacuation.

### III.8.1. Modélisation et simulation d'un sous champ (0.5MW) de station PV

#### III.8.1.1. Générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque consiste en un ensemble de cellules photovoltaïques connectées en série ou en parallèle pour obtenir les caractéristiques électriques souhaitées, telles que puissance, courant et tension. Ces cellules, lorsqu'elles sont exposées à la lumière, génèrent de l'énergie électrique continue grâce à un phénomène physique appelé effet photovoltaïque[63]. Le courant produit est proportionnel à l'intensité lumineuse, avec une tension à circuit ouvert variant entre 0,5 V et 0,6 V et une puissance maximale d'environ 1,5 W, ce qui n'est pas suffisant pour alimenter des charges

nécessitant une puissance plus élevée. Pour répondre à ces besoins, il est nécessaire d'associer plusieurs cellules pour former des modules photovoltaïques. Plusieurs de ces modules constituent ce que l'on appelle un panneau solaire, et l'ensemble de plusieurs panneaux sur un même site forme un champ photovoltaïque. Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque inclut un générateur de courant ( $I_{ph}$ ) proportionnel à l'intensité lumineuse, une diode modélisant la jonction P-N, ainsi que deux résistances : la résistance série ( $R_s$ ) représentant les résistances de contact et la résistance du semi-conducteur, et la résistance parallèle ( $R_p$ ) caractérisant le courant de fuite dû aux imperfections de la jonction P-N et aux impuretés.

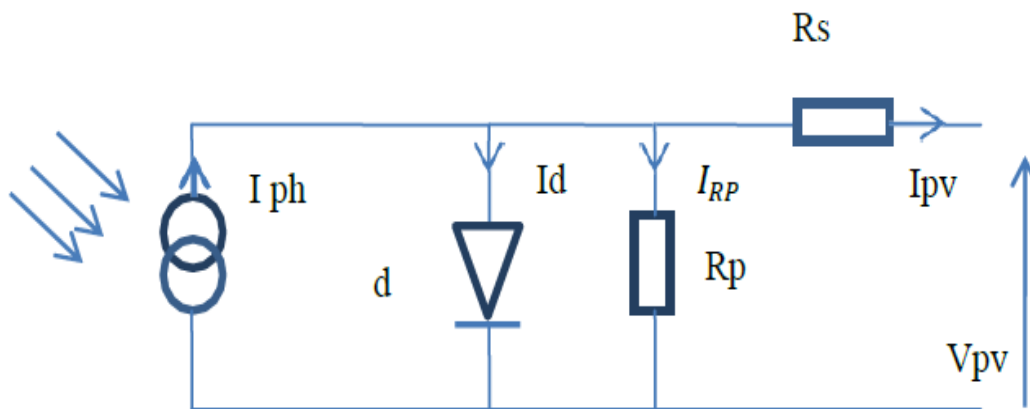


Figure III-5 : Circuit équivalent d'une cellule PV photovoltaïque

Où

$I_{ph}$  : Photo - courant ( A ) ;

$I_s$  : Courant de saturation de la diode en inverse ( A ) ;

$V_{pv}$  : Tension aux bornes de la cellule ( V ) ;

$I_{pv}$  : Courant généré par la cellule ( A ) ;

$R_s$ : Résistance série de la cellule (  $\Omega$  ) ;

$R_p$  : Résistance parallèle (  $\Omega$  ) ;

Ce module délivre une puissance crête de 245Wc avec une tension max  $V_{mp}$  de 29.6 V et un courant  $I_{mp}$  de 8.28 A, tension circuit ouvert de 37.5 V et un courant de court-circuit de 8.83A.

Le nombre total des modules dans la station est donner par :

$$N_{t\_module} = \frac{P_{t\_station}}{P_{module}} \tag{III. 1}$$

$$N_{t\_module} = \frac{3000\text{ kw}}{245\text{ w}} = 12244\text{ module} \tag{III. 2}$$

Le nombre de module par sous champs

$$N_{module\_sch} = \frac{12244}{6} = 2040\text{ module} \tag{III. 3}$$

Le nombre de modules PV connectés en série  $N_s$  est parallèle  $N_p$  déterminé comme suit :

$$V_{mp} * N_s = 29.2 * 12 = 355.2 V \tag{III. 4}$$

$$I_{mp} * N_p = 8.28 * 170 = 1407 A \tag{III. 5}$$

Où :

$N_{t\_module}$  : nombre totale de module par sous champ

$P_{t\_station}$  : puissance totale de station de kaberten

$P_{module}$  : puissance de module

$N_{module\_sch}$  : nombre de module par sous champ

$N_s$  : nombre de module raccordée en série

$N_p$  : nombre de module raccordée en parallèle

### III.8.1.2. Caractéristique courant-tension/ puissance-tension

Le panneau photovoltaïque est une source de puissance à cause de la difficulté de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension représenté dans la Figure III-6.

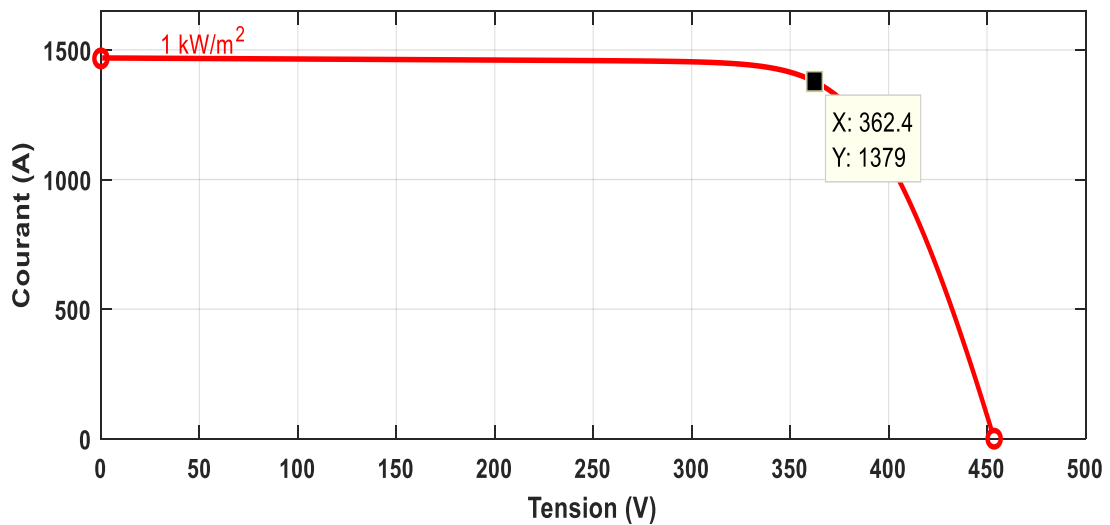


Figure III-6 : Caractéristique courant-tension d'un sous-champ de station

Figure III-7 représente la caractéristique Puissance-tension d'un module photovoltaïque. On remarque que la courbe présente deux parties séparées par le point de puissance maximale, la puissance chute rapidement après ce point ce qui nécessite le fonctionnement du GPV près de ce point pour avoir un rendement optimal.

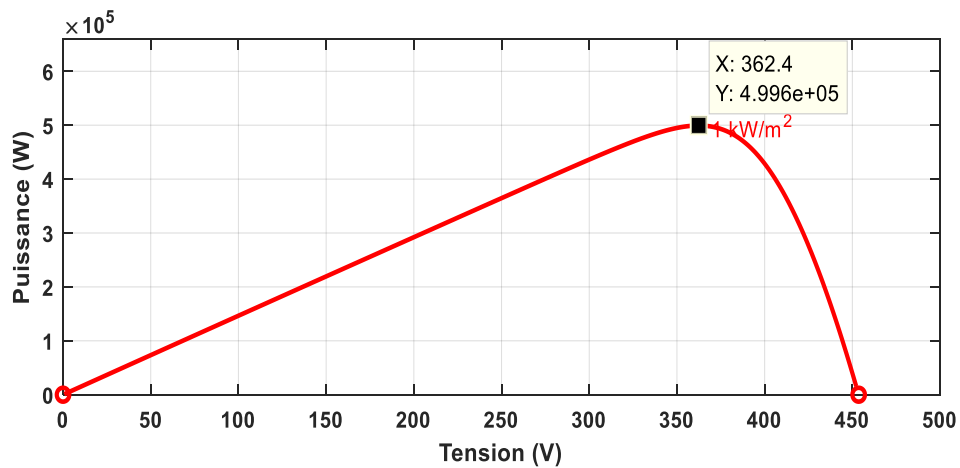


Figure III-7: Caractéristique courant-tension d'un sous-champ de station

### III.8.1.3. Convertisseur DC-DC

Le système photovoltaïque est construit selon une configuration à deux étages, Le convertisseur DC-DC qui est un convertisseur Boost dans ce modèle, assure le contrôle du suivi du point de puissance maximal et relié à une charge avec une tension d'entrée  $V_{mp} = 362.4V$ .

Comme la cellule solaire est une source de courant, un condensateur  $C_{pv}$  de 4700 uF (ajustable), calculé à l'aide de l'équation 1, est connecté en parallèle à la sortie du générateur PV, agissant comme source de tension pour le convertisseur élévateur.

Figure III-8 montre un convertisseur élévateur. La technique Perturb and Observe est utilisée pour extraire l'énergie d'un générateur.

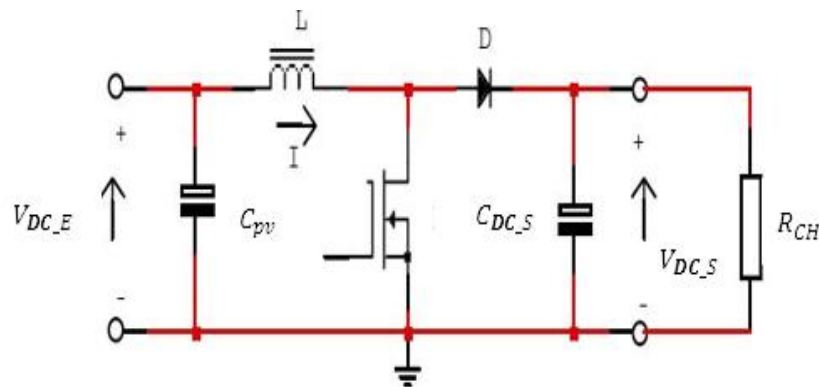


Figure III-8: circuit électrique d'un convertisseur DC-DC (Boost)

#### a. Détermination de l'inductance de la bobine (L)

L'équation (III. 6) donne l'expression de l'inductance de la bobine de convertisseur BOOST (L)

$$L = \frac{V_{DC\_E}(V_{DC\_S}-V_{DC\_E})}{\Delta I L \times f_s \times V_{DC\_S}} = \frac{362.4(840-362.4)}{\Delta I L \times 5000 \times 840} \tag{III. 6}$$

Avec :

$V_{DC\_E}$  = : tension d'entrée du convertisseur DC-DC= 362.4V

$V_{DC\_S}$  = : tension de sortie du convertisseur DC-DC=840 V

$f_s$  : est la fréquence de commutation du convertisseur BOOST qui est choisi 5 kHz.

$\Delta IL$  : est le courant d'ondulation qui est estimé en utilisant (13 % du courant total).

$$\Delta IL = 0.13 \times I_{DC\_S} \frac{V_{DC\_S}}{V_{DC\_E}} = 0.13 \times 1379 \frac{840}{362.4} = 415.52 A \quad (III. 7)$$

### b. Calcul de capacité (C<sub>PV</sub>)

Le choix de la valeur de la capacité C<sub>PV</sub> dépend de la tension de sortie et peut s'écrire dans l'équation

$$C_{pv} = \frac{D \times V_{pv}}{4 \Delta V_{pv} \times f_s^2} = \frac{0.56 \times 362.4}{4 \times 36.24 \times 5000^2} = 5.6e - 8 F \quad (III. 8)$$

Avec

$\Delta V_{pv}$  : Tension d'ondulation de sortie estimée

D : rapport Cyclique

Le rapport Cyclique D du convertisseur BOOST est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$D = 1 - \frac{V_{DC\_E}}{V_{DC\_S}} = 1 - \frac{362.4}{840} = 0.56 \quad (III. 9)$$

### c. Calcul de capacité de sortie (C<sub>DC\_S</sub>)

L'équation (III. 10) donne l'expression de capacité de sortie du convertisseur BOOST(C<sub>DC\_S</sub>)

$$C_{DC\_S} = \frac{P_{pv}}{2\omega \times V_{DC\_S} \times \Delta V} = \frac{0.5 \times 10^6}{2 \times 3.14 \times 840 \times 84} = 1.12 F \quad (III. 10)$$

Avec

P<sub>PV</sub> : est la puissance nominale des modules PV = 0.5 MW

$V_{DC\_S}$  : tension de sortie du convertisseur DC-DC= 840 V

$\omega$  : 3.14rad/s

$\Delta V$  = 10%.

### d. Calcul de la résistance de charge (R<sub>CH</sub>)

Pour une puissance nominale des modules PV = 0.5 MW et une tension de sortie du convertisseur

$V_{DC\_S}$  = 840 V la résistance de charge est donnée la relation (III. 11)

$$R_{CH} = \frac{V_{DC\_S}^2}{P_{pv}} = \frac{840^2}{0.5 \times 10^6} = 1.41 \Omega \quad (III. 11)$$

e. Simulation du convertisseur BOOST

Afin de simuler le bon fonctionnement du boost avec les composants calculés précédemment, une simulation de celui-ci sur l'environnement Matlab Simulink, avec une tension d'entrée  $V_{DC\_E} = 362.4V$ , et une tension de sortie  $V_{DC\_S} = 840V$ .

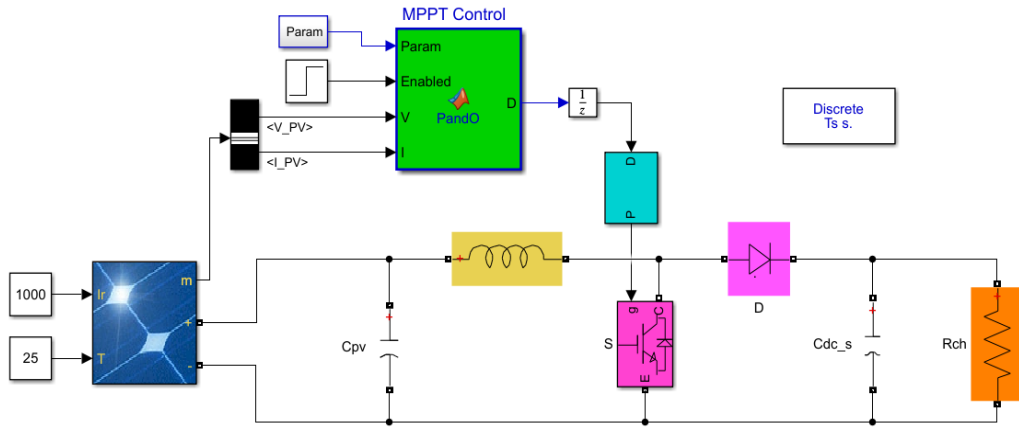


Figure III-9: Simulation du convertisseur BOOST

La tension de sortie  $V_{DC\_S}$  est montrée sur la figure Figure III-12, elle est bien régulée à sa valeur de référence qui est de 840V même lors de variations des conditions environnementales, ainsi que le courant  $I_{DC}$  et la puissance photovoltaïque  $P_{pv}$  à la sortie de convertisseur DC-DC elle sont correspondants respectivement leur valeur de référence qui est égale 1379 A et 0.5 MW.

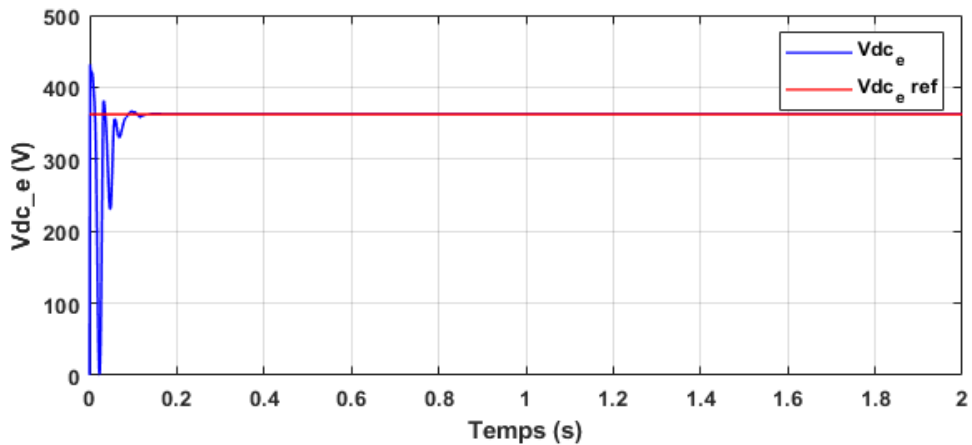


Figure III-10: La tension d'entrée au convertisseur DC-DC

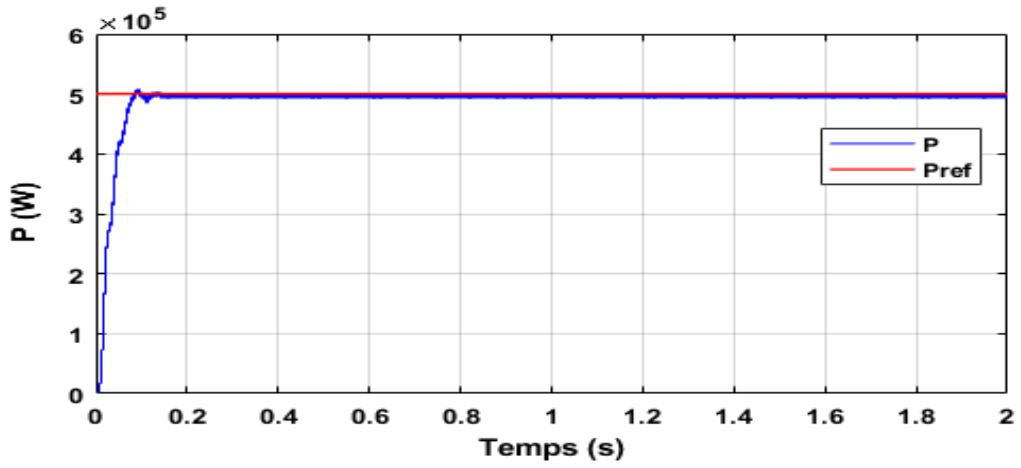


Figure III-11: La puissance d'un sous champ

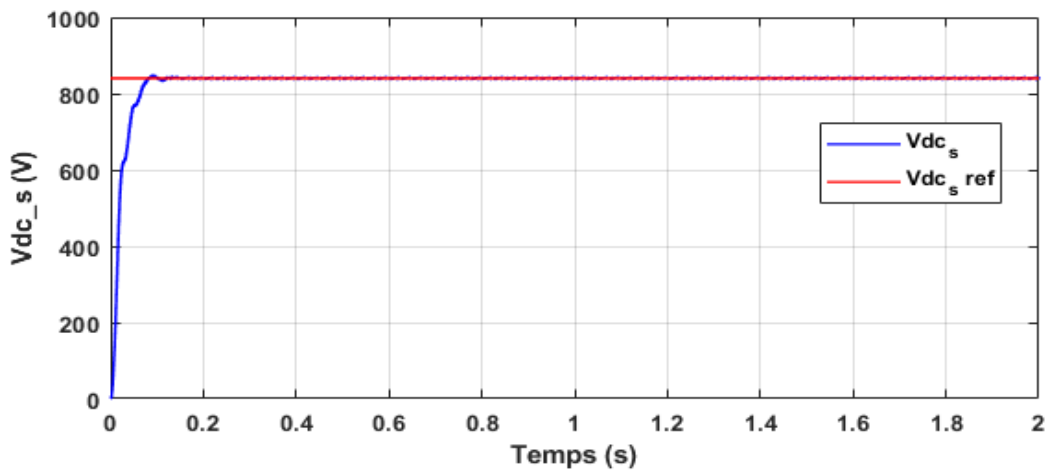


Figure III-12: La tension sortant de convertisseur DC-DC

**III.8.1.4. Convertisseur DC-AC**

L'onduleur utilisé dans notre système est un convertisseur de tension à pont à trois niveaux (VSC) qui fournit une alimentation alternative fiable à partir de la sortie continue du convertisseur élévateur.

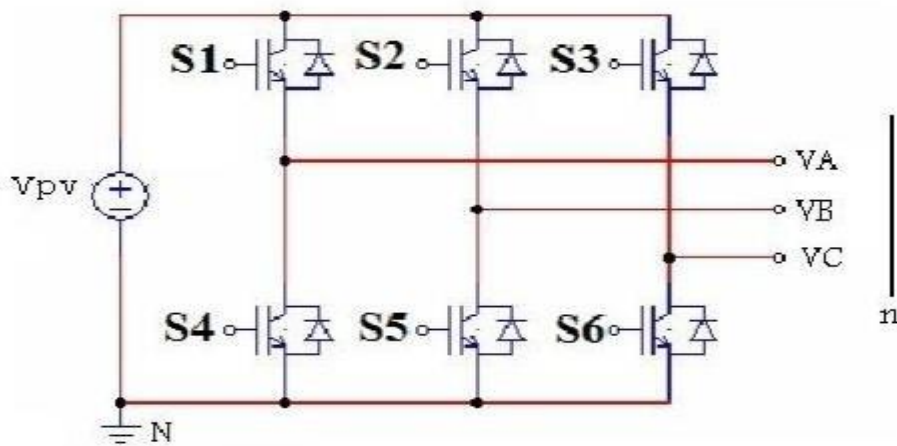


Figure III-13: Convertisseur de tension à pont à trois niveaux (VSC)

**a. Contrôle appliqué à l'onduleur**

Le système de contrôle du VSC comporte deux boucles : l'une est une boucle externe qui assure la régulation de la tension du bus continu à  $\pm 840$  V, tandis que l'autre, interne, gère les courants de réseau Id et Iq, représentant respectivement les composants de courant actif et réactif. La référence de courant Id provient de la sortie du contrôleur de la boucle externe, alors que la référence de courant Iq est maintenue à zéro afin de garantir un facteur de puissance unitaire. Ensuite, le contrôleur de courant convertit les sorties de tension Vd et Vq en trois signaux modulés Uabc\_ref, ce qui alimente le générateur PWM.

Le système de contrôle utilise la boucle à verrouillage de phase (PLL) pour déterminer l'angle de phase, la fréquence de la tension du réseau, ainsi que sa synchronisation avec la tension de l'onduleur. La Figure III-14 fournit l'organigramme de contrôle de l'onduleur.

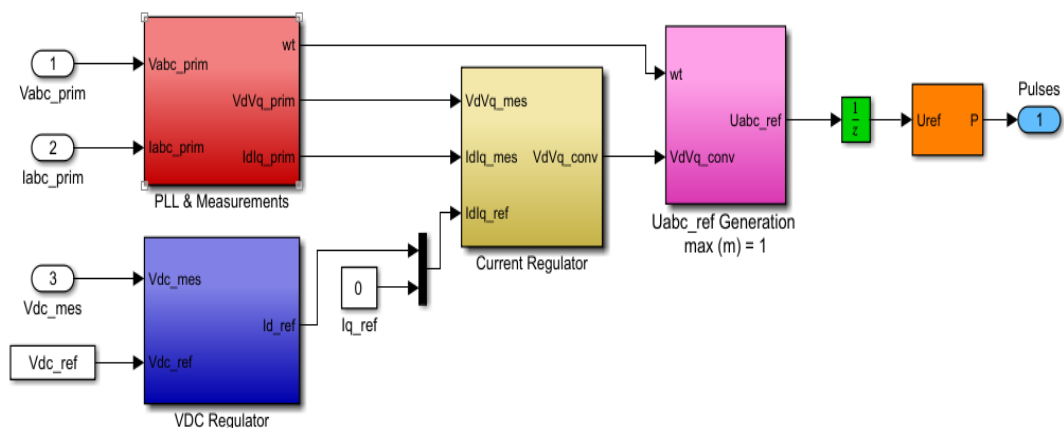


Figure III-14: Organigramme de contrôle de l'onduleur

**III.8.1.5. Filtre LCL**

Le filtre LCL est utilisé pour interconnecter l'onduleur avec le réseau. Puisque l'onduleur est basé sur des dispositifs de commutation et des signaux de synchronisation sous forme d'impulsions doivent être fournis pour les commutateurs, le courant de sortie peut contenir des perturbations harmoniques significatives avec tendance à réduire la qualité de puissance. Les valeurs des composants de ce filtre telle que l'inductance côté onduleur L1, l'inductance côté réseau L2 la capacité du filtre C et la résistance à l'amortissement Rd.

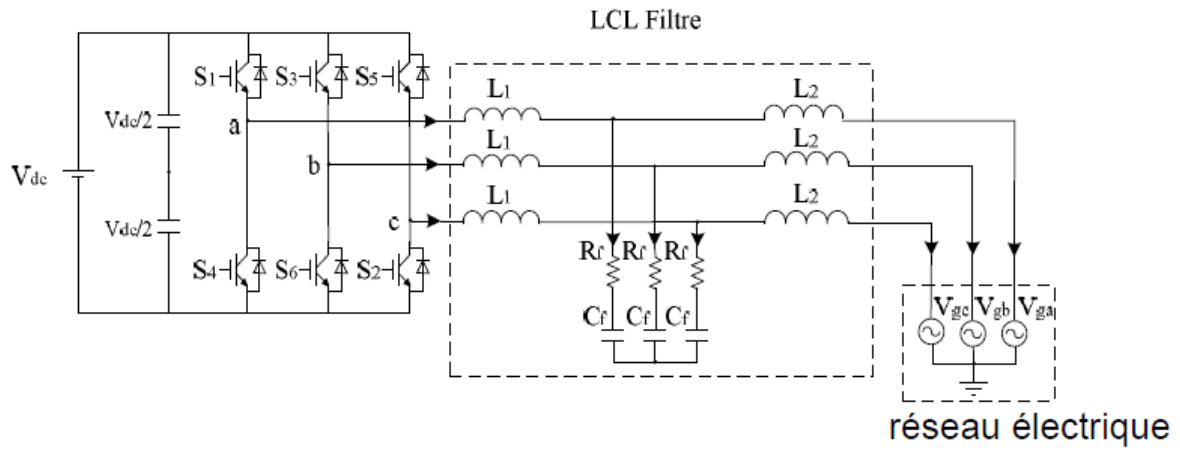


Figure III-15: Filtre LCL

$$L_1 = \frac{V_{DC} s}{16 \times f_s \times \Delta L} = \frac{840}{16 \times 20000 \times 224.47} = 116 \mu H \tag{III. 12}$$

Avec :

$f_s$  : est la fréquence de commutation de l'onduleur = 20kHz,

$\Delta L$  : est l'ondulation de courant de l'inducteur qui est choisi pour être 10% du courant de phase et peut être calculé en utilisant

$$\Delta L = 0.1 \frac{\sqrt{2} \times P}{V_{PHR}} = 0.1 \frac{\sqrt{2} \times 0.5 \times 10^6}{315} = 224.47 A \tag{III. 13}$$

Avec :

$P$  : est la puissance nominale du système par phase

$V_{PHR}$  : est la tension monophasée de réseau = 315 V

En peut déduire la valeur de l'inductance cotée réseau à partir de la valeur de  $L_1$

$$L_2 = r \times L_1 = 0.6 \times 116 = 69,6 \mu H \tag{III. 14}$$

Avec :

$r=0.6$  : le facteur entre  $L_1$  et  $L_2$

Le condensateur de filtre  $C_f$  avec sa valeur minimale est calculé comme suit :

$$C_f = 0.05 \frac{P}{\omega_R \times V_{PHR}^2} = 0.05 \frac{0.5 \times 10^6}{314 \times 315^2} = 0.0008 H \tag{III. 15}$$

Pour augmenter la performance du filtre, on ajoute une résistance d'amortissement en série avec le condensateur du filtre LCL, il obtenu par l'équation (III. 16)

$$R_\alpha = 0.05 \frac{P}{\omega_R \times V_{PHR}^2} = 0.05 \frac{0.5 \times 10^6}{314 \times 315^2} = 0.0008 H \tag{III. 16}$$

III.8.1.6. Simulation d'un sous-champ (0.5 MW)

Une fois que nous avons terminé la modélisation et le dimensionnement des différentes parties d'un sous-champ de la station photovoltaïque, nous passons maintenant à la simulation du système avec MATLAB/Simulink/Simpower.

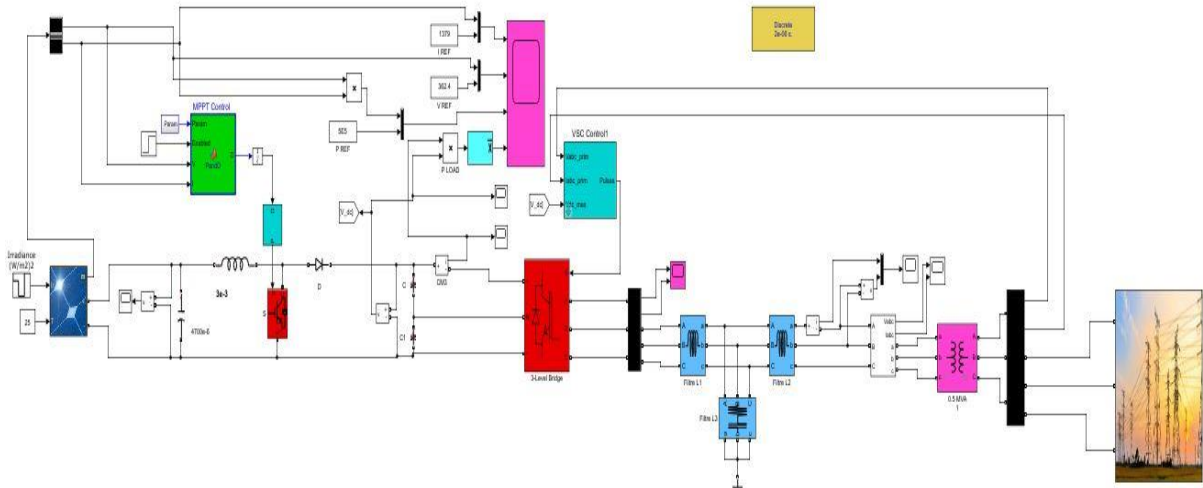


Figure III-16: Simulation d'un sous champ (0.5 MW)

Les figures ci-dessous représentent les données générées par le système photovoltaïque (PV). Ils mettent en évidence la tension et le courant produits par le système PV, ainsi que la puissance active et réactive échangée entre le sous-champ et le réseau électrique. La figure III-21 montre également la valeur de la fréquence au point de connexion avec le réseau.

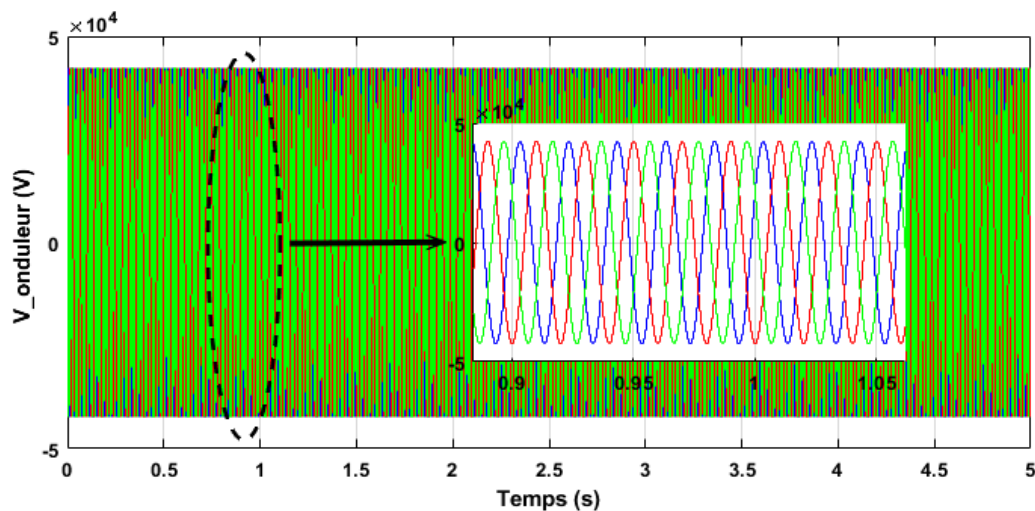


Figure III-17: Courbe de tension générée à côté de l'onduleur

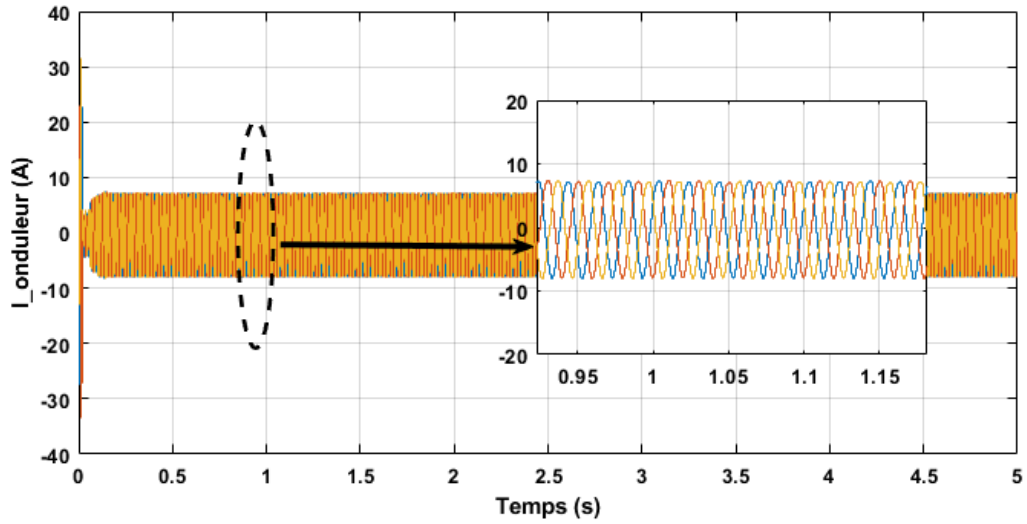


Figure III-18: Courbe de courant générée à côté de l'onduleur

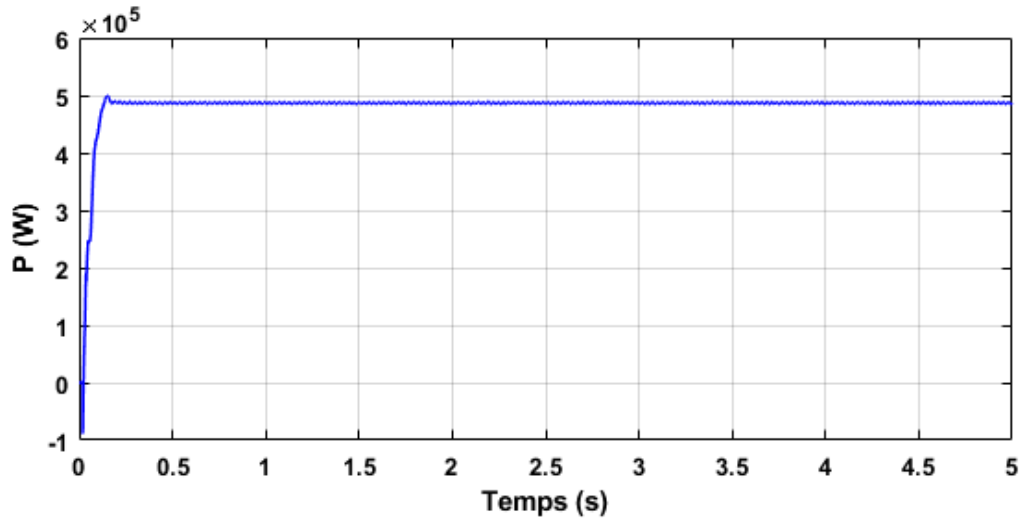


Figure III-19: La puissance active injectée aux réseaux

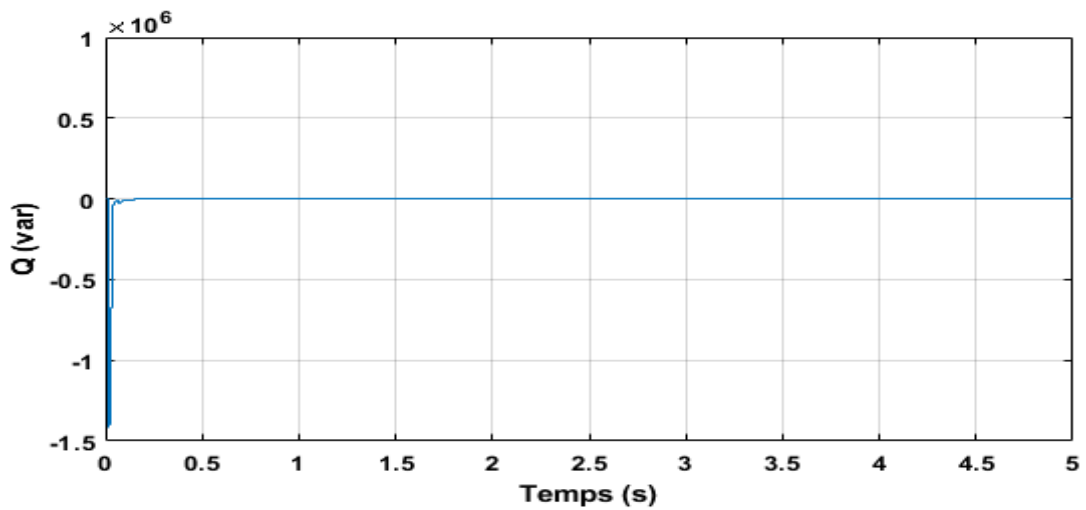


Figure III-20: La puissance réactive aux points d'interconnexion

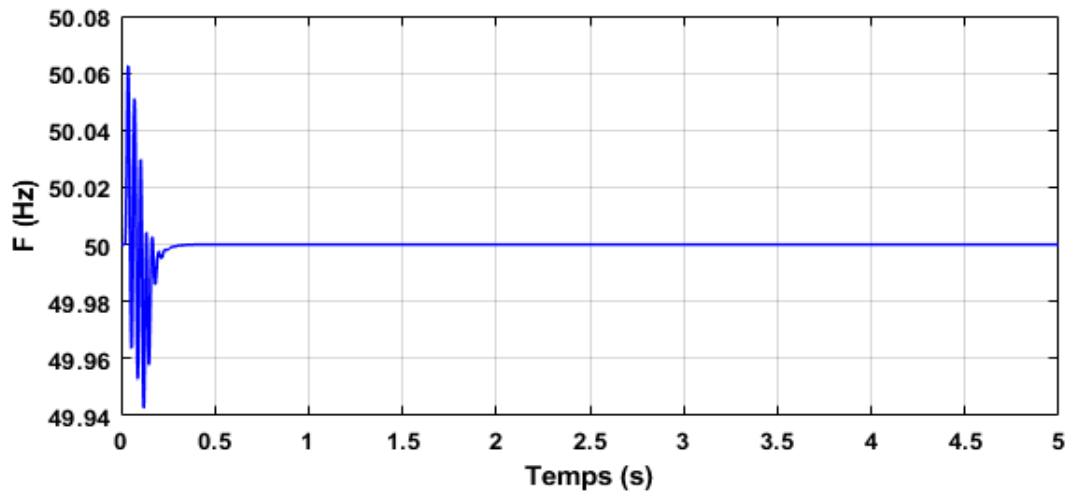


Figure III-21:La fréquence aux points d'interconnexion

Après avoir connecté l'onduleur au réseau, sa tension se synchronise avec celle du réseau électrique. Cela implique que la fréquence et la phase de la tension générée par l'onduleur sont réglées pour correspondre exactement à celles du réseau. Ce processus de synchronisation est essentiel pour assurer un transfert d'énergie optimal et prévenir les perturbations sur le réseau. La forme d'onde de la tension triphasée résultante, présentée à la Figure III-17, montre une correspondance idéale entre les deux tensions. Les signaux opèrent à une fréquence de 50 Hz (voir Figure III-21) et possèdent une amplitude de 230 Vrms.

### III.9. Parc éoliens de kaberten

Le parc éolien de Kaperten, situé à 72 km au nord d'Adrar en Algérie, compte 12 éoliennes de type G52, chacune d'une puissance de 850 kW. Ce projet atteint une capacité totale de 10 MW. Chaque éolienne est dotée d'un transformateur élévateur (MT 690V/30 KV) qui alimente le réseau 30 kV, ainsi que de dispositifs de sécurité tels qu'un disjoncteur. Mis en place en 2014, il s'agit du premier parc éolien de ce type en Algérie et est actuellement connecté au réseau électrique[64].

Ce projet s'inscrit dans la phase pilote du programme national des énergies renouvelables, qui vise à installer une capacité totale de 22 GW d'énergies renouvelables d'ici 2030. Il inclut une douzaine d'éoliennes, conçues sur la base d'études techniques et des spécificités des vents dans la région, et produit environ 10 mégawatts d'électricité verte et renouvelable. Cette génération d'énergie est intégrée au réseau électrique pour améliorer les capacités d'approvisionnement en électricité de la wilaya d'Adrar.



Figure III-22:parc éolienne de kaberten

La ferme éolienne se compose d'un bâtiment de commande et de douze (12) unités connectées en série. Chaque unité est constituée des éléments suivants :

- Un kiosque industriel de moyenne puissance (30 kV) équipé de divers systèmes de protection et de contrôle, tels que des disjoncteurs, des armoires électriques et des transformateurs.
- Une éolienne de type G52 d'une capacité de 850 kW, fabriquée par Gamesa.

Pour plus d'information sur les turbine éolienne G52 installées dans la centrale éolienne de Kaberten, veuillez-vous référer à l'annexe 01.

### III.9.1. Modélisation et Simulation de system éolienne

La modélisation et la simulation de l'éolienne, basée sur le générateur asynchrone à double alimentation (GADA), permettent d'optimiser le fonctionnement du système et de prédire son comportement dans des conditions réelles. Nous avons utilisé Matlab/Simulink/Simpower pour mieux comprendre les interactions entre la partie mécanique et la partie électrique du système.

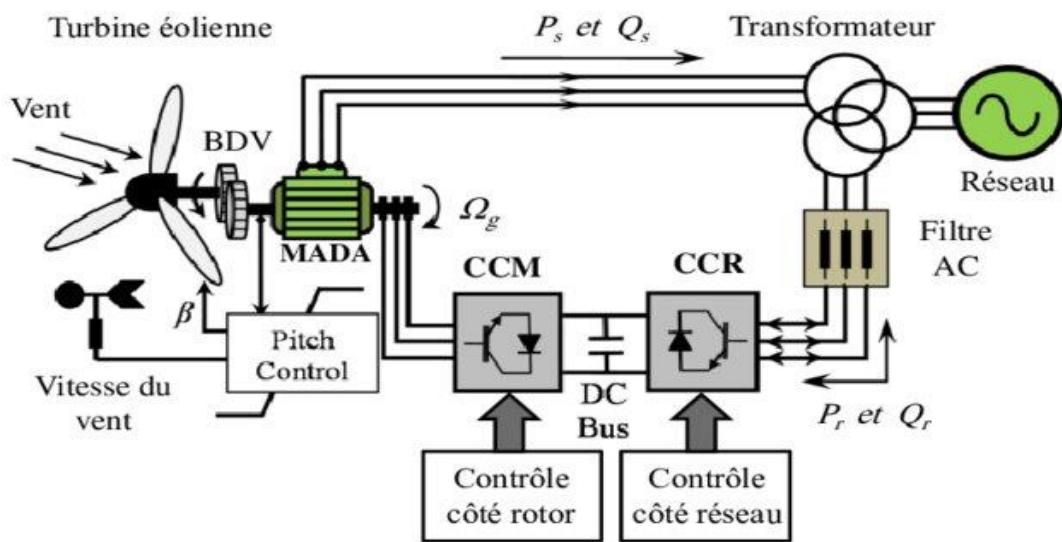


Figure III-23: Structure de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base de MADA

### III.9.1.1. Modèle de profil du vent

Dans le cadre de cette thèse, un profil de vent constant de 12 m/s a été utilisé pour atteindre la puissance nominale de la turbine. Cette vitesse représente la condition optimale pour maximiser l'efficacité énergétique et assurer un fonctionnement stable de la turbine.

La puissance de de vent est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \tag{III. 17}$$

### III.9.1.2. Modèle de la turbine éolienne

La turbine éolienne est utilisée pour convertir l'énergie éolienne en couple mécanique. Le couple mécanique de la turbine peut être calculé à partir de la puissance mécanique de la turbine extraite énergie éolienne.

En pratique, la turbine éolienne ne récupérer seul une fraction de de la puissance de vent, cette fraction est appelée le coefficient de puissance, c'est le principe de la théorie Betz

L'expression de coefficient de puissance est donnée par :

$$C(\lambda, \beta) = C_1 \left[ \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-C_5/\lambda_i} + C_6 \lambda \right] \tag{III. 18}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left( \frac{1}{(\lambda + 0.008\beta)} \right) - \left( \frac{0.035}{(\beta^3 + 1)} \right) \tag{III. 19}$$

Les caractéristiques Cp, pour différentes valeurs de l'angle de calage β, sont illustrés sur la Figure III.24

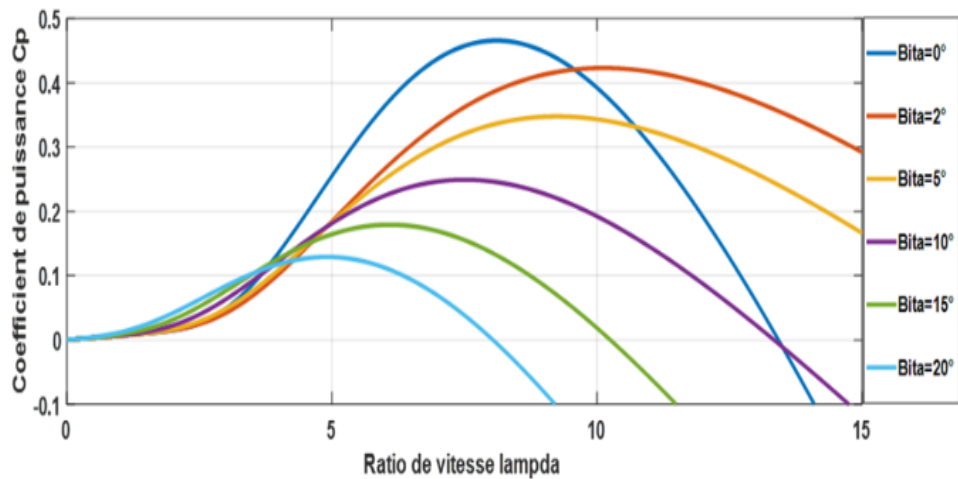


Figure III-24: Coefficient de puissance Cp en fonction de lambda pour différents beta

Donc l'expression de la puissance aérodynamique est donnée par :

$$P_{aer} = C_p(\lambda, \beta) P_v \tag{III. 20}$$

Le coefficient de couple 
$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} \tag{III. 21}$$

Le couple de la turbine 
$$C_t = \frac{1}{2} C_c \rho \pi R^3 v^2 \tag{III. 22}$$

### III.9.1.3. Modèle de la partie mécanique

#### a. Modèle de multiplicateur

$$C_{mec} = \frac{C_t}{G} , \quad \Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{III. 23}$$

Avec :

G : Rapport de multiplicateur adaptant la vitesse de la turbine à celle de la génératrice.

C<sub>méc</sub> : Couple mécanique

Ω<sub>méc</sub> : vitesse de la génératrice (rad/s)

#### b. Modèle de l'arbre mécanique

L'inertie totale J est constituée de l'inertie de la turbine ramenée sur l'arbre de la génératrice, et l'inertie de la génératrice J<sub>méc</sub>

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_{mec} \tag{III. 24}$$

Avec:

J<sub>turbine</sub> : inertie de la turbine.

J<sub>méc</sub> : inertie de la génératrice.

Si on applique l'équation fondamentale de la dynamique, on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \sum des\ couples = C_{mec} - C_{em} - C_{vis} \tag{III. 25}$$

Avec

$$C_{vis} = f\Omega_{mec} \tag{III. 26}$$

$C_{em}$  : couple électromagnétique.

### III.9.1.4. Modèle de MADA

Le modèle de MADA utilisé dans cette simulation est un modèle standard provenant de la bibliothèque MATLAB/Simulink/Simpower\_system. Il repose principalement sur une machine asynchrone à double alimentation. Nous avons contrôlé son rotor à l'aide d'un convertisseur back-to-back. Les puissances statoriques du générateur sont gérées à travers l'étage côté machine (CCM), tandis que l'étage côté réseau (CCR) permet de contrôler le facteur de puissance au point de connexion avec le réseau, ainsi que la tension aux bornes du condensateur.

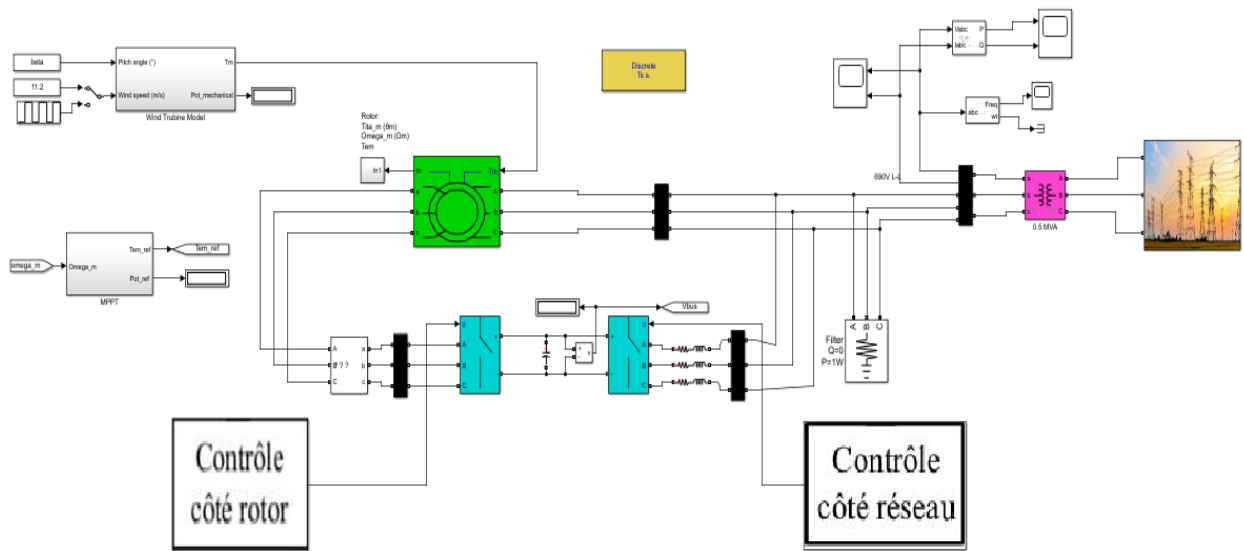


Figure III-25: Turbine éolienne MADA sous Matlab/Simulink/Simpower\_system

Les figures suivantes présentent les données générées par la turbine éolienne, illustrant la tension et le courant produits par celle-ci. La Figure III-28 montre également la valeur de la fréquence au point de connexion avec le réseau électrique.

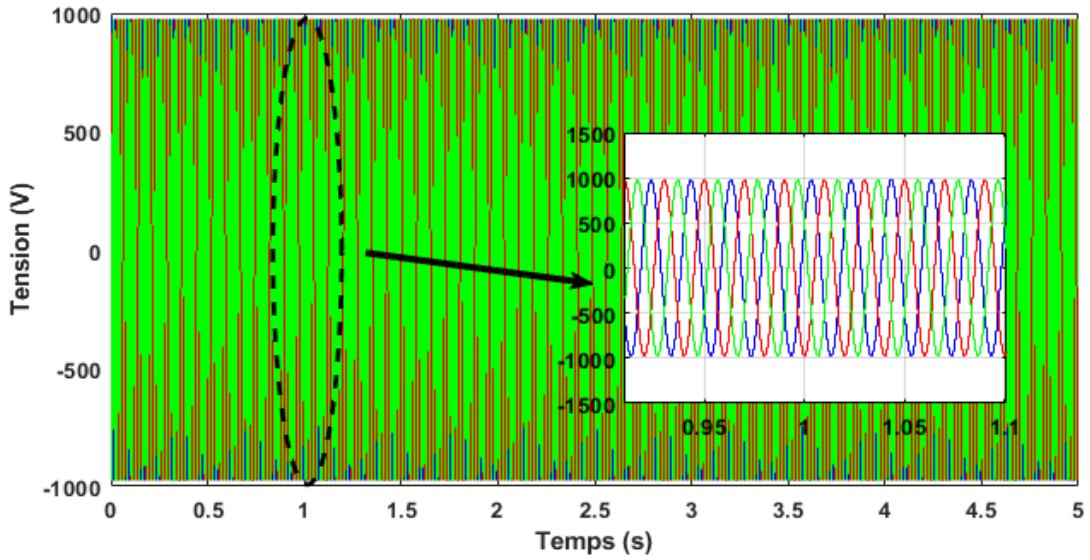


Figure III-26: Courbe de tension générée à côté d'une seule turbine éolien

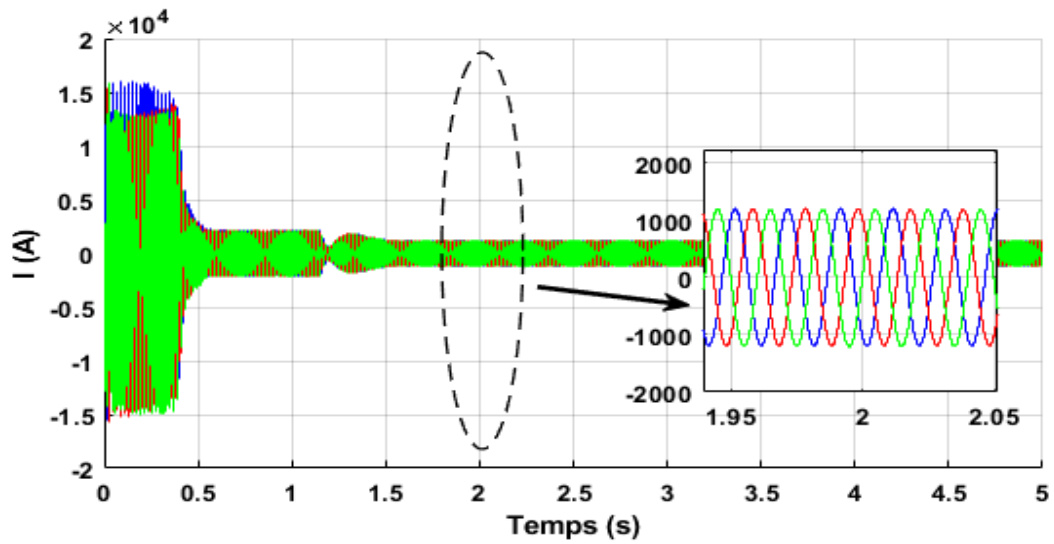


Figure III-27: Courbe de courant générée à côté d'une seule turbine éolien

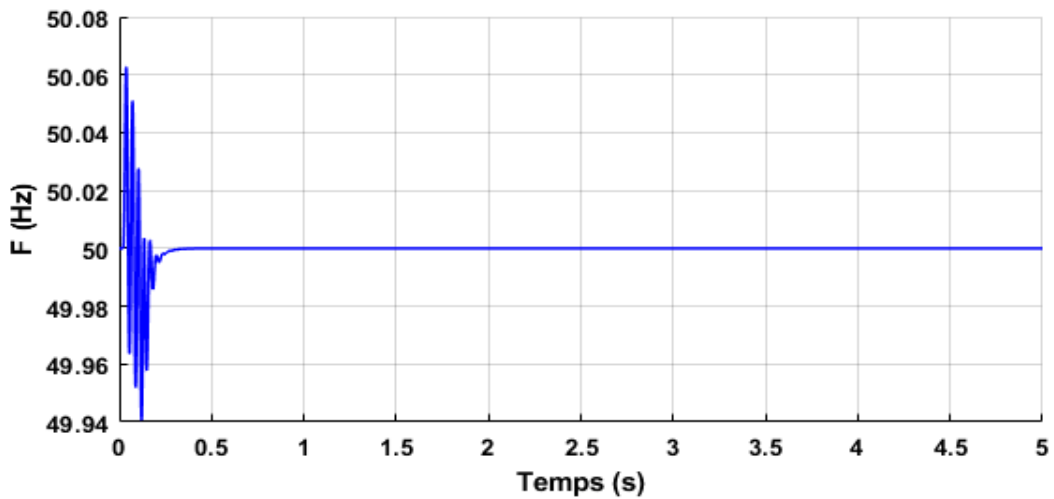


Figure III-28: Courbe de La fréquence au point d'interconnexion (Eolien/réseau)

Figure III-26 présente la courbe de tension après l'onduleur, affichant une valeur de 690 V RMS. Cette mesure est essentielle pour évaluer la performance du système de conversion d'énergie, car elle reflète la qualité de l'alimentation électrique fournie par la turbine éolienne. En parallèle, Figure III-28 illustre la fréquence au point de connexion de la turbine avec le réseau électrique. Cette fréquence est un indicateur clé de la stabilité du système, permettant de garantir une intégration harmonieuse de l'énergie produite dans le réseau, tout en respectant les normes de qualité de l'énergie.

### III.10. La centrale électrique classique (SPE de Kaberten)

La centrale conventionnelle de Kaberten (72 km au nord d'Adrar – Algérie) est constituée de deux groupes turbines à gaz d'une capacité de 17 MW chacun. Connectés à un transformateur élévateur à trois enroulements (11,5KV, 11,5KV, 220KV). Elle injecte sa puissance dans un jeu de barres de 30 kV à travers un transformateur abaisseur de 40 MVA, ce dernier réalisant la jonction entre la sortie de la centrale conventionnelle et l'injecteur de la ligne de transport haute tension 220 kV (Adrar – Timimoun).



Figure III-29: turbine à gaz de stations conventionnelles de kaberten

#### III.10.1. Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz

Le générateur électrique est entraîné par une turbine à gaz. Ces turbines représentent des moteurs à combustion interne qui utilisent la combustion d'un mélange d'air et de carburant afin de générer l'énergie requise pour le compresseur, les dispositifs auxiliaires et le générateur. Pour démarrer, elles se basent sur un moteur électrique ou diesel, qui transmet le couple à l'aide d'un convertisseur de couple, permettant ainsi au compresseur d'aspirer de l'air filtré dans la chambre de combustion et d'augmenter la pression. Le carburant peut être liquide ou gazeux, le gaz naturel étant le principal choix. Le mélange carburé est enflammé par les bougies dans les chambres de combustion,

entraînant des températures supérieures à 1 000 °C avant que le mélange ne soit dirigé vers la turbine. L'énergie chimique se transforme alors en énergie thermique dans les chambres, puis en énergie mécanique dans la turbine, et finalement en énergie électrique dans le générateur.

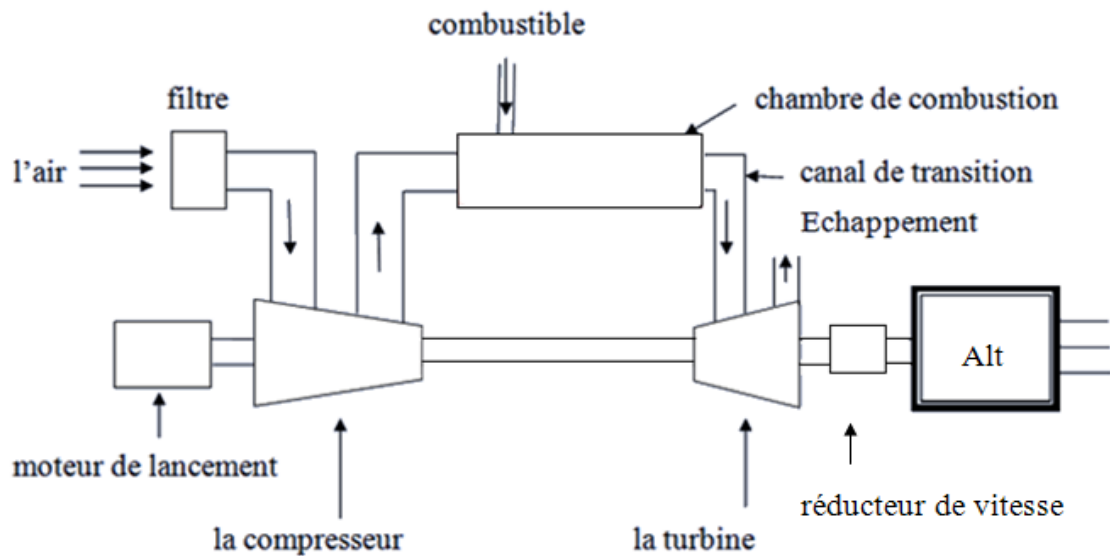


Figure III-30: Les différentes parties d'une turbine à gaz

### III.10.2. Simulation de central conventionnel de kaberten

Dans le but de mieux comprendre le fonctionnement de la station face à un défaut dans le réseau, nous la modélisons avec les outils Matlab/Simulink/Simpower. Nous avons contrôlé la vitesse pour établir l'énergie mécanique de référence en ajustant simultanément le courant d'excitation. Cette stratégie nous permet de garantir que la turbine opère sous des conditions optimales, ce qui est vital pour accroître son efficacité et ses performances. En suivant la vitesse, nous pouvons mesurer directement l'énergie mécanique générée, ce qui est primordial pour l'évaluation des performances de la turbine.

De plus, l'ajustement du courant d'excitation est essentiel pour contrôler le flux d'énergie électrique généré. En s'assurant de maintenir un courant d'excitation adéquat, nous garantissons une réponse rapide et stable du système, ce qui est essentiel pour s'adapter aux variations de la demande énergétique. Cette simulation nous permet donc d'évaluer non seulement le comportement dynamique de la turbine, mais aussi d'optimiser les paramètres opérationnels pour atteindre une efficacité énergétique maximale. La figure III-31 illustre la simulation de la turbine à gaz réalisée avec MATLAB/Simulink/Simpower system.

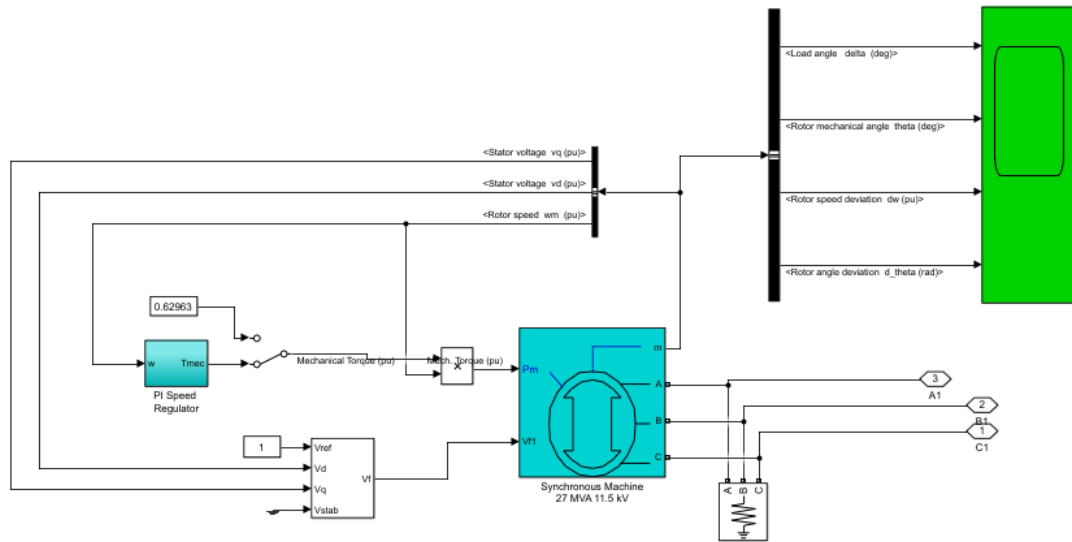


Figure III-31: Turbine a Gas sous MATLAB/Simulink/Simpower\_system

Les figures suivantes montrent les courbes de tension et de courant résultant de la turbine à gaz. La Figure III-32 illustre la courbe de tension générée par la turbine, qui présente une forme sinusoïdale, avec une valeur de 11,5 kV RMS. Parallèlement, la Figure III-34 représente la courbe de fréquence au point de connexion entre la station et le réseau électrique, affichant une valeur stable de 50 Hz. Cette constance indique le succès de l'intégration de la turbine à gaz dans le réseau électrique, garantissant ainsi une alimentation électrique fiable et de qualité.

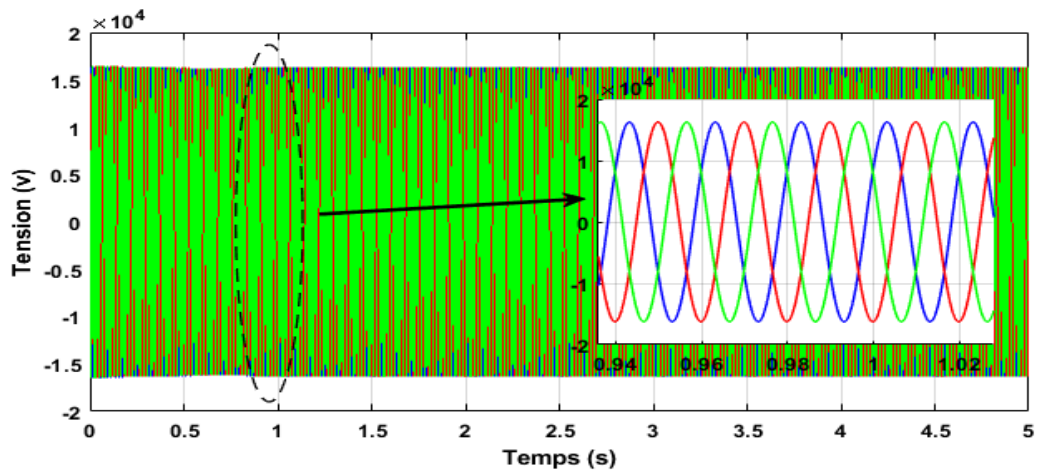


Figure III-32: Courbe de tension générée à côté d'une TG

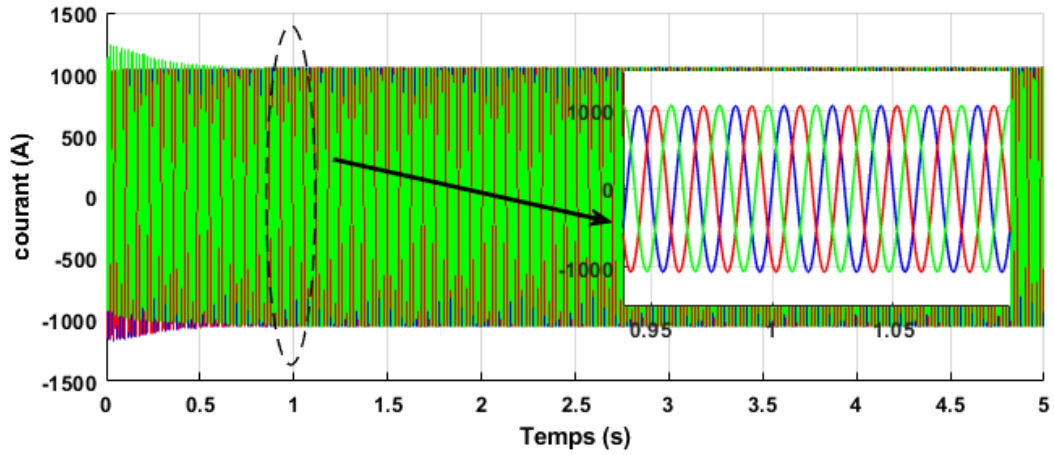


Figure III-33: Courbe de courant générée à côté d'une TG

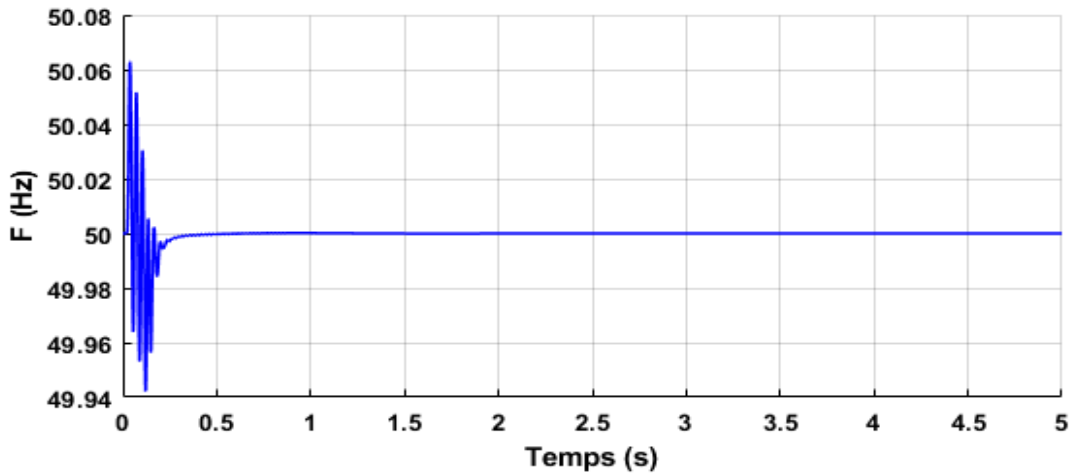


Figure III-34: La fréquence au point d'interconnexion (station/réseau).

Figure III-35 montre la simulation de la station complète, qui comprend deux turbines à gaz et un transformateur de puissance, réalisée dans MATLAB/Simulink/Simpower System. Cette simulation permet d'évaluer le fonctionnement global de la station, en analysant l'interaction entre les turbines et le transformateur, ainsi que leur impact sur le réseau électrique.

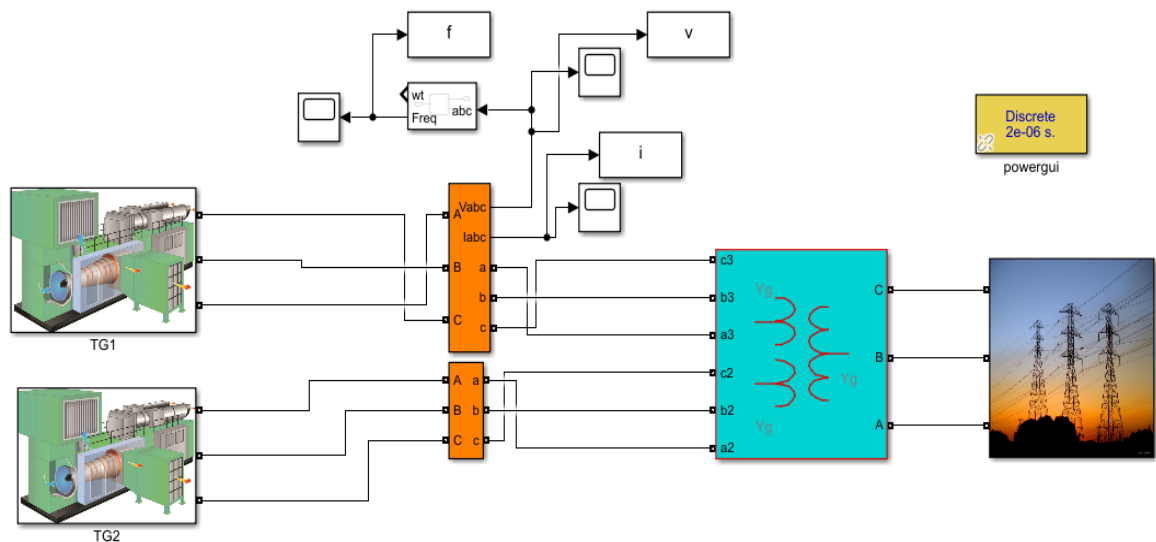


Figure III-35: Station conventionnelle de kaberten sous MATLAB/Simpower\_system.

### III.11. Modélisation du compensateur statique SVC

Le SVC est un dispositif utilisé pour réguler la tension, aussi bien en régime permanent et en régime transitoire, tout en maintenant des valeurs souhaitées. Il a pour fonction de fournir ou de récupérer de la puissance réactive au niveau des barres où il est installé, afin de répondre aux demandes de la charge en matière de puissance réactive[50].

La Figure III-36 montre un modèle simplifié d'un SVC. Il se compose d'un condensateur ( $X_C$ ) qui peut injecter de la puissance réactive lorsqu'il est activé, et d'une bobine ( $X_L$ ) qui peut en absorber selon les besoins du système. Des thyristors, placés en opposition, permettent de contrôler rapidement le courant, assurant ainsi une meilleure régulation de la tension.

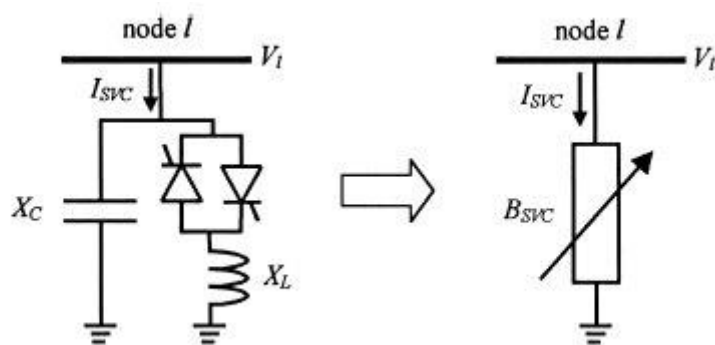


Figure III-36: Modèle équivalent d'un SVC

#### III.11.1. Principe de fonctionnement du SVC

Le SVC fonctionne en ajustant la puissance réactive selon deux modes de fonctionnement :

- Mode capacitif :  $Q_{cap}$  est positive lorsque le SVC injecte de la puissance réactive.
- Mode inductif :  $Q_{ind}$  est négative lorsque le SVC absorbe de la puissance réactive.

La transition entre ces deux modes est assurée par les thyristors, permettant un ajustement continu de la compensation réactive en fonction des besoins du réseau.

Les quantités de puissance réactive capacitive et inductive fournies par le SVC sont déterminées par les équations suivantes[65] :

$$Q_{cap} = \frac{V_{SVC}^2}{X_C} \quad (\text{III. 27})$$

$$Q_{ind} = -\frac{V_{SVC}^2}{X_L} \quad (\text{III. 28})$$

Avec

$V$  : est la tension au point de connexion du SVC.

$X_C$  : est la réactance capacitive.

$X_L$  : est la réactance capacitive.

### III.12. Simulation de réseau global de kaberten

Chaque station ayant été modélisée et élaborée de manière indépendante, nous les avons ensuite regroupées en un seul modèle. L'intégration vise à analyser et à comprendre l'influence de chaque station sur les autres, ainsi que les interactions entre les différents éléments du réseau. Cette analyse inclut également l'évaluation de la performance globale du réseau sous diverses conditions d'exploitation, notamment en cas de charges variables ou de la présence de défauts et de perturbations dans le réseau électrique. Grâce à cette modélisation unifiée, nous pouvons évaluer comment les variations dans l'installation ou les composants influencent la stabilité du réseau, la distribution d'électricité et la régulation de la tension à différents points. Cette méthode aide également à optimiser les stratégies de contrôle et de gestion de l'énergie, contribuant ainsi à améliorer l'efficacité et la stabilité à long terme du système électrique.

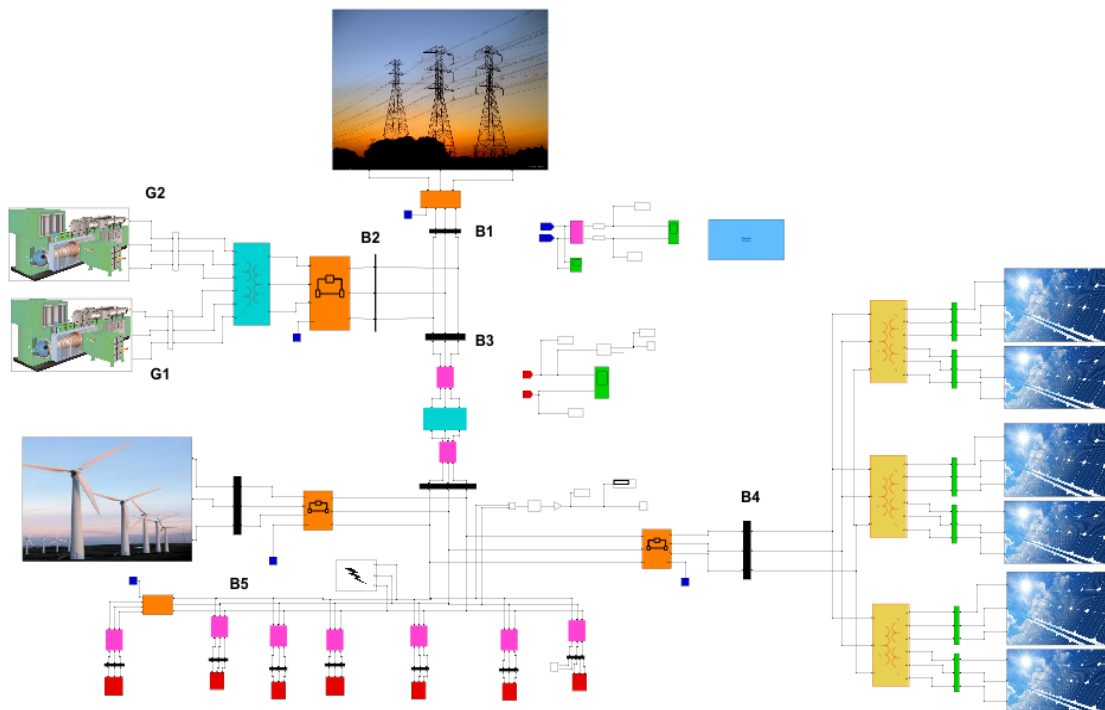


Figure III-37:Schéma unifilaire réseau de distribution de Kaberten sous Matlab/Simpower system

Après avoir terminé la conception du système énergétique hybride incluant des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, ainsi que les turbines à gaz, en utilisant le logiciel MATLAB, j'ai rencontré certains défis techniques. L'un des principaux défis était la taille du système étudié, ce qui a entraîné un ralentissement considérable du processus de simulation. Ce ralentissement a eu un impact négatif sur l'efficacité de l'analyse et la rapidité d'obtention des résultats requis.

De plus, j'ai remarqué que de nombreuses études antérieures avaient abordé la question de la stabilité du réseau électrique en utilisant le logiciel MATLAB, ce qui m'a fait prendre conscience de la nécessité d'utiliser d'autres outils spécialisés qui pourraient fournir des résultats plus précis et rapides. J'ai donc décidé de poursuivre le travail sur la suite de cette thèse en utilisant le logiciel ETAP, qui fait partie des programmes spécialisés dans le calcul des écoulements de puissance et l'étude de la stabilité du réseau électrique. Ce choix est motivé par la capacité d'ETAP à offrir des analyses détaillées et précises, permettant ainsi d'évaluer efficacement les performances du réseau, d'optimiser la gestion de l'énergie et d'identifier les éventuels problèmes de stabilité. Grâce à ses fonctionnalités avancées, ce logiciel sera un outil précieux pour approfondir mes recherches et garantir des résultats fiables.

Le logiciel ETAP se distingue par sa capacité à offrir une flexibilité et une simplicité accrues dans la simulation de différentes conditions, permettant ainsi de réaliser plusieurs scénarios pour la stabilité du réseau de manière plus efficace. Cette transition vers le logiciel ETAP m'offrira une analyse plus précise et une réponse rapide aux exigences du projet, facilitant ainsi le processus de prise de décision

basé sur des résultats fiables.

De plus, ETAP dispose d'une interface utilisateur conviviale, ce qui permet aux ingénieurs et aux analystes d'apporter rapidement et efficacement les modifications nécessaires. Le logiciel favorise également l'intégration des données du réseau en temps réel, contribuant ainsi à améliorer la prise de décisions relatives à la gestion du réseau. Par conséquent, l'utilisation d'ETAP renforce l'efficacité de l'étude et permet d'obtenir des analyses précises, contribuant à améliorer la stabilité du réseau électrique.

### III.13. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué une analyse approfondie du réseau de distribution électrique de la région de Kaberten, située dans la wilaya d'Adrar. Notre approche a consisté en la modélisation et la simulation détaillées des différentes composantes de ce réseau, englobant trois systèmes énergétiques principaux.

Tout d'abord, nous avons examiné un sous-champ photovoltaïque d'une capacité de 0,5 MW, en portant une attention particulière à ses éléments constitutifs, notamment les convertisseurs DC-DC et DC-AC. Ensuite, notre analyse s'est étendue à une éolienne d'une puissance de 0,85 MW, ce qui a permis d'intégrer les spécificités de l'énergie éolienne dans notre modèle. Enfin, nous avons modélisé une centrale électrique conventionnelle, composée de deux turbines à gaz de 17 MW chacune, reliées à un transformateur de puissance de 56 MW.

Cette approche globale nous a permis de saisir les subtilités de chaque installation, tout en mettant en lumière les interactions potentielles entre ces différents systèmes et leur impact sur le réseau électrique existant lors de leur intégration. Grâce à cette méthodologie, nous avons pu construire une représentation complète du système électrique de Kaberten, offrant ainsi la possibilité d'anticiper son comportement dans diverses conditions opérationnelles.

Cette compréhension approfondie nous permet désormais d'appliquer et d'évaluer différents scénarios de stabilité, posant ainsi les bases d'une optimisation future de l'efficacité et de la fiabilité du réseau de distribution électrique de la région, tout en tenant compte de l'intégration harmonieuse des sources d'énergie conventionnelles et renouvelables.

.

---

***Chapitre IV :***  
***Amélioration de la stabilité de***  
***réseau test avec SVC - Résultats***  
***et discussion***

---

# Chapitre IV

## Amélioration de la stabilité de réseau test avec SVC - Résultats et discussion

---

---

### IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous avons commencé par donner un bref aperçu du logiciel ETAP, qui est largement reconnu dans le domaine de l'analyse et de la gestion des réseaux électriques. Ce logiciel offre une interface conviviale et des fonctionnalités avancées pour effectuer des calculs complexes, tels que l'écoulement de puissance, l'analyse de la stabilité, et la simulation de divers scénarios d'exploitation.

Par la suite, nous avons fourni une explication détaillée des scénarios de stabilité adoptés dans cette étude. Ces scénarios sont cruciaux pour évaluer la capacité du réseau à résister aux perturbations, telles que des variations de charge ou des pannes de composants. Cela a conduit à l'analyse des résultats de l'écoulement de puissance, qui est essentiel pour comprendre la distribution de l'énergie à travers le réseau et identifier les éventuels points de congestion.

Nous avons également présenté et discuté les résultats obtenus, en mettant l'accent sur les implications pratiques de ces données pour l'exploitation du réseau. Enfin, nous avons abordé les mesures d'amélioration de la stabilité du réseau de test en utilisant des Compensateur statique d'énergie réactive (SVC). Ces dispositifs jouent un rôle essentiel dans la régulation de la tension et l'optimisation de la performance globale du réseau, contribuant ainsi à la fiabilité et à la qualité de l'alimentation électrique.

### IV.2. Réseau électrique de kaberten

Afin de bien comprendre les effets de l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution électrique de la région de Kaberten, nous commencerons par étudier les indicateurs de flux d'énergie en présence et en absence de ces énergies renouvelables dans le réseau. Cela nous permettra d'analyser comment ces sources influencent la performance du réseau, y compris sa stabilité et son efficacité. Nous comparerons les résultats obtenus dans les deux cas pour déterminer les

avantages potentiels et les défis que le système électrique pourrait rencontrer lors de l'intégration de ces sources renouvelables.

Le réseau de distribution de la région de Kaberten, constitue un modèle approprié pour l'étude des systèmes hybrides d'énergie en raison de la combinaison de centrales électriques conventionnelles et de sources d'énergie renouvelables (Figure IV-1). Il comprend deux types de sources d'énergie renouvelable : la première est une centrale photovoltaïque d'une capacité de 03 MW, et la seconde est basée sur l'énergie éolienne, avec une capacité de 10 MW. Ces deux sources de production distribuée sont connectées à un réseau de distribution à moyenne tension de 30 kV, en plus d'une centrale électrique conventionnelle d'une capacité de 40 MW.

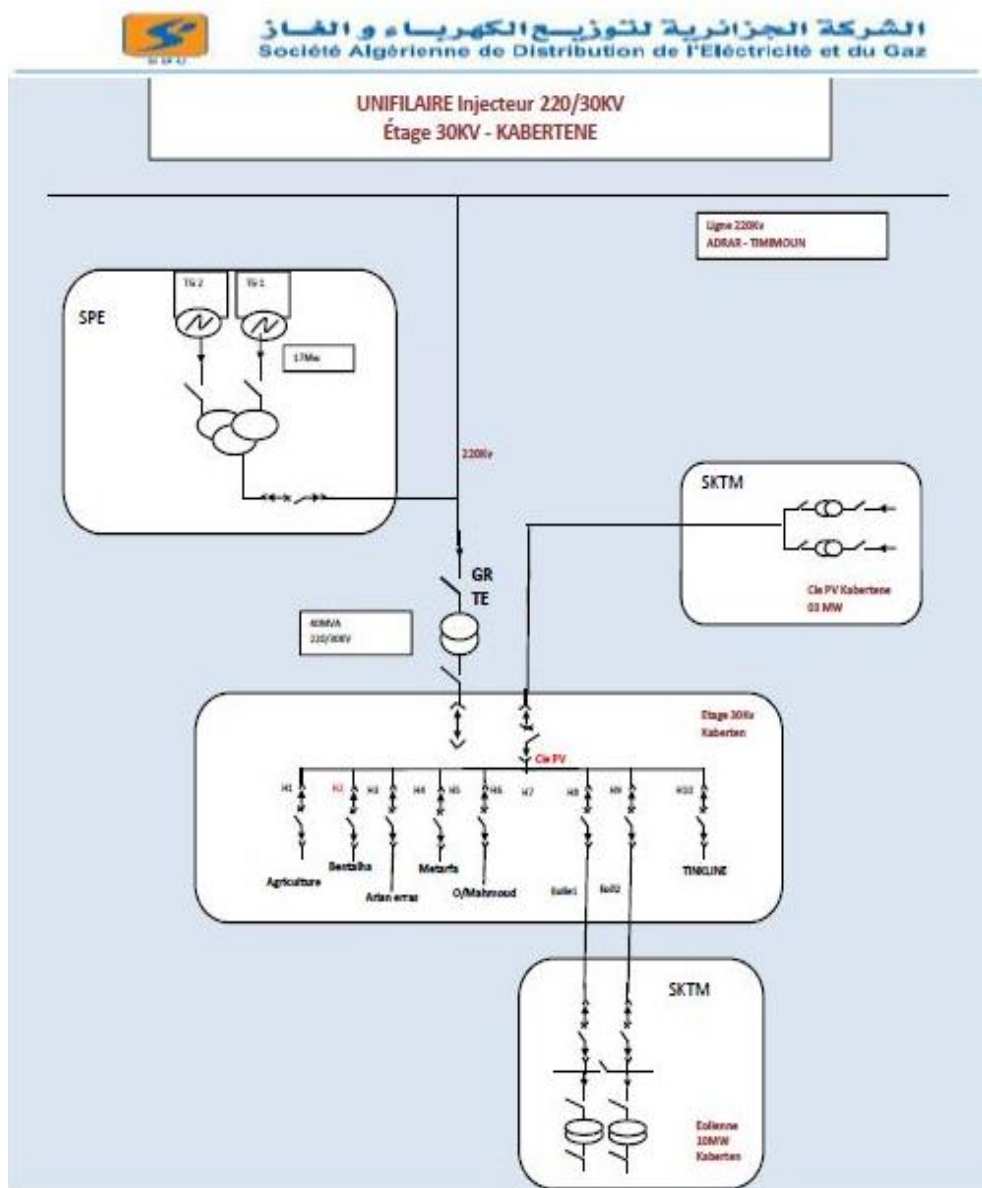


Figure IV-1:Schéma unifilaire du réseau électrique kaberten

Le réseau de distribution alimente six charges indiquées dans le Tableau IV.1, telles qu'enregistrées le 17 juillet 2021.

Tableau IV-1: Présentation des Charges connectée au Réseau

Départ	Longueur (km)	La valeur de la charge enregistrée le 17 juillet 2021 (MVA)
Agriculture	83	1.09
Eriane Erras	76	4.20
Bentalha	48.5	4.46
Metarfa	49	2.90
O/Mahmoud	123	4.21
Tinkine	50	4.36

### IV.3. Conception du Réseau par logiciel ETAP

La conception du réseau de distribution de Kaberten, situé au sud de l'Algérie, a été réalisée à l'aide du logiciel **ETAP** version 12.6. Cette conception est illustrée ci-dessous. Les étapes à suivre pour utiliser le programme **ETAP** et effectuer les réglages des différentes stations ainsi que du réseau sont décrites dans l'annexe B.

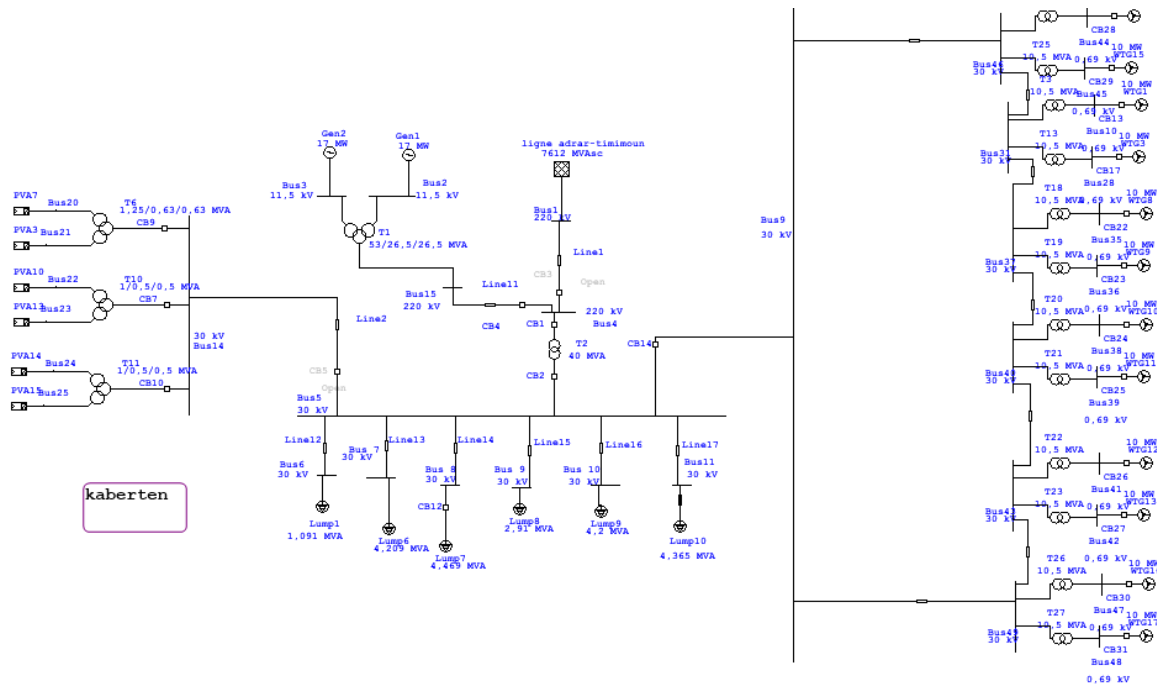


Figure IV-2: Schéma unifilaire du réseau kaberten sous ETAP

#### IV.4. Résultat de l'écoulement de puissance

Le tableau ci-dessous fournissent des informations sur le système énergétique étudié et la méthode utilisée dans le calcul des écoulements de puissance.

Tableau IV-2:statistique du réseau du kaberten

<b>Composant</b>	<b>Nombre</b>
Jeu de barre	13
Lignes de transmission	07
Transformateurs	05
Générateurs	03
Charges	06
<b>Production totale</b>	<b>En [PU]</b>
La puissance active	0,205
La puissance réactive	0,067
<b>Charge totale</b>	<b>En [PU]</b>
La puissance active	0,205
La puissance réactive	0,04187

Nous utilisons la méthode de **Newton-Raphson** dans les calculs des écoulements de puissances, qui est une technique itérative efficace pour résoudre des systèmes d'équations non-linéaires. Cette approche est particulièrement bien adaptée aux réseaux électriques, car elle fournit des résultats précis et rapides, même dans des configurations complexes. Grâce à elle, nous avons pu déterminer les tensions et les courants à chaque nœud du réseau, ce qui facilite l'évaluation des performances du système énergétique ainsi que l'analyse de l'influence de différentes conditions de fonctionnement sur l'écoulement de puissance.

## IV.5. Analyse de la Stabilité statique

### IV.5.1. Stratégie du travail

Pour étudier le comportement statique du réseau de distribution en intégrant les énergies renouvelables graduellement, il est indispensable de mener une étude sur l'écoulement de puissance. Deux scénarios ont été étudiés pour évaluer la différence entre le réseau avec et sans l'intégration des sources d'énergie renouvelable :

**Premier scénario :** le réseau est alimenté uniquement par l'injecteur 220 kV.

**Deuxième scénario :** le réseau est alimenté uniquement par SPE Kaberten.

La pénétration d'énergie d'origine renouvelable dans le réseau est augmentée via le jeu de barres principal. Une analyse de l'écoulement de puissance a été effectuée pour chaque étape, et différents paramètres ont été observés. Les résultats ont été enregistrés. Le niveau de tension et les pertes du système ont été notés. On répète le processus avec différents cas d'étude.

### IV.5.2. Résultat de Premier scénario

Dans ce scénario, le réseau est alimenté uniquement par l'injecteur 220 kV. Nous varierions les taux de pénétration des énergies renouvelables dans le réseau et évaluons les résultats obtenus.

#### IV.5.2.1. Impact de l'Intégration de Centrale Photovoltaïque

L'énergie fournie par la centrale photovoltaïque au réseau via le jeu de barres principal augmente de 0 MW (état de base) à 3 MW par étape d'1 MW. Une analyse des écoulements de puissance a été effectuée à chaque étape, durant laquelle plusieurs paramètres ont été observés et les résultats ont été illustrés dans les figures IV-3 et IV-4. Des pertes ont été constatées, ainsi que les niveaux de tension du système.

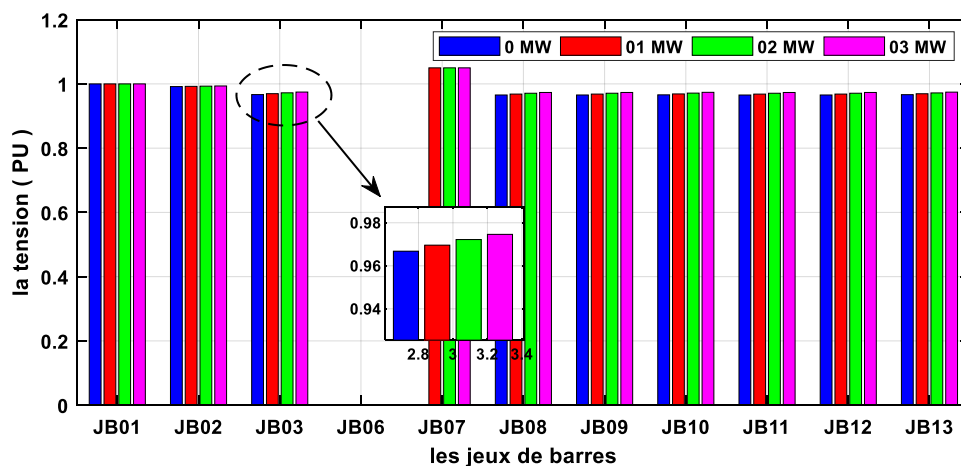


Figure IV-3 : Tensions des jeux de barres à différentes puissances PV

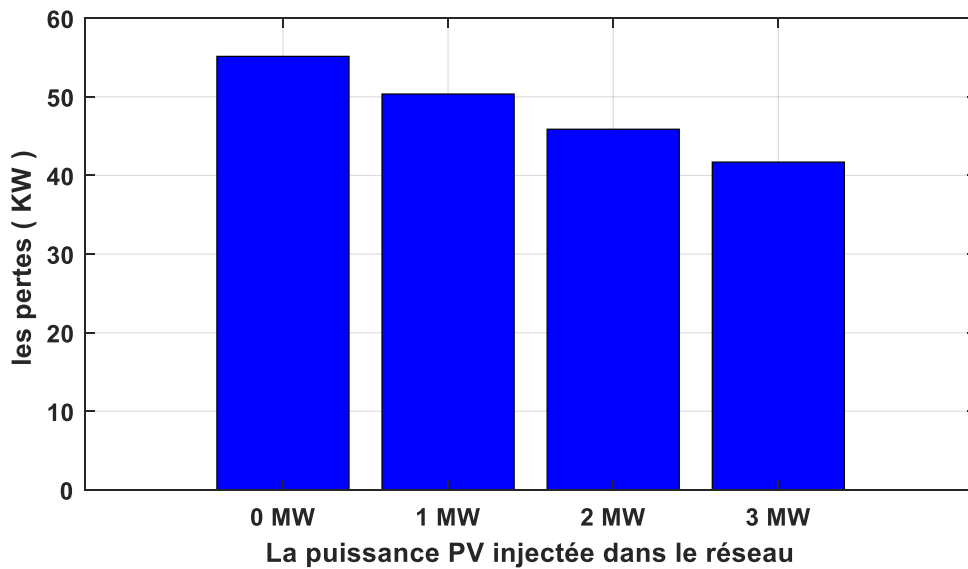


Figure IV-4 : Les pertes dans le système en fonction de la puissance PV injectée

D'après la Figure IV-3, on constate que les niveaux de tension s'améliorent en fonction de la quantité d'énergie photovoltaïque (PV) injectée dans le réseau électrique. On observe également une diminution progressive des pertes d'énergie (Figure IV-4), inversement proportionnelle à la quantité d'énergie photovoltaïque pénétrant dans le système.

**IV.5.2.2. Impact de l'Intégration de parc éolien**

L'énergie délivrée par le parc éolien au réseau via le jeu de barres principal passe de 0 MW (état initial) à 10 MW par étape de 2 MW. À chaque étape, une analyse de l'écoulement de puissance a été réalisée, au cours de laquelle divers paramètres ont été mesurés, et les résultats ont été présentés dans les figures IV-5 et IV-6. On a constaté des pertes et des variations de tension dans le système.

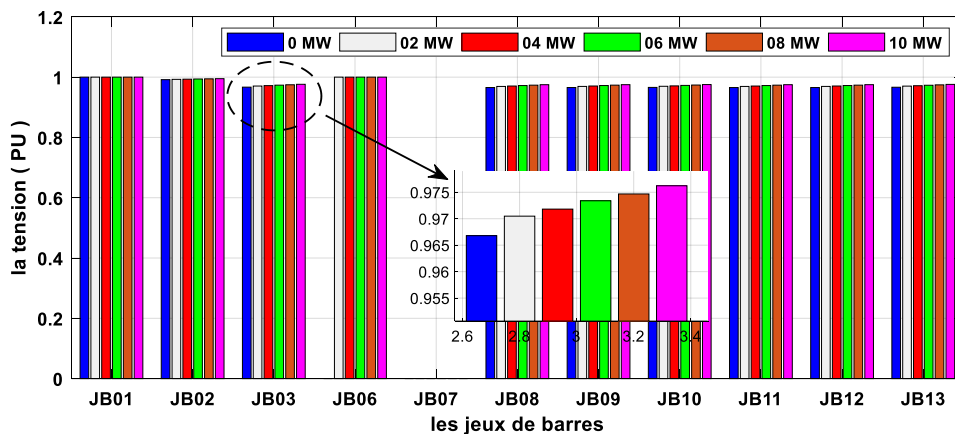


Figure IV-5: Tensions aux jeux de barres à différentes puissances éoliennes

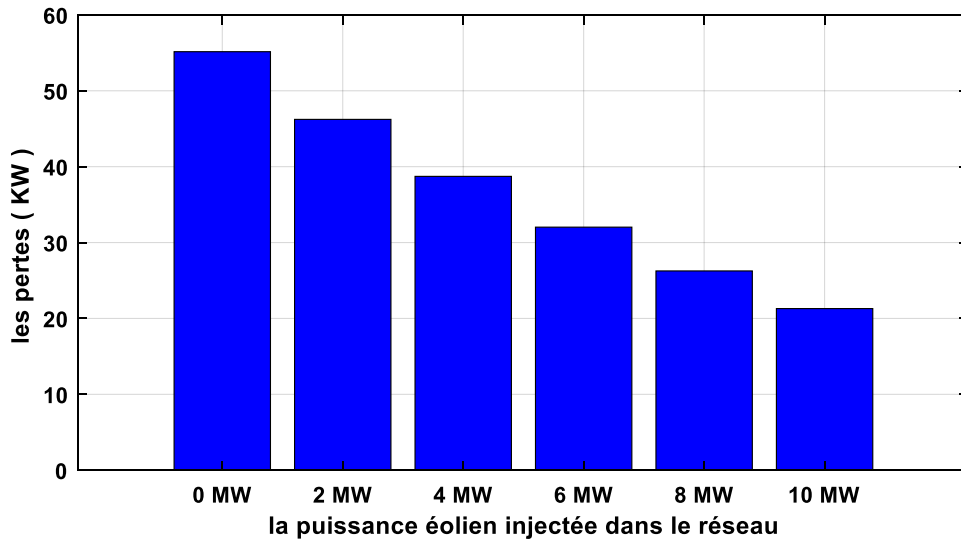


Figure IV-6: Les pertes dans le système en fonction de la puissance éolien injectée

La Figure IV-5 démontre que l'augmentation de la part de l'énergie éolienne dans le réseau entraîne une amélioration significative des niveaux de tension sur l'ensemble des jeux de barres du système. Cette amélioration est directement liée à l'injection d'énergie éolienne. Par ailleurs, la Figure IV-6 illustre une réduction graduelle des pertes d'énergie, également favorisée par cette intégration de l'énergie éolienne. En effet, l'ajout de sources d'énergie renouvelables ne favorise pas seulement une utilisation plus efficace des ressources énergétiques, mais il contribue également à la diminution des pertes pendant la transmission et la distribution. Cela est essentiel pour accroître l'efficacité globale du réseau électrique et pour soutenir la durabilité du système énergétique.

#### IV.5.2.3. Impact de l'Intégration de PV et éolien

Dans ce cas, nous réalisons une analyse des résultats de l'écoulement de puissance en insistant sur l'impact de l'intégration des sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie photovoltaïque et éolienne, sur la stabilité et la fiabilité du système électrique de la région de Kaberten. Cette analyse compare le scénario avec et sans la présence de ces sources d'énergie dans le réseau. Nous évaluons également les variations de tension et les pertes de puissance afin de mieux comprendre les défis et les avantages associés à l'intégration de ce type d'énergie, en particulier sur le plan de la stabilité du réseau.

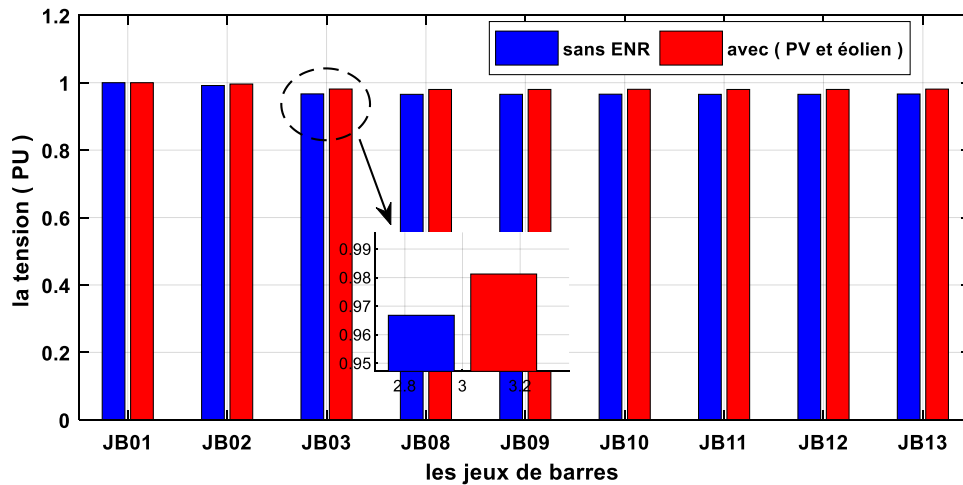


Figure IV-7: Tensions aux jeux de barres sans et avec les ENR

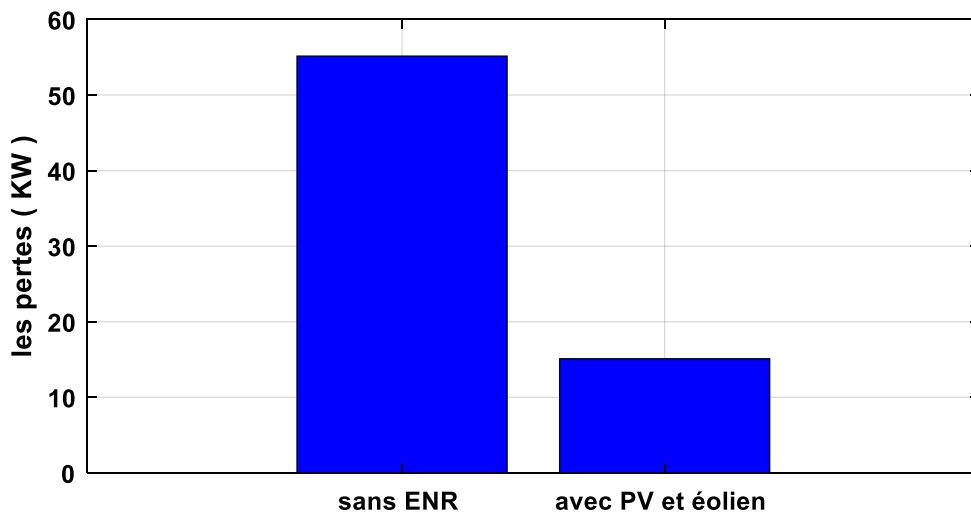


Figure IV-8: les pertes de system sans et avec la présence des ENR

La figure IV-7 illustre une amélioration des niveaux de tension dans tous les jeux de barres lors de l'intégration simultanée des centrales photovoltaïques et éoliennes dans le système. De plus, il est indiqué dans la figure IV-8 que cette intégration des énergies renouvelables entraîne une réduction d'environ 25 % des pertes de puissance.

#### IV.5.3. Résultat de deuxième scénario

Dans ce scénario, seule la centrale conventionnelle de Kaberten alimente le réseau, qui est équipé de deux turbines à gaz (SPE Kaberten). Nous augmentons graduellement les taux de pénétration des énergies renouvelables dans le réseau, puis nous évaluons les résultats obtenus en termes de stabilité de tension, de pertes de puissance et d'efficacité globale du système.

IV.5.3.1. Impact de l'Intégration de Centrale Photovoltaïque

La centrale photovoltaïque injecte son énergie du réseau à travers le jeu de barre principal, passant de 0 MW (état initial) à 03 MW, avec des augmentations par étapes de 1 MW. À chaque étape, une analyse des écoulements de puissance a été effectuée, et divers paramètres ont été observés. Les figures IV-09 et IV-10 montrent les résultats de cette analyse. Des pertes ont été identifiées, ainsi que les niveaux de tension du système.

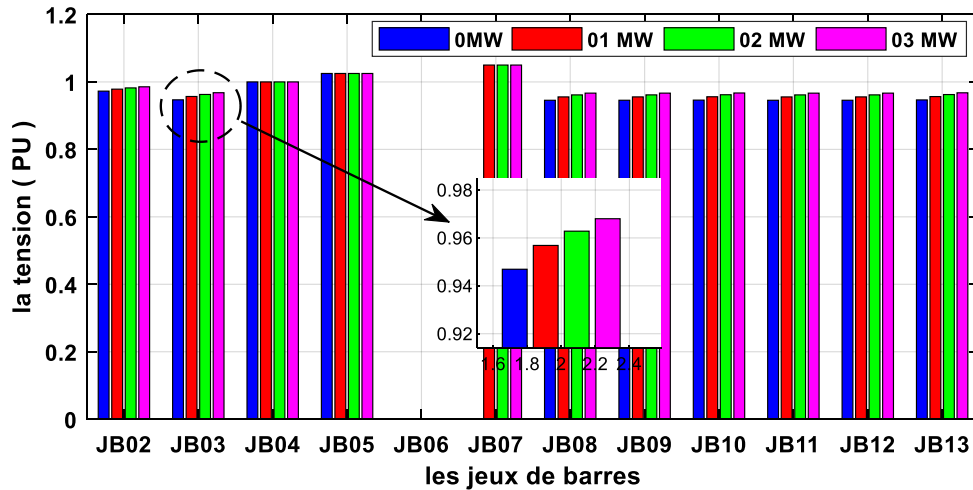


Figure IV-9:Tensions des jeux de barres à différentes puissances PV

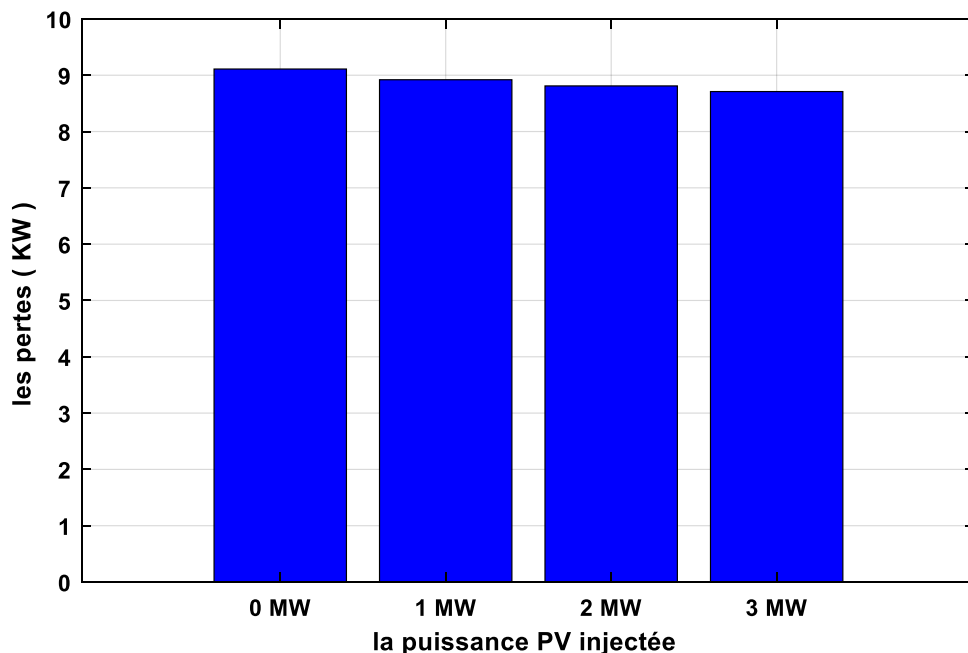


Figure IV-10: Les pertes dans le système en fonction de la puissance PV injectée

La figure IV-9 montre une amélioration des niveaux de tension dans tous les jeux de barres après l'intégration graduelle de centrales photovoltaïques dans le réseau. La pénétration de cette énergie est également clairement visible dans le scénario où le réseau est alimenté par une centrale conventionnelle - SPE de Kaberten. De plus, la figure IV-10 montre comment les pertes du système varient selon la puissance photovoltaïque injectée, mettant en évidence une diminution progressive de l'énergie perdue à mesure que la part de l'énergie photovoltaïque dans le réseau augmente.

#### IV.5.3.2. Impact de l'Intégration de parc éolien

L'énergie fournie par le parc éolien au réseau à travers le jeu de barre principale augmente progressivement de 0 MW (état initial) à 10 MW, par étapes de 2 MW. Le réseau de distribution est alimenté par la centrale classique (SPE de Kaberten). Une analyse sur l'écoulement de puissance a été effectuée, prenant en compte différents paramètres tels que le profil de tension et les pertes du système, conformément aux résultats présentés dans les figures IV-11 et IV-12.

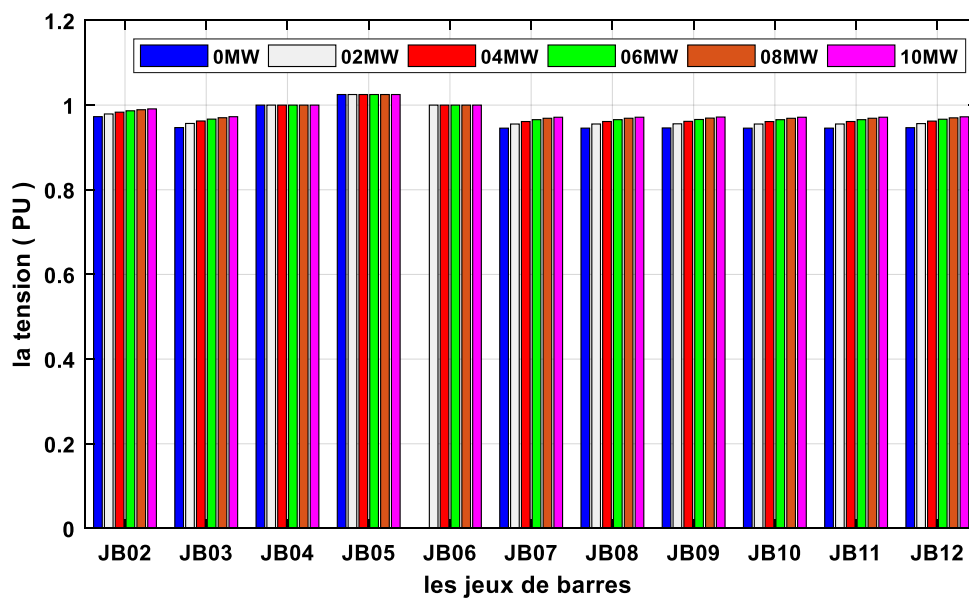


Figure IV-11: Tensions aux jeux de barres à différentes puissances éoliennes

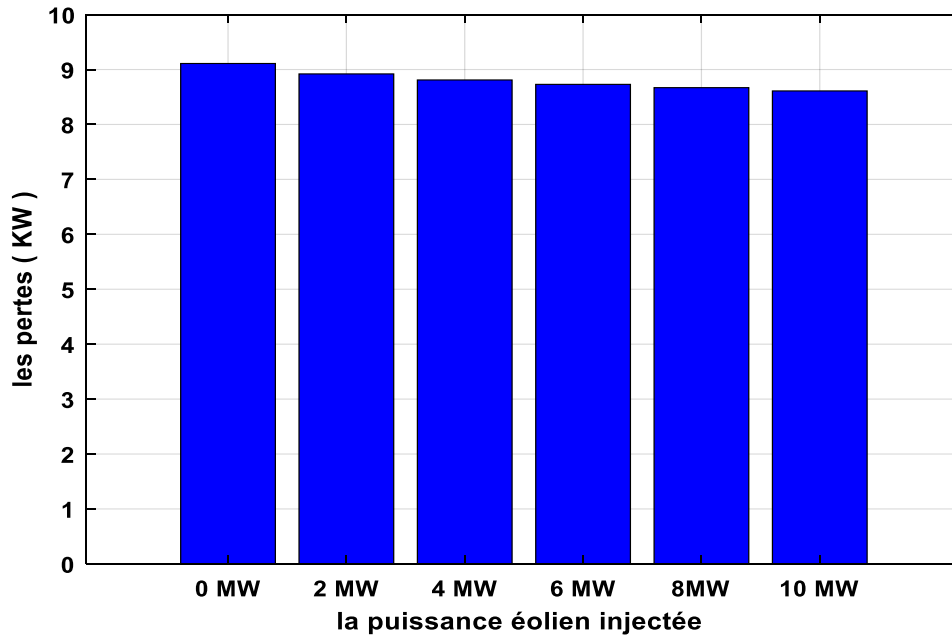


Figure IV-12: les pertes de system en fonction de puissance éolien injectée

D'après la figure IV-11, on observe une amélioration des niveaux de tension dans tous les jeux de barres, liée à l'augmentation progressive de l'énergie éolienne injectée au réseau. De plus, la figure IV-12 montre une réduction graduelle des pertes d'énergie en parallèle avec cette augmentation de la pénétration éolienne.

**IV.5.3.3. Impact de l'Intégration de PV et éolien**

Dans ce cas, nous analysons les résultats de l'écoulement de puissance avec et sans l'intégration d'énergies renouvelables, en tenant compte de différents facteurs tels que le profil de tension et les pertes dans le système, comme le montre les figures IV-13 et IV-14.

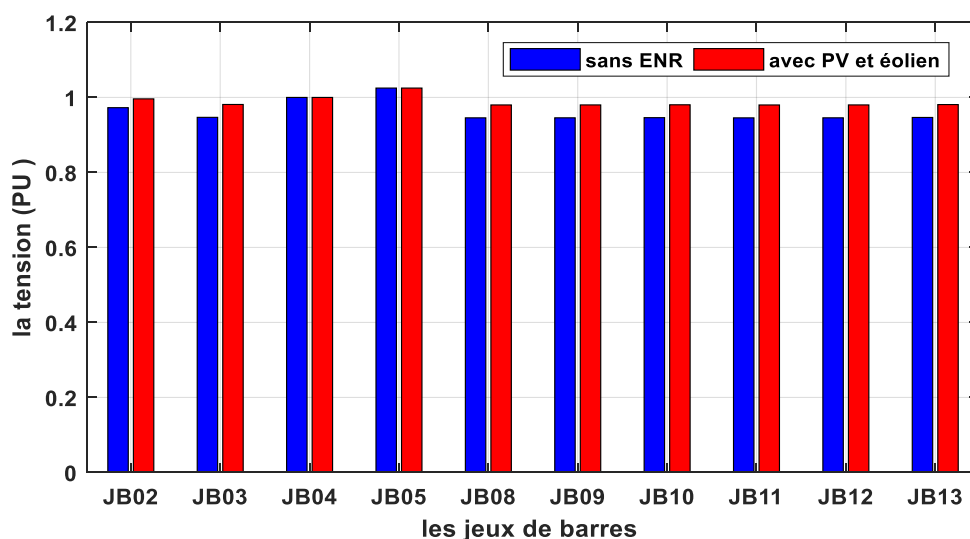


Figure IV-13: Tensions aux jeux de barres sans et avec les ENR

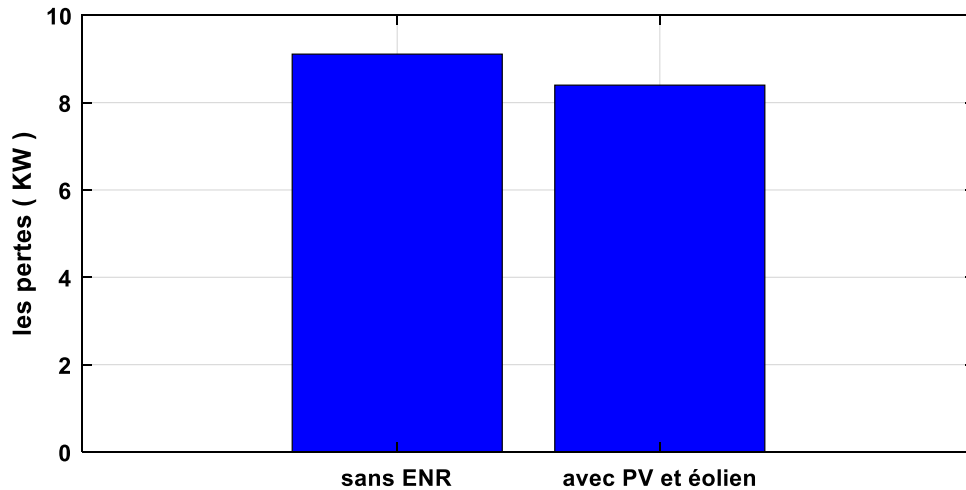


Figure IV-14: les pertes de system sans et avec la présence des ENR

La figure IV-13 illustre que l'intégration simultanée des deux centrales d'énergie renouvelable, photovoltaïque et éolien, permet d'améliorer les niveaux de tension dans tous les jeux de barres, contribuant ainsi à la stabilisation du réseau. En parallèle, la figure IV-14 démontre une réduction notable des pertes d'énergie grâce à cette intégration, ce qui se traduit par une amélioration générale de l'efficacité du système. Cela permet au réseau de minimiser les pertes lors de la transmission et de la distribution, ce qui favorise une utilisation plus durable des ressources énergétiques et améliore la performance globale du système.

En résumé, les analyses des scénarios de stabilité statique du réseau de distribution électrique dans la région de Kaperten exposent que l'intégration d'énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque, joue un rôle fondamental dans l'amélioration des performances du réseau. Cette intégration aide à maintenir des niveaux de tension stables dans diverses parties du réseau, Par ailleurs, cela permet également de réduire de façon significative les pertes d'énergie pendant la transmission et la distribution, améliorant ainsi l'efficacité générale du système.

#### IV.6. Analyse de la Stabilité transitoire

La stabilité transitoire désigne la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme pendant et après des perturbations imprévues, telles que des courts-circuits, des pertes de générateurs, des variations brusques de charge, ou des déclenchements de lignes. Pour analyser ce type de stabilité, il faut prendre en compte à la fois les conditions initiales de fonctionnement du système et les caractéristiques de la perturbation. En raison de l'intégration importante de sources d'énergie renouvelable dans le réseau, il est courant que des oscillations se produisent, mais elles s'affaiblissent

généralement avec le temps. Les oscillations sont principalement causées par les déséquilibres entre les couples électriques et mécaniques des générateurs à un moment donné.

Lorsque la centrale à turbine à gaz alimente le réseau de distribution, une turbine (TG 01) fonctionne en mode pilot (swing) tandis que l'autre (TG 02) est en mode de régulation de tension. Pour tous les scénarios liés à l'étude de la stabilité transitoire, l'angle de rotation du rotor de la deuxième turbine représente un indicateur fiable pour évaluer les effets sur la stabilité du système.

Dans les études de stabilité transitoire, la durée de la perturbation est généralement de l'ordre de 3 à 5 s après le défaut. Cependant, dans cette étude, on procède à une simulation de 20 secondes afin d'obtenir une vue d'ensemble plus détaillée du comportement du système dans différentes conditions transitoires.

Dans cette section de la thèse, l'objectif est d'analyser la réponse du réseau de distribution testé face à trois scénarios de perturbations transitoires :

**Premier scénario :** Court-circuit triphasé sur le jeu de barres principal.

**Deuxième scénario :** Une déconnexion brusque de la charge.

**Troisième scénario :** Une perte soudaine de sources d'énergie renouvelable.

Deux cas d'étude sont utilisés pour examiner chaque scénario :

**Premier cas :** le réseau de distribution est connecté à l'injecteur de 220 kV.

**Deuxième cas :** le réseau de distribution est alimenté par la centrale conventionnelle (SPE Kaberten).

Pour chaque scénario, les résultats présentent la tension au niveau du jeu de barres principal, ainsi que l'angle du rotor du générateur, pour différents niveaux de pénétration des énergies renouvelables dans le réseau.

#### **IV.6.1. Résultat de premier scénario**

Dans ce scénario, un court-circuit triphasé est appliqué au jeu de barres principal de distribution du réseau à l'instant 2 s pendant cinq cycles (système à 50 Hz). Un court-circuit triphasé est un cas typique d'analyse des perturbations transitoires de stabilité des systèmes électriques.

##### **IV.6.1.1. Réponse du réseau au court-circuit triphasé avec intégration de PV**

Dans ce cas, nous appliquons un court-circuit triphasé au jeu de barres principal avec des taux de pénétration variés de PV. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures IV-15, IV-16, IV-17 IV-18 et IV-19.

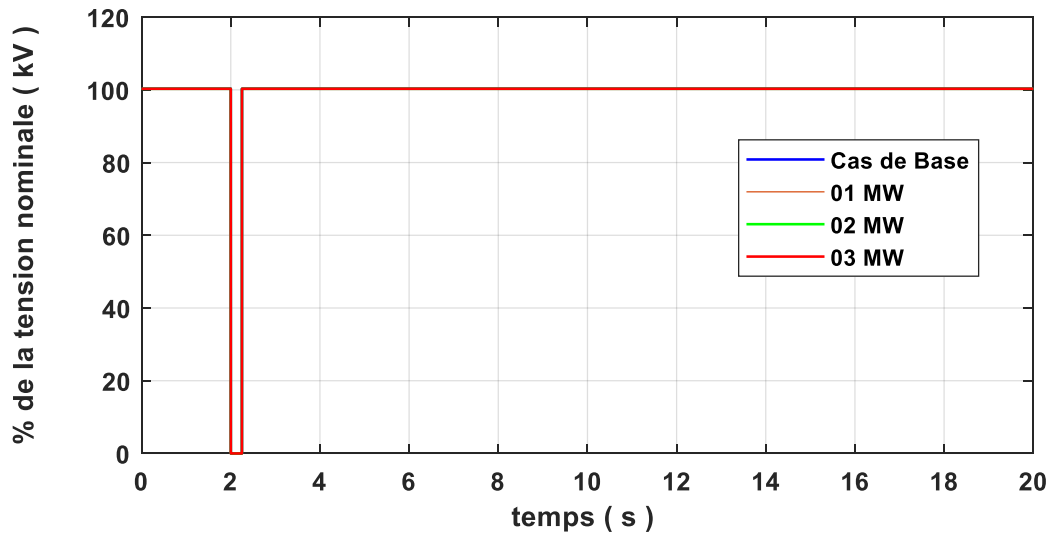


Figure IV-15: la tension au JB principal à différentes pénétrations de PV (premier cas)

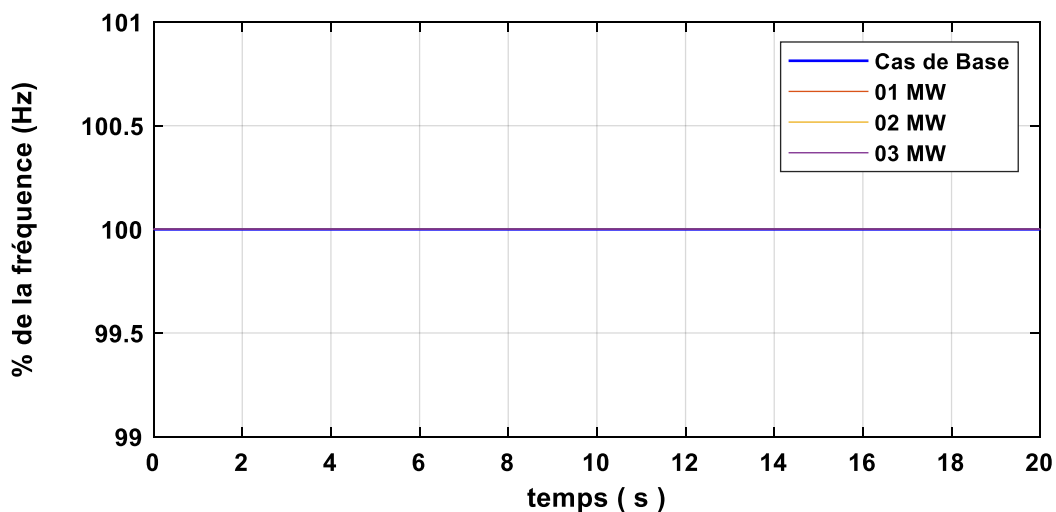


Figure IV-16: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas)

D'après les Figures IV-15 et IV-16, il a été observé que la stabilité du système n'est pas affectée, tant au niveau de la tension qu'à celui de la fréquence, malgré la présence de défauts à différents niveaux d'intégration de la production photovoltaïque (PV), lorsque le réseau de distribution est connecté à l'injecteur de 220 kV.

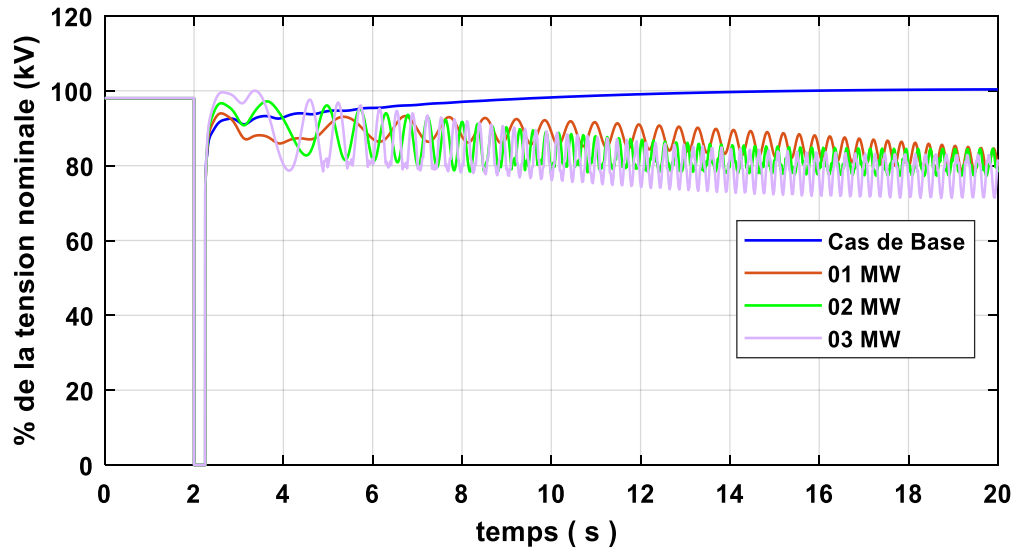


Figure IV-17: la tension au JB principal à différentes pénétrations de PV (deuxième cas)

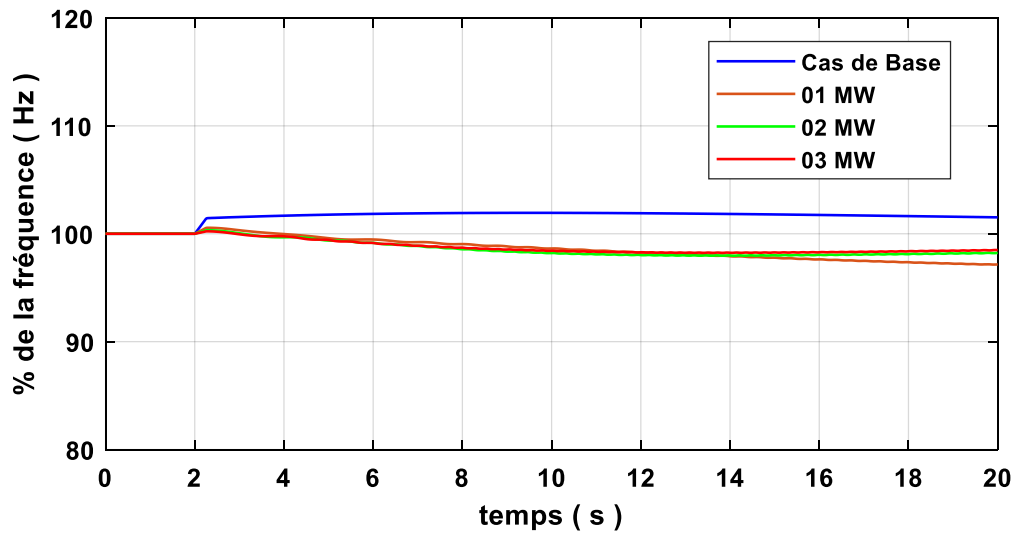


Figure IV-18: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas)

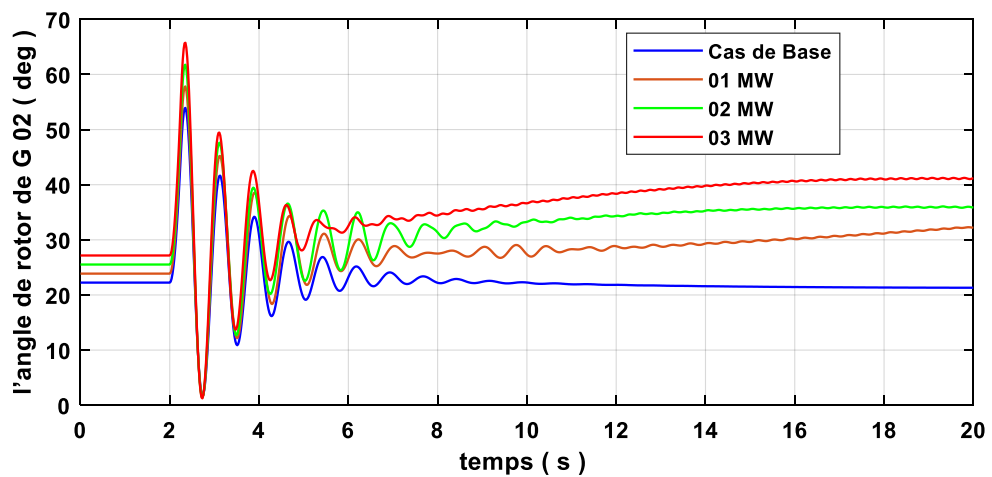


Figure IV-19: l'angle de rotor de G 02 à différentes pénétrations de PV

La Figure IV-17 démontre que lorsque la pénétration photovoltaïques (PV) augmente (0 MW, 1 MW, 2 MW et 3 MW), les oscillations de tension augmentent après la suppression du défaut. Néanmoins, même avec cette amplification, la tension reste stable autour de la valeur nominale dans tous les cas, bien que le temps de stabilisation soit légèrement prolongé avec une pénétration PV plus importante. La centrale photovoltaïque a un effet limité sur la stabilité du système en raison de sa contribution faible par rapport à l'énergie totale du système.

La Figure IV-18 illustre comment la fréquence du jeu de barres principal du réseau évolue suite à un court-circuit triphasé, en tenant compte de divers scénarios de pénétration photovoltaïque (0 MW, 1 MW, 2 MW, 3 MW). On observe qu'une élévation de la pénétration photovoltaïque entraîne une légère diminution de la fréquence en dessous de sa valeur nominale, bien que cette diminution reste modérée. La fréquence retrouve rapidement sa valeur nominale, même si le temps nécessaire pour y parvenir augmente avec des niveaux de pénétration plus élevés. Il est important de signaler que lorsque le réseau de distribution est alimenté par la SPE de Kaberten, la fréquence subit un impact plus significatif dû au défaut que dans le premier scénario, où le réseau est connecté à l'injecteur de 220 kV.

D'après La Figure IV-19, Il a été observé que l'augmentation de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le système conduit à des valeurs plus élevées pour l'angle du rotor. Dans le cas d'un court-circuit triphasé appliqué à l'instant  $t=0$  s et éliminé après 250 ms, d'importantes modifications transitoires se produisent dans l'angle du rotor. Ces fluctuations deviennent plus marquées avec la montée de la pénétration de l'énergie photovoltaïque dans le réseau, variant entre 1 MW et 3 MW.

#### **IV.6.1.2. Réponse du réseau au court-circuit triphasé avec intégration de l'éolien**

Dans ce cas, un court-circuit triphasé est appliqué au jeu de barres principal, en tenant compte de divers taux de pénétration de l'énergie éolienne. Les résultats sont présentés dans les figures IV-20, IV-21, IV-22, IV-23 et IV-24.

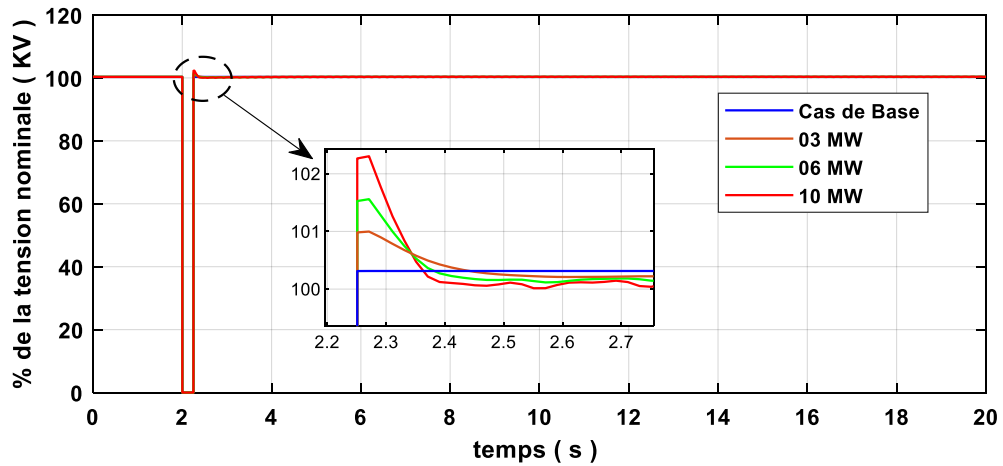


Figure IV-20: la tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (premier cas)

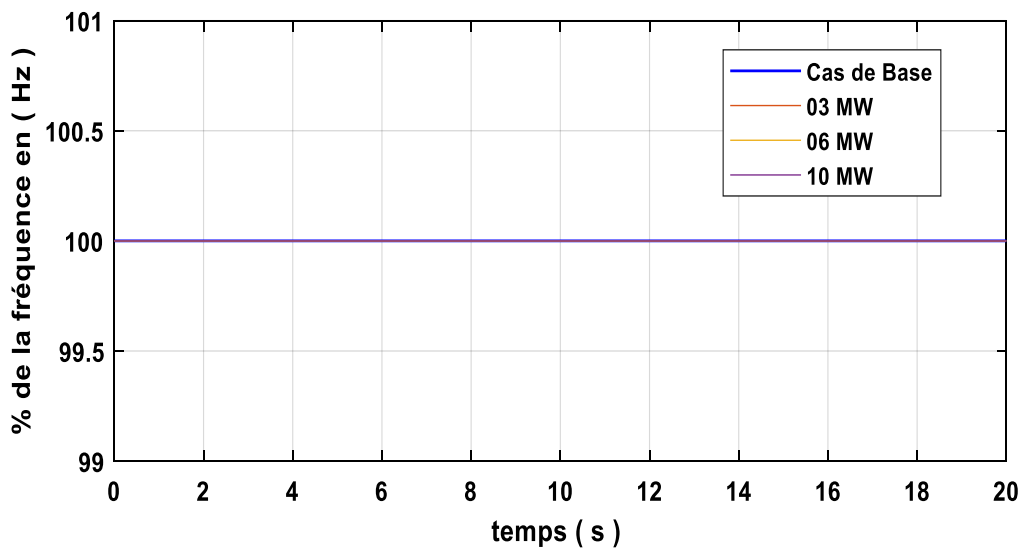


Figure IV-21: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas)

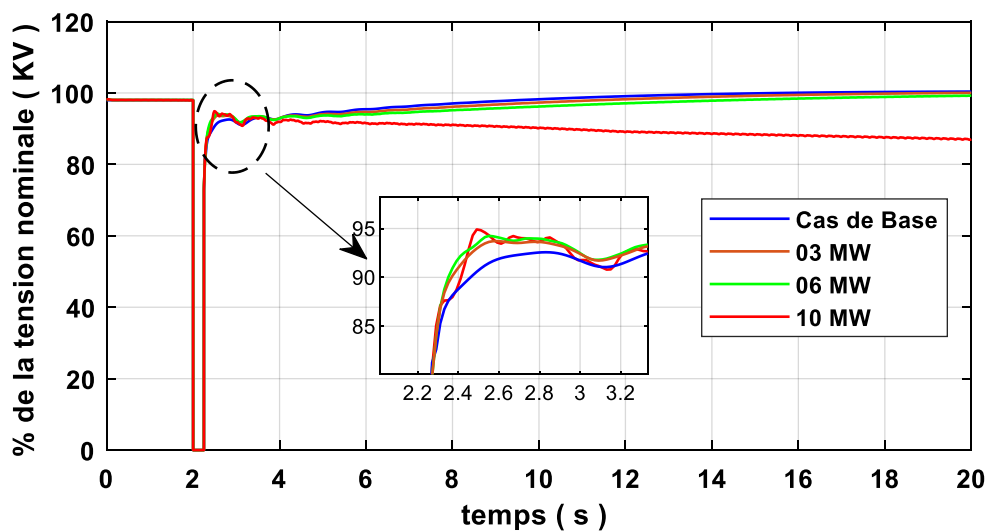


Figure IV-22: la tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (deuxième cas)

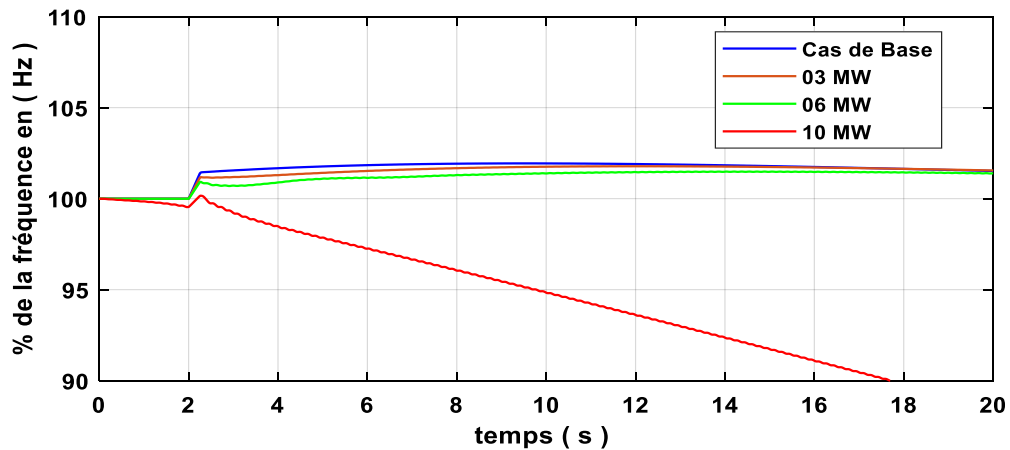


Figure IV-23: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas)

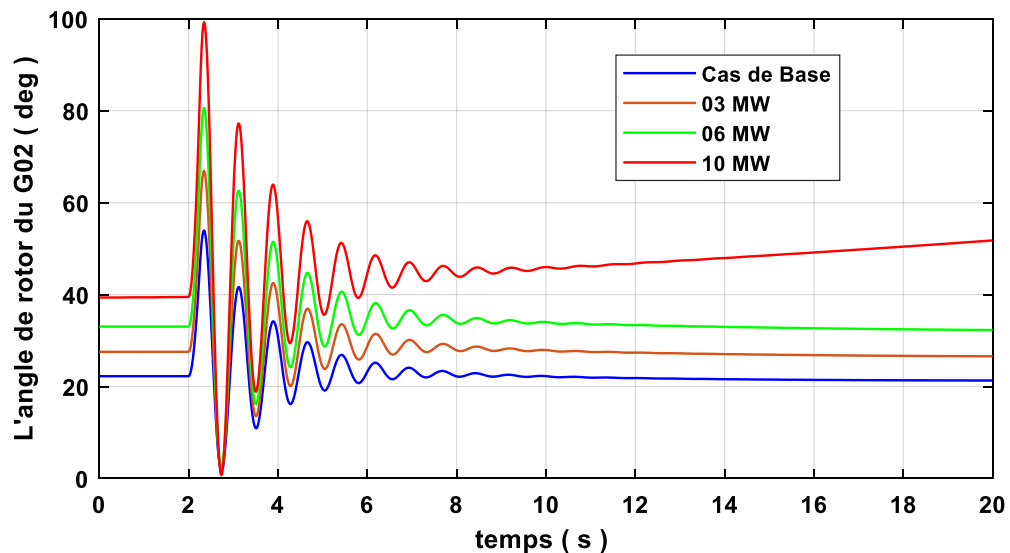


Figure IV-24: L'angle du rotor de la TG02 en fonction de la pénétration de l'éolien

Dans la figure IV-20, on peut observer comment un court-circuit triphasé modifie la tension du jeu de barres principal en fonction des différents niveaux de pénétration de l'énergie éolienne. Lorsqu'un court-circuit triphasé se produit, la tension chute brutalement, atteignant presque 0 %. Après la suppression du défaut (entre 2,2 s et 2,7 s), un pic de tension transitoire (dépassement) apparaît, dont l'intensité varie selon le niveau de pénétration éolienne : le cas de 10 MW (courbe rouge) montre les oscillations les plus marquées, tandis que ceux de 3 MW et 6 MW présentent des oscillations mieux amorties, et le cas de base (sans énergie éolienne) illustre la réponse la plus stable. Même avec ces variations, le système maintient une stabilité transitoire satisfaisante lorsqu'il est connecté à l'injecteur 220 kV, démontrant sa capacité à se remettre d'une perturbation importante. Cela souligne la capacité du réseau à résister à des événements transitoires dans ce cas, même avec une intégration élevée des énergies renouvelables. C'est ce qui est visible sur la courbe Figure IV-21, où le niveau de fréquence reste inchangé dans ce cas.

La figure IV-22 illustre l'effet d'un court-circuit triphasé appliqué à  $t = 2$  s sur la tension du jeu de barres principal pour divers niveaux de pénétration d'énergie éolienne. Lors du défaut, on observe une chute brutale de la tension, avec un comportement similaire pour tous les niveaux de pénétration. Après avoir éliminé le court-circuit, la récupération se fait progressivement, mais des variations notables sont observées en fonction du niveau de pénétration éolienne :

- La récupération est plus lente dans le cas de base.
- Les scénarios où l'on utilise l'énergie éolienne (3 MW, 6 MW, 10 MW) offrent une récupération améliorée, avec des oscillations transitoires mieux amorties.

Finalement, le système parvient à retrouver un nouvel état d'équilibre, ce qui confirme sa capacité à retrouver la stabilité après une perturbation majeure, en particulier lorsque des énergies éoliennes sont intégrées.

Suite à l'analyse de la figure IV-23, il est clairement que la courbe de fréquence connaît des modifications significatives avec l'intégration de 10 MW d'énergie éolienne. Cette variation met en lumière l'impact considérable d'une forte présence éolienne sur la dynamique de la fréquence, soulignant ainsi les défis potentiels pour la gestion de la stabilité du système dans de telles conditions.

La figure IV-24 démontre que l'angle du rotor du TG02 est fortement affecté par l'intégration de l'énergie éolienne. En effet, cet angle s'accroît de manière continue avec l'augmentation de l'énergie éolienne injectée dans le système. Lorsque 10 MW d'énergie éolienne sont intégrés au réseau, des fluctuations significatives de l'angle du rotor sont observées, indiquant un rapprochement de la stabilité angulaire de la zone critique. Ce phénomène met en évidence l'effet des énergies renouvelables sur la dynamique du système, en raison de leur faible inertie et de leur interaction avec les générateurs synchrones.

#### **IV.6.2. Résultat de deuxième scénario**

Dans ce scénario, la plus grande charge connectée au système (ARAIAN RAS 4.46MVA) se déconnecte brusquement à l'instant 2 s, le comportement du système est évalué en utilisant divers cas de pénétration d'énergie renouvelable (PV et éolien).

##### **IV.6.2.1. Réponse du réseau à une déconnexion Brusque de charge avec intégration de PV**

Dans ce cas, la plus importante charge connectée au système (ARAIAN RAS 4.46MVA) se débranche brutalement à l'instant 2 s, avec des taux de pénétration variés de PV. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures IV-25, IV-26, IV-27, IV-28 et IV-29.

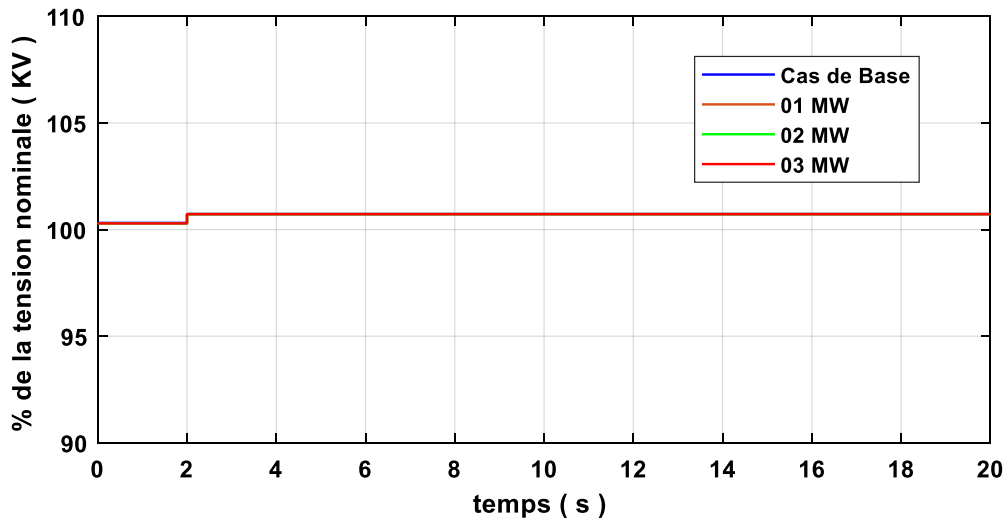


Figure IV-25: la tension au JB principal à différentes pénétrationss de PV (premier cas)

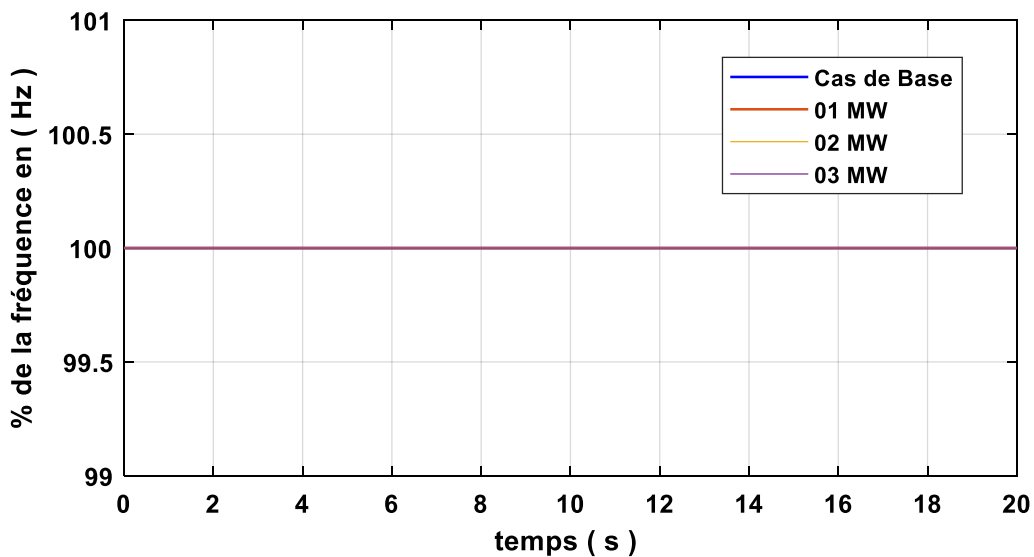


Figure IV-26: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas)

La figure IV-25 représente la tension sur le jeu de barres principal suite à la déconnexion soudaine de la plus grande charge du réseau de distribution. Avant  $t = 2s$ , la tension est stable à 100 % de sa valeur nominale, ce qui indique un fonctionnement normal. Cependant, lorsque la charge est déconnectée à  $t = 2s$ , la tension connaît une augmentation temporaire au-delà de sa valeur nominale, résultant d'une baisse de la demande en puissance active. Ce phénomène entraîne un déséquilibre momentané entre la production et la consommation. Dans le scénario de base (sans photovoltaïque), on observe une faible augmentation de la tension après la déconnexion de la charge, mais celle-ci reste dans des limites acceptables. D'un autre côté, concerne l'intégration photovoltaïque (1 MW, 2 MW, 3 MW), les scénarios avec un taux d'intégration plus élevé montrent des comportements similaires à ceux du cas de base. La montée temporaire de la tension est plus marquée lorsque les niveaux de pénétration PV sont importants, en raison de la contribution des sources renouvelables, qui ne sont pas directement

affectées par la déconnexion. La figure IV 26 illustre également que la fréquence n'a pas été impactée dans tous les scénarios. Le retour rapide à la stabilité après cette déconnexion démontre la solidité du système en ce qui concerne la gestion de la tension et de l'énergie, en particulier lorsque le réseau de Kaberten est relié à l'injecteur de 220 kV.

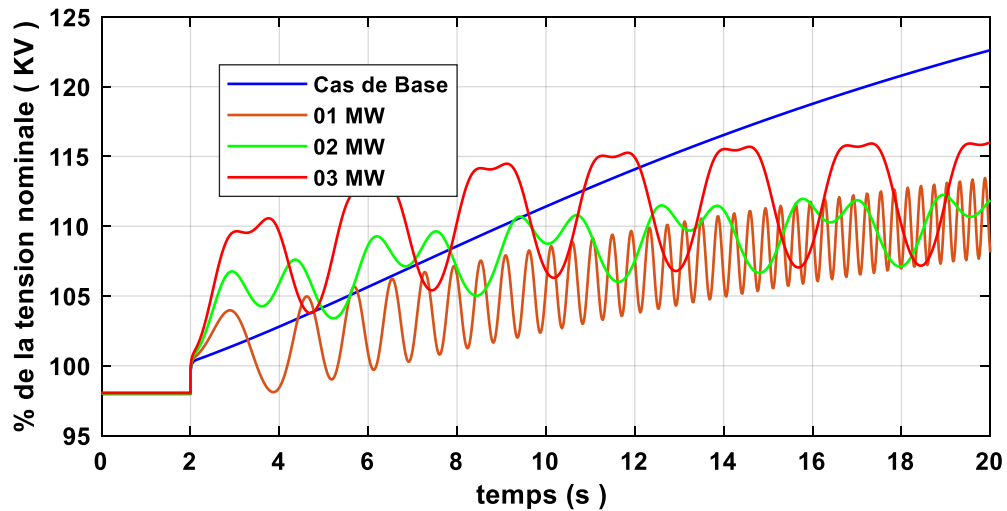


Figure IV-27: la tension au JB principal à différentes pénétrations de PV (deuxième cas)

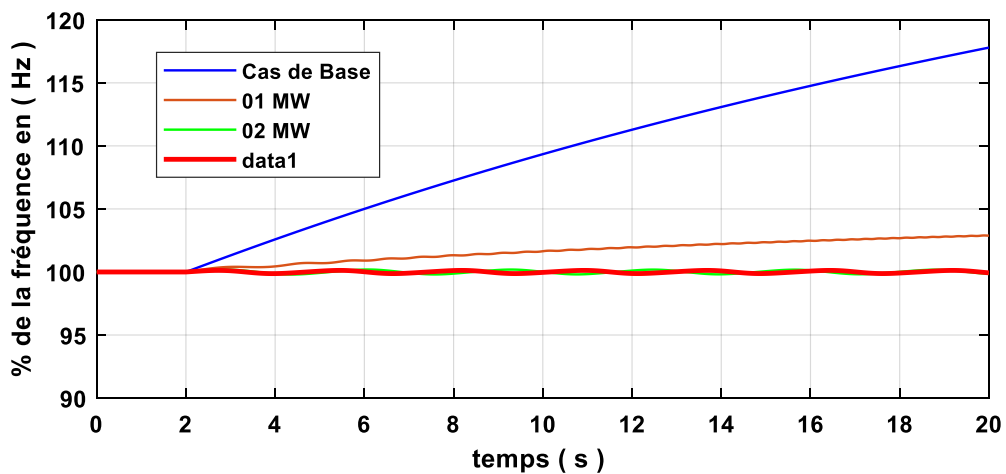


Figure IV-28: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas)

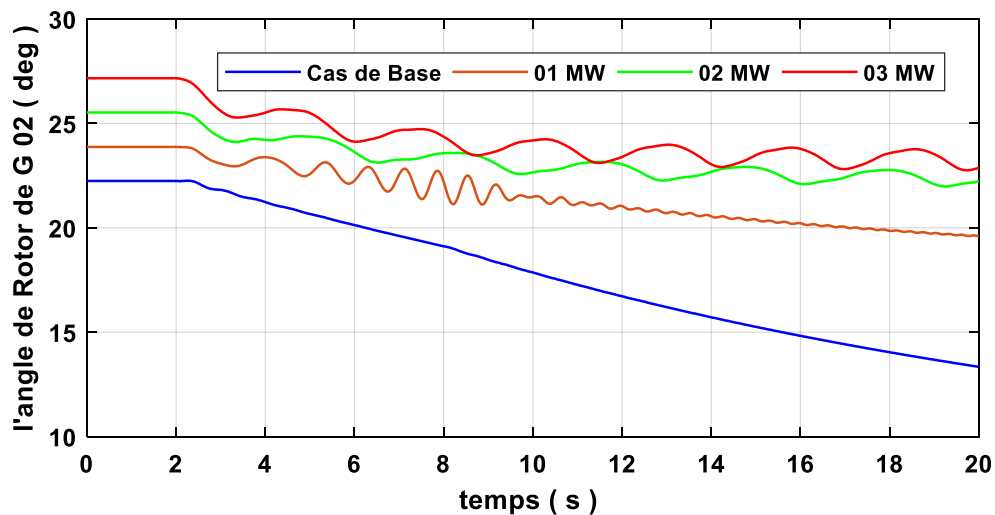


Figure IV-29: L'angle du rotor de la TG2 en fonction de la pénétration de PV

La figure IV-27 montre la réponse dynamique de la tension sur le jeu de barre principal du système électrique du Kaberten suite à une déconnexion soudaine de la plus grande charge à  $t=2$  s. Dans le scénario de Base (sans intégration photovoltaïque), la déconnexion de cette charge entraîne une montée progressive de la tension, dépassant la valeur nominale de manière linéaire. Par contre, dans les cas incluant de la production photovoltaïque, d'importantes fluctuations de tension se manifestent immédiatement après la déconnexion, avec des variations marquées selon la puissance photovoltaïque intégrée ( $3 \text{ MW} > 2 \text{ MW} > 1 \text{ MW}$ ). La déconnexion de la charge provoque un excès soudain d'énergie dans le réseau, ce qui entraîne une élévation transitoire de la tension. En l'absence de mécanismes pour absorber ou dissiper cette énergie, on observe des oscillations prolongées, surtout à des niveaux élevés de pénétration photovoltaïque. Les scénarios incluant des sources d'énergie renouvelable mettent en évidence une instabilité accrue en raison de la contribution variable des sources photovoltaïques, qui ne présentent pas d'inertie par rapport aux générateurs conventionnels.

La figure IV-28 montre l'évolution de la fréquence exprimée en pourcentage de sa valeur nominale, évolue après une déconnexion brutale de la plus grande charge à  $t=2$ s, lorsque le réseau est uniquement alimenté par la centrale SPE kaberten. Dans le scénario de base, sans intégration de l'énergie photovoltaïque (PV), la fréquence augmente progressivement au-delà de sa valeur nominale avec une pente marquée, ce qui illustre l'impact immédiat de la réduction soudaine de la charge sur l'équilibre entre la puissance générée et la puissance demandée. Par contre, lorsqu'il y a une intégration des énergies renouvelables, comme dans les scénarios à 1 MW, 2 MW, etc., la fréquence reste relativement stable avec peu d'oscillations par rapport au cas de base. Les scénarios avec une forte pénétration de PV, par exemple 2 MW et 3 MW, montrent une régulation de la fréquence améliorée, probablement

grâce à la contribution des puissances d'origine renouvelables, bien que ces dernières manquent d'inertie physique.

La déconnexion de la charge entraîne d'abord une augmentation de la fréquence, parce que la puissance générée excède alors immédiatement la demande. Toutefois, dans les scénarios avec photovoltaïque, les onduleurs permettent d'atténuer partiellement ces fluctuations, contribuant ainsi à une stabilisation relative.

D'après la figure IV-29, qui représente l'évolution de l'angle du rotor de la turbine à gaz TG2 en relation avec la pénétration de la production photovoltaïque (PV), on observe une augmentation progressive de cet angle lorsque l'énergie photovoltaïque est intégrée dans le système. Cette augmentation rapproche le système du mode critique de stabilité, ce qui peut être attribué à l'absence de couple inertiel dans les systèmes photovoltaïques. En effet, contrairement aux générateurs synchrones des turbines à gaz, les onduleurs des sources photovoltaïques ne génèrent pas de couple mécanique, ce qui restreint leur impact sur la stabilité angulaire du système.

#### IV.6.2.2. Réponse du réseau à une déconnexion Brusque de charge avec intégration de l'éolien

À l'instant 2 s, la charge la plus importante du système (ARAIAN RAS 4.46MVA) se débranche brusquement, La réponse du système au scénario est testée selon des taux de pénétration variés de l'énergie éolien. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures IV-30, IV-31, IV-32, IV-33 et IV-34.

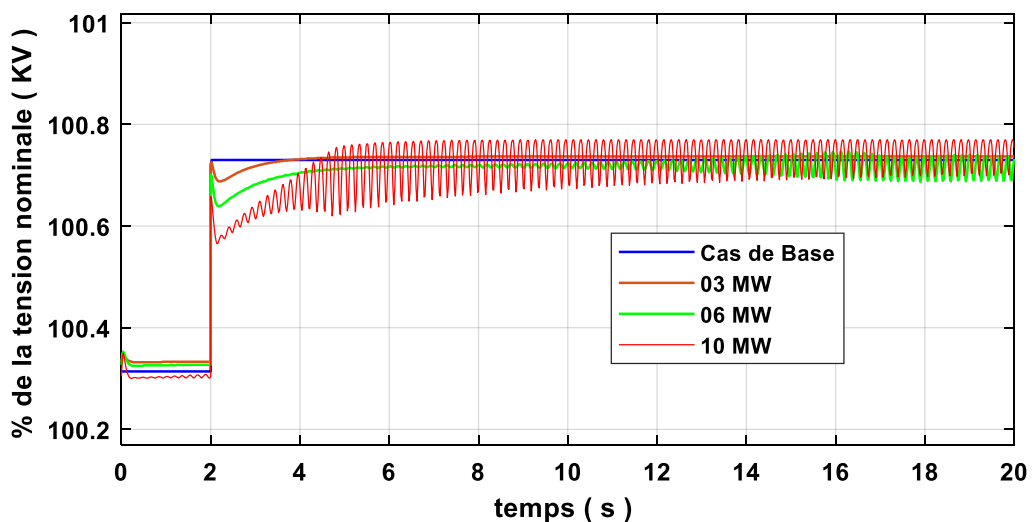


Figure IV-30: la tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (premier cas)

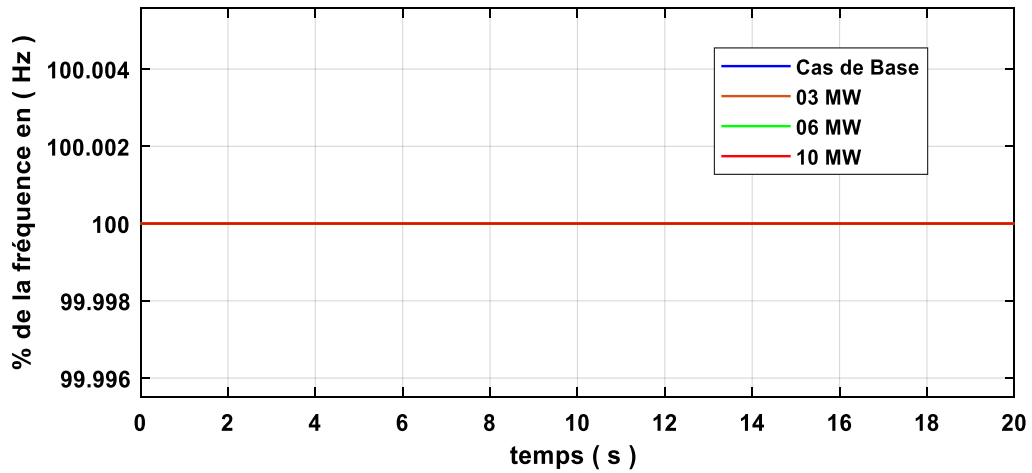


Figure IV-31: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (premier cas)

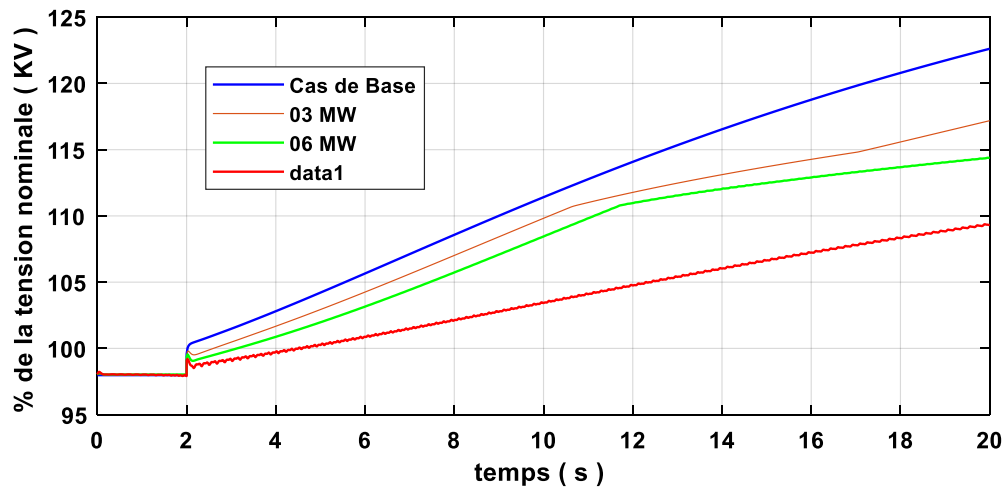


Figure IV-32: Tension au JB principal à différentes pénétrations de l'énergie éolienne (deuxième cas)

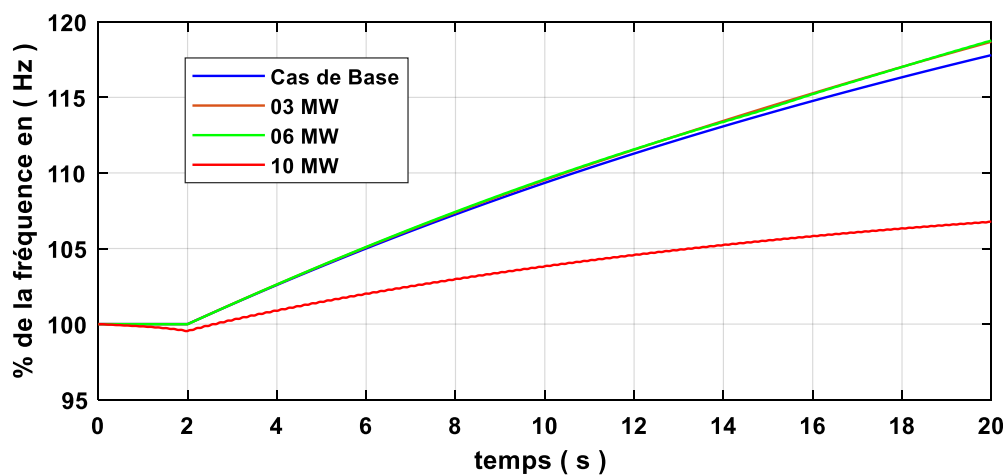


Figure IV-33: Le % de la fréquence dans le jeu de barres principal en Hz (deuxième cas)

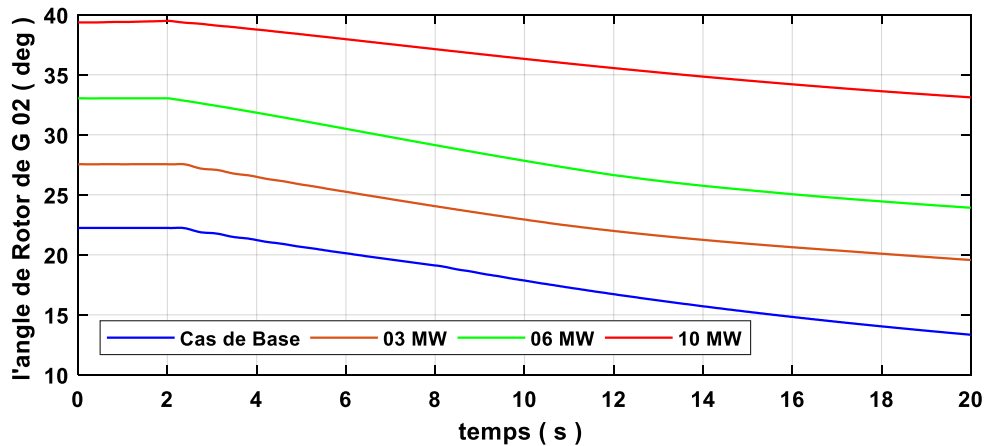


Figure IV-34: L'angle du rotor de la TG2 en fonction de la pénétration de l'éolien

La figure IV-30 montre l'évolution de la tension sur le jeu de barres principal en fonction de divers niveaux de pénétration de l'énergie éolienne. Une déconnexion brusque de la charge entraîne une augmentation instantanée de la tension, résultant d'un déséquilibre entre l'offre et la demande, en raison d'une forte chute de la charge. Cette situation provoque des oscillations significatives, surtout lorsque la capacité éolienne atteint 10 MW (illustrée par la courbe rouge). L'intensité de ces oscillations varie selon le niveau d'intégration de l'énergie éolienne. Malgré ces fluctuations temporaires, les niveaux de tension restent dans des limites acceptables avant et après cet événement perturbateur. Ainsi, l'intégration de l'énergie éolienne modifie le comportement transitoire du système tout en maintenant sa stabilité générale. Cependant, nous n'avons remarqué aucun effet sur la fréquence en raison de cette perturbation (Figure IV-31).

Dans le cas d'une alimentation du réseau via la centrale conventionnelle, suite à la déconnexion brutale de la charge, on constate que l'écart de tension diminue progressivement avec l'augmentation du pourcentage d'énergie éolienne dans le système (Figure IV-32). La fréquence se stabilise progressivement à raison que la pénétration éolienne augmente, comme le montre la Figure IV-33. Néanmoins, on peut observer une augmentation graduelle de l'angle du rotor (Figure IV-34) en fonction du pourcentage d'énergie éolienne intégrée dans le système. Les résultats montrent que les énergies éoliennes ont un effet stabilisant sur la tension et la fréquence, tout en soulignant une contrainte sur la stabilité angulaire, ce qui exige une gestion appropriée pour maintenir l'équilibre global du système électrique.

### IV.6.3. Résultat de troisième scénario

Ce scénario implique une simulation des effets de changements climatiques brusques sur la production des centrales d'énergie renouvelable. Dans une première phase, la centrale photovoltaïque est progressivement isolée du réseau, ce qui nous permet d'observer les conséquences de cette

déconnexion sur l'angle du rotor du générateur 2 et sur le niveau de tension à le jeu de barres principale, ainsi que sur la stabilité globale du système. Nous reproduisons ensuite ce processus avec la centrale éolienne pour analyser ses impacts distincts sur le réseau.

#### IV.6.3.1. Réponse du réseau à la perte brutale de production photovoltaïque

Dans ce cas, une simulation est exécutée pour étudier l'effet de l'isolement graduel de la centrale photovoltaïque sur la stabilité du système. À chaque étape, les conséquences de cette déconnexion sont observées et analysées. Les résultats sont présentés dans les figures IV-35, IV-36, IV-37, IV-38 et IV-39 qui montrent l'évolution de divers paramètres du système, tels que la tension, la fréquence et l'angle du rotor, mettant en lumière les impacts dynamiques de ce changement sur la stabilité générale du réseau.

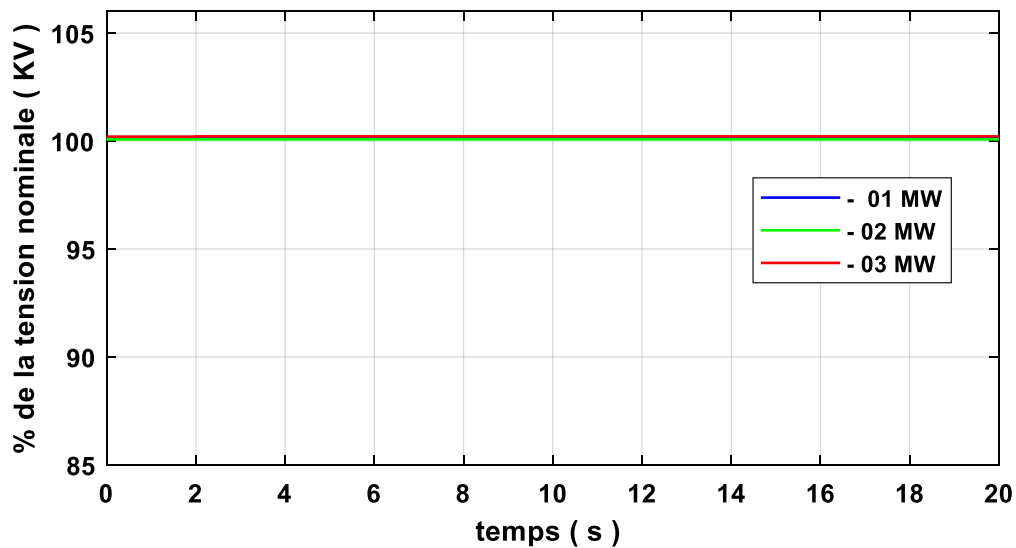


Figure IV-35: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 1)

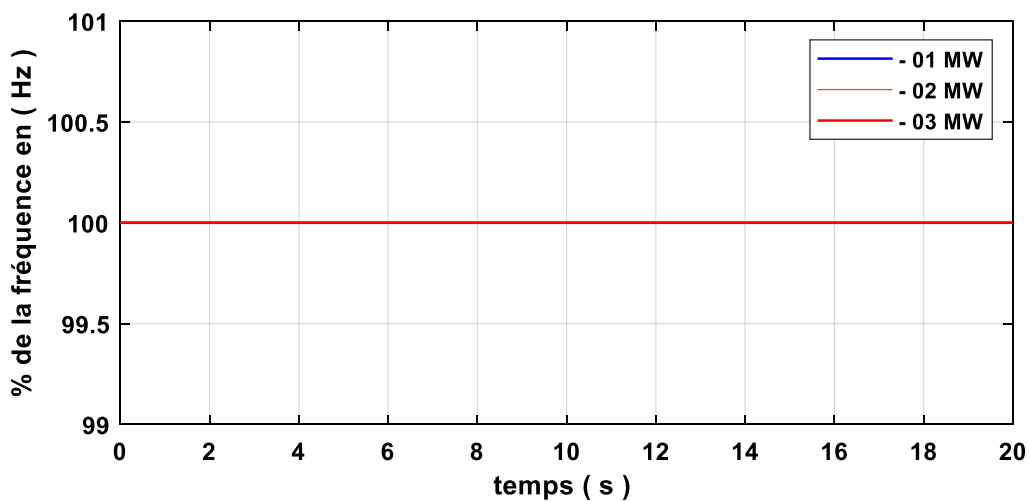


Figure IV-36: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 1)

D'après la Figure IV-36, la déconnexion brusque de l'énergie photovoltaïque du réseau à l'instant 2 s, quelle que soit la proportion d'intégration, n'influence pas la fréquence au niveau du jeu de barres principale. Cela peut être en partie expliqué par la petite capacité de la station photovoltaïque (3 MW) comparée à l'ensemble du système, ainsi que par la connexion du réseau de distribution au réseau principal via l'injecteur 220 kV, qui ajustent instantanément l'énergie requise pour maintenir l'équilibre du système.

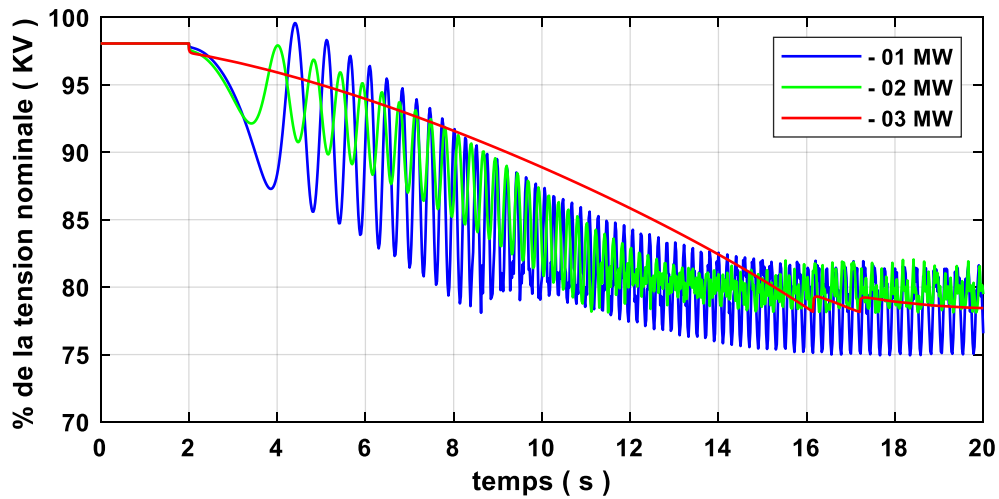


Figure IV-37: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 2)

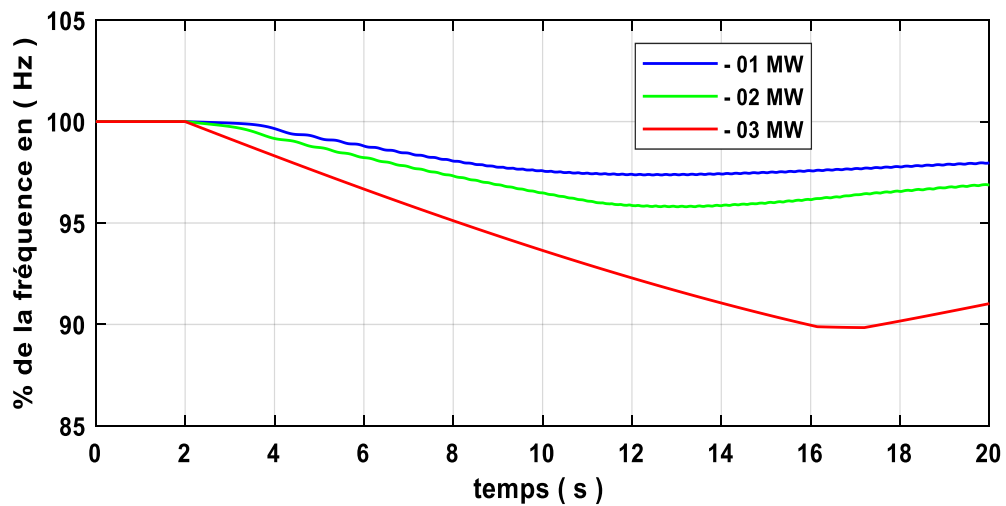


Figure IV-38: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes PV (Cas 2)

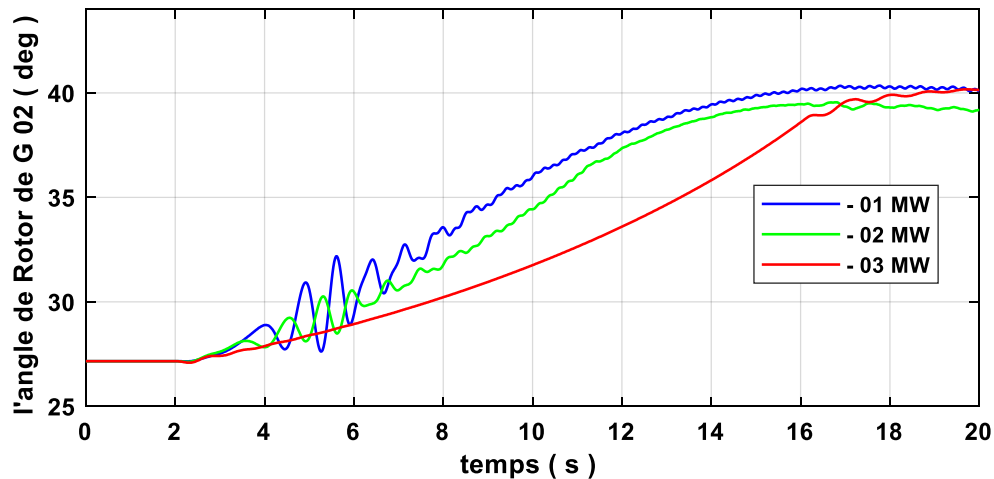


Figure IV-39: Evolution de l'angle du rotor de G02 sous différentes pertes de PV

La figure IV-37 illustre l'évolution de la tension au niveau du jeu de barres principal dans le 2<sup>ème</sup> cas (réseau alimenté par une centrale à turbine à gaz). Une perturbation survient à  $t = 2$  s suite à la déconnexion partielle de la production photovoltaïque, entraînant une chute brusque de tension suivie d'oscillations dont l'amplitude diminue avec l'augmentation de la puissance déconnectée. Malgré ces fluctuations, les régulateurs de tension des turbines à gaz parviennent à stabiliser le système. Entre 14 et 20 secondes, la tension atteint un état stationnaire d'environ 77 % pour une perte de 1 MW et environ 80 % pour des pertes de 2 MW et 3 MW. Par contre, dans le 1-<sup>er</sup> cas (réseau connecté à la ligne Adrar-Timimoun) (Figure IV-35), La tension reste insensible aux variations du niveau de perte de production photovoltaïque.

La Figure IV-38 montre comment le pourcentage de fréquence au JB principal a évolué en réponse à diverses pertes de production photovoltaïque (PV). Quand la production PV est déconnectée à  $t = 2$  s, la fréquence diminue progressivement. Cette diminution varie en fonction de la puissance retirée. Pour une perte de 01 MW, la fréquence baisse modérément pour atteindre environ 98 %. Pour une perte de 02 MW, la chute est intermédiaire, se stabilisant autour de 96 %, tandis que pour 03 MW, la baisse est plus prononcée, atteignant environ 90 %. À la différence de la tension, la fréquence ne présente aucune oscillation significative. Ainsi, la réponse en fréquence du système est plus amortie que celle en tension, et l'impact sur la fréquence est proportionnel à la puissance déconnectée : plus la puissance est élevée, plus l'écart de fréquence devient clair.

La Figure IV-39 illustre l'évolution de l'angle du rotor de la G02 face à différentes pertes de production photovoltaïque (PV). Dans la phase initiale (de 0 à 2 s), l'angle du rotor reste stable à environ 27 degrés, ce qui indique un fonctionnement en régime permanent. À partir du moment où les PV sont déconnectés à  $t = 2$  s, on remarque une augmentation progressive de l'angle du rotor, dont la variation dépend de la puissance déconnectée. Cette augmentation est plus rapide lors d'une perte de 01 MW, intermédiaire pour 02 MW, et plus lente pour 03 MW. On note également des oscillations de faible

amplitude entre 4 et 8 secondes, particulièrement marquées pour 01 MW. Par la suite, les trois courbes se stabilisent vers une valeur finale identique, autour de 40 degrés. On observe que la vitesse d'évolution de l'angle du rotor dépend de manière inverse de la puissance déconnectée des PV.

#### IV.6.3.2. Réponse du réseau à la perte brutale de production éolien

Une simulation a été réalisée pour évaluer l'effet de la déconnexion progressive de la production éolienne sur la stabilité du système. Les effets sur le système ont été observés et analysés à chaque étape de cette déconnexion. Les résultats illustrés dans les figures IV-40 à IV-44, montrent l'évolution de divers paramètres système, y compris la tension, la fréquence et l'angle du rotor. Grâce à ces études, nous pouvons approfondir notre compréhension des effets dynamiques de ce changement sur la stabilité de notre système.

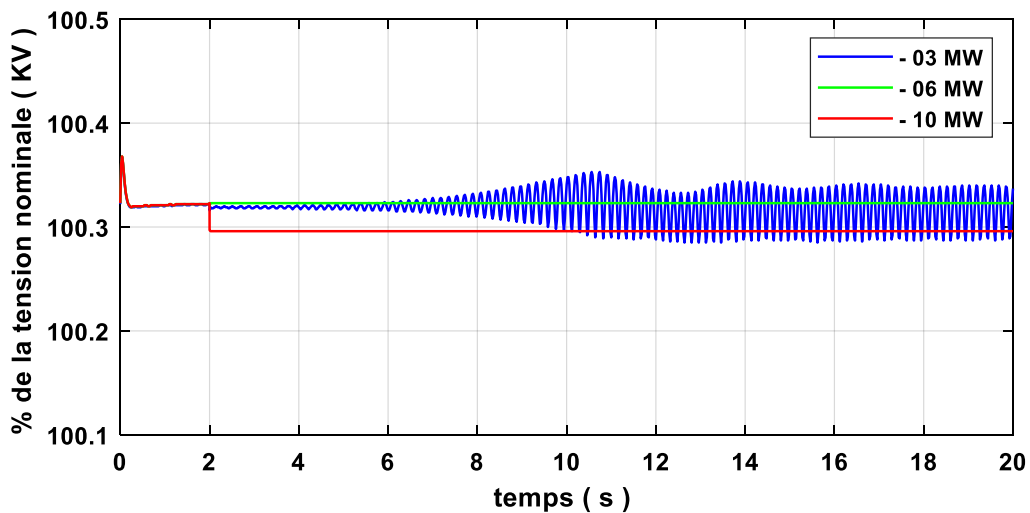


Figure IV-40: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 1)

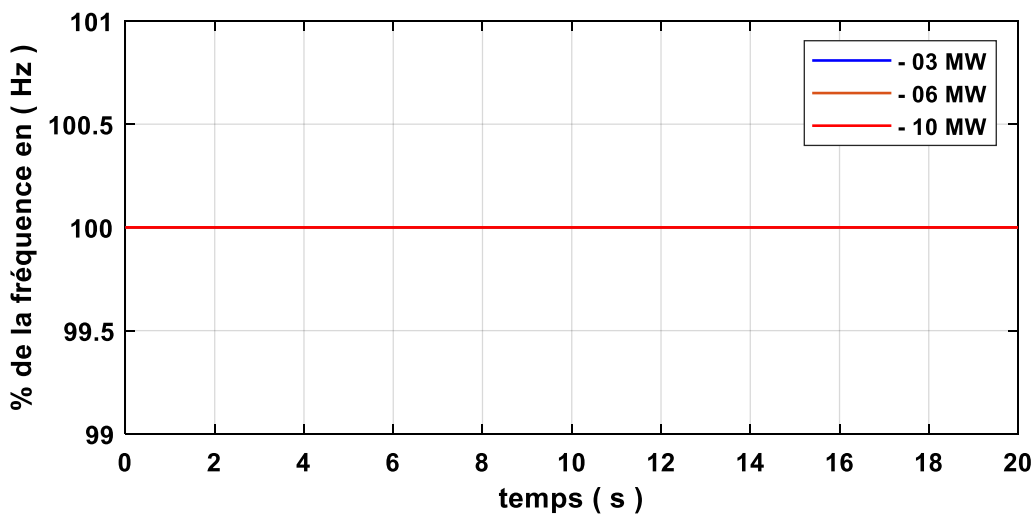


Figure IV-41: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 1)

Les figures IV-40 et IV-41 montrent qu'une séparation progressive du parc éolien du réseau de distribution a un impact limité sur la tension et la fréquence du jeu de barre principal, lorsque celui-ci est lié à l'injecteur de 220 kV. Tous les manques de puissance dans le système ont été compensés grâce à la connexion à l'injecteur de 220 kV.

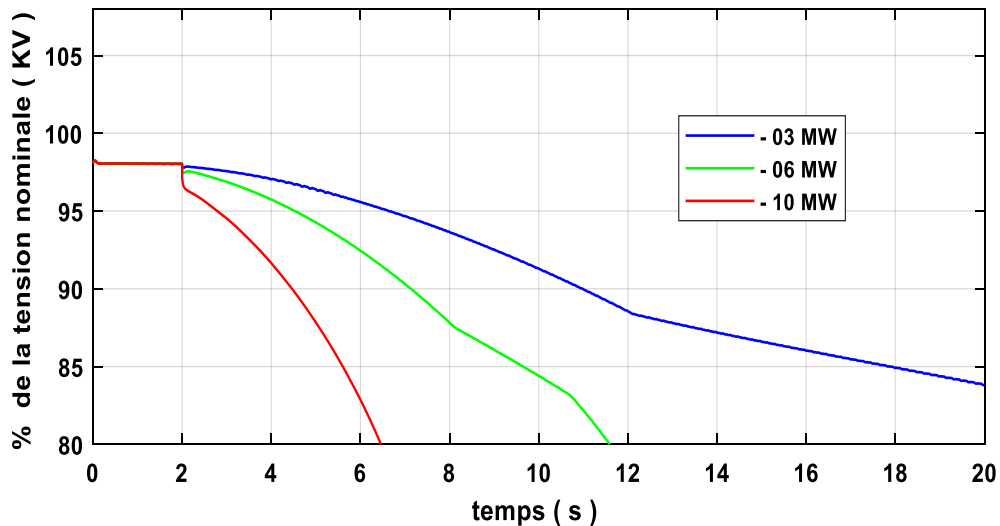


Figure IV-42: Evolution de tension au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 2)

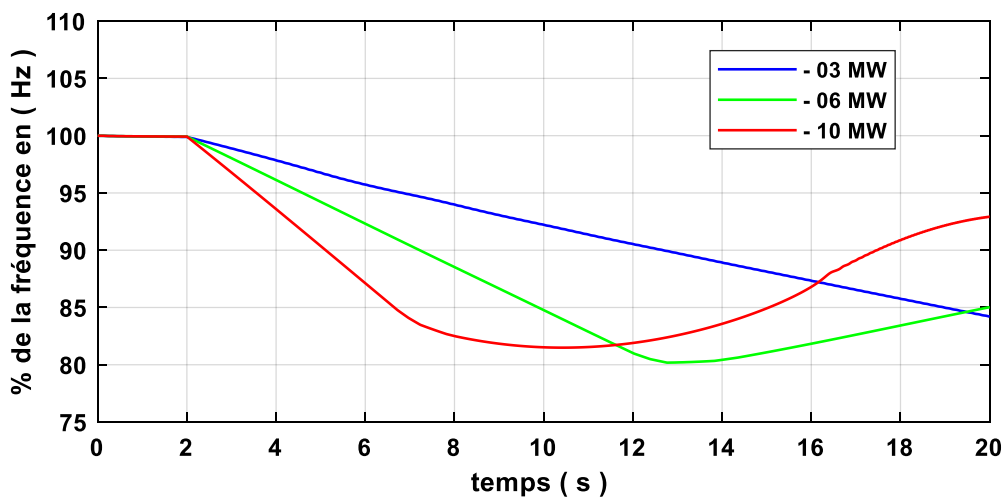


Figure IV-43: Le % de la fréquence au JB principal sous différentes pertes d'énergie éolien (Cas 2)

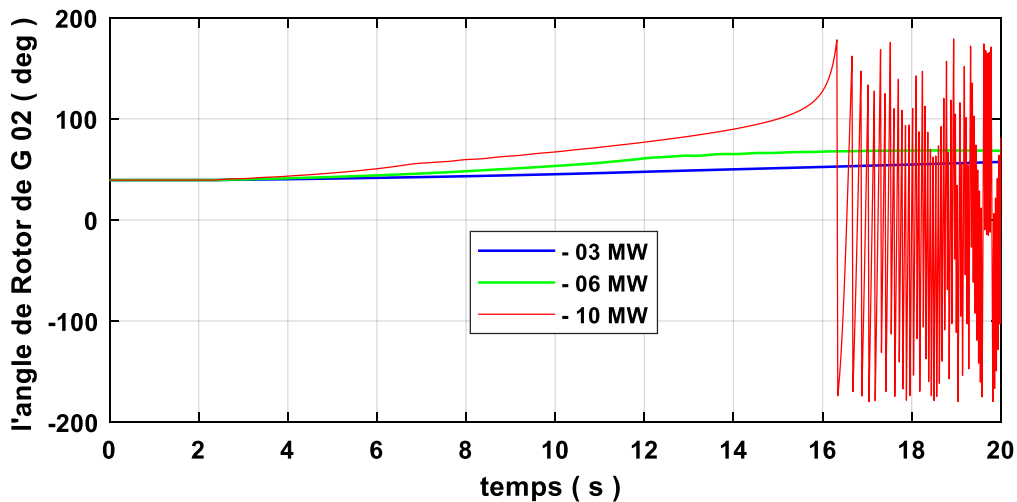


Figure IV-44: Evolution de l'angle du rotor de G02 sous différentes pertes d'énergie éolien

Les figures IV-42, IV-43 et IV-44 illustrent l'effet critique de la déconnexion de l'énergie éolienne sur la stabilité du réseau électrique. Pour une perte de 03 MW, le système parvient à maintenir sa stabilité malgré une diminution progressive des paramètres, avec une tension stabilisée à 85 % (Figure IV-42), une fréquence gérable (Figure IV-43), et un angle rotorique contrôlé (Figure IV-44). Cependant, dans les scénarios de perte de 06 MW et de 10 MW, des instabilités importantes apparaissent : à 06 MW, le système devient instable après 12 secondes, tandis qu'à 10 MW, une chute rapide de la tension se manifeste dès 8 s, suivie de violentes oscillations de l'angle rotorique après 16 secondes (Figure IV-44), entraînant une perte totale de stabilité.

L'analyse du troisième scénario révèle que la perte de production d'énergie renouvelable influence la stabilité du réseau. La coupure progressive de la centrale photovoltaïque a un impact limité sur la fréquence et la tension, probablement en raison de sa petite capacité par rapport au système. En revanche, la déconnexion de l'énergie éolienne devient critique au-delà de 6 MW, entraînant une instabilité majeure. Étant donné la dépendance des énergies renouvelables aux conditions météorologiques, l'intégration de systèmes de prévision intelligents est essentielle pour anticiper ces variations et optimiser la gestion du réseau.

#### IV.7. Renforcement de la Stabilité du réseau test par le SVC

Les résultats précédents ont montré que le système est plus stable lorsque le réseau de distribution de la région de Kaberten est alimenté par l'injecteur 220 KV. Pour cela, nous nous limiterons à re-simuler les scénarios précédents, qui incluent des phénomènes critiques tels que les courts-circuits et les fluctuations de charge, en cas de raccordement du réseau de distribution de Kaberten à la station traditionnelle. Cependant, cette fois-ci, nous allons intégrer un Compensateur statique de l'énergie réactive (SVC) dans le jeu de barres principal. Le SVC est un dispositif qui permet

de contrôler la tension et d'améliorer la stabilité du système électrique en compensant les variations de puissance réactive. Nous observerons de près l'impact de cette intégration sur la stabilité du système ainsi que sur son efficacité. En particulier, nous analyserons comment le SVC peut contribuer à réduire les oscillations de tension et à stabiliser le réseau face aux perturbations.

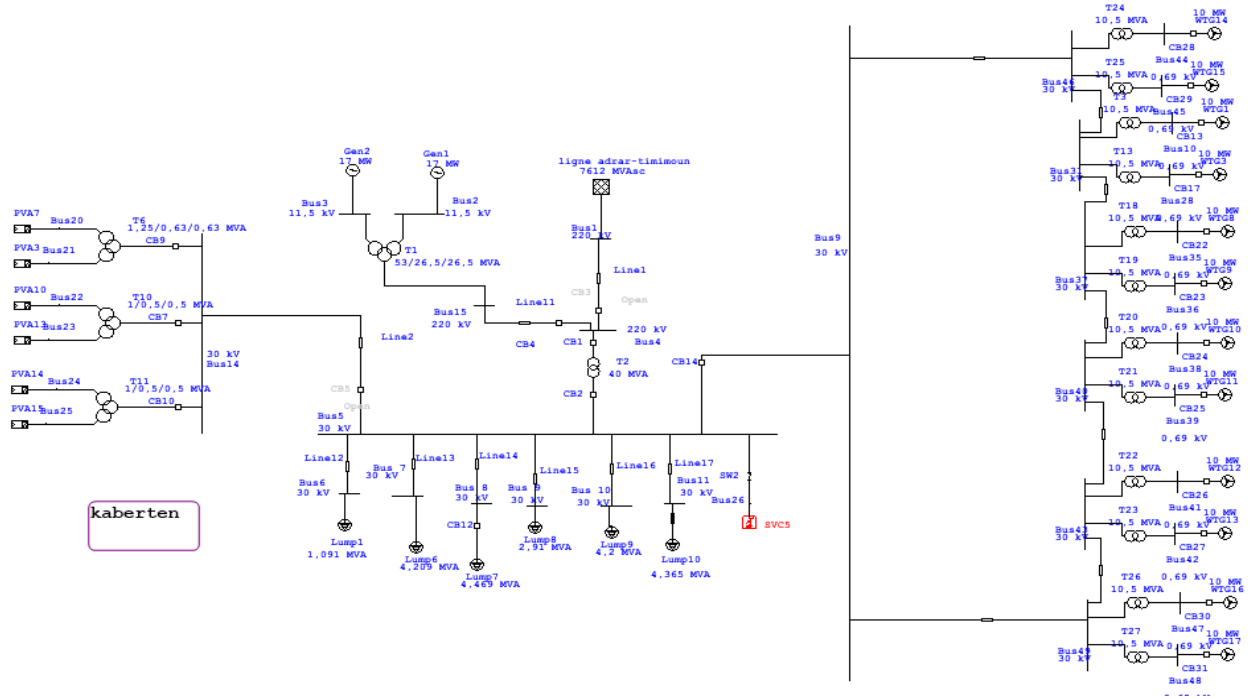


Figure IV-45: Schéma unifilaire du réseau avec le positionnement des SVC.

#### IV.7.1. Court-Circuit Triphasé sur le JB Principale

Dans ce scénario, un court-circuit triphasé est appliqué au jeu de barres principal du réseau à l'instant de 2 s, pendant cinq cycles (la fréquence du réseau étant de 50 Hz). Nous avons réalisé deux tests : le premier en l'absence de SVC et le deuxième avec la présence de ce dernier. À chaque fois, nous avons extrait les courbes de tension et d'angle du rotor pour la deuxième turbine, puis nous avons discuté des résultats obtenus dans chaque cas.

##### IV.7.1.1. Impact du SVC sur un court-circuit triphasé au JB principal avec l'intégration de PV

Les figures ci-dessous démontrent l'influence du SVC sur la tension dans le jeu de barres principal et sur l'angle du rotor du générateur 2, avec et sans l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le système.

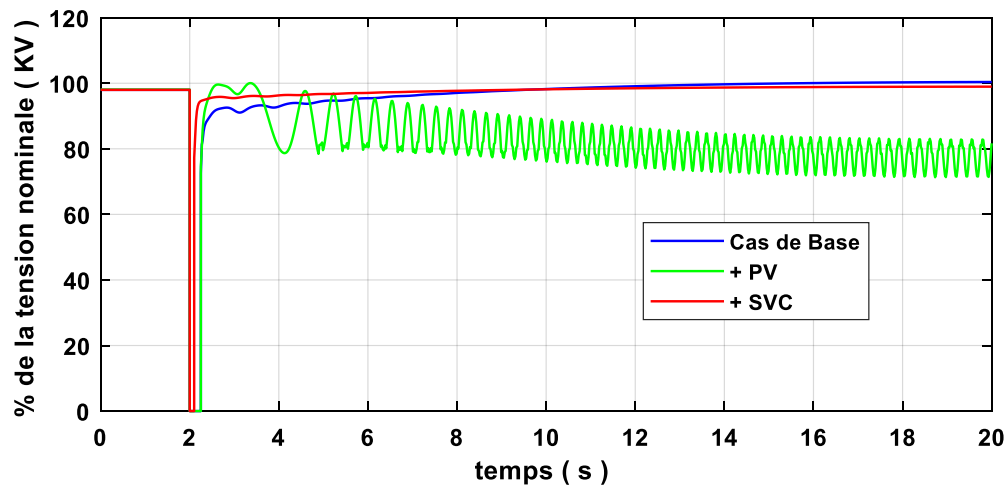


Figure IV-46: la tension au JB principale avec et sans SVC et PV

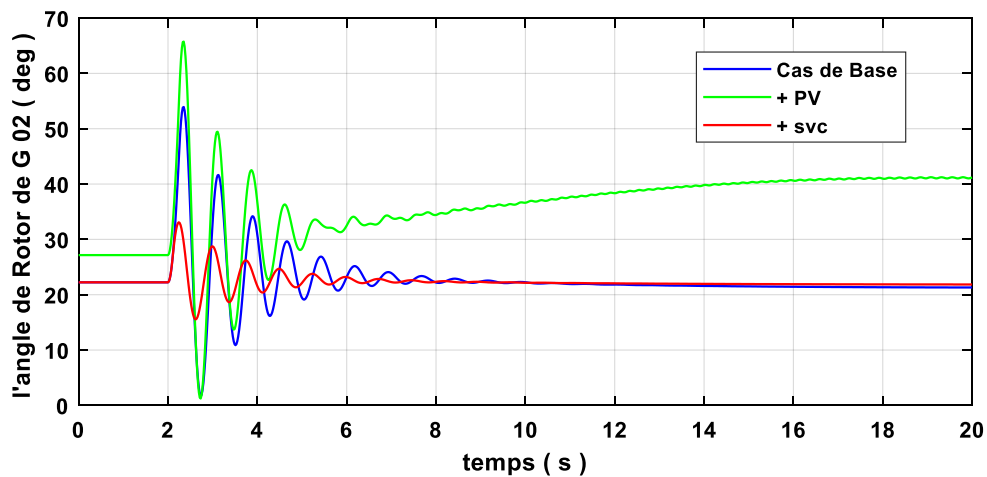


Figure IV-47: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et PV

La Figure IV-46 illustre l'évolution de la tension au JB principal, tant avec qu'en l'absence de SVC et de PV. Le court-circuit qui se produit à l'instant  $t=2$  s provoque une chute brutale de la tension, suivie d'une période transitoire. L'intégration de l'énergie photovoltaïque, en raison de sa nature intermittente, amplifie les fluctuations du réseau lorsqu'aucune compensation appropriée n'est mise en place. Le SVC, en tant que dispositif de compensation statique, fournit ou absorbe la puissance réactive nécessaire pour stabiliser la tension et réduire ces oscillations, ce qui est particulièrement essentiel dans un réseau avec une forte intégration des énergies renouvelables. Selon l'analyse, le SVC joue un rôle clé dans l'amélioration de la stabilité dynamique du réseau de distribution, surtout pour les énergies renouvelables. Par contre, l'absence de dispositifs de compensation tels que le SVC peut engendrer une instabilité intensifiée, comme le montre le scénario avec PV sans SVC.

La Figure IV-47 montre l'évolution de l'angle de rotor du G02 avec et sans SVC et PV. Un court-circuit triphasé se produit à  $t = 2$  secondes, entraînant des oscillations importantes. Les oscillations les

plus marquées sont observées avec PV, avec des pics atteignant environ 65 degrés. Dans le cas de base, les oscillations sont moins marquées, mais l'angle reste stable autour de 22 degrés, sa valeur initiale. Le système avec SVC présente des oscillations intermédiaires, mais il se stabilise partiellement jusqu'à une valeur plus élevée d'environ 40 degrés. L'impact du PV est considérable : il accroît l'amplitude des oscillations, modifie le point d'équilibre final et prolonge le temps de stabilisation. Cependant, la performance du SVC présente un comportement notable entre le cas de base et celui avec PV, et augmente légèrement la stabilité par rapport au cas avec PV seul.

#### IV.7.1.2. Amélioration de la stabilité du réseau à l'aide de SVC avec l'intégration de l'énergie éolien

Les figures ci-dessous illustrent comment le SVC affecte la tension au jeu de barres principal et l'angle du rotor du générateur 2, en présence et en l'absence de l'intégration de l'énergie éolienne dans le système.

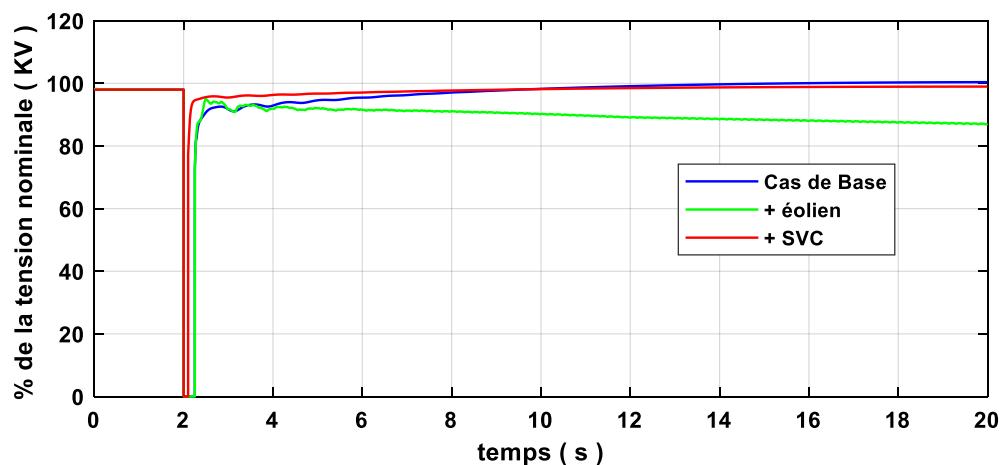


Figure IV-48: la tension au JB principale avec et sans SVC et l'énergie éolien

La figure IV-48 présente l'évolution de la tension dans le jeu de barres principal après un court-circuit triphasé appliqué à l'instant 2 s, qui a été éliminé après 250 ms. Dans les trois cas, la tension reste stable à 100 % avant le défaut, ce qui reflète un fonctionnement normal du réseau. Une chute brutale de la tension est observée pendant le court-circuit. La diminution de tension est plus prononcée dans le cas de base, sans énergie éolienne ni SVC, ce qui souligne l'impact négatif de l'absence de ces éléments. L'ajout de l'énergie éolienne améliore légèrement la réponse dynamique, tandis que le SVC diminue considérablement la chute grâce à son support réactif rapide. Une fois que le défaut a été éliminé (en 2,25 secondes), la tension se rétablit progressivement. La récupération est lente dans le cas de base, avec des oscillations marquées. La reprise est accélérée par l'énergie éolienne, cependant certaines oscillations persistent. Néanmoins, le SVC assure une récupération rapide et stable, en supprimant les oscillations. Même si l'énergie éolienne améliore le système, le SVC reste important

pour assurer une stabilité dynamique optimale grâce à ses capacités avancées de régulation de tension et de puissance réactive.

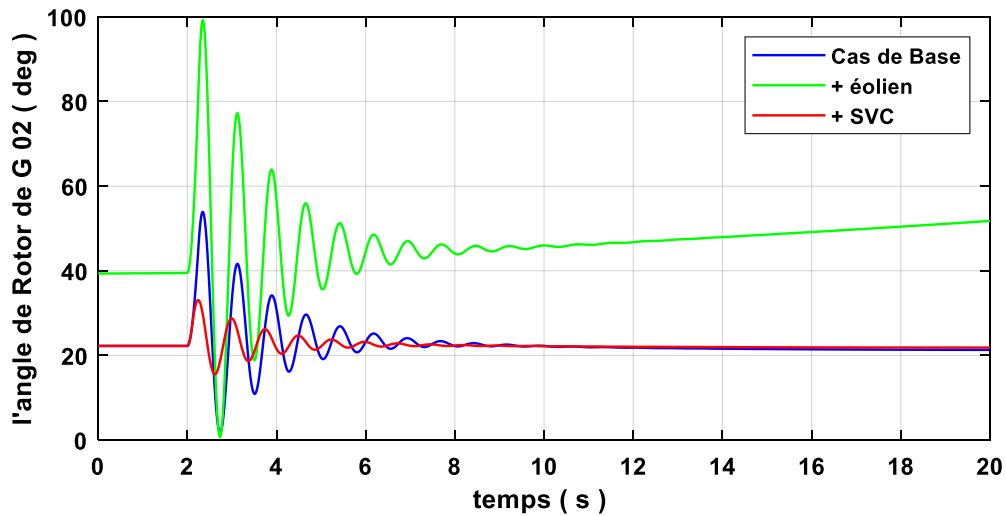


Figure IV-49: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et l'énergie éolien

La figure IV-49 montre l'évolution de l'angle de rotor du générateur G 02 dans trois cas d'étude : Le cas de base (sans énergie éolienne ni SVC), l'intégration de l'énergie éolienne et l'ajout d'un SVC, suite à un court-circuit triphasé appliqué à l'instant 2 s et éliminé après 250 ms. Avant d'appliquer le défaut, l'angle de rotor reste stable dans les trois cas, ce qui confirme un fonctionnement normal du réseau. Lors du court-circuit, on constate une augmentation significative de l'angle de rotor dans tous les cas. Les oscillations les plus importantes sont présentes dans le cas de base, ce qui indique une instabilité accrue en l'absence de compensation. L'intégration de l'énergie éolienne amplifie les oscillations en raison de son caractère intermittent, tandis que l'ajout du SVC réduit considérablement les oscillations grâce à sa capacité à réagir rapidement. Après l'élimination du défaut, les oscillations restent plus longtemps dans le cas de base, ce qui indique une faible stabilité dynamique. Avec l'énergie éolienne, on observe une diminution plus rapide des oscillations, tout en maintenant leur amplitude notable. Le SVC offre les performances les plus élevées, avec une stabilisation rapide et efficace de l'angle de rotor, ce qui souligne son rôle essentiel dans l'amélioration de la stabilité dynamique du système.

#### IV.7.2. L'interruption brutale d'une charge

La plus grande charge connectée au système (ARAIAN RAS 4.46MVA) Se déconnectent brusquement à l'instant  $t=02$  s dans ce scénario. Le réseau de distribution de kaberten est alimenté par la station conventionnelle. Deux tests ont été effectués : le premier en l'absence de SVC et le deuxième

avec la présence de ce dernier. Les courbes de tension et d'angle du rotor pour la deuxième turbine ont été extraites, puis nous avons discuté des résultats obtenus dans chaque cas.

#### IV.7.2.1. Impact du SVC sur la déconnexion brutale de charge avec l'intégration de PV

Les figures présentées ci-après démontrent l'impact du SVC sur la tension dans le jeu de barres principal et l'angle du rotor du générateur 2, à la fois avec et en l'absence de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le système. En cas d'interruption soudaine d'une charge, la charge la plus importante est déconnectée du système.

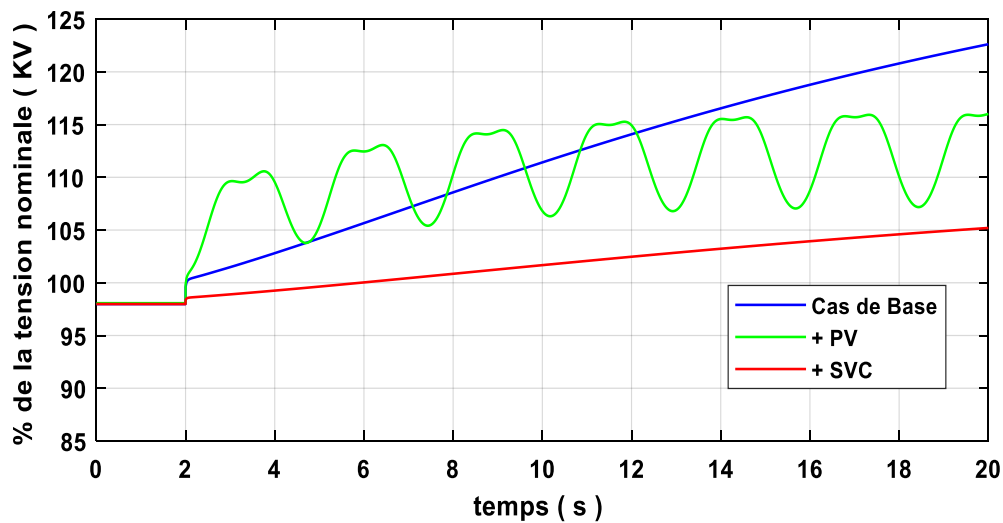


Figure IV-50: la tension au JB principale avec et sans SVC et PV

La figure IV-50 illustre l'évolution de la tension au niveau du jeu de barres principale après la déconnexion soudaine de la charge la plus importante du système (ARAIAN RAS, 4,46 MVA). Dans le scénario de base, sans intégration de l'énergie photovoltaïque (PV) ni utilisation du compensateur statique (SVC), la tension diverge après la déconnexion. Avec l'intégration de la centrale PV, bien que la capacité du système augmente, la tension se stabilise à 115 %, mais avec des oscillations dynamiques notables. Par contre, l'ajout d'un SVC améliore significativement la stabilité de la tension, réduisant les oscillations et permettant une stabilisation autour de 100 %. Cela démontre son efficacité dans la compensation des variations de puissance réactive et l'amélioration de la réponse dynamique du réseau.

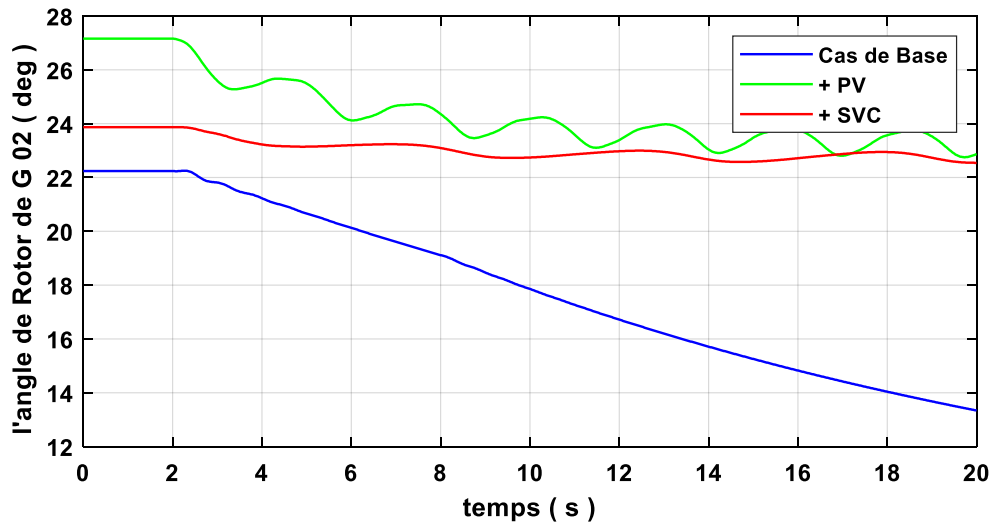


Figure IV-51: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et PV

La figure IV-51 illustre l'évolution de l'angle du rotor du TG02 après la déconnexion brusque de la charge la plus important du système (ARAIAN RAS, 4,46 MVA) à l'instant  $t=02$  s. en l'absence de sources d'énergie renouvelable et de SVC, l'angle du rotor diminue considérablement, atteignant environ 12 degrés, ce qui entraîne une diminution de la stabilité dynamique du réseau. Avec l'intégration de l'énergie photovoltaïque (PV), la stabilité de system est améliorée, atteignant maintenant un angle d'environ 23 degrés. L'intégration d'un compensateur statique de puissance réactive (SVC) améliore encore la stabilité, avec un angle limité à 22 degrés, démontrant l'importance important du SVC pour maintenir la stabilité dynamique lors de perturbations.

#### IV.7.2.2. Impact du SVC sur la déconnexion brutale de charge avec l'intégration de l'énergie éolien

Les figures présentées ci-après montrent comment le SVC affecte la tension dans le jeu de barres principal ainsi que l'angle du rotor du TG02, à la fois avec et en l'absence de l'intégration de l'énergie éolienne dans le système. Dans le cas de l'interruption brutale d'une charge, la plus grande charge est déconnectée du système.

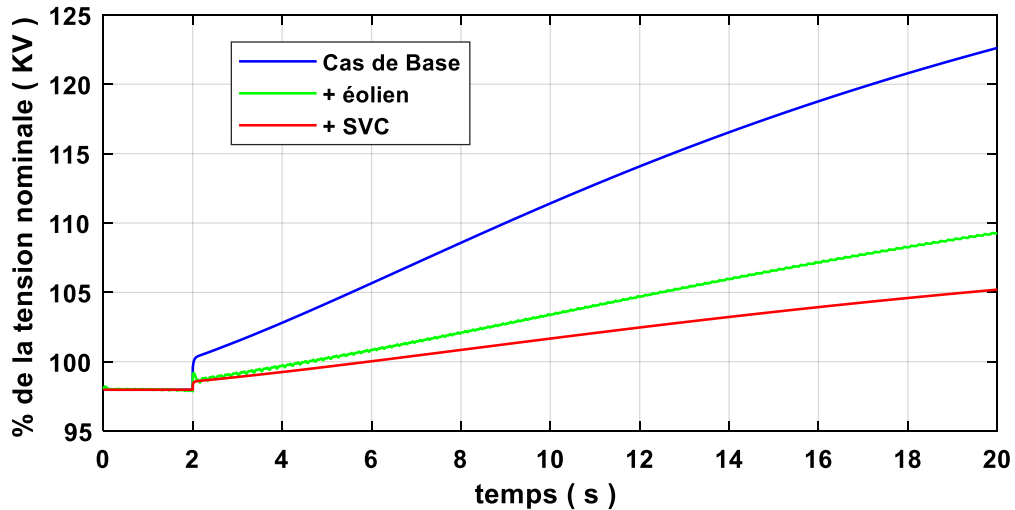


Figure IV-52: la tension au JB principale avec et sans SVC et l'énergie éolien

La figure IV-52 illustre l'évolution de la tension au niveau du jeu de barres principal. Dans le scénario de base, sans production éolienne ni compensateur statique (SVC), une diminution significative de la tension est observée, atteignant environ 98 % de la valeur nominale après la déconnexion de la charge. Cela met en évidence l'influence de cette perturbation sur la stabilité du réseau. Avec l'intégration de la production éolienne, la situation s'améliore, la tension se stabilise autour de 99 %, indiquant un effet stabilisateur face à cette perturbation. L'ajout d'un SVC renforce encore cette amélioration, maintenant la tension à 99,5 % de sa valeur nominale.

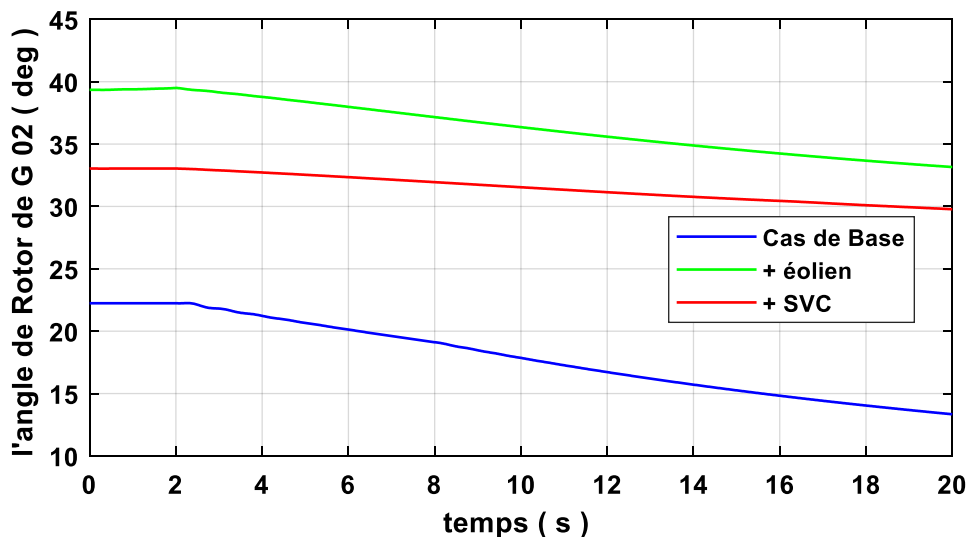


Figure IV-53: l'angle de rotor du G 02 avec et sans SVC et l'énergie éolien

La figure IV-53 montre le changement de l'angle du rotor du générateur G02 dans diverses conditions. Après la déconnexion brusque de la charge principale du système (ARAIAN RAS, 4,46 MVA) à l'instant 2 s, dans le cas de base où il n'y a ni production éolienne ni SVC, l'angle du rotor connaît une augmentation notable, atteignant presque 40 degrés, ce qui traduit une instabilité dynamique. L'ajout d'énergie éolienne améliore cette stabilité, maintenant l'angle à environ 35 degrés. Lorsqu'on intègre un compensateur statique de puissance réactive (SVC), la stabilité augmente encore, avec un angle qui ne dépasse pas 30 degrés. Le rôle essentiel du SVC est de garantir la stabilité dynamique du réseau en cas de perturbations.

#### **IV.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté des résultats concernant l'écoulement de puissance avec différents taux de pénétration des énergies renouvelables pour le réseau de distribution d'électricité de la région de Kaberten, ce qui nous a permis d'obtenir une compréhension approfondie du comportement du système dans diverses conditions opérationnelles. Nous avons ensuite étudié la stabilité statique en augmentant progressivement le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le réseau, tout en surveillant les niveaux de tension et les pertes d'énergie.

Dans la deuxième partie du chapitre, nous avons examiné la stabilité dynamique du système en appliquant un ensemble de scénarios de défaut, notamment :

- un court-circuit triphasé dans le jeu de barres principal
- une interruption brutale d'une charge importante,
- la perte soudaine d'une partie ou de la totalité de l'énergie renouvelable connectée au réseau.

Les résultats de l'étude ont montré que le système est moins stable avec l'augmentation des taux de pénétration des énergies renouvelables, en particulier lorsque le réseau de distribution est alimenté par la centrale traditionnelle. Enfin, nous avons proposé d'installer un dispositif de Compensation Statique de Var (SVC) sur le jeu de barres principal afin d'améliorer la stabilité du système.

---

*Conclusions Générales et  
perspectives*

---

---

# Conclusions Générales et Perspectives

---

---

Le travail présenté dans cette thèse se concentre sur la contribution à l'amélioration de la stabilité du réseau électrique connecté aux sources d'énergie renouvelables hybrides (solaires photovoltaïques et éoliennes) dans la région d'Adrar.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté des généralités sur les réseaux électriques, en commençant par leurs descriptions, leurs classifications et leurs différentes fonctions. Nous avons ensuite abordé les structures topologiques, les systèmes utilisés et les critères de choix entre les différents types de réseaux électriques. Enfin, nous avons conclu ce chapitre par un bref aperçu des transformateurs et des autotransformateurs.

Dans le deuxième chapitre, nous avons exposé les concepts fondamentaux associés à la stabilité des systèmes électriques. Nous avons débuté par définir la stabilité et ses différentes catégories, notamment la stabilité dynamique et la stabilité statique, ainsi que les divers facteurs qui influencent cette stabilité. Nous avons également étudié les méthodes et techniques employées pour analyser la stabilité des systèmes électriques. En outre, ce chapitre traite des stratégies visant à renforcer la stabilité, telles que l'adoption de technologies de contrôle modernes et l'intégration de systèmes de transmission d'énergie flexibles (FACT).

Dans le troisième chapitre, nous avons analysé en profondeur le réseau de distribution électrique de la région de Kaberten, en modélisant et simulant trois systèmes énergétiques principaux. Nous avons d'abord examiné un champ photovoltaïque de 0,5 MW, puis une éolienne de 0,85 MW, et enfin une centrale conventionnelle avec deux turbines à gaz de 17 MW chacune. Cette approche nous a permis de comprendre les interactions entre ces systèmes et leur impact sur le réseau électrique existant. En construisant une représentation complète du système électrique, nous avons pu anticiper son comportement dans diverses conditions, ce qui pose les bases pour optimiser l'efficacité et la fiabilité du réseau, tout en intégrant harmonieusement les sources d'énergie conventionnelles et renouvelables.

Dans le quatrième chapitre, nous avons examiné l'écoulement de puissance du réseau de distribution électrique de Kaberten avec différents taux de pénétration des énergies renouvelables, ce qui a permis d'analyser la stabilité statique en surveillant les niveaux de tension et les pertes d'énergie. Nous avons également étudié la stabilité dynamique à travers plusieurs scénarios de défaut, révélant une diminution de la stabilité avec l'augmentation des énergies renouvelables, notamment lorsque le réseau est alimenté par une centrale traditionnelle. Pour améliorer cette stabilité, nous avons proposé l'installation d'un dispositif de Compensation Statique de Var (SVC) sur le jeu de barres principal.

Le travail réalisé dans cette thèse ouvre des perspectives d'amélioration, résumées comme suit :

- Expérimentation sur notre système avec des données météorologiques réelles.
- Optimisation de l'intégration des énergies renouvelable.

---

## *Références Bibliographiques*

---

---

## Références Bibliographiques

- [1] G. T. Heydt, R. Ayyanar, K. W. Hedman, and V. Vittal, “Electric power and energy engineering: The first century,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. SPL CONTENT, pp. 1315–1328, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2187130.
- [2] A. Tavakoli, S. Saha, M. T. Arif, M. E. Haque, N. Mendis, and A. M. T. Oo, “Impacts of grid integration of solar PV and electric vehicle on grid stability, power quality and energy economics: A review,” *IET Energy Syst. Integr.*, vol. 2, no. 3, pp. 215–225, 2020, doi: 10.1049/iet-esi.2019.0047.
- [3] P. Ministre, Commissariat aux Energies Renouvelables Et à l'Efficacité Energétique “Transition Energétique en Algérie Edition 2020,” CEREFÉ 2020.
- [4] H. Dalila and M. De Bejaia, “État des lieux des énergies renouvelables et de la stratégie d'efficacité énergétique en Algérie State of the scene of renewable energy and energy efficiency strategy in Algeria . Introduction :,” pp. 1397–1423, 2022.
- [5] T. P. Hughes, “The Electrification of America: The System Builders,” *Technol. Cult.*, vol. 20, no. 1, p. 124, 1979, doi: 10.2307/3103115.
- [6] E. L. Owen, “Rediscovering William Stanley, Jr.: Part 2,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 10–13, 2004, doi: 10.1109/MIA.2004.1311156.
- [7] B. Polskiego Towarzystwa Onkologicznego *et al.*, “Historia onkologii Nikola Tesla (1856-1943) Scientist & inventor,” *Sci. Invent. Nowotw. J Oncol*, vol. 3, no. 2, pp. 220–226, 2017, [Online]. Available: [www.biuletyn.nowotwory.edu.pl](http://www.biuletyn.nowotwory.edu.pl)
- [8] F. Kreith, R. M. Manglik, and M. S. Bohn, *Principles of Power Systems*. 2014.
- [9] J. J. Plotnek and J. Slay, “Power systems resilience: Definition and taxonomy with a view towards metrics,” *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 33, p. 100411, 2021, doi: 10.1016/j.ijcip.2021.100411.
- [10] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, and G. Strbac, *Electric Power Systems Fifth Edition*. 2015.
- [11] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2008.
- [12] B. Berseneff and B. B. R, “Régulation de la tension dans les réseaux de distribution du futur To cite this version : INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE Non attribué par la bibliothèque l'École Doctorale Électrotechnique Électronique Automatique Berseneff,” 2011.
- [13] M. Khider *et al.*, “Doctorat LMD en Génie Electrique Optimisation Des Performances Du Réseau Électrique de Distribution Par Des Méthodes Évolutionnaires DJEDIDI IMENE,” 2023.
- [14] E. Sup, R. Scientifique, B. Pr, P. Ketfi, and N. Magister, “Doctorat en sciences Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée,” no. January, 2014, doi: 10.13140/RG.2.2.25546.31686.
- [15] Michel Oddi, “Réseaux publics de distribution d'électricité Fonctionnement et protection”. © 2016, Lavoisier, Paris ISBN : 978-2-7430-2177-1
- [16] A. Waleed *et al.*, “Effectiveness and comparison of digital substations over conventional substations,” *Adv. Sci. Technol. Eng. Syst.*, vol. 4, no. 4, pp. 431–439, 2019, doi: 10.25046/aj040452.
- [17] M. C. Anumaka, “Analysis of Technical Losses in Electrical Power System ( Nigerian 330Kv Network As a Case Study ),” *Int. J. Res. Rev. Appl. Sci.*, vol. 12, no. August, pp. 320–327, 2012.
- [18] S. Singh Laledia and S. Kaur, “Power System Protection Strategies to Improve Safety and Control,” *Artif. Intell. Commun. Technol.*, pp. 211–217, 2022, doi: 10.52458/978-81-955020-5-9-22.
- [19] E. J. H. Juan M. Gers, *protection of electricity distribution networks*, 2nd editio. 2004.

- [20] J. Kennedy, P. Ciufu, and A. Agalgaonkar, "A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1308–1317, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.258.
- [21] J. D. Glover, T. J. Overbye, and M. S. Sarma, *POWER SYSTEM ANALYSIS University of Illinois*. 2017.
- [22] hadi saadat, *Power System Analysis*. 2010.
- [23] Alexandra Von Meier, *ELECTRIC POWER SYSTEMS*. 2006.
- [24] M. Albadi, "We are IntechOpen , the world ' s leading publisher of Open Access books Built by scientists , for scientists TOP 1 % Power Flow Analysis," 2019.
- [25] T. Vijayapriya and D. P. Kothari, "Smart Grid: An Overview," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 02, no. 04, pp. 305–311, 2011, doi: 10.4236/sgre.2011.24035.
- [26] J. J. Moreno Escobar, O. Morales Matamoros, R. Tejeida Padilla, I. Lina Reyes, and H. Quintana Espinosa, "A Comprehensive Review on Smart Grids: Challenges and Opportunities," *Sensors (Basel)*., vol. 21, no. 21, pp. 1–41, 2021, doi: 10.3390/s21216978.
- [27] S. C. Kim, P. Ray, and S. S. Reddy, "Features of smart grid technologies: An overview," *ECTI Trans. Electr. Eng. Electron. Commun.*, vol. 17, no. 2, pp. 169–180, 2019, doi: 10.37936/ecti-eec.2019172.215478.
- [28] A. Harjanne and J. M. Korhonen, "Abandoning the concept of renewable energy," *Energy Policy*, vol. 127, pp. 330–340, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.029.
- [29] D. E. N. Sciences, "Contribution à l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée," 2021.
- [30] N. Djemai, "Optimisation de l'intégration des ressources énergétiques décentralisées(RED) aux réseaux de distribution dans un marché de l'électricité dérégulé," 2016. doi: 10.13140/RG.2.2.36136.93447.
- [31] P. A. Owusu and S. Asumadu-Sarkodie, "A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation," *Cogent Eng.*, vol. 3, no. 1, 2016, doi: 10.1080/23311916.2016.1167990.
- [32] M. Elangovan, D. B. P, and B. T, "Study of Solar Energy and Future Needs," *Int. Res. J. Adv. Sci. Hub*, vol. 3, no. Special Issue 9S, pp. 23–28, 2021, doi: 10.47392/irjash.2021.244.
- [33] L. Boucerredj, "Modelisation Et Simulation D'Un Systeme Photovoltaïque Par La Commande Mppt," *Alger. J. Eng. Archit. Urban.*, vol. 5, no. January, p. 2021, 2022.
- [34] Y. Tian and C. Y. Zhao, "A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications," *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 538–553, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.051.
- [35] H. Derbal-mokrane and T. H. Boumediene, "L'hydrogène, vecteur énergétique solaire," no. January 2007, 2017.
- [36] D. Maradin, "Advantages and disadvantages of renewable energy sources utilization," *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 11, no. 3, pp. 176–183, 2021, doi: 10.32479/ijee.11027.
- [37] A. Benali Centre universitaire Nour Bachir El Bayadh, E. Bayadh, and A. Tadjeddine, "Nouvelles Exigences Techniques pour l'Intégration des Energies Renouvelables au Réseau Electrique," no. February, pp. 1–9, 2022, [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/358445402>
- [38] International Energy Agency (IEA), "Renewables 2022, Analysis and forecast to 2027," *Int. Energy Agency*, p. 158, 2022, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>; License: CC BY 4.0
- [39] Y. Himri *et al.*, "Overview of the Role of Energy Resources in Algeria's Energy Transition," *Energies*, vol. 15, no. 13, 2022, doi: 10.3390/en15134731.
- [40] P. Díaz-Cuevas, B. Haddad, and M. Fernandez-Nunez, "Energy for the future: Planning and mapping renewable energy. The case of Algeria," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 47, p. 101445, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101445.
- [41] Mahmoud Gilany, *power system Engineering*. 2019.
- [42] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power*

- Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [43] N. Anwar, A. H. Hanif, H. F. Khan, and M. F. Ullah, “Transient Stability Analysis of the IEEE-9 Bus System under Multiple Contingencies,” *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.*, vol. 10, no. 4, pp. 5925–5932, 2020, doi: 10.48084/etasr.3273.
- [44] P.KUNDUR, *Power system stability and control*. 2017. doi: 10.4324/b12113.
- [45] H. Alkhatib, “PERTURBATIONS DANS LES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES : OPTIMISATION DE LA REGULATION PAR UNE METHODE METAHEURISTIQUE Hasan Alkhatib To cite this version :,” 2008.
- [46] A. U. Edebeani, E. C. Ezendiokwelu, N. Nwoye, and P. J. C. Onuegbu, “Hybrid Transient Stability Analysis Solution for Power System Stability Studies,” vol. 5, no. 9, pp. 437–458, 2022.
- [47] Q. Qiu, R. Ma, J. Kurths, and M. Zhan, “Swing equation in power systems: Approximate analytical solution and bifurcation curve estimate,” *Chaos*, vol. 30, no. 1, 2020, doi: 10.1063/1.5115527.
- [48] S. karim, “Commande Intelligente Pour L’Amelioration De La Stabilite Dynamique Des Reseaux D’Energie Electrique,” 2008.
- [49] A. Bourzami and T. Bouktir, “Contribution à l ’ étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l ’ électricité dérégulé en présence des sources d ’ énergie renouvelable par la logique floue,” no. January 2020, 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.16449.92001.
- [50] R. Omar, “A mélioration de l ’ efficacité d ’ une installation de compensation d ’ énergie réactive,” Université Badji Mokhtar – Annaba, 2020.
- [51] R. M. Mathur, *Facts Controllers for Electrical Transmission Systems*. 2002.
- [52] A. K. Mohanty and A. K. Barik, “Power System Stability Improvement Using FACTS Devices,” vol. 1, no. 2, pp. 666–672.
- [53] F. H. Gandoman *et al.*, “Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. February, pp. 502–514, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.062.
- [54] M. Chang, J. Cha, and G. Jang, “Static Synchronous Compensator Control Strategy Using Voltage Sensitivity,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 56, no. 2, pp. 447–450, 2023, doi: 10.1016/j.ifacol.2023.10.1608.
- [55] B. Yuan, “Research progress and research prospects for configuration method of flexible AC transmission system device,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 410–422, 2021, doi: 10.1016/j.egy.2021.10.019.
- [56] A. A. L. Ravi and S. R. Srinivasa, “Power system security enhancement in FACTS devices based on Yin – Yang pair optimization algorithm,” *Soft Comput.*, vol. 26, no. 13, pp. 6265–6291, 2022, doi: 10.1007/s00500-022-07002-1.
- [57] S. Ravindra, U. P. K. Chaturvedula, and M. Ravindra, “Power Congestion Control Considering UPFC to Enhance Voltage Stability of the System,” no. October 2021, 2020, doi: 10.35940/ijeat.C5802.029320.
- [58] V. G. and S. H. J. Mathad, “Review on Comparison of FACTS Controllers for Power System Stability Enhancement.” 2013.
- [59] D. Murali, Dr. M. Rajaram, and N. Reka, “Comparison of FACTS Devices for Power System Stability Enhancement,” *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 08, no. No.4, pp. 30–35, 2010.
- [60] B. C. Pr, “Filiale du Groupe SONELGAZ Rencontre Nationale avec MICLAT Samedi 2 Juin 2018,” 2018.
- [61] G. Du, C. Du, M. E. Electrique, and A. Avril, “Système Electrique du Pôle d ’ Adrar en présences des installations EnR ’ s Consistante électrique du réseau PIAT,” 2018.
- [62] M. Toumi and A. Bakir, “Energies Renouvelables,” 2015.
- [63] BENCHERIF MOHAMMED, “Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension JURY,” thèse doctorat ,UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID TLEMCEN.

- [64] MANSOURI smail, “Etude et Analyse de Performance d’une ferme éolienne Intégrée dans un Réseau Moyenne Tension,” UNIVERSITE DE Mohamed Tahri. BECHAR, 2017.
- [65] A. Benali and M. Khat, “MODELISATION ET SIMULATION DES SVCs INTEGRES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE (14IEEE).,” 2011. doi: 10.13140/RG.2.2.25565.56804.

---

# *Annexes*

---



## Annexe b- Présentation de logiciel Etap

### Présentation de logiciel Etap

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) est un logiciel avancé dédié à l'analyse et à la conception des systèmes électriques. Il permet d'effectuer une analyse complète des réseaux de transport et de distribution, incluant des calculs de charges et des simulations dynamiques pour évaluer la réponse des systèmes lors de perturbations. ETAP facilite également la conception des systèmes énergétiques en fournissant des rapports précis sur les performances et une analyse de la faisabilité économique. Avec une interface graphique conviviale, ce logiciel est un outil essentiel pour les professionnels du secteur, garantissant des systèmes électriques fiables et efficaces.



Dans ETAP, tous les composants du réseau électrique peuvent être simulés

#### ➤ Réglage du générateur dans ETAP

Synchronous Generator Editor - Gen1

Info	Rating	Capability	Imp/Model	Grounding	Inertia	Exciter	Governor																																																								
11.5 kV	17 MW	Swing																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rating</th> <th>MW</th> <th>kV</th> <th>% PF</th> <th>MVA</th> <th>% Eff.</th> <th>Poles</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>17</td> <td>11.5</td> <td>85</td> <td>20</td> <td>95</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>% of Bus kVnom</th> <th>FLA</th> <th>RPM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>1004</td> <td>1500</td> </tr> </tbody> </table> </td> <td colspan="5"></td> </tr> </tbody> </table>								Rating	MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles	17	11.5	85	20	95	4	<table border="1"> <thead> <tr> <th>% of Bus kVnom</th> <th>FLA</th> <th>RPM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>1004</td> <td>1500</td> </tr> </tbody> </table>		% of Bus kVnom	FLA	RPM	100	1004	1500																																			
Rating	MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles																																																									
17	11.5	85	20	95	4																																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>% of Bus kVnom</th> <th>FLA</th> <th>RPM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>1004</td> <td>1500</td> </tr> </tbody> </table>		% of Bus kVnom	FLA	RPM	100	1004	1500																																																								
% of Bus kVnom	FLA	RPM																																																													
100	1004	1500																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Gen. Category</th> <th>% V</th> <th>Angle</th> <th>MW</th> <th>Mvar</th> <th>% PF</th> <th>Qmax</th> <th>Qmin</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1 Design</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2 Normal</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3 Shutdown</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4 Emergency</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>5 Standby</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>6 Startup</td><td>100</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>								Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin	1 Design	100	0						2 Normal	100	0						3 Shutdown	100	0						4 Emergency	100	0						5 Standby	100	0						6 Startup	100	0					
Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin																																																								
1 Design	100	0																																																													
2 Normal	100	0																																																													
3 Shutdown	100	0																																																													
4 Emergency	100	0																																																													
5 Standby	100	0																																																													
6 Startup	100	0																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">PrimeMover Rating</th> <th colspan="2">Mvar Limits</th> </tr> <tr> <th>HP</th> <th>MW</th> <th>Capability Curve</th> <th>Peak Mvar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22797</td> <td>17</td> <td><input checked="" type="radio"/></td> <td>10,536</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td><input type="radio"/> User-Defined</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				PrimeMover Rating		Mvar Limits		HP	MW	Capability Curve	Peak Mvar	22797	17	<input checked="" type="radio"/>	10,536			<input type="radio"/> User-Defined		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Operating Values</th> </tr> <tr> <th>% V</th> <th>Vangle</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td></td> <td>MW: -8,98</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Mvar: 5,439</td> </tr> </tbody> </table>				Operating Values		% V	Vangle	100	0		MW: -8,98		Mvar: 5,439																														
PrimeMover Rating		Mvar Limits																																																													
HP	MW	Capability Curve	Peak Mvar																																																												
22797	17	<input checked="" type="radio"/>	10,536																																																												
		<input type="radio"/> User-Defined																																																													
Operating Values																																																															
% V	Vangle																																																														
100	0																																																														
	MW: -8,98																																																														
	Mvar: 5,439																																																														

Gen1 OK Cancel

### ➤ Réglage du transformateur dans ETAP

3-Winding Transformer Editor - T6

Reliability			Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Protection	Harmonic		
1,25	0,63	0,63 MVA			30	0,315	0,315	kV
<b>Rating</b>								
	kV	MVA	Max MVA	FLA	Connected Bus			
Prim.	30	1,25	1,5	24,06	Nom. kV			
Sec.	0,315	0,63	1	1155	0,315			
Ter.	0,315	0,63	1	1155	0,315			

### ➤ Réglage des panneaux photovoltaïque dans Etap

PV Array Editor - PVA7

Info	PV Panel	PV Array	Inverter	Physical	Remarks	Comments
MFR	Yingli		Type	# of Cells		
Model	YL 245 P-29b		Size	245	Vdc	1000
<b>Rating</b>			<b>Performance Adjustment Coefficients</b>			<b>Base</b>
Power	Tol. P		Alpha Isc	Beta Voc		Temp
244,9	2		Temperature	0,06	-0,33	25
Vmp	Voc	% Eff	Delta Voc			
30,2	37,8	96,62	Irradiance	0,0514		
Imp	Isc	% Fill Factor				
8,11	8,63	75,08				
Library...						
<b>PV Curve</b>			<b>I-V Curve</b>			
Print			Print			