

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



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie Electrique
Département D'Electrotechnique

THESE

Présentée par :

ADJOU DJ Labiba

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux Electriques

Intitulé de la thèse :

*Contribution à l'étude de l'OPF du réseau Algérien
basée sur les énergies renouvelables et les FACTS.*

Présenté devant le jury composé de :

Dr. ZIDI Sid Ahmed	Professeur	(U.D.L de Sidi Bel Abbès)	Président
Dr. GHERBI Fatima Zohra	Professeur	(U.D.L de Sidi Bel-Abbès)	Directeur de thèse
Dr. LAKDJA Fatiha	Maitre de Conférences	(U. Saida)	Co- directeur
Dr. CHAKER Abdelkader	Professeur	(É.N.P d'Oran)	Examineur
Dr. BENHAMIDA Farid	Professeur	(U.D.L de Sidi Bel Abbès)	Examineur

Soutenu en : Décembre 2018

Laboratoire de Recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems)

Dédicaces

Je dédie ce rapport de thèse à

Mes deux chers parents, qui n'ont jamais cessés de me soutenir.
Merci d'avoir toujours été là pour moi, que dieu vous protège et vous accorde
une longue vie.

A mon époux qui m'a soutenu et supporté durant cette dernière période d'une
manière indéfectible.

Sans oublier mon petit ange, mon enfant Iyed.

A toutes les personnes qui me sont chères, en particulier mes deux sœurs.

A mes beaux-parents pour leur gentillesse.

Une dédicace spéciale à mes grands-parents.

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme cette thèse de doctorat.

En premier lieu, j'aimerais remercier très chaleureusement, mon directeur de thèse, Professeur **GHERBI Fatima Zohra**, pour ses qualités humaines, son assistance, ses conseils judicieux et pour toutes ses directives scientifiques. Je voudrais lui exprimer toute ma gratitude pour la grande confiance qu'elle m'a accordée durant ces années.

J'exprime ma profonde reconnaissance à mon co-directeur, Docteur **LAKDJA Fatiha**, pour ses précieux conseils, son savoir scientifique, ses discussions techniques novatrices et ses encouragements tout au long de ce travail. Pour le temps et la patience que vous m'avez accordés, je vous remercie très sincèrement.

J'adresse mes remerciements les plus sincères au Monsieur **ZIDI Sid Ahmed**, Professeur à l'U.D.L de Sidi Bel Abbes, pour avoir accepté de présider le jury.

Je voudrais remercier vivement les membres du jury: Monsieur **CHAKER Abdelkader**, Professeur à l'E.N.P d'Oran, pour l'honneur qu'il m'a fait par sa participation à l'évaluation scientifique de ce travail en tant qu'examinateur.

J'adresse ma profonde reconnaissance au Monsieur **BENHAMIDA Farid**, Professeur à l'U.D.L de Sidi Bel Abbes, pour avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes remerciements à tous mes enseignants. Je souhaite également remercier tout les membres du laboratoire ICEPS de l'université Djillali Liabés.

J'adresse particulièrement mes plus vifs remerciements à mes parents pour les sacrifices, les encouragements et le soutien moral durant ces longues années d'études.

Toute ma reconnaissance revient à mon époux qui a su trouver le temps et la patience pour m'épauler tout au long de ce travail.

Résumé

Actuellement nous avons un réseau électrique fiable, à tel point qu'un incident sur l'alimentation est ressenti par le citoyen comme une agression personnelle. Beaucoup de personnes raisonnent comme si l'électricité était accumulée en de grands réservoirs et que la manœuvre d'un interrupteur équivalait à l'ouverture d'un robinet.

La réalité est bien différente, dans la mesure où l'électricité ne se stock pas, du moins en courant alternatif comme le sont nos réseaux, et qu'il faut donc en permanence assurer l'équilibre entre la production et la consommation. L'augmentation fatale de la charge durant les dernières années a obligé l'état d'investir dans le domaine d'électricité soit par l'injection des nouvelles centrales comme la plus grande centrale de l'Ouest de TARGA ou la construction des nouvelles lignes tels que la ligne de SIDI BOUSSIDI - SAIDA et NAAMA - BECHAR malgré ça le problème de la charge persiste toujours ce qui oblige la Sonelgaz de trouver d'autres solutions comme le délestage ou améliorer la puissance transitée ainsi que la répartition économique des puissances. Pour cela on s'intéressera à l'étude du réseau Algérien, On essayera de trouver les problèmes rencontrés liés à la répartition économique des puissances dans la pratique. Par la suite, on essayera de trouver des solutions on s'orientera vers la réalisation des installations des énergies renouvelables d'actualité ainsi que les installations des dispositifs FACTS.

Mots clés : Power Flow(PF), Optimal Power Flow(OPF), énergies renouvelables, FACTS, logiciels.

Abstract

Currently we have a reliable power grid, so much so that an incident on the power supply is felt by the citizen as a personal aggression. Many people reason as if electricity was accumulated in large tanks and that the operation of a switch was equivalent to the opening of a tap. The reality is very different, since electricity is not stored, at least in AC current as our networks are, and therefore we must constantly ensure the balance between production and consumption. The fatal increase in load over the last few years has forced the state to invest in the electricity sector either by injecting new power plants such as TARGA's largest power plant in the West or building new lines, such as the SIDI BOUSSIDI - SAIDA and NAAMA - BECHAR line, despite this, the problem of the load still persists, which forces Sonelgaz to find other solutions such as load shedding or to improve the transited power as well as the economic distribution of power.

For this we will focus on the study of the Algerian network, we will try to find the problems encountered related to the economic distribution of powers in practice. Subsequently, we will try to find solutions and we will move towards the realization of the current renewable energy facilities as well as FACTS devices installations.

Keywords: Power Flow (PF), Optimal Power Flow (OPF), renewable energies, FACTS, software.

ملخص

حاليا لدينا شبكة كهرباء موثوقة ، لدرجة أن وقوع أي حادث في التغذية الكهربائية يمكن أن يعتبره المواطن كاعتداء شخصي. كثير من الناس يفكرون و كان الكهرباء مخزنة في مخازن كبيرة و أن عملية القاطع الكهربائي تعادل عملية فتح الصنوبر ، و لكن الواقع مختلف جدا، لأنه لا يمكن تخزين الكهرباء، على الأقل بالنسبة للتيار المتناوب كما هو حال شبكاتنا. وبالتالي، يجب أن يكون هناك توازن دائم بين الإنتاج والاستهلاك. قامت الزيادة الكبيرة للحمولة خلال السنوات الأخيرة بإلزام الدولة بالاستثمار في مجال الكهرباء إما عن طريق دمج مراكز جديدة لتوليد الكهرباء مثل اكبر مركز توليد للكهرباء في الغرب تارقة أو انشاء خطوط جديدة مثل خط سيدي بوسيدي - سعيدة و النعامية - بشار، على الرغم من ذلك مشكلة الحمولة ما زالت مستمرة مما يجبر سونالغاز على إيجاد حلول أخرى مثل ذرف الحمولة أو تحسين القدرة الكهربائية العابرة وكذلك التوزيع الاقتصادي للقدرة الكهربائية . لهذا سوف نركز على دراسة الشبكة الجزائرية، سوف نحاول العثور على المشاكل المتعلقة بالتوزيع الاقتصادي للقدرة الكهربائية في الجانب العملي، بعد ذلك سوف نحاول أن نجد حولا، سوف نتوجه نحو تحقيق تركيبات الطاقات المتجددة الحالية و أيضا نحو تركيبات الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب.

كلمات مفتاحية : تدفق القدرة الكهربائية ، تدفق الأمتل للقدرة الكهربائية ، الطاقات المتجددة ، الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب ، برمجيات.

Liste des publications liées à la thèse

Conférences nationales (2) :

- 1) **Labiba Adjoudj** , Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi , Djaffar Ould Abdessallem, «Comparative studies of wind energy integration and TCSC controller for different sizes of electric power system», 9eme Conference sur le Génie Electrique (CGE'9), Ecole Militaire Polytechnique, Bordj El-Bahri,14-15 Avril 2015.
- 2) **Labiba Adjoudj** , Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, Hocine Guentri, Djaffar Ould Abdessallem, «Performance Analysis Evaluation of a Solar Photo-Voltaic Generation and SVC device in network of Algeria», Conference Algerienne des Grands Reseaux Electriques - CAGRE'15, Algiers, March 24, 25 and 26, 2015.

Conférences internationales (6) :

- 1) **Labiba Adjoudj**; Fatiha Lakdja ; Fatima Zohra Gherbi; Djaffar Ould Abdsallem, «Synthesis integrating wind generation and FACTS of network»,03 au 06 Novembre, International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (IEEE) (CISTEM), 2014.
- 2) **Labiba Adjoudj**; Fatiha Lakdja; Fatima Zohra Gherbi; Djaffar Ould Abdsallem, «Synthesis integrating wind generation and FACTS of network», 3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), Supmeca, Saint-Ouen, paris , France, (IEEE), 19-21 November 2014.
- 3) **Labiba Adjoudj** , Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, Hocine Guentri, «Impact of Solar Generator on voltage stability and active losses of Algerian Network», The 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2015), Djelfa Algeria,29-30 March 2015.
- 4) **Labiba Adjoudj** , Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi , Djaffar Ould Abdessallem, «Improving the stability of the system west Algerian network (2012) by inserting renewable energy source», 1st International Conference on Electrical and Information Technologies, (IEEE) ICEIT2015', Marrakech , Maroc, 25- 27 mars 2015.
- 5) **Labiba Adjoudj**, Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, Djaffar Ould Abdsallem, «Integration of Wind Farms and Solar Photovoltaic Generation to enhance the Quality of Electric Network», Deuxième Conférence Internationale sur l'Electrotechnique, l'Electronique, l'Automatique et la Maintenance, Organisée par le Département de Génie Electrique de L'Ecole Nationale Polytechnique d'Oran, 24-25 Novembre 2015.
- 6) Hocine Guentri, Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, **Labiba Adjoudj** , «The interest of FACTS to improve voltage and losses reduction in the western Algerian network 2012», International Conference on Electrical Engineering (ICEE2015), Boumerdes , 13-15 Decembre, 2015.

Publications internationales (3):

- 1) **Labiba Adjoudj**, Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, «Impact of wind turbine based on double feed induction generator and FACTS devices on power systems», Leonardo Journal of Sciences (LJS), Issue 26 (January-June), 14, pp. 97-112, 2015.
- 2) **Labiba Adjoudj**, Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, «Contribution of integration the TCSC device and wind farms on power system», WSEAS transaction on power system, 11, pp.232-243, 2016.
- 3) **Labiba Adjoudj**, Fatiha Lakdja, Fatima Zohra Gherbi, «Integration of Solar Photovoltaic Plants and FACTS devices in the Algerian Network», in *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 66, no. 3, pp. 15-25, ISSN 1582-5175, 2018.

Table des matières

Table des matières	i
Liste des figures	v
Liste des tableaux	ix
Liste des symboles et abreviations	xi
Introduction Générale	1

Chapitre I : Actualités des Réseaux Electriques

I.1. Introduction	5
I.2. Bref historique des systèmes électriques	5
I.3. Topologie des réseaux électriques	5
I.3.1. Parc de production électrique	6
I.3.1.1. Production électrique au niveau mondiale	7
I.3.1.2. Production électrique Algérienne	8
I.3.2. Transport d'énergie électrique	11
I.3.2.1. Structure des réseaux électriques	11
I.3.2.2. Lignes électriques	13
I.3.2.3. Evolution du réseau de transport et distribution Algérien	13
I.3.2.4. Interconnexions des réseaux électriques	14
I.3.3. Qualité d'énergie électrique	15
I.3.3.1. Stabilité de tension	15
I.3.3.2. Stabilité de fréquence	16
I.3.3.3. Normes de sécurité	16
I.3.4. Conduite et gestion des réseaux électriques	17
I.3.5. Coût d'énergie électrique	18
I.3.6. Croissance de la consommation électrique	18
I.3.6.1. Blackout	20
I.3.6.2. Le délestage, une solution temporaire	21
I.3.6.3. Production à partir des énergies renouvelables	22
I.3.6.4. Insertion des dispositifs FACTS	23
I.4. Conclusion	24

Chapitre II : Problème de l'Écoulement de Puissance Optimal

II.1. Introduction	25
II.2. Définition de l'optimisation	25
II.3. Optimisation dans les réseaux électriques	26
II.4. Objectif de l'écoulement de puissance optimal (OPF)	28
II.4.1. Méthodes de résolution de flux de puissance optimal (OPF)	28
II.4.2. Méthode d'optimisation utilisée	30

II.5. Description du logiciel de simulation: Power system analysis toolbox (PSAT)	30
II.5.1. Opérations de PSAT	30
II.5.2. Modélisation des réseaux électriques dans PSAT	32
II.6. Ecoulement de puissance (PF)	32
II.6.1. Description du problème	32
II.6.2. Méthodes de l'écoulement de puissance (PF)	33
II.6.3. Méthodes de l'écoulement de puissance dans PSAT	33
II.6.4. Validation de la méthode de flux de puissance	34
II.6.4.1. Etude du réseau test IEEE-9 nœuds	35
II.6.5. Description du cas d'étude : Réseau Algérien 114 nœuds	37
II.6.5.1. Application sur le réseau Algérien	39
II.6.5.2. Analyse et discussion	41
II.7. Formulation du problème de flux de puissance optimal	43
II.7.1. Méthodes de l'OPF dans PSAT	45
II.7.2. Méthode de point intérieur	46
II.7.3. Validation de la méthode de flux de puissance optimal	47
II.7.4. Application sur le réseau Algérien	49
II.8. Conclusion	50

Chapitre III : Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif

III.1. Introduction	52
III.2. Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif (FACTS)	52
III.2.1. Objectifs des FACTS	53
III.2.2. Classification des FACTS	54
III.2.3. Coût des FACTS	55
III.3. Etude de flux de puissance des réseaux électriques en présence des FACTS	55
III.4. Etude de flux de puissance optimal des réseaux électriques en présence des FACTS	56
III.5. Principe de fonctionnement des FACTS	57
III.5.1. Condensateur série commandé par thyristor (TCSC)	57
III.5.2. Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)	61
III.6. Modélisation des FACTS	62
III.6.1. Modélisation du condensateur série commandé par thyristor (TCSC)	62
III.6.2. Modélisation du compensateur statique de puissance réactive (SVC)	64
III.7. Application et résultats de l'écoulement de puissance en présence des FACTS	66
III.7.1. Cas 1 : Insertion du SVC	66
III.7.2. Cas 2 : Insertion du TCSC	76
III.7.3. Cas 3 : Insertion simultanée des FACTS (TCSC et SVC)	80
III.8. Formulation du problème de l'OPF en présence des FACTS	83

III.8.1. Applications et résultats de l'OPF en présence des FACTS	84
III.8.2. Modification du problème d'optimisation en présence des FACTS	89
III.8.3. Application et résultats de l'OPF (après la modification) en présence des FACTS	91
III.9. Conclusion	95

Chapitre IV : Energies Renouvelables

IV.1. Introduction	96
IV.2. Capacités des énergies renouvelables dans le monde.....	96
IV.2.1. Capacité solaire photovoltaïque installée dans le monde	97
IV.2.2. Capacité éolienne installée dans le monde	98
IV.3. Energies renouvelables en Algérie	99
IV.3.1. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	102
IV.3.1.1. Potentiel solaire	102
IV.3.1.2. Potentiel éolien	102
IV.3.2. Critères de l'emplacement des énergies renouvelables	103
IV.3.3. Projets des énergies renouvelables réalisés en Algérie	104
IV.4. Modélisation des générateurs solaires photovoltaïques et éoliens	104
IV.4.1. Principe de fonctionnement du générateur solaire photovoltaïque	104
IV.4.1.1. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	106
IV.4.1.2. Modélisation du générateur solaire photovoltaïque	110
IV.4.2. Principe de fonctionnement du générateur éolien	111
IV.4.2.1. L'énergie disponible dans le vent.....	113
IV.4.2.2. La puissance récupérable.....	114
IV.4.2.3. Régulation mécanique	116
IV.4.2.4. Modélisation de la génératrice asynchrone à double alimentation (MADA).....	117
IV.4.2.5. Modèle de la turbine éolienne	119
IV.4.2.6. Modèle de la vitesse du vent	119
IV.5. L'optimisation des réseaux électriques en présence des énergies renouvelables	120
IV.6. Formulation du problème de l'OPF en présence des énergies renouvelables	122
IV.7. Résultats de calcul de l'écoulement de puissance en présence des énergies renouvelables	124
IV.7.1. Cas 1: Etude du réseau avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque	125
IV.7.1.1. Modèle de générateur photovoltaïque (Modèle PV)	125
IV.7.1.2. Modèle de générateur photovoltaïque (Modèle PQ)	130
IV.7.2. Cas 2: Etude du réseau avec l'insertion de la ferme d'éoliennes	131
IV.7.3. Cas 3: Etude du réseau avec l'insertion simultanée de la ferme solaire photovoltaïque et éolienne	135
IV.8. Résultats de calcul de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en présence des énergies renouvelables	138
IV.8.1. Cas 1: L'OPF avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque.....	139
IV.8.2. Cas 2: L'OPF avec l'insertion de la ferme d'éoliennes	140
IV.8.3. Cas 3: L'OPF avec l'insertion simultanée de deux types de générateurs (photovoltaïque et éolien)	142
IV.9. Conclusion.....	144

Chapitre V : Synthèse de l'intégration des Energies Renouvelables et des FACTS

V.1. Introduction.....	145
V.2. Etude technico-économique de l'installation des énergies renouvelable	145
V.2.1. Indépendance énergétique	145
V.2.2. Aspects environnementaux	146
V.2.3. Aspects économiques.....	147
V.2.4. Synthèse.....	150
V.2.4.1 Application numérique	151
V.2.4.2. Discussion des résultats	153
V.2.5 Temps de démarrage des centrales électriques (Black-Start)	154
V.2.6 Réglementation Algérienne Actuelle.....	154
V.3. Etude technico-économique des dispositifs FACTS	155
V.3.1. Avantages environnementaux des FACTS	155
V.3.2. Avantages économiques des FACTS.....	155
V.3.2.1. Coûts d'équipement.....	156
V.3.2.2. Coûts d'installation.....	157
V.3.3. Synthèse.....	157
V.3.3.1. Application numérique et discussion des résultats	159
V.4. Analyse des résultats de l'écoulement de puissance et l'OPF obtenus dans notre étude	160
V.4.1 Étudier les sites d'installation des FACTS et des centrales renouvelables	161
V.4.2. Apport positif des différentes installations	162
V.4.3. Profit économique des différentes installations sur le réseau Algérien	164
V.5. Proposition de solution pratique pour renforcer le réseau Algérien	165
V.6. Conclusion	168
Conclusion Générale	169
Références bibliographiques	173
Annexes	187

Liste des figures

Figure (I.1) Topologie d'un réseau électrique [GEN15].	6
Figure (I.2) Production électrique au niveau mondiale en 2017 [WOR17].	7
Figure (I.3) Evolution des émissions CO2 dans le monde sur la période 2005-2030 [GOM12].	8
Figure (I.4) Poids de l'électricité dans les émissions mondiales de CO2 (EDF 2013) [EDF13].	8
Figure (I.5) Puissance installée par type de centrale électrique en 2015 [MIN15].	9
Figure (I.6) Centrales électriques installées en Algérie sur la période 2010-2015 [POR10].	10
Figure (I.7) Structure d'un réseau radial [BER09].	12
Figure (I.8) Structure d'un réseau maillé [BER09].	12
Figure (I.9) Evolution du réseau de transport Algérien sur la période 2013-2017 [EXT14].	13
Figure (I.10) Evolution du réseau de distribution Algérien sur la période 2005-2015 [MIN15].	14
Figure (I.11) Interconnexions électriques entre l'Algérie et les pays voisins en 2014 [ECO14].	15
Figure (I.12) Courbe de charge de l'Algérie (fluctuations saisonnières en 2013) [LAB13].	19
Figure (I.13) Prévisions de la PMA en Algérie sur la période 2006-2015 [MEM06].	20
Figure (I.14) Cinq premiers pays producteurs d'énergies renouvelables au monde (2012) [NRE12].	23
Figure (I.15) Compensateurs statiques (SVC) installés dans le réseau de transport Algérien [ABB02].	24
Figure (II.1) Les étapes de résolution d'un problème d'optimisation.	26
Figure (II.2) Problèmes d'optimisation dans les réseaux électriques.	27
Figure (II.3) (a) Interface de PSAT, (b) Bibliothèque Simulink de PSAT.	31
Figure (II.4) (a) Interface pour les paramètres de l'OPF, (b) Interface pour les paramètres de l'écoulement de puissance.	31
Figure (II.5) Organigramme de la méthode de Newton Raphson [LAB13].	34
Figure (II.6) Réseau test IEEE 9-nœuds [HVD14].	35
Figure (II.7) Réseau test IEEE 9-nœuds inséré dans PSAT.	35
Figure (II.8) Pertes actives dans les lignes du réseau test IEEE-9 nœud.	36
Figure (II.9) Pertes réactives dans les lignes du réseau test IEEE-9 nœud.	36
Figure (II.10) Topologie du réseau Algérien [SAL13].	38
Figure (II.11) Réseau Algérien 114 nœuds inséré dans PSAT.	40
Figure (II.12) Flux de puissance active dans les lignes du réseau Algérien.	41
Figure (II.13) Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau Algérien.	41
Figure (II.14) Pertes actives dans les lignes de transmission du réseau Algérien.	42
Figure (II.15) Pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau Algérien.	42
Figure (II.16) Amplitudes de tensions en (p.u.) des nœuds du réseau Algérien.	43
Figure (II.17) Réseau test IEEE 30-nœuds avec les fonctions coût des générateurs dans PSAT.	47
Figure (II.18) Amplitudes de tensions (p.u.) des nœuds du réseau IEEE 30 nœuds après optimisation.	48
Figure (II.19) Amplitudes de tensions (p.u.) aux nœuds du réseau Algérien après optimisation.	50
Figure (III.1) Structure des contrôleurs FACTS [GHA13], [ESM13].	53
Figure (III.2) Modèle du TCSC avec la ligne de transmission [ALA06].	57
Figure (III.3) Structure d'un TCSC [LAK08].	58
Figure (III.4) Régime de fonctionnement du TCSC [MOU12].	58

Figure (III.5) Réactance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage [SUN12].	59
Figure (III.6) Caractéristique de fonctionnement d'un seul module de TCSC (X en fonction de I) [GUE13].	59
Figure (III.7) Caractéristique $X_{TCSC}(I)$ en fonction du nombre de TCSCs en séries [GUE13].	60
Figure (III.8) Structure d'un SVC [MOU12].	61
Figure (III.9) Fonctionnement du compensateur statique [HAD17].	62
Figure (III.10) Modélisation d'un TCSC [HAD17].	63
Figure (III.11) Modélisation d'un SVC [HAD17].	64
Figure (III.12) Paramètres du SVC dans PSAT/MATLAB.	67
Figure (III.13) Profils de tension du réseau Algérien avec l'insertion du SVC dans les différents emplacements du réseau 90 kV.	68
Figure (III.14) Réseau Algérien avec le dispositif SVC connecté au nœud N° 91 inséré dans PSAT.	69
Figure (III.15) Profil de tensions du réseau Algérien en présence du SVC au nœud N°91 (p.u).	70
Figure (III.16) Pertes actives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°91.	71
Figure (III.17) Pertes réactives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°91.	71
Figure (III.18) Profil de tensions du réseau Algérien avec l'insertion du SVC dans les différents emplacements du réseau 60 kV.	72
Figure (III.19) Profil de tensions du réseau Algérien en présence du SVC au nœud N°54 (p.u).	73
Figure (III.20) Pertes actives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°54.	74
Figure (III.21) Pertes réactives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°54.	74
Figure (III.22) Profil de tensions du réseau Algérien en présence des SVC aux nœuds N°54 et N°91 en (p.u).	75
Figure (III.23) Paramètres du TCSC dans PSAT/MATLAB : (a) modèle de la réactance variable, (b) modèle de l'angle d'amorçage.	76
Figure (III.24) Réseau Algérien avec le dispositif TCSC en série avec la ligne N°19 inséré dans PSAT.	78
Figure (III.25) Pertes actives avant et après l'insertion du TCSC avec la ligne N°19.	79
Figure (III.26) Pertes réactives avant et après l'insertion du TCSC dans la ligne N°19.	80
Figure (III.27) Profil de tensions du réseau Algérien avec l'insertion du TCSC avec la ligne N°19.	80
Figure (III.28) Profil de tensions du réseau Algérien avec l'insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.	81
Figure (III.29) Pertes actives avant et après l'insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.	82
Figure (III.30) Pertes réactives avant et après l'insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.	82
Figure (III.31) Profil de tension du réseau Algérien après l'optimisation en présence des SVC.	87
Figure (III.32) Profil de tension du réseau Algérien après l'optimisation en présence des FACTS.	88
Figure (III.33) Profil de tension du réseau Algérien après la modification de l'optimisation en présence des SVC.	93
Figure (III.34) Profil de tension du réseau Algérien après la modification de l'optimisation en présence des FACTS.	95
Figure (IV.1) Capacités des énergies renouvelables dans le monde (hors hydroélectricité), fin 2015 [RAP16].	97
Figure (IV.2) Capacités des énergies renouvelables dans le monde (hors hydroélectricité), fin 2016 [RGS17].	97
Figure (IV.3) Puissance solaire photovoltaïque installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016 [BPS17].	98
Figure (IV.4) Puissance éolienne installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016 [BPS17].	99
Figure (IV.5) Programme de la production électrique en Algérie sur la période 2011-2030 (MW) [SON11].	100
Figure (IV.6) Contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité en TWh sur la période 2011-2030 [SON11].	101
Figure (IV.7) Moyennes annuelles des irradiations journalières en kWh/m ² .jour (2015) [BOU15].	102

Figure (IV.8) Atlas vent de l'Algérie à 10 m du sol (2018) [DAA18].	103
Figure (IV.9) Cellule photovoltaïque [BRIH12].	105
Figure (IV.10) Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque. Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées [NIC05].	106
Figure (IV.11) Schéma électrique équivalent d'une cellule PV [BRIH12].	107
Figure (IV.12) Caractéristique courant-tension I(V) pour une cellule photovoltaïque [MER10].	108
Figure (IV.13) Caractéristique courant-tension I (V) pour un panneau photovoltaïque : a) sous une température constante, b) sous un éclairage constant [MER10].	109
Figure (IV.14) Caractéristique puissance-tension P (V) pour un panneau photovoltaïque : a) sous diverses valeurs de l'éclairage avec température constante, b) sous diverses valeurs de la température avec éclairage constant [MER10].	109
Figure (IV.15) Structure d'un GSPV connecté au réseau électrique [KRI13].	110
Figure (IV.16) Schéma du GSPV: a) Modèle 1 (PQ) incluant le convertisseur, b) Modèle 2 (PV) incluant le convertisseur [BEH13].	110
Figure (IV.17) Conversion de l'énergie cinétique du vent [HAS10].	111
Figure (IV.18) Structure d'une éolienne [HAD17].	112
Figure (IV.19) Interpolation du facteur de puissance [DJE15].	115
Figure (IV.20) Coefficient de puissance pour différents types d'éolienne [DJE15].	115
Figure (IV.21) Courbe typique d'une turbine éolienne [DJE15].	117
Figure (IV.22) Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [DJE15].	117
Figure (IV.23) Générateur solaire photovoltaïque (Modèle PV).	126
Figure (IV.24) Simulation temporelle des courants i_d et i_q du GSPV à BECHAR (modèle PV).	127
Figure (IV.25) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR (p.u).	128
Figure (IV.26) Pertes actives avant et après l'insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.	129
Figure (IV.27) Pertes réactives avant et après l'insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.	129
Figure (IV.28) Générateur solaire photovoltaïque (Modèle PQ).	130
Figure (IV.29) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme SPV (modèle PQ) de 50 MW à BECHAR (p.u).	131
Figure (IV.30) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes aux différents emplacements (p.u).	133
Figure (IV.31) Vitesse du vent de l'éolienne connectée à TEBESSA 2 dans les 20 premières secondes.	134
Figure (IV.32) Pertes actives avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA 2.	134
Figure (IV.33) Pertes réactives avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA2.	134
Figure (IV.34) Réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2 et la ferme photovoltaïque à BECHAR inséré dans PSAT/MATLAB.	136
Figure (IV.35) Pertes actives avant et après l'insertion simultanée des énergies renouvelables.	137
Figure (IV.36) Pertes réactives avant et après l'insertion simultanée des énergies renouvelables.	137
Figure (IV.37) Profil de tensions du réseau Algérien en (p.u) en présence des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne).	138
Figure (IV.38) Profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme solaire photovoltaïque (p.u).	140
Figure (IV.39) Profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme d'éoliennes (p.u).	142
Figure (IV.40) Profil de tension du réseau Algérien après l'optimisation en présence des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne).	143

Figure (V.1) Comparaison des émissions de CO ₂ par type de technologie (année 2000) [GOM12].	146
Figure (V.2) Coûts complets de production internationale et française pour la production d'électricité renouvelable (année 2017) [ADE17].	150
Figure (V.3) Estimation des coûts du kilowattheure des centrales de production renouvelables pour les sites étudiés (TEBESSA et BECHAR).	153
Figure (V.4) Coût des FACTS en fonction de leur technologie (année 2014) [MAG14].	156
Figure (V.5) Fonctions du coût des FACTS: SVC, TCSC et UPFC (année 2004) [CAI04].	157
Figure (V.6) Coûts des FACTS en fonction de leur plage de fonctionnement (année 2005) [HAB05].	158
Figure (V.7) Estimation des coûts d'investissement et du remboursement des projets FACTS pour les sites étudiés.	160
Figure (V.8) Productions totales obtenues par chaque solution.	163
Figure (V.9) Pertes totales obtenues par chaque solution.	164
Figure (V.10) Pertes totales obtenues par chaque solution après l'optimisation.	165
Figure (V.11) Bénéfices économiques totales obtenues par chaque solution.	165

Liste des tableaux

Tableau (I.1) Evolution de la puissance électrique produite sur la période 1980-2015 [MIN15].	9
Tableau (I.2) Valeurs de tensions normalisées par Sonelgaz en 1984 [ZEL10]	11
Tableau (I.3) Les dimensions des interconnexions Magrébines [MEM06].	15
Tableau (I.4) Nombre de clients et la consommation d'électricité dans l'Algérie pour l'année 2014 [MIN15].	19
Tableau (I.5) Coûts et contraintes d'exploitation indicatifs pour chaque type de centrale [SAG07].	22
Tableau (II.1) Les méthodes appropriées pour résoudre chaque problème d'optimisation [PAN05].	29
Tableau (II.2) Résultats de l'écoulement de puissance du réseau test IEEE 9-nœuds.	36
Tableau (II.3) Comparaison des résultats de flux de puissance du réseau test IEEE 9-nœuds.	37
Tableau (II.4) Comparaison des résultats d'amplitude et d'angle de tension du réseau test IEEE 9-nœuds.	37
Tableau (II.5) Comparaison des résultats de puissances générées du réseau test IEEE 9-nœuds.	37
Tableau (II.6) Données des Nœuds de Régulation du réseau Algérien [SAL08]	38
Tableau (II.7) Résultats des puissances générées et des pertes globales du réseau Algérien.	39
Tableau (II.8) Coefficients du coût et les limites de puissances du réseau test IEEE 30-nœuds.	47
Tableau (II.9) Comparaison des résultats de flux de puissance optimal du réseau test IEEE 30-nœuds.	48
Tableau (II.10) Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.	48
Tableau (II.11) Coefficients du coût et limites de puissances du réseau Algérien.	49
Tableau (II.12) Puissances actives et réactives générées optimales.	49
Tableau (II.13) Tensions optimales des générateurs.	50
Tableau (III.1) Classification des FACTS [RAV13], [YIN02], [MEN12].	54
Tableau (III.2) Résultats du flux de puissance des différents emplacements du SVC.	67
Tableau (III.3) Taille optimale du SVC connecté au nœud N°91.	69
Tableau (III.4) Amplitudes de tension avant et après la compensation	70
Tableau (III.5) Taille optimale du SVC connecté au nœud N°54.	72
Tableau (III.6) Amplitudes de tension avant et après la compensation.	73
Tableau (III.7) Synthèse des résultats de l'installation des SVC.	75
Tableau (III.8) Emplacement optimal du TCSC.	77
Tableau (III.9) Résultats de simulation en fonction du taux de compensation.	79
Tableau (III.10) Synthèse des résultats de simulation en présence du TCSC.	81
Tableau (III.11) Puissances actives optimales des générateurs en présence des SVC.	86
Tableau (III.12) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des SVC.	86
Tableau (III.13) Puissances actives optimales des générateurs en présence des FACTS.	87
Tableau (III.14) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des FACTS.	88
Tableau (III.15) Coefficients du coût de productions actives et réactives des générateurs thermiques.	91
Tableau (III.16) Puissances actives optimales des générateurs en présence des SVC.	92
Tableau (III.17) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des SVC.	92
Tableau (III.18) Puissances actives optimales des générateurs en présence des FACTS.	94
Tableau (III.19) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des FACTS.	94
Tableau (IV.1) Résultats des différents emplacements de la ferme SPV (25 MW).	126
Tableau (IV.2) Pertes actives et réactives totales du réseau pour différentes capacités de la ferme SPV.	128

Tableau (IV.3) Amplitudes de tension avant et après l’insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.	129
Tableau (IV.4) Pertes de transmissions actives et réactives avant et après l’insertion de la ferme SPV (50 MW)	130
Tableau (IV.5) Synthèse de deux types de générateurs (50 MW).....	131
Tableau (IV.6) Résultats des différents emplacements de la ferme d’éoliennes (WF).	132
Tableau (IV.7) Amplitudes de tension avant et après l’insertion de la ferme d’éoliennes à TEBESSA-2.	133
Tableau (IV.8) Pertes de transmissions actives et réactives avant et après l’insertion de la ferme d’éoliennes.	135
Tableau (IV.9) Comparaison des résultats avant et après l’insertion simultanée des énergies renouvelables....	135
Tableau (IV.10) Puissances actives optimales des générateurs en présence de GSPV	139
Tableau (IV.11) Puissances réactives optimales des générateurs en présence de GSPV.....	140
Tableau (IV.12) Puissances actives optimales des générateurs en présence de la ferme d’éoliennes.	141
Tableau (IV.13) Puissances réactives optimales des générateurs en présence de la ferme d’éoliennes.	141
Tableau (IV.14) Puissances actives optimales des générateurs en présence des énergies renouvelables.	143
Tableau (IV.15) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des énergies renouvelables.	143
Tableau (V.1) Comparaison des polluants atmosphériques par type de technologie (2002) [HIM09].	147
Tableau (V.2) Comparaison des coûts d’investissement par unité d’énergie (2008) [FON08].	148
Tableau (V.3) Comparaison des coûts complets des différentes technologies de production électrique (centimes d’euro/kWh (2012)).	149
Tableau (V.4) Comparaison des coûts externes des filières électriques en centimes d’euro par kWh (2003) [MAR03].	149
Tableau (V.5) Comparaison du coût total pour la société des centrales thermiques charbon, à gaz, éolienne et photovoltaïque au Danemark en centimes d’euro par kWh (2012) [GOM12].	150
Tableau (V.6) Temps de démarrage de chaque centrale électrique [FON08].	154
Tableau (V.7) Comparaison de coût des FACTS (année 2001) [SOD07], [CIG01].....	158
Tableau (V.8) Comparaison des résultats avant et après l’application de la solution proposée.	167
Tableau (V.9) Comparaison des résultats avant et après l’application de la solution proposée (Après l’optimisation).	167
Tableau (B.1) Données des nœuds (Réseau IEEE 9 nœuds).....	189
Tableau (B.2) Données des lignes (Réseau IEEE 9 nœuds).....	189
Tableau (C.1) Données des nœuds (Réseau Algérien 114 nœuds)	190
Tableau (C.2) Données des lignes (Réseau Algérien 114 nœuds)	192
Tableau (C.3) Données des Transformateurs (Réseau Algérien 114 nœuds)	196
Tableau (D.1) Résultats de l’écoulement de puissance du réseau Algérien.....	197
Tableau (D.2) Résultats de flux de puissance et des pertes dans les lignes du réseau Algérien	199
Tableau (F.1) Données des lignes de transport du réseau IEEE 30 nœuds	208
Tableau (F.2) Données des jeux de barres du réseau IEEE 30 nœuds	209
Tableau (G) Paramètres du générateur éolien.	209

Liste des symboles et abréviations

FACTS	Flexible AC Transmission Systems (Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif)
PF	Power Flow (Ecoulement de Puissance)
OPF	Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
ED	Economic Dispatching (Dispatching économique)
PSAT	Power System Analysis Toolbox
AI	Intelligence Artificielle
LP	Programmation linéaire
NR	Newton Raphson
NLP	Programmation non linéaire
QP	Programmation quadratique
IPM	Méthode du Point intérieur
AG	Algorithmes Génétiques
PSO	Essaims de particulaire (particle swarm optimization).
PC	Prédiction-corrrection
PD	Primale-duale
HVDC	Courant continu haute tension (High Voltage Direct Current)
STATCOM	Compensateur statique synchrone
TCSC	Condensateur série commandé par thyristor
SVC	Compensateur statique d'énergie réactive
TSSC	Compensateur série commuté par thyristor
SSSC	Compensateur Statique Série Synchrone
TCPAR	Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor
UPFC	Contrôleur de transit de puissance unifié
IPFC	Contrôleur de transit de puissance entre lignes
TCPST	Transformateur déphaseur commandé par thyristor
TCVR	Régulateur de tension commandé par thyristor
TCR	Réactances contrôlables par thyristor
TSR	Réactances commutables par thyristor
TSC	Condensateurs commutables par thyristor
SSG	Générateur synchrone statique
BESS	Système de Stockage par Batterie
SMES	Système de Stockage d'énergie par aimant Supraconducteur
ER	Energies Renouvelables
GES	Gaz à Effets de Serre
GSPV	Générateur Solaire Photovoltaïque
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
WF	Ferme d'éoliennes (Wind Farm)
$F(x, u)$	Fonction Objective
$g_i(x, u)$	Contraintes d'égalité
$h_j(x, u)$	Contraintes d'inégalité
x	Vecteur des variables d'état
u	Vecteur des variables à contrôler
X^{max}	Signifié une limite maximale sur un variable
X^{min}	Signifié une limite minimale sur un variable
$a_i, b_i, \text{ et } c_i$	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i
P_{Gi}	Puissance active générée par le générateur thermique au nœud i
Q_{Gi}	Puissance réactive générée par le générateur thermique au nœud i
P_{Di}	Puissance active demandée par la charge au nœud i
Q_{Di}	Puissance réactive demandée par la charge au nœud i

N_G	Nombre de générateurs interconnectés
θ_{ij}	Différence entre les angles de tension des jeux de barres i et j
θ_i	Angle de tension au jeu de barres i
P_i	Puissance active injectée au jeu de barres i
Q_i	Puissance réactive injectée au jeu de barres i
V_i	Module de tension au jeu de barres i
V_{Li}	Module de tension au jeu de barres de la charge au nœud i
V_{Gi}	Module de tension au jeu de barres du générateur au nœud i
B_{ij}	Un élément de la partie imaginaire de la matrice admittance du réseau
G_{ij}	Un élément de la partie réel de la matrice admittance du réseau
Y_{ij}	Module d'un élément de la matrice admittance du réseau
Y	Matrice admittance
δ_{ij}	Angle de phase d'un élément de la matrice admittance du réseau
t_{ij}	Prise du transformateur entre deux jeux de barres i et j
α_{ij}	Angle de phase du transformateur entre deux jeux de barres i et j
S_{ij}	Transit de puissance apparent du jeu de barre i vers le jeu de barre j
P_{ij}	Transit de puissance active du jeu de barres i vers le jeu de barres j
Q_{ij}	Transit de puissance réactive du jeu de barres i vers le jeu de barres j
X_{TCSC}	Réactance du TCSC
X_C	Réactance capacitive
X_L	Réactance inductive
α	Angle d'amorçage
B_{SVC}	Susceptance du SVC
Q_{SVC}	Puissance réactive du SVC
e_i et d_i	Coefficients du coût de la production réactive du générateur thermique i
E_c	Énergie cinétique du vent
P_v	Puissance instantanée du vent
P_{Gsi}	Puissance active générée par le générateur solaire photovoltaïque au nœud i
Q_{Gsi}	Puissance réactive générée par le générateur solaire photovoltaïque au nœud i
P_{Gwi}	Puissance active générée par le générateur éolien au nœud i
Q_{Gwi}	Puissance réactive générée par le générateur éolien au nœud i
d_{si}	Coefficient de coût direct du générateur solaire photovoltaïque i.
d_{wi}	Coefficient de coût direct du générateur éolien i
I	Courant de sortie de la cellule photovoltaïque
V	Tension de sortie de la cellule photovoltaïque
I_{sh}	Photo-courant produit
I_0	Courant de saturation de la diode d
n	Facteurs de pureté de la diode
R_s et R_{sh}	Résistance série et parallèle de la cellule photovoltaïque
T	Température absolue en Kelvin
q	Charge élémentaire constante
k	Constante de Boltzmann
v_{ds} et v_{qs}	Tensions des axes d et q du stator de la MADA
v_{dr} et v_{qr}	Tensions des axes d et q du rotor de la MADA
i_{dr} et i_{qr}	Courants des axes d et q du rotor de la MADA
i_{ds} et i_{qs}	Courants des axes d et q du stator de la MADA
R_s et R_r	Résistances du stator et du rotor de la MADA
x_s	Réactance du stator de la MADA
x_r	Réactance du rotor de la MADA
x_m	Réactance mutuelle
ω	Vitesse du rotor

Introduction Générale

Introduction Générale

Les défis actuels et futurs de l'Algérie, tels que la forte croissance de la population, l'urbanisation rapide, le développement accéléré et la hausse de la demande énergétique, pourraient s'intensifier en sachant que la population Algérienne augmente de 1,5 à 3% par an de sorte que nous doublons notre population tous les 40 ans. La consommation d'énergie au niveau national augmente année après année en raison du développement démographique et urbain, en plus du développement économique en constante progression [BOU13].

Les besoins énergétiques de l'Algérie sont couverts par des hydrocarbures, principalement du gaz naturel. Les autres formes d'énergie ne sont mobilisées que lorsque le gaz naturel ne peut pas être utilisé. La consommation d'électricité devrait atteindre 75 à 80 TWh en 2020 et 130 à 150 TWh en 2030, à long terme, l'extension du modèle national de consommation d'énergie peut affecter l'équilibre existant entre l'offre et la demande pour cette source d'énergie [DIB12]. Le déséquilibre entre la production et la consommation entraîne des grandes pannes dans le réseau électrique comme le blackout et par conséquent des pertes économiques énormes. Afin de satisfaire cette nouvelle demande, les réseaux électriques existants doivent être renforcés pour assurer la qualité d'alimentation nécessaire.

Les technologies traditionnelles telles que la construction de nouvelles lignes, ne suffisent plus au renforcement des réseaux électriques, du fait de coûts devenant prohibitifs et elles exigent plusieurs années pour l'étude et la construction. L'ajout d'une nouvelle ligne est devenu extrêmement difficile et long et par conséquent, les gestionnaires du réseau doivent adopter de nouvelles solutions technologiques, telles que les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS) pour assurer un contrôle plus efficace et rapide des lignes de transmission existantes, améliorer la sécurité du réseau et éviter la construction des nouvelles lignes.

Pour répondre à la forte demande électrique, le réseau électrique doit être renforcé par l'installation de nouvelles centrales de production. Aujourd'hui, l'industrie énergétique moderne est confrontée à une prise de conscience croissante de l'impact de la production d'électricité conventionnelle sur l'environnement. Des problèmes tels que les réserves limitées de combustibles fossiles, le changement climatique dû aux émissions des gaz à effet de serre, provoquées par les centrales thermiques, attirent l'attention sur les énergies renouvelables pour remplacer les combustibles fossiles et produire l'électricité de manière propre et plus durable. L'utilisation de ressources renouvelables peut répondre à la demande croissante d'énergie et l'assèchement de ces sources fossiles [BIN12].

De plus, le gouvernement Algérien cherche maintenant à réduire la dépendance de l'économie au secteur des hydrocarbures, qui représente 98% des revenus en devises du pays.

L'Algérie est appelée à déployer de grands efforts pour sortir son économie de la dépendance au pétrole et de diversifier ses ressources afin d'éviter d'être l'otage de la

fluctuation des prix du pétrole sur les marchés internationaux, a déclaré le président Abdelaziz Bouteflika. Il a également déclaré que la promotion des énergies renouvelables doit être la cible claire du pays et que les questions environnementales doivent être traitées.

Le gouvernement Algérien prévoit d'installer jusqu'à 22 000 MW de capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030 [BOU13].

L'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) a publié début 2017 une évaluation des coûts par filières de chaleur et électricité renouvelables. L'éolien terrestre, avec une fourchette de coûts de production comprise entre 57 et 91 €/MWh, est le moyen de production le plus compétitif avec les moyens conventionnels comme les centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Les centrales au sol photovoltaïques, pour les plus compétitives, entrent également désormais dans cette concurrence directe avec les moyens conventionnels.

Ces deux technologies ont l'intérêt de présenter des gisements de développement très importants [ADE17].

En parallèle, le but de l'écoulement de puissance optimal (OPF) est de maximiser le profit de la totalité des consommateurs de l'énergie électrique, de minimiser le coût total de la production de façon que les pertes de puissances soient acceptables et de contrôler les puissances sortantes des générateurs ainsi que leurs niveaux de tension, tout en satisfaisant les contraintes sur les transits des puissances dans les lignes de transport et sur les tensions des nœuds de charge.

L'intégration des FACTS et des centrales de production basées sur les sources renouvelables dans les réseaux électriques, ajoute un nouveau défi, où il est important d'étudier l'effet de ces nouveaux systèmes sur la conduite du réseau électrique et l'étude de l'écoulement de puissance optimal.

L'objectif de nos travaux de thèse est alors de résoudre le problème de l'écoulement de puissance et l'OPF du réseau électrique Algérien en présence des FACTS et des énergies renouvelables, étudier l'impact de ces nouvelles technologies sur le réseau et déterminer une solution technico-économique basée sur les FACTS et les énergies renouvelables afin d'améliorer les performances du réseau, de renforcer la qualité d'alimentation électrique et de réduire le coût de production d'énergie.

L'analyse du flux de puissance est présentée pour trouver les problèmes rencontrés liés au transit de puissance dans la pratique. L'intégration des centrales d'énergies renouvelables et des FACTS dans le réseau est proposée comme solution, afin de soulager le transit de puissance et de résoudre les problèmes du réseau. Le problème de flux de puissance optimal est présenté pour étudier l'effet des énergies renouvelables et des FACTS sur le côté économique du réseau, afin de réduire le coût de production total.

Ce manuscrit comporte cinq chapitres.

- ❖ Le premier chapitre donnera une vision globale sur la topologie des réseaux électrique, qui restent toujours d'actualité. Nous présenterons l'état actuel du réseau électrique en

Algérie ainsi que les enjeux auquel il doit faire face. Le réseau électrique Algérien doit répondre à une croissance importante de la consommation électrique. Nous justifierons le besoin d'étudier de nouvelles solutions technologiques. Nous porterons une attention particulière aux systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS) et la production centralisée à partir des énergies renouvelables.

- ❖ Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les problèmes de l'écoulement de puissance et l'OPF et leurs applications dans les réseaux électriques. Un état de l'art des méthodes de résolution de l'écoulement de puissance et l'OPF y sera présenté. Nous expliquerons pourquoi le logiciel PSAT/MATLAB est utilisé pour l'analyse des réseaux électriques dans nos travaux et en quoi ce logiciel est le plus adapté à notre problématique.

Nous y présenterons dans un deuxième temps la formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance et l'OPF, l'application de la méthode proposée sur les réseaux test IEEE-9 nœuds et IEEE-30 nœuds et la comparaison des résultats fournis par PSAT/MATLAB avec ceux trouvés dans la littérature, afin de valider notre choix.

Dans un troisième temps, nous présenterons la description du réseau électrique Algérien et l'application de notre approche sur le cas d'étude réel. Les résultats obtenus nous permettront de déterminer les problèmes rencontrés liés à l'écoulement de puissance, au profil de tension, aux pertes de transmission et à la répartition économique du réseau Algérien.

- ❖ Le troisième chapitre présentera une étude sur l'insertion des dispositifs FACTS à fin de mieux contrôler et renforcer le réseau Algérien. Nous montrerons pourquoi ceux-ci permettent de répondre aux problématiques du réseau électrique et pourquoi il est nécessaire d'étudier l'impact des FACTS sur le réseau Algérien. Les différents types des dispositifs FACTS, leurs classifications ainsi que leurs coûts d'investissement y seront présentés.

Dans un deuxième temps, nous présenterons les applications actuelles des FACTS dans les réseaux électriques et la modélisation des FACTS utilisés dans notre étude, plus particulièrement le condensateur série commandé par thyristor (TCSC) et le compensateur statique d'énergie réactive (SVC).

Dans un troisième temps, nous choisirons la fonction objective et les paramètres de contrôle des FACTS, afin de formuler le problème d'optimisation en présence des FACTS.

Enfin, nous effectuerons une synthèse des résultats de l'écoulement de puissance et l'OPF et discuterons l'efficacité de l'insertion des FACTS dans le réseau Algérien.

- ❖ Le quatrième chapitre présentera l'étude de l'écoulement de puissance et l'OPF du réseau Algérien en présence des énergies renouvelables (ER). Nous commencerons par donner un aperçu sur la production à partir des ER au niveau mondiale et en Algérie. Nous présenterons les avantages des ER sur le côté social, environnementale et économique. Nous expliquerons la modélisation des ER utilisés dans notre étude,

plus particulièrement le générateur éolien et photovoltaïque. Nous citerons aussi un nombre d'études sur le problème de l'OPF en présence des fermes solaires photovoltaïques et éoliennes. Ensuite, nous choisirons la fonction objective et les contraintes des générateurs éoliens et photovoltaïques afin de formuler le problème de l'OPF.

Finalement, nous présenterons et discuterons les résultats de l'écoulement de puissance et l'OPF avec l'insertion des centrales solaires photovoltaïques et éoliennes dans le réseau Algérien.

- ❖ Le dernier chapitre présentera une synthèse des différents résultats présentés dans nos travaux, afin de proposer une solution technico-économique basée sur les FACTS et les énergies renouvelables, qui peuvent être réalisable dans la pratique, puisque nous avons un réseau réel. Cette solution vise à renforcer la qualité d'alimentation, minimiser le coût de production et résoudre tout les problèmes du réseau électrique Algérien.

- ❖ Enfin, une conclusion et des annexes terminent cette thèse.

Chapitre I

Actualités des Réseaux Electriques

I.1. Introduction

Aujourd'hui, l'électricité joue un rôle très important dans notre vie quotidienne et chaque pays considère cette énergie comme un moyen indispensable pour son développement social et économique. Chaque moindre problème d'origine électrique influe considérablement sur la continuité des activités économiques. Ce chapitre donne une vision générale sur la topologie des réseaux électrique, qui est toujours en évolution comme la production d'énergie électrique en conventionnel et à la base des énergies renouvelables, dans le monde et en Algérie.

Il s'intéresse aussi à la structure des réseaux de transport et distribution, la qualité du transport électrique et les problématiques rencontrées par les réseaux électriques tels que le déséquilibre entre la production et la consommation, surtout avec la forte croissance de la demande électrique durant ces dernières années. Ce chapitre présente aussi les plans de défense utilisés pour éviter les grandes pannes. Notre choix s'est porté plus particulièrement sur les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS) et l'intégration des énergies renouvelables.

I.2. Bref historique des systèmes électriques

Dans la première moitié du 19ème siècle, la distribution d'électricité se faisait seulement en courant continu, ce dernier a été développé par Thomas Alva Edison en 1882, mais ce type de courant posait plusieurs problèmes comme le changement de niveau de tension et les centrales n'étaient pas capables de fournir de l'électricité sur de longues distances [BAR14].

Beaucoup plus tard Nikola Tesla et George Westinghouse ont inventé des systèmes de distribution sur la base du courant alternatif grâce à l'utilisation des transformateurs électriques. Ce courant peut être acheminé sur de plus grandes distances que le courant continu, il permet de choisir les niveaux de tension adéquats pour limiter les chutes de tension et réduire les pertes.

Le choix du meilleur system a provoqué un réel conflit entre les deux inventeurs. Puis, la mise en place du système triphasé fut un succès mondial et les systèmes AC existants fonctionnaient en poches de différentes fréquences [BAR14], [FON08]. Ensuite, les systèmes électriques ont été développés et hiérarchisés par niveau de tension.

I.3. Topologie des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont divisé en plusieurs sous systèmes comme la production, le réseau de transport et d'interconnexion, le réseau de répartition et le réseau de distribution.

La figure (I.1) représente la topologie d'un réseau électrique. Les grandes centrales de production alimentent les centres de consommation à travers les lignes de transport et les postes de transformation, le système globale est réalisé en prenant en considération le coté économique, la sécurité du système et la qualité de l'énergie. Le réseau électrique est aussi contrôlé par des centres de conduite permettant de surveiller le réseau à tout instant [LAB08].

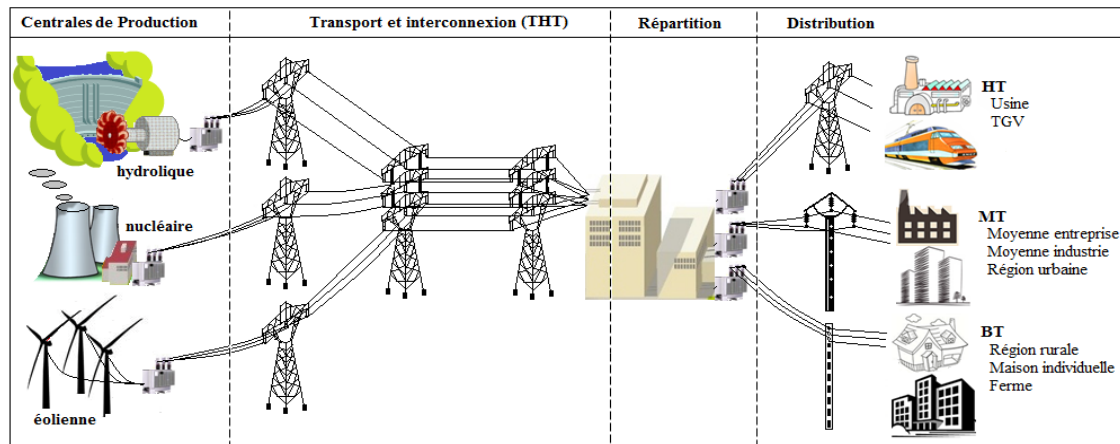


Figure (I.1) Topologie d'un réseau électrique [GEN15].

I.3.1. Parc de production électrique

Jusque dans les années 1990, l'électricité a été produite de manière presque exclusivement centralisée, par la transformation des énergies primaires en énergie électrique, telles que le charbon, le fuel, les combustibles fossiles et le nucléaire [LAB08]. Par contre, aujourd'hui, la production d'électricité est aussi basée sur les énergies renouvelables comme le solaire, l'éolien etc. [MAT14], [KET14]. Dans le parc de production électrique, il existe plusieurs types de centrales conventionnelles, comme les centrales thermiques à vapeur ou à gaz, les turbines à cycle combiné et les centrales nucléaires [LAB13].

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrales électriques à court terme : son coût de production ; ses contraintes techniques et sa fiabilité [SAG07]. La description générale des moyens de production est présentée comme suit [LAB13] :

- **Centrales thermiques à vapeur**

Le fonctionnement des centrales thermiques à vapeur se base sur le principe de triangle du feu au niveau de la chambre de combustion: l'étincelle, le carburant et l'air. À la sortie de la chambre de combustion, une énergie thermique très intense fait tourner les ailettes de la turbine et au même temps l'alternateur à une vitesse de 1500 tr/min en produisant de l'électricité. À la sortie de la turbine la vapeur est condensée et transformée en eau réutilisée comme source d'eau pour un deuxième cycle.

- **Centrales thermiques à gaz**

C'est pareil pour les turbines à gaz, sauf l'intégration du compresseur d'air qui a pour but de comprimer l'air qui est ensuite mélangé avec le combustible gazeux ou liquide dans une chambre de combustion.

À la sortie, l'énergie fait tourner les ailettes de la turbine qui fait tourner à son tour l'arbre de l'alternateur. Les gaz d'échappement de la turbine sont évacués vers l'atmosphère.

- **Centrales à cycle combiné**

Le principe de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné se base sur les gaz brûlés issus de l'échappement de la centrale thermique à gaz qui ont une température très élevée (de l'ordre de 500 C°), qui peuvent être l'objet d'échauffement d'une turbine à vapeur, et produire de la vapeur dans une chaudière classique. Le rendement dans ce cas est de l'ordre de 58 % en s'accompagnant d'une réduction significative des émissions de polluants atmosphériques.

- **Centrales hydrauliques**

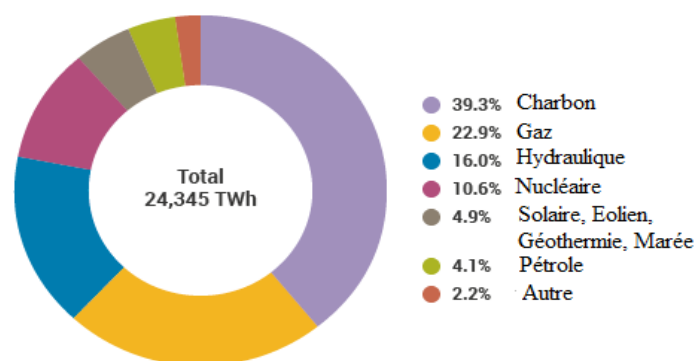
Pour les centrales hydrauliques l'énergie potentielle de gravité de l'eau est convertie en électricité par le passage de l'eau dans une turbine reliée à un alternateur. La puissance de la centrale dépend également du débit d'eau. Elles sont utilisées en grande partie pour suivre les fluctuations brusques de la consommation.

- **Centrales nucléaires**

Le rôle de la centrale nucléaire est de générer la chaleur par la fission nucléaire d'uranium. La chaleur produite est utilisée pour faire réchauffer de l'eau et avoir de la vapeur qui est ensuite acheminée dans une turbine composée d'un corps haute pression et de plusieurs corps basse pression la quelle actionne un alternateur.

I.3.1.1. Production électrique au niveau mondiale

Selon les statistiques en 2017, plus de 20,9 % de la production mondiale est d'origine renouvelables (éolien, solaire, géothermie, hydraulique et les énergies marines) et elle provient aussi de plusieurs énergies, principalement les combustibles fossiles (66,3 %), l'énergie nucléaire (10,6 %), et les 2,2 % restant sont apportés par la combustion des déchets non renouvelables. La figure (I.2) illustre la production mondiale en 2017 [WOR17].



Source: IEA Electricity Information 2017

Figure (I.2) Production électrique au niveau mondiale en 2017 [WOR17].

La production d'électricité par la combustion des énergies fossiles provoque l'émission de gaz carbonique ou dioxyde de carbone (CO₂), ce gaz absorbe la radiation infrarouge de la terre et cause la hausse de la température à la surface de la planète, son influence sur le climat représente une grande préoccupation. La figure (I.3) montre l'évolution des émissions CO₂ dans le monde sur la période 2005-2030 [GOM12].

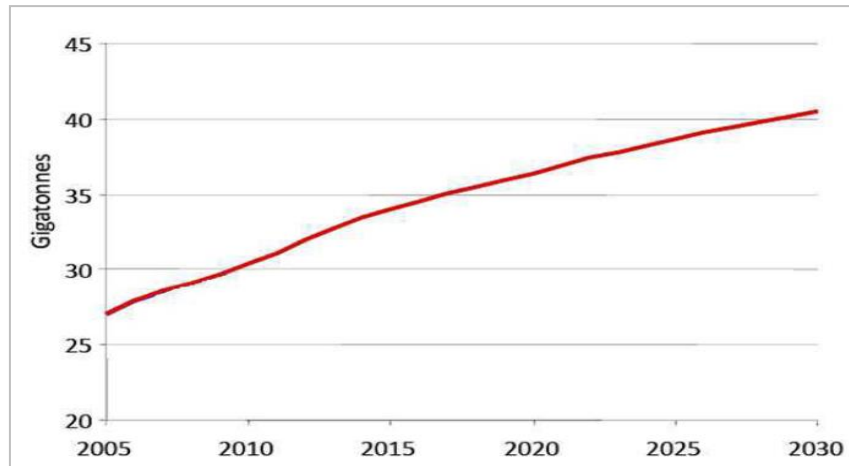


Figure (I.3) Evolution des émissions CO₂ dans le monde sur la période 2005-2030 [GOM12].

La production d'énergie est à l'origine de 60% de ces émissions. Environ 40% causées par la production d'électricité, alors que le secteur des transports est responsable de 20%. La figure (I.4) illustre le poids de l'électricité dans les émissions mondiales de CO₂ [EDF13].

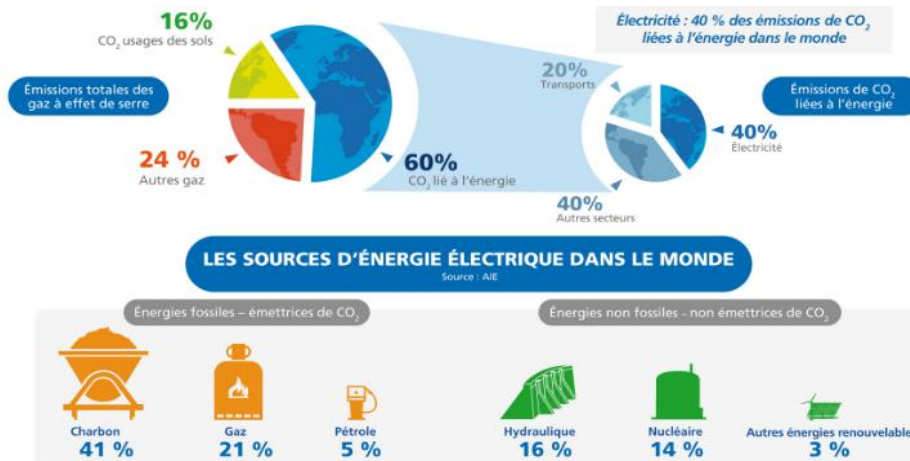


Figure (I.4) Poids de l'électricité dans les émissions mondiales de CO₂ (EDF 2013) [EDF13].

I.3.1.2. Production électrique Algérienne

En Algérie, le parc de production d'électricité a connu une évolution importante de la puissance installée sur la période 2005-2015, elle est passée de 7 492 MW à 17 238,6 MW, soit près de 10 000 MW additionnelle mise en service en dix ans.

La figure (I.5) présente la puissance installée par type de centrale électrique. Durant ces dernières années, la puissance électrique produite est passée de 33 525 MW en 2005 à 64 662 MW en 2015. Le Tableau (I.1) présente cette évolution sur la période 1980-2015 en Mégawatts [MIN15].

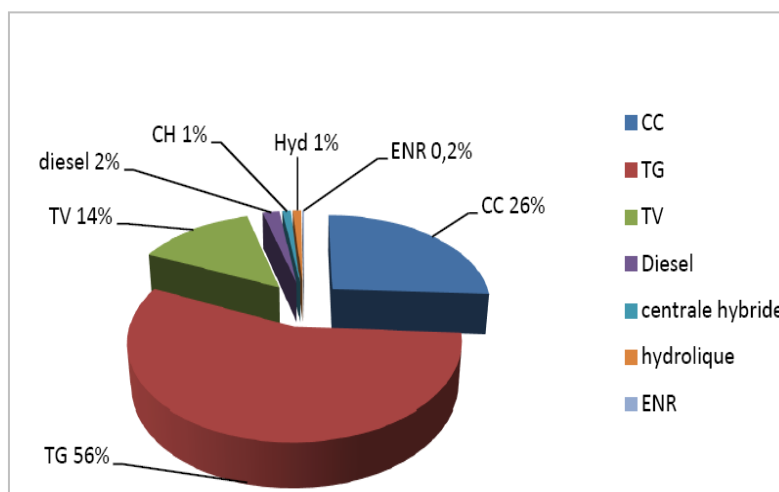


Figure (I.5) Puissance installée par type de centrale électrique en 2015 [MIN15].

Tableau (I.1) Evolution de la puissance électrique produite sur la période 1980-2015 [MIN15].

Type de Centrale	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Thermique vapeur	3621	8397	16624	14558	14142	13384	11857	9692	9654	9422	9582	10221	10227
Thermique gaz	2223	6704	15679	16463	17011	20339	19940	19564	22055	24075	17400	20211	26970
Cycle combiné	-	-	386	3419	5321	5704	10318	15341	15701	18623	27685	28444	26122
hydraulique	251	135	555	218	226	277	342	173	378	389	98	193	145
Diesel	125	216	281	264	250	283	313	403	464	416	227	248	276
Hybride	-	-	-	-	-	-	-	1	619	1159	1155	1181	889
Eolien	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	19
Photovoltaïque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	14
Total (MW)	6220	15452	33525	34922	36950	39987	42770	45174	48871	54084	56147	60500	64662

En Algérie, la production est assurée par la Société Algérienne de Production d'Electricité (SPE) et Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat, à savoir [MIN15]:

- Kahrama Arzew mise en service en 2005 ;
- Shariket Kahraba Skikda « SKS » mise en service en 2006 ;
- Shariket Kahraba Berrouaghia « SKB » (Médéa) mise en service en 2007;

- Shariket Kahraba Hadjret Ennousse « SKH » mise en service en 2009 ;
- SPP1 mise en service en 2010 ;
- Shariket Kahraba Terga « SKT » mise en service en 2012 ;
- Shariket Kahraba de Kouidiet Edraouch « SKD » mise en service en 2013.

Plusieurs principales centrales électriques ont été décidées et mises en service sur la période 2010 et 2015 comme la centrale de M'Sila à turbines à gaz (2010), centrale de Tilghmet (2010), la centrale à cycle combiné de Terga (2012 réalisé par Alstom) et Kouidiet Edderaouch (2012 par General Electric), centrale de Ain Djasser (2013), centrale de F'kirina (2013), la centrale de Ras Djinet (2014), centrale de Jijel (2015) et Messerghine (2015) [UBI10]. La figure (I.6) présente la puissance des centrales installées sur la période 2010-2015.

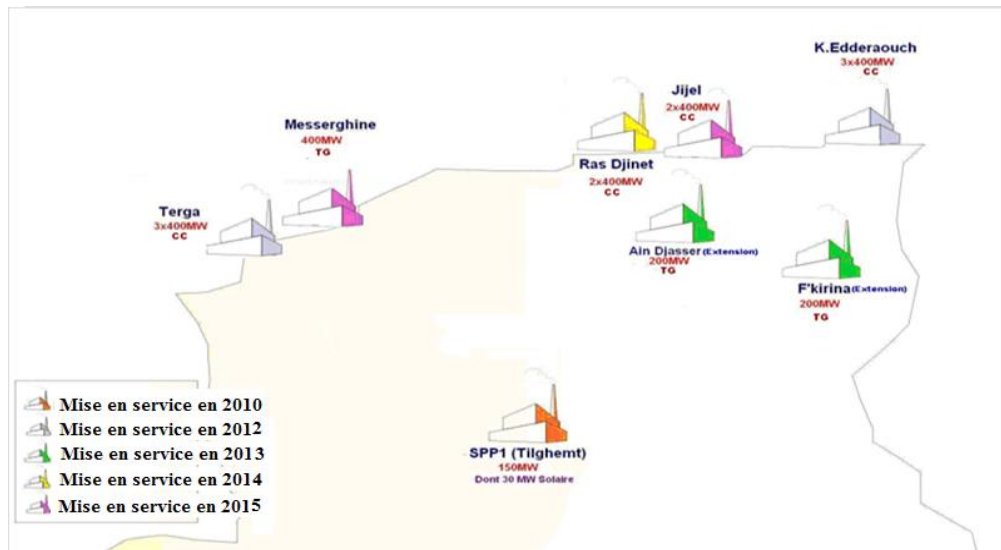


Figure (I.6) Centrales électriques installées en Algérie sur la période 2010-2015 [POR10].

Le gouvernement Algérien a décidé d'investir dans la production électrique conventionnelle sur la période 2015-2025 dont la puissance prévue est de 15 385 MW et elle est répartie comme suit [MIN15], [SON15]:

- 14 150 MW pour le réseau interconnecté national (RIN), il s'étale sur le nord du pays et couvre les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa, il est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV.
- 340 MW (TG) pour le pôle In Salah- Adrar-Timimoun (PIAT), ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.

- 495 MW pour les réseaux isolés du sud (RIS), dont 153 MW en diesel et 342 MW en turbines à gaz qui seront transférées à partir du réseau interconnecté national, les RIS (26 sites du grand sud) sont alimentés par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

I.3.2. Transport d'énergie électrique

Les réseaux de transport et d'interconnexion lient les centrales de production avec les consommateurs, les réseaux de répartition amènent l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants comme le cas du barrage Bni Haroun en Algérie alimenté par le réseau 60 kV [LAB13], ensuite les réseaux de distribution acheminent l'énergie électrique du réseau de répartition ou de transport aux clients résidentiels, sur des lignes de transport à très haute tension (THB) et haute tension (HTA) et de distribution à moyenne tension (MT) et basse tension (BT), sous la forme de systèmes triphasés, dont les caractéristiques sont [LAB08], [MAT14] :

- La fréquence (50 Hz en Algérie) ;
- Les niveaux de tension normalisés (Voir tableau (I.2)), en Algérie, les niveaux de tension les plus employés sont: 400 kV/220 kV pour le transport, 60 kV pour la répartition et 30 kV/380 V pour la distribution [HAM10];
- Les couplages des terminaisons.

Tableau (I.2) Valeurs de tensions normalisées par Sonelgaz en 1984 [ZEL10]

Domaine de tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$Un \leq 50$	$Un \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < Un \leq 500$	$120 < Un \leq 750$
	BTB	$500 < Un \leq 1000$	$750 < Un \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < Un \leq 50\ 000$	$1500 < Un \leq 75\ 000$
	HTB	$Un > 50\ 000$	$Un > 75\ 000$

En plus des lignes électriques, le réseau utilise plusieurs équipements regroupés dans les postes de transformations et d'interconnexions comme les transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs, appareils de compensation, systèmes de protections, etc. [WIL05].

I.3.2.1. Structure des réseaux électriques

Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs structures dont nous pouvons citer les réseaux radiaux, maillés et bouclés.

Le réseau radial a plusieurs avantages que les autres structures comme le coût de l'équipement, les protections sont simples, la réduction des courants de court-circuit et la réduction des périodes de chute de tension en cas de défaut [MIS11] :

- **Réseaux radiaux**

Cette configuration est généralement pour les réseaux de distribution dont les sources de tension sont constituées de quelques transformateurs abaisseurs.

La tension peut être variable, en suivant les fluctuations du réseau haute tension, ou réglable si le rapport de transformation peut être modifié .Voire figure (I.7).

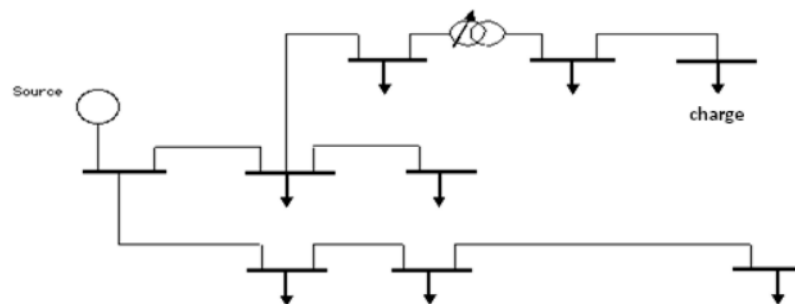


Figure (I.7) Structure d'un réseau radial [BER09].

- **Réseaux maillés**

Ce sont des réseaux utilisés pour le réseau de transport et de répartition, ils ont moins de pertes et sont mieux adaptés à la production décentralisée, la structure est semblable aux mailles d'un filet pour faciliter le contrôle précis des transits d'énergie dans les différentes branches. Chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation et la panne d'une ligne ne peut pas paralyser tout le réseau. Voire figure (I.8).

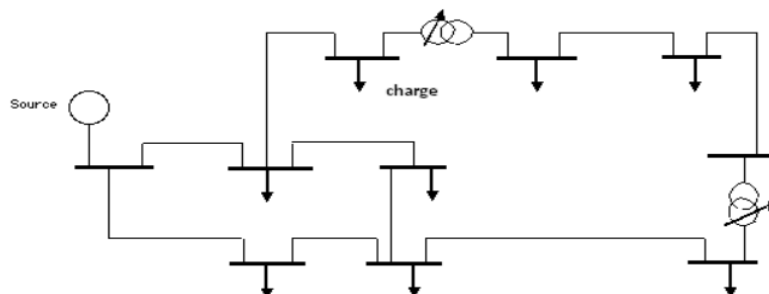


Figure (I.8) Structure d'un réseau maillé [BER09].

- **Réseaux bouclés**

Un réseau bouclé est un réseau maillé simplifié présentant un certain nombre de boucles fermées. Chacune de boucle contient un nombre limité de sources.

I.3.2.2. Lignes électriques

La construction des lignes électriques est imposée par la puissance active à transporté, la distance de transport, le coût et la facilité d'installation.

Les lignes de transport aériennes sont constituées de conducteurs en aluminium, d'isolateurs et de support. La puissance active transportée sur une ligne dépend de la tension d'exploitation de la ligne, de sa réactance inductive et du déphasage angulaire des tensions aux deux extrémités.

La puissance réactive nette générée ou absorbée par une ligne dépend de la puissance active transportée. Pour augmenter la puissance transportable sur une ligne et améliorer la stabilité du réseau, on utilise des équipements de compensation qui contrôle la puissance réactive et modifie la réactance de la ligne pour augmenter la puissance transmissible.

Les câbles souterrains ont une grande capacitance shunt, donc en courant alternatif, il est difficile de compenser la puissance réactive sur de grandes distances, car elle est très supérieure à celle d'une ligne aérienne [WIL05].

I.3.2.3. Evolution du réseau de transport et distribution Algérien

Afin de faire face à la forte croissance de la demande électrique durant ces dernières années, et pour accompagner le développement du parc de production Algérien, les sociétés du Groupe Sonelgaz ont mis en service de près de 20 000 km de lignes de transport, sur la période 2013-2017 [EXT14]. La figure (I.9) illustre cette évolution.

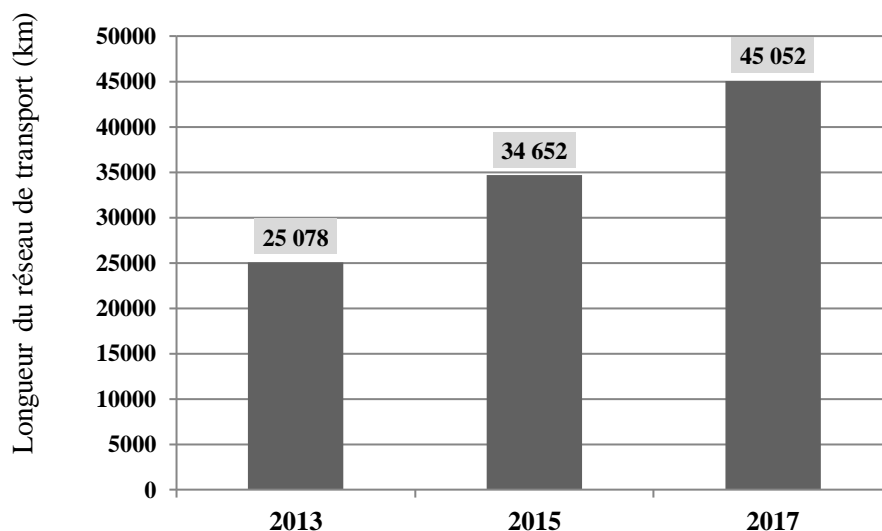


Figure (I.9) Evolution du réseau de transport Algérien sur la période 2013-2017 [EXT14].

A la fin de 2011, la longueur totale du réseau national de distribution de l'électricité a atteint 262 585 km. La figure (I.10) illustre l'évolution du réseau de distribution sur la période 2005-2015.

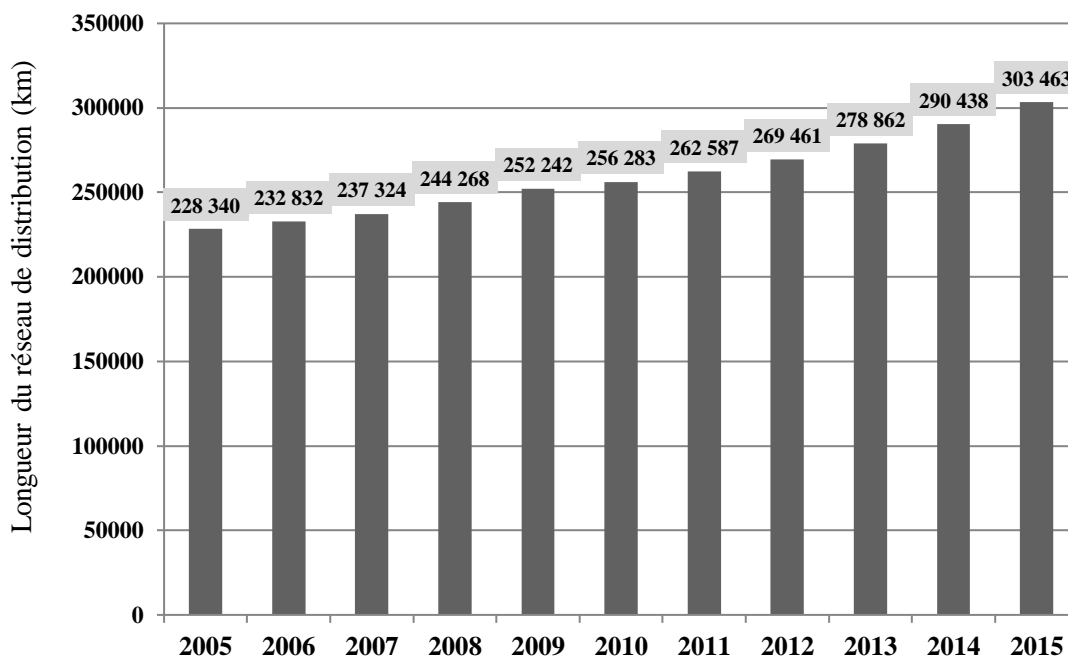


Figure (I.10) Evolution du réseau de distribution Algérien sur la période 2005-2015 [MIN15].

L'État a aussi programmé des investissements sur la période 2010-2020, pour installer 22 776 km de réseaux de distribution supplémentaires à l'horizon 2020 [MIN15], [UBI10].

I.3.2.4. Interconnexions des réseaux électriques

Les interconnexions au niveau national et international apportent plusieurs avantages comme la stabilité, la sécurité d'alimentation et la mise en parallèle de systèmes de production-transport-consommation.

Les interconnexions permettent de réaliser des économies en tirant parti, par des importations et exportations, des différences de prix à la production dans les diverses zones ou des décalages horaires entre les pointes de consommation des pays [KRA11].

Actuellement il existe des liaisons électriques réalisées entre l'Algérie et la Tunisie : El Aouinet-Tadjerouine en 90 kV (1952), El Kala-Fernana en 90 kV (1954), El Aouinet-Tadjerouine en 220 kV (1980), Djebel Onk-Metlaoui en 150 kV (1984), Cheffia-Djendouba en 400 kV (2014).

Et entre l'Algérie et le Maroc : Ghazaouet-Oujda en 220 kV (1988), Tlemcen-Oujda en 220 kV (1992) et Hassi Ameur-Bourdim en 400 kV (2010), lui-même relié à l'Espagne par un câble sous-marin. Voir figure (I.11). Des projets d'interconnexion par câbles sous marins avec l'Italie sont également à l'étude pour 500 à 1 000 MW comme Algérie- Sardaigne et Algérie-Sicile [LAB08], [MIN15], [UBI10]. Le Tableau (I.3) illustre la longueur, la section et la capacité nominale de ces interconnexions.

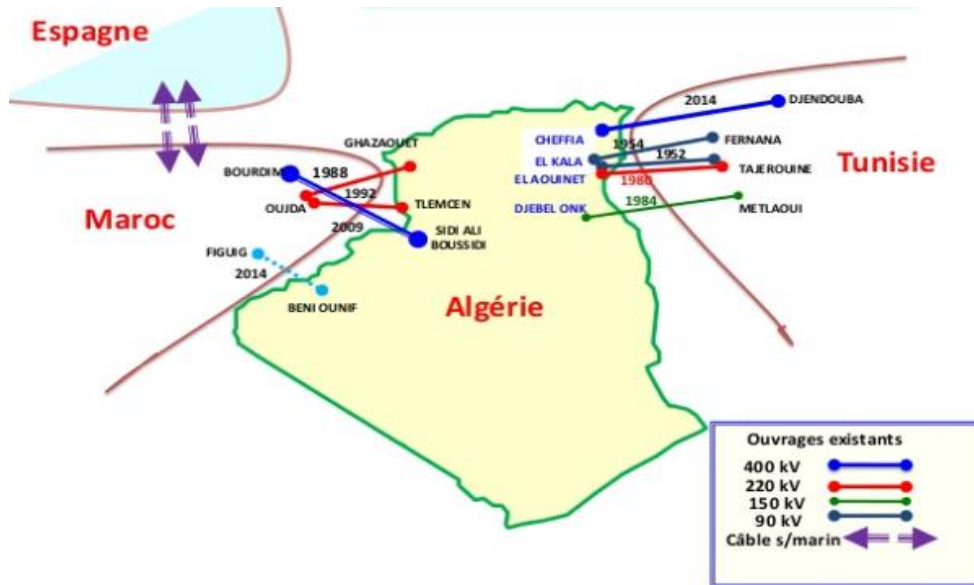


Figure (I.11) Interconnexions électriques entre l’Algérie et les pays voisins en 2014 [ECO14].

Tableau (I.3) Les dimensions des interconnexions Magrébines [MEM06].

Poste 1	Poste 2	L (Km)	Simple ou Double Circuit	Section (mm ²)	Tension (kV)	Capacité nominale (MW)
Algérie – Maroc						
Ghazaouet	Oujda	47	Simple	1x411	225	225
Tlemcen	Oujda	65,8	Simple	1x411	225	225
Hassi Aneur	Bourdim	250	Double	2x570	400	2x1200
Algérie – Tunisie						
EL Aouinet	Tajerouine	62	Simple	1x411	220	225
EL Aouinet	Tajerouine	60	Simple	1x228	90	54
EL Kala	Fernaana	45	Simple	1x228	90	54
Djebel Onk	Metlaoui	59	Simple	1x411	150	60
EL Hadjar	Jendouba	120	Simple	2x570	220/400	1200

I.3.3. Qualité d’énergie électrique

La vente de l’énergie électrique repose sur la qualité offerte par le producteur. La partie suivante présente les principaux facteurs qui interviennent pour définir la qualité d’énergie électrique.

I.3.3.1. Stabilité de tension

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l’amplitude de la tension dans un intervalle de l’ordre de $\pm 10\%$ autour de sa valeur nominale [MAM12] et pour fournir une tension stable au niveau des différents nœuds dans le réseau, il faut résoudre plusieurs problèmes:

- Le niveau de la tension doit être le plus élevé possible alors que le courant doit être maintenu à son niveau le plus faible et dans les limites imposées par le réseau.

- Ces conditions permettent de transporter un maximum de puissance tout en minimisant les pertes et en préservant les machines de production d'un vieillissement trop rapide.
- Si le transit dans une ligne électrique est important, la tension aux nœuds est faible et la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension.
- En période de pic de consommation, la tension est forte aux nœuds proches de la production, et relativement basse aux nœuds éloignés des centrales.
- Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.
- La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport: plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible [GUE12].

L'énergie réactive est un facteur très important qui influe sur la stabilité de tension et l'équilibre du réseau électrique, ainsi que son fonctionnement. Les effets secondaires de ce facteur ce résume dans les points suivants:

- La chute de tension dans les lignes et les postes de transformation ;
- Les pertes supplémentaires actives dans les lignes, les transformateurs et les générateurs ;
- Les variations de tension du réseau sont étroitement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production [MAM12].

I.3.3.2. Stabilité de fréquence

Réglage de fréquence est une fonction déterminante dans la gestion du système. En effet, la fréquence rend compte de l'équilibre entre la production et la consommation. L'opérateur doit donc prendre toutes les dispositions et utiliser tous les moyens nécessaire pour assurer à tout instant cet équilibre afin d'éviter des écarts de fréquence qui dépassant les limites admises [OUL14]. Pour le réseau synchrone Algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de 50 Hz ± 1 % [MAM12].

I.3.3.3. Normes de sécurité

Les gestionnaires des réseaux électriques doivent assurer le transport de l'énergie avec le maximum de sécurité surtout avec les différents problèmes climatiques qui peuvent endommager le réseau comme la foudre, pollution, chocs mécaniques et les dégâts qui peuvent en résulter. On peut garantir la sécurité :

- En améliorant la fiabilité des équipements ;
- En assurant la maintenance préventive adéquate ;
- En augmentant le nombre de circuits et de transformateurs, cela est particulièrement coûteux [MIS11].

Les limites de saturation des transformateurs et la tenue diélectrique des matériels imposent des limites supérieures de tension pour tout le réseau. Pour les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée car une tension trop importante peut réduire la durée de vie des appareils d'utilisateurs.

Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique; une tension trop basse aura les conséquences suivantes:

- Risque de déclenchement des protections associées, suite à la surcharge des lignes et transformateurs par augmentation du courant,
- Instabilité de tension pouvant entraîner un effondrement de tension; perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires) [OUL14].

I.3.4. Conduite et gestion des réseaux électriques

Le gestionnaire du réseau électrique doit assurer, à tout instant, l'équilibre consommation/production sur la base de modèles de prévision de charges très élaborés, surveiller la fréquence et contrôler la tension. Il est très important de trouver un équilibre entre le coût des investissements supplémentaires et celui de la défaillance éventuelle. D'une autre part, cette gestion est confrontée à de multiples problèmes :

- Saturation du réseau et fonctionnement près de la limite de sécurité ;
- Croissance de la charge à cause des événements sportifs, programmes spéciaux, etc. ;
- Construction de plus en plus difficile de nouvelles lignes et centrales ;
- Problèmes de stabilité et de sécurité du système ;
- Environnement compétitif du marché de l'énergie électrique (nouvelles réglementations) ;
- La variabilité de la charge avec les contraintes sociales et environnementales [FON08], [LAB08].

En Algérie, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRTE) exploite et entretient le réseau public de transport Algérien, et il assure le bon fonctionnement des réseaux [LAB08]. Il doit planifier non seulement les générations d'énergie pour couvrir la demande prévue mais aussi les réserves pour fournir l'énergie en cas d'incidents et au moindre coût.

La réserve tournante (primaire et secondaire) est la somme des réserves des générateurs producteurs de façon que leurs sommes soient égales à celle du groupe le plus puissant dans le réseau électrique. En Algérie est fixée à 412,5 MW, c'est la puissance du groupe le plus puissant dans la centrale à cycle combiné de Skikda (année 2006). Cette quantité en puissance est conçue pour satisfaire un surplus de puissance demandée par rapport à celle prévus.

La réserve tertiaire est la mobilisation des groupes de secours en cas d'un déclenchement d'un groupe ou une augmentation inattendue de puissance demandée telle que la réserve tournante en puissance ne peut pas couvrir cette demande. La réserve tertiaire doit répondre dans une plage de temps évaluée entre 15 min à 30 min [LAB13].

I.3.5. Coût d'énergie électrique

En Algérie, le montant total du plan de développement des moyens de production conventionnelle (décidés et en idée de projet) pour les trois réseaux (RIN, PIAT et RIS) s'élève à 1 755 Milliards DA [SON15]. L'intérêt de la mise en route des différents types de centrales dépend de plusieurs facteurs comme le coût du kW installé, le coût du combustible et le temps de démarrage [LIL06]. Le montant global du transport de l'électricité sur la période 2015-2025, s'élève à 1 517 041 MDA, dont 293 MDA reliquat des dépenses des ouvrages déjà mis en service, 1 061 007 MDA pour les ouvrages décidés, 455 741 MDA pour les ouvrages en idée de projet [SON15]. Plus haute est la tension, plus cher sera le rapport du coût du câble souterrain par rapport à la ligne aérienne. Ces rapports de coûts dépendent du tracé, de la planification et des compensations accordées [LIL06]:

- Dans la gamme 110 - 219 kV rapport de 3,6 à 16 ;
- Dans la gamme 220 - 362 kV rapport de 5,1 à 21,1 ;
- Dans la gamme 363 - 764 kV rapport de 13,6 à 33,3.

Le prix de consommation d'électricité est mesuré en kWh, dans la plupart des pays en voie de développement, l'électricité reste extrêmement chère, pour l'année 2013, elle est très chère dans des pays comme le Gabon (0,70 euros /kWh en hiver) ou à Djibouti (0,53 euros /kWh). Inversement elle est bon marché au Maroc, en Tunisie (0,06 euros /kWh) et en Algérie (0,04 euros /kWh). Aux États-Unis le prix de l'électricité varie beaucoup suivant les états (de moins de 0,06 centimes d'euro à plus de 0,1 euros /kWh), mais il est globalement assez bas.

L'électricité est très bon marché aux pays qui disposent de très importantes réserves énergétiques comme Canada, en Russie et en Australie [LEN13].

I.3.6. Croissance de la consommation électrique

Le processus de prévision de la demande électrique à moyen terme consiste à déterminer les prévisions énergétiques annuelles par niveau de tension et à les traduire en prévision de puissance (Puissance Maximale Appelée) [MEM06].

Au niveau mondial, la croissance de la consommation est passée de plus de 10% (années 60) à 5% (année 70, hors chocs pétroliers), nulle au début des années 80, elle a repris pour se stabiliser à 3-4% pendant les années 90 dans les pays occidentaux et le Japon, et presque stabilisée en (2006) dans les pays occidentaux. Dans les pays de l'est la consommation a chuté à partir de 1989 suite à une restructuration profonde de l'industrie puis est repartie dans les années 2000. Certains pays d'Afrique et d'Asie sont en expansion à plus de 10% (Chine, Indonésie, Viêtnam, Maroc, etc.) [LIL06].

En Algérie, la consommation d'électricité a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuel moyen de 13% enregistré de 1970 et 1980 [UBI10]. La Puissance Maximale Appelée (PMA) de juillet 2009 a atteint un différentiel de plus de 2000 MW par rapport à celle d'avril 2009, soit 35% d'écart, à cause de l'utilisation croissante des climatiseurs. Ainsi, la PMA de juillet 2009 a été deux fois plus importante que celle enregistrée en été 2003[UBI10]. Durant la période 2000-2010, le taux de croissance de la consommation a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5,6% [UBI10].

La figure (I.12) illustre la courbe de charge de l'Algérie en 2013 (fluctuations saisonnières).

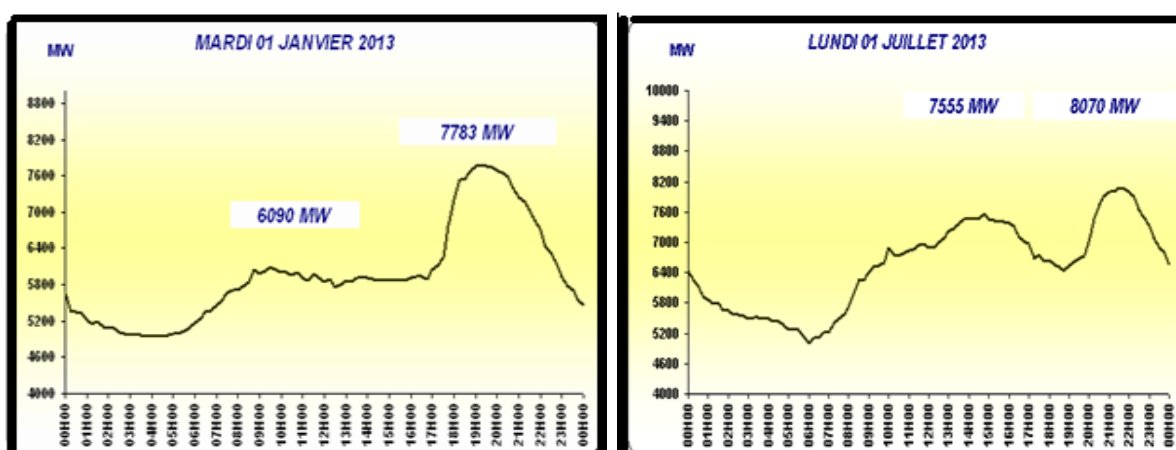


Figure (I.12) Courbe de charge de l'Algérie (fluctuations saisonnières en 2013) [LAB13].

Le tableau (I.4) présente le nombre de clients d'électricité dans l'Algérie pour l'année 2014.

Tableau (I.4) Nombre de clients et la consommation d'électricité dans l'Algérie pour l'année 2014 [MIN15].

NOMBRE DE CLIENTS				CONSOMMATION (GWh)			
HT	MT	BT	TOTAL	HT	MT	BT	TOTAL
102	45 118	7 057 246	7 102 466	7 816	10 879	20 205	38 900

Les prévisions de la puissance maximale appelée sur la période 2006-2015 sont présentées dans la figure (I.13), on remarque une évolution de 4,8% dans le cas du scénario moyen, et un taux de croissance de 6,1% pour le scénario fort [MEM06].

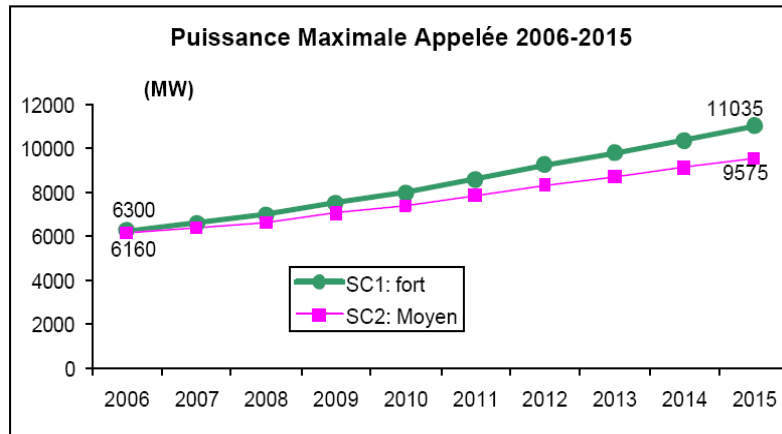


Figure (I.13) Prévisions de la PMA en Algérie sur la période 2006-2015 [MEM06].

La société Algérienne Sonelgaz prévoit un taux de croissance annuel moyen de la clientèle de 4,24% sur la période 2010-2020, et ainsi d'atteindre les 10 millions de clients à l'horizon 2020 [UBI10]. Le déséquilibre entre la production et la consommation entraîne des grandes pannes dans les réseaux électriques tels que le blackout et par conséquent des pertes économiques énormes. Les réseaux électriques doivent donc évoluer et intégrer de nouveaux systèmes pour faire face à cette problématique. Dans la partie suivante, nous présenterons les principales raisons de blackout.

I.3.6.1. Blackout

Le terme "*blackout*" est utilisé lorsque la panne entraîne une coupure d'électricité généralisée et qui concerne un grand nombre de clients. Les principales raisons de blackout sont les courts-circuits, dysfonctionnements des protections, pertes d'éléments dans le système (centrales, transformateurs...), brusques variations de charge réactive dans le système, chute de tensions, et le déséquilibre entre la puissance générée et consommée qui entraîne une accélération ou décélération au niveau des alternateurs ce qui conduit à une perte de synchronisme, etc. [FON08]. La panne la plus importante de l'histoire au nombre d'individus concernés est celle qui a frappé l'Inde le mardi 31 juillet 2012 : 620 millions d'Indiens ont été plongés dans le noir [EXT12]. L'Algérie a été confrontée à cette situation en 2003, la France a vécu un cas similaire dans les années 1990 et même les Etats-Unis n'ont pas échappé à ce problème [BEN03]. Quelques blackouts importants en 2003 :

- **Le 3 février 2003** : Plus de 30 wilayas de l'Algérie : dysfonctionnement du régulateur de gaz de la centrale électrique du Hamma, située à Alger.
La chute de tension et la perte d'un seul coup des 400 MW, qui a coïncidé avec la période de forte consommation dans la centrale du Hamma ont entraîné l'arrêt de toutes les centrales qui fonctionnent à la même vitesse, provoquant une panne générale dans l'ensemble du pays. Cette situation a eu pour conséquence l'ouverture des interconnexions internationales [BEN03] ;
- **Le 14 août 2003** : Nord-est des Etats Unis et Sud du Canada : Déclenchement de lignes par amorçage et divers défaillances, 50 millions d'habitants sans Électricité pendant plusieurs heures [BOU09] ;
- **Le 28 Septembre 2003** : l'Italie, la totalité du pays moins la Sardaigne, déclenchement de lignes THT en suisse par amorçage et problèmes de coordination, 56 millions de personnes sans électricité pendant plusieurs heures [BOU09].

A fin de mieux répondre à la forte croissance de la demande électrique, contrôler le système électrique existant et éviter le blackout, plusieurs plans de défense sont utilisés par le gestionnaire du réseau électrique. Dans la partie suivante, nous présenterons les solutions technologiques permettant d'améliorer la capacité d'un réseau électrique et de répondre à l'augmentation de la consommation électrique.

I.3.6.2. Le délestage, une solution temporaire

Le délestage est une coupure d'électricité voulue et programmé par les gestionnaires des réseaux électriques pour des raisons de sécurité, lorsque la production électrique ou les capacités du réseau soient insuffisantes, il revient à sacrifier l'alimentation d'un petit nombre d'utilisateurs afin de sauver toute l'alimentation électrique du pays, tout en avisant en avance les utilisateurs de la zone concernée [EXT12]. Parmi les principales raisons de délestage, on peut citer :

- En période de pic de consommation, tels que les lignes à haute tension ne peuvent plus supporter la charge et lorsque le réseau est sur le point de s'effondrer,
- Des pannes techniques au niveau de la production, le transport ou la distribution d'énergie électrique ;
- L'entretien ou la maintenance d'une centrale ou lignes de transport électrique.

Pour l'Algérie, la Sonelgaz a tracé un planning bien précis face aux aléas et pour affronter des situations pareilles (un plan de défense se basant sur un délestage par minimum de fréquence) [LAB13]. Le délestage est une solution temporaire pour soulager le transit de puissance, donc il est nécessaire d'envisager d'autres solutions.

I.3.6.3. Production à partir des énergies renouvelables

Pour garantir la continuité de la fourniture, lutter contre le déséquilibre entre la puissance générée et la puissance consommée et satisfaire la totalité d'une demande croissante, des nouveaux systèmes de production non conventionnels à base de renouvelable sont mis à contribution et raccordés au réseau électrique à différents niveaux de tension selon le niveau de la puissance nominale. Le changement climatique dû aux émissions de CO₂ provoquées par les centrales thermiques, les fluctuations des prix et les réserves limitées de combustibles fossiles attirent l'attention sur l'utilisation des énergies renouvelables pour générer l'électricité d'une manière plus propre et durable.

De plus, dans les régions éloignées, le coût de l'extension du réseau est prohibitif et le coût des combustibles augmente considérablement avec l'éloignement de l'emplacement. Pour reprendre le système après un incident majeur ou black-out, le temps de démarrage des différentes unités est un des paramètres les plus importants, surtout dans le contrôle, la restauration et la création de sous-systèmes indépendants [FON08].

D'après le Tableau (I.5) on remarque que le coût de démarrage des centrales éoliennes est négligeable et leur temps de démarrage est très rapide par rapport aux autres centrales [SAG07]. En Algérie, les centrales à gaz sont les plus utilisées, permettant une réaction rapide par rapport aux fluctuations de la consommation, on peut les coupler au réseau pendant 15min, aussi les centrales hydrauliques qui peuvent être couplées pendant 3min [LAB13].

Le Tableau (I.5) présente le coût variable (CV) de la production éolienne par rapport aux centrales conventionnelles qui reflète principalement le coût du combustible utilisé (s'il existe) et/ou le coût d'exploitation et de maintenance de la centrale.

Tableau (I.5) Coûts et contraintes d'exploitation indicatifs pour chaque type de centrale [SAG07].

	Centrales nucléaires	Centrales thermiques à flamme			Centrales hydrauliques	Centrales éoliennes
		Cent. Therm. à vapeur (C. Fossiles)	Cent. Therm. à combustion	Cent. Therm. à cycle combiné		
Taille Moyenne	~ De 400 à 1300 MW par tranche	~ 200 à 800 MW par tranche	~ 1 à 200 MW	~400 à 100 MW	~ de 50 à 1300 MW	~ de 1 à 100 MW
Coût variable/ Rendement (Heat rate)	CV Bas/ Rend : ~haut (HR~10 MBTU/MWh)	CV Moyen/ R : ~moyen (HR~9-13 MBTU/MWh)	CV Haut/ R : ~bas (HR~13 MBTU/MWh)	CV Moyen/ R : ~haut (HR~6-9 MBTU/MWh)	CV Bas /R : ~haut	CV Bas /R : ~haut
Coût de démarrage	-	De 20 à 40 US\$/MW			Négligeable	Négligeable
Capacité minimale de production	~20% (180 MW pour une tranche de 900 MW)	~50%	~50% à 80%	~50%	~ε	~ ε
Contraintes de rampe (ramping rate limits)	~1%/min (temps réel) ~ 5%/min (prog. Veille)	~ de 0.5%/min à 5%/min	~10%/min	~7%/min	-	-
Temps de démarrage	~40 h (à froid) ~12 à 18 h (à chaud)	~de 11 h à 20 (à froid) ~5 h (à chaud)	~10 min à 1 h	~1 h à 4 h	~5 min	~ ε

Ainsi que la vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné (contrainte de rampe) et les différentes contraintes d'exploitation indicatifs pour chaque type de centrale comme le rendement et le taux de chaleur (en Anglais : *heat rate*), plus le *heat rate* est grand, moins la centrale est performante [SAG07].

En Algérie, selon le programme de développement des énergies renouvelables, lancé en février 2011 par le Gouvernement, 27 % de la production d'électricité seront d'origine renouvelable d'ici 2030. Ce programme nécessite la révision de l'efficacité énergétique et l'étude du potentiel national des énergies renouvelables, surtout avec la baisse des coûts des systèmes photovoltaïques. Le développement de l'interconnexion électrique entre le nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoun et Béchar [SON11]. La figure (I.14) montre les cinq premiers pays producteurs d'énergies renouvelables au monde en 2012. L'Algérie est le troisième pays producteur d'énergie solaire thermique.

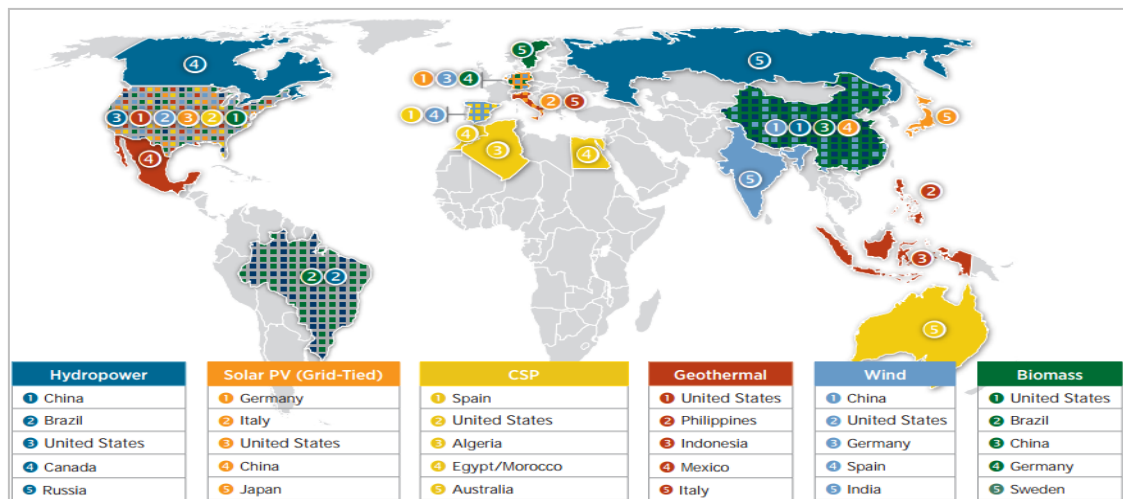


Figure (I.14) Cinq premiers pays producteurs d'énergies renouvelables au monde (2012) [NRE12].

I.3.6.4. Insertion des dispositifs FACTS

La solution la plus évidente pour renforcer le réseau électrique consiste à construire de nouvelles lignes. Cette solution présente l'inconvénient d'un coût élevé et d'un temps de mise en œuvre très long. De plus, l'évolution récente des réseaux de transport d'énergie électrique, et devant les problèmes de transit de puissance, il sera de plus en plus difficile d'assurer dans l'avenir un contrôle fiable des transferts d'énergie dans les réseaux fortement interconnectés en utilisant des dispositifs de réglage classiques à faible fréquence de manœuvre, et à risque de vieillissement accéléré tel que les transformateurs déphaseurs et les transformateurs à prises variables en charge [ABD13]. Par conséquent, il est important de trouver d'autres solutions technologiques telles que les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS) pour maîtriser le profil de tensions et améliorer le transit de puissance sur les lignes électriques existantes.

En 1988, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux renforcer et contrôler le réseau de transport électrique [ABD13]. En 2002, l'Algérie a décidé d'installer un total de trois dispositifs FACTS de compensation shunt (SVC) dans le réseau de transport électrique, un à Naama poste et deux à Bechar. Tous les trois SVC sont identiques, de valeur $(-10/+40 \text{ Mvar})$ à 220 kV (Voir figure (I.15)). Ils peuvent être utilisés ensemble dans un contrôle conjoint ou individuellement pour les buts suivants [ABB02]:

- Obtenir le contrôle dynamique de la tension lors de la mise sous tension de la ligne 220 kV et maintenir une tension stable dans le système dans diverses conditions de fonctionnement. En particulier, pour éviter l'effondrement de tension et l'instabilité du système pendant le changement rapide et transitoire.
- Donner le système de transmission une puissance réactive suffisante, afin de maintenir une tension stable au cours du fonctionnement quotidien normal.

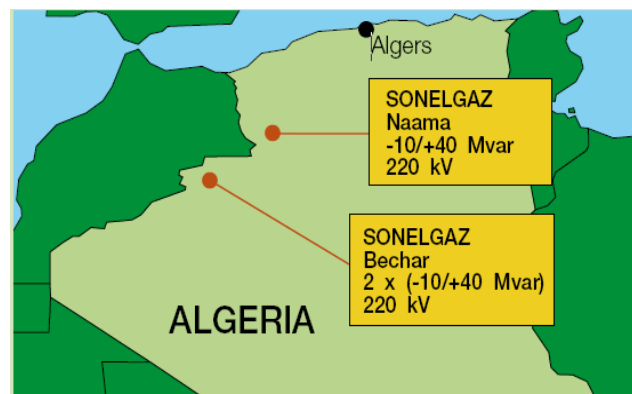


Figure (I.15) Compensateurs statiques (SVC) installés dans le réseau de transport Algérien [ABB02].

I.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'une manière générale le principe de fonctionnement d'un réseau électrique, ainsi que la structure des différents sous systèmes, de la production jusqu'à la consommation finale. Nous avons exposé les facteurs qui interviennent pour définir la qualité d'énergie électrique et la continuité de service et avons parlé de l'évolution de la consommation électrique, les différentes raisons qui entraînent des pannes dans le réseau et les plans de défense utilisés, à fin de mieux contrôler et renforcer le système électrique. Les technologies des FACTS et des énergies renouvelables tendent à être des solutions d'avenir.

Le chapitre suivant est consacré à l'étude de l'écoulement de puissance (PF : Power Flow) et l'écoulement de puissance optimale (OPF: Optimal Power Flow), qui est une étape nécessaire pour détecter les problèmes liés aux réseaux électriques, avant de trouver une solution efficace basée sur les FACTS et les énergies renouvelables.

Chapitre II

Problème de l'Écoulement de Puissance Optimal

II.1. Introduction

Aujourd'hui, l'ingénieur trouve plusieurs difficultés pour planifier et exploiter avec succès les réseaux électriques qui sont parmi les systèmes d'énergie les plus complexes. Cela exige une connaissance, en premier lieu, des priorités et des objectifs. Le premier objectif est d'effectuer le service au coût le plus bas possible. Il est très important de minimiser l'impact environnemental de la production électrique. La continuité du service et la fiabilité sont des considérations majeures. La sécurité du personnel et de l'équipement est un facteur très important par rapport aux autres objectifs [HAW79]. Cependant, il faut classer les objectifs ci-dessus sur une liste prioritaire, mais cette liste varie avec le fonctionnement du système, le temps et les facteurs socio-économiques [HAW79]. Plusieurs techniques d'optimisation mathématique ont été proposées pour résoudre les problèmes du système électrique. L'objectif principal est la minimisation des facteurs indésirables, tels que le coût et la perte d'énergie, afin de maximiser les facteurs désirables, tels que le profit, la qualité et l'efficacité du réseau, tout en respectant les limitations disponibles. Le gestionnaire d'un système électrique moderne doit intégrer dans sa mission une stratégie qui tire le maximum d'avantages [LAB16].

Dans le chapitre 1, nous avons présenté les problématiques rencontrées par les réseaux électriques et les solutions utilisées pour améliorer la qualité d'alimentation.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les problèmes d'optimisation et leurs applications dans les réseaux électriques. Nous portons une attention particulière à l'écoulement de puissance optimal (OPF) et nous présentons de manière détaillée l'état de l'art des méthodes de résolution de l'écoulement de puissance et l'OPF. Dans un premier temps, nous choisissons de formuler notre problème dans l'outil d'optimisation PSAT/MATLAB et présentons les méthodes de résolution de ce logiciel. Dans un deuxième temps, nous présentons la formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance et l'OPF.

Nous comparons les résultats fournis par PSAT/MATLAB avec ceux trouvés dans la littérature, afin de valider notre choix. La méthode proposée est appliquée aux réseaux test IEEE-9 nœuds et IEEE-30 nœuds. Dans un troisième temps, nous présentons une description sur le cas d'étude réel du réseau électrique Algérien. Ensuite, nous appliquons cette approche sur le cas d'étude et présentons les résultats obtenus de manière détaillée.

II.2. Définition de l'optimisation

L'optimisation a un grand avantage dans le monde pratique de l'ingénierie. Pour faire l'optimisation des réseaux électriques, il faut tout d'abord décrire le système étudié de la manière la plus précise et quantitative possible, en sélectionnant certaines mesures de l'efficacité du système, en suite, il faut chercher l'état du système qui donne la solution la plus souhaitable [AJA08]. L'objectif d'un problème d'optimisation peut être exprimé comme suit.

Premièrement il faut trouver la combinaison des paramètres qui optimisent une quantité donnée, probablement soumise à certaines limitations. La quantité à optimiser (maximisée ou minimisée) est appelée la fonction objective [SOL11].

Les paramètres qui peuvent être modifiés dans la recherche de la solution optimale sont appelés les variables de contrôle et les limitations sur les valeurs de paramètres autorisées sont appelées les contraintes. La formulation de n'importe quel problème d'optimisation peut être considérée comme une séquence d'étapes comme suit (Voir figure (II.1)) [SOL11], [JAM08]:

- Choisir les variables de contrôle et d'état ;
- Formuler les contraintes ;
- Formuler les fonctions objectives ;
- Définir les limites des variables ;
- Choisir un algorithme pour résoudre le problème ;
- Résoudre le problème pour obtenir la solution optimale.

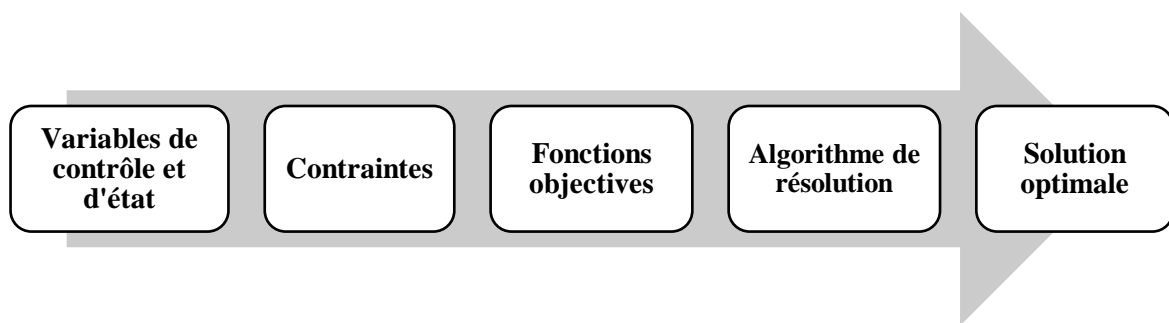


Figure (II.1) Les étapes de résolution d'un problème d'optimisation.

II.3. Optimisation dans les réseaux électriques

A partir de 1919, les ingénieurs chercheurs ont commencé à s'intéresser au fonctionnement optimal des systèmes d'alimentation. En 1943, Steinberg et Smith ont publié un livre classique intitulé «Economy Loading of Power Plants and Electric Systems» sur la méthode incrémentale et George a introduit le modèle des pertes dans la formulation du problème.

Les équations économiques classiques ont été découvertes par Kirchmayer et Stagg en 1951. Ces résultats forment la méthodologie des opérations économiques actuelles [HAW79].

En 1958, Kirchmayer a publié un livre intitulé «Economic Operation of Power Systems», l'auteur a présenté la formulation du problème de dispatching économique conventionnel.

Il en résulte l'apparition des premiers algorithmes de solution de l'écoulement de puissance et un début vers l'écoulement de puissance optimal par les recherches de Squires en 1961 et de Carpentier en 1962 [HAW79].

Dans le domaine des réseaux électriques, il existe plusieurs problèmes d'optimisation qui nécessitent de prendre en considération les échelles de temps, depuis la planification jusqu'à l'exploitation (Voir figure (II.2)). Les opérateurs de réseau doivent effectuer plusieurs études en temps réel (minutes, heures, jours, année) pour répondre à la demande de manière optimale avec un coût minimal.

La planification est une méthode d'optimisation à long terme (environ dix ans) et en raison de la durée d'étude et de réalisation d'une nouvelle tranche d'un réseau (centrales, lignes de transmission, etc.), le planificateur doit décider longtemps à l'avance la capacité requise, le type et l'emplacement de l'élément [JAM08], [HOS11].

Les auteurs dans [MEN13] donnent un aperçu sur les méthodes d'optimisation les plus modernes qui facilitent la planification des systèmes de transport et de production. Le travail dans [IGN06] présente un algorithme d'optimisation pour la planification optimale des systèmes de distribution. Il est strictement nécessaire de décider à l'avance (une semaine à une année) la maintenance des éléments du réseau électrique car si les centrales électriques ne sont pas entretenues correctement, elles peuvent causer des pannes en période de pic de consommation. Ce type d'étude s'appelle la planification de l'exploitation. L'exploitation commence d'une semaine à quelques minutes. Ce type d'étude peut généralement être classé comme suit [JAM08], [HOS11], [BOS16], [KAD13]:

- Heures à une semaine (Commutation des moyens de production (unit commitment)),
- Plusieurs minutes à une heure (dispatching économique (ED), Optimal Power Flow (OPF)),
- Minutes (Automatic Generation Control (AGC)).

Le contrôle de génération automatique dénommé *Automatic Generation Control (AGC)* dans la littérature anglophone doit être effectué périodiquement (en minutes).

Sinon, la fréquence du système peut être changée d'une façon indésirable. En allant plus loin vers les périodes de temps les plus rapides, l'étude dynamique se fait à très court terme (millisecondes à secondes) comme les études de stabilité et le phénomène de résonance.

Finalement, l'étude transitoire des réseaux électriques permet de traiter les phénomènes les plus rapides (nanosecondes à millisecondes) comme la foudre et son impact sur le réseau électrique [JAM08], [HOS11], [BOS16], [KAD13].

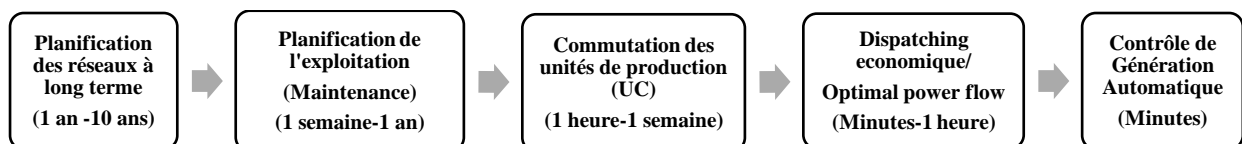


Figure (II.2) Problèmes d'optimisation dans les réseaux électriques.

Le flux de puissance optimal aussi dénommé *Optimal Power Flow (OPF)* combine la fonction objective avec les équations de flux de puissance pour former un problème d'optimisation. La présence des équations de flux de puissance est la caractéristique qui distingue l'OPF des autres classes de problèmes d'optimisation, tels que le dispatching économique classique (ED) et la commutation des unités de production dénommé *unit commitment (UC)* dans la littérature anglophone [FRA16].

Le dispatching économique et le flux de puissance optimale sont deux problèmes d'optimisation avec le même objectif. Cependant, l'ED ne considère que les générations de puissance actives et représente le réseau électrique par les contraintes d'égalité et l'équation de l'équilibre de puissance, mais l'OPF est un problème général de flux de puissance active et réactive pour minimiser les coûts de fonctionnement et d'autres fonctions objectives [KWA08]. Les auteurs dans [SUD10] présentent une revue sur l'application des méthodes d'optimisation dans le problème de l'UC (Unit Commitment). Les auteurs dans [SUT13] présentent une bonne revue sur les travaux réalisés pour résoudre le problème de dispatching économique. Dans cette thèse, notre problématique étant principalement liée à la qualité d'énergie électrique et la continuité de service du réseau électrique. L'étude de l'écoulement de puissance optimale est une étape nécessaire pour éviter les grandes pannes, renforcer le système électrique et détecter tous les problèmes liés aux réseaux électriques, afin de trouver des solutions efficaces comme l'intégration des dispositifs FACTS et les énergies renouvelables pour améliorer le profil de tension, minimiser les pertes de transmission et le coût de production globale.

II.4. Objectif de l'écoulement de puissance optimal (OPF)

L'OPF est l'outil fondamental qui permet aux entreprises d'électricité de spécifier les opérations économiques dans les systèmes électriques. L'objectif principal du problème de l'OPF est d'optimiser une fonction objective choisie pour répondre à la demande de charge tout en maintenant la sécurité du fonctionnement [KWA08], [DUM12], [SLI13].

Cette fonction objective peut prendre différentes formes telles que la minimisation des coûts de production [ANA14], la minimisation des émissions des centrales thermiques [NAR12], la minimisation des pertes électriques dans les systèmes de transmission [LEE10], l'amélioration du profil de tension [SHI14], l'amélioration de la stabilité de la tension [LUB13] et la maximisation de la puissance transmissible [XIA03] tout en satisfaisant les contraintes d'égalité et d'inégalité. Les contraintes d'égalité sont les équations de flux de puissance, alors que les contraintes d'inégalité représentent les limites maximales et minimales de tous les variables d'état ou de contrôle. L'OPF est devenu un problème très important et un sujet fréquemment étudié dans le domaine des réseaux électriques modernes.

Par exemple, dans [FRA16] les auteurs ont cité un ensemble d'articles sur les méthodes d'optimisation appliquées pour résoudre l'OPF. La partie suivante présente les méthodes utilisées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal.

II.4.1. Méthodes de résolution de flux de puissance optimal (OPF)

Dans la littérature plusieurs méthodes ont été proposées pour résoudre l'OPF. Le travail de K.S. Pandya et al. [PAN05] représente une étude générale sur les méthodes d'optimisation traditionnelles et de l'intelligence artificielle (AI). Dans ce travail, les auteurs ont cité un nombre de revues effectuées sur les algorithmes de l'OPF sur la période 1977-2008.

L'auteur a présenté toutes les méthodes appropriées pour résoudre chaque problème d'optimisation des réseaux électriques. La suite de ce travail a été présentée dans [KHAL16].

Les auteurs ont fait une étude comparative complète sur les principales méthodes traditionnelles et de l'intelligence artificielle utilisées pour résoudre les problèmes de l'OPF sur la période 2008-2016. Au cours des cinq dernières décennies, des milliers d'articles ont été écrits sur l'OPF [FRA16]. Les méthodes traditionnelles décrites dans la littérature utilisent les méthodes de gradient [DOM68], les méthodes de type Newton (NR) [CHE97], la programmation linéaire (LP) [LOB01], la programmation non linéaire (NLP) [MOM01], la programmation quadratique (QP) [MOM89] et les méthodes linéaires et non linéaires de point intérieur (IP) [QUI00]. Par contre, les méthodes de l'intelligence artificielle (AI) utilisent les algorithmes génétiques (GA) [WAN12], l'optimisation par essaims particulaires (PSO) [BAH16], l'optimisation par colonies d'abeilles (ABC) [SLI13], [ABA16], les colonies de fourmis (ACO) [FIR13], les algorithmes à évolution différentielle (DE) [SLI12], le recuit simulé (SA) [XIA13], la recherche taboue (TS) [ABI02] et la logique floue [RAM97].

Ces méthodes ont été largement utilisées, les auteurs dans [FRA12], [FRA13] ont discuté et comparé toutes les techniques d'optimisation traditionnelles et méta-heuristiques liées à l'OPF. Les auteurs dans [TEJ14] présentent une étude comparative sur les méthodes appliquées pour résoudre l'OPF réactive. Plus récemment, des formulations de l'OPF ont été développées grâce à l'intégration des dispositifs FACTS (*Flexible AC transmission systems*) [SEK15], [TIW11] et l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques [BRI12]. Les auteurs dans [LAH16] ont présenté un modèle de l'OPF pour examiner l'effet des dispositifs FACTS avec le générateur éolien sur la réduction des coûts de carburant.

Dans [JEW11] les auteurs utilisent des simulations de l'OPF pour étudier les effets des grands systèmes de stockage d'énergie sur le réseau test IEEE 25-nœuds en présence de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans ce travail, une analyse du coût total des carburants et des émissions, ainsi que le coût d'énergie renouvelable est présentée. Tableau (II.1) présente les méthodes appropriées pour résoudre les différents problèmes d'optimisation.

Tableau (II.1) Les méthodes appropriées pour résoudre chaque problème d'optimisation [PAN05].

La fonction objective	La méthode appropriée	La raison d'utilisation
Dispatching économique	LP, NR	Méthode rapide
Dispatching économique avec des fonctions de coût complexes	AI	Problème non linéaire
Dispatching économique Environnementale	Logique floue	Adapté à des objectifs incompatibles
Optimisation de puissance réactive	NLP, QP, IP, AI	Méthode précise
Location optimale des dispositifs FACTS	AI	Problème non linéaire multi-objectif
Écoulement de puissance optimale (OPF) avec les contraintes de sécurité	NLP, IP	Convergence stable

II.4.2. Méthode d'optimisation utilisée

Il existe un grand nombre d'outils d'optimisation des réseaux électriques, le logiciel PSAT /MATLAB a été retenu avec la méthode du point intérieur, cette dernière offre les meilleures performances sur les grands problèmes non linéaire. Parmi les raisons qui nous ont orientées vers l'outil de simulation PSAT, nous pouvons citer :

- Toutes les opérations peuvent être effectuées au moyen de l'interface graphique de l'utilisateur (GUI) et l'éditeur graphique du réseau (GNE) avec une bibliothèque Simulink qui permet de modéliser les réseaux électriques de grande taille [HEM16], [MIL05] ;
- La disponibilité d'une variété de modèles statiques et dynamiques, spécialement les dispositifs FACTS et les énergies renouvelables (éolien et solaire photovoltaïque) [POW08] ;
- La conception et la comparaison de plusieurs dimensionnements des réseaux électriques, dans l'objectif d'améliorer le profil des tensions, minimiser les pertes et le coût de production des systèmes électriques ;
- La performance et la robustesse des méthodes de flux de puissance et l'OPF ;
- La disponibilité de la version gratuite de PSAT.

II.5. Description du logiciel de simulation: Power system analysis toolbox (PSAT)

PSAT (Power System Analysis Toolbox) [MIL02] est un outil de simulation basé sur MATLAB utilisé pour la simulation et l'analyse des réseaux électriques (Voir figure (II.3.a)).

Le projet a d'abord été lancé par Federico Milano en septembre 2001. La première version publique de ce logiciel a été sortie en Novembre 2002. Maintenant, PSAT est l'un des logiciels les plus préférables parmi divers logiciels tels que MatEMTP, Matpower, Power Analysis Toolbox (PAT), Power System Toolbox (PST), SimPowerSystems (SPS), et Voltage Stability Toolbox (VST), car il donne une réponse directe aux problèmes de flux de puissance et la stabilité de tension [HEM16], [MIL05]. Les auteurs dans [MIL05] présentent une comparaison approximative entre PSAT et d'autres logiciels basés sur Matlab actuellement disponibles pour l'analyse des systèmes électriques de puissance. Les auteurs dans [BOS16], [NAS10] présentent une bonne revue sur les logiciels de simulation des réseaux électriques.

II.5.1. Opérations de PSAT

PSAT inclut une variété de modèles dynamiques comme les machines électriques et les dispositifs de contrôle et de mesure, plusieurs modèles des turbines éoliennes, les générateurs solaires photovoltaïques, plusieurs modèles de charge, les transformateurs régulateurs, les dispositifs FACTS et les systèmes de transmissions HVDC, le modèle de résonance sub-synchrone, pile à combustible à oxyde solide et le modèle dynamique masse-ressort [POW08] (Voir figure (II.3.b)).

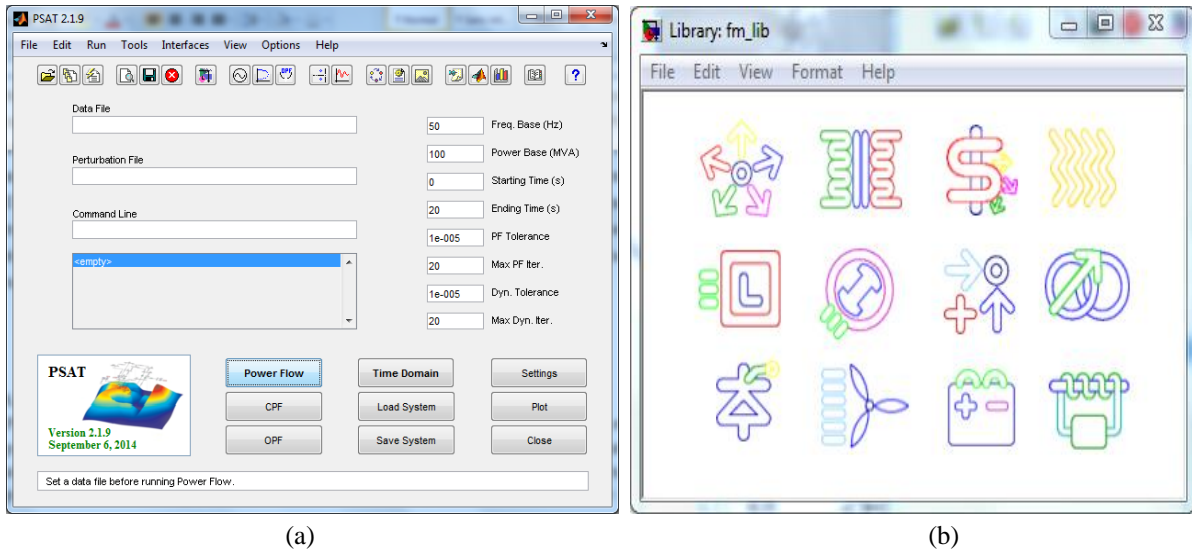


Figure (II.3) (a) Interface de PSAT, (b) Bibliothèque Simulink de PSAT.

Les principales opérations de PSAT sont [MIL05] :

- Le flux de puissance (PF) ;
- Le flux de puissance continu et/ou l'analyse de la stabilité de tension (CPF-VS) ;
- Le flux de puissance optimal (OPF) ;
- L'analyse des contingences ;
- L'analyse de la stabilité aux petites perturbations (SSA) ;
- La simulation temporelle (TD).

Les simulations de l'écoulement de puissance et l'OPF sont gérées par des interfaces graphiques dédiées, comme illustré dans les figures (II.4.a) et (II.4.b).

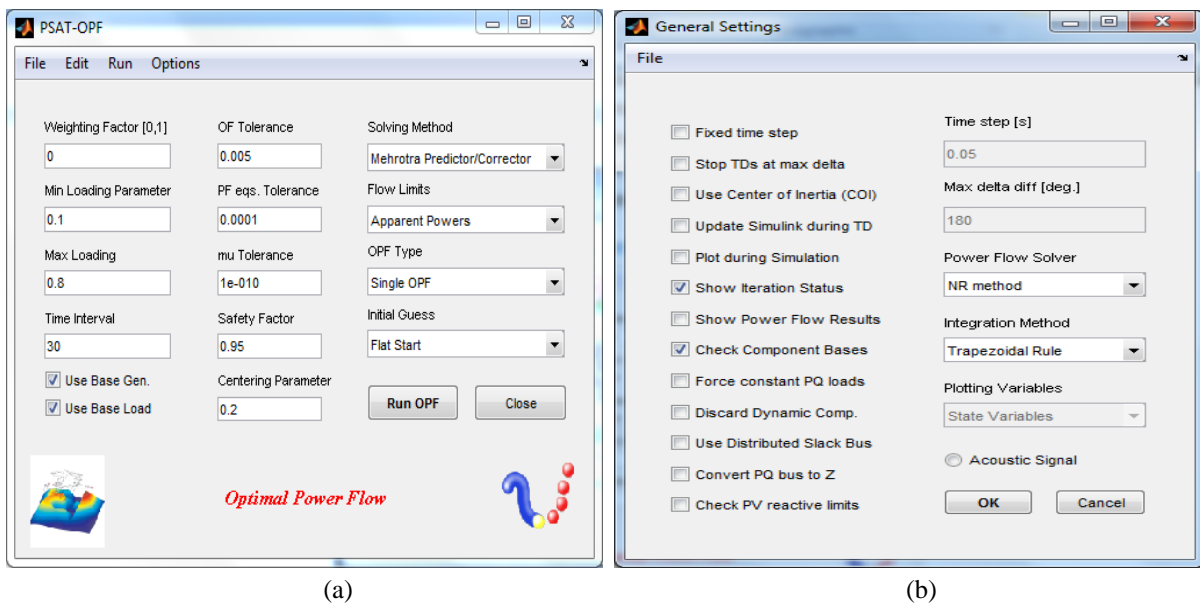


Figure (II.4) (a) Interface pour les paramètres de l'OPF, (b) Interface pour les paramètres de l'écoulement de puissance.

II.5.2. Modélisation des réseaux électriques dans PSAT

De nombreux chercheurs ont travaillé sur les réseaux électriques en utilisant PSAT. Les auteurs dans [LAW12] présentent une étude sur la stabilité de tension du réseau Kano 330 kV de Nigéria par l'analyse du flux de puissance continu. Le logiciel PSAT a été utilisé pour effectuer les différents cas de simulation. Dans [JAN16] les auteurs présentent une étude comparative sur le système 23 nœuds de la Serbie pour minimiser le coût de combustible et les pertes de transmission en utilisant les algorithmes génétiques (AG) et PSAT. Le coût de production optimal obtenu par les AG est légèrement plus élevé par rapport à celui obtenu en utilisant la méthode de point intérieur dans PSAT. Dans [KUM15] une analyse de contingence du système test IEEE 30-nœuds par le calcul de flux de puissance est présentée.

Les auteurs dans [ADE11] présentent une comparaison entre le modèle de STATCOM d'injection de puissance dans le logiciel Flexible Alternating Current Transmission Systems Power Flow (FACTSPF) et le modèle d'injection de courant dans PSAT. Les résultats de l'écoulement de puissance par FACTSPF sont compatibles avec ceux de PSAT. Les auteurs dans [SLI13] effectuent une comparaison entre la méthode de l'OPF de PSAT, de Matpower et l'algorithme des colonies d'abeilles (ABC) afin de vérifier la robustesse de ce dernier.

Enfin, les résultats de simulation dans [AMU15] démontrent que la performance de la méthode de point intérieur dans PSAT est supérieure à l'algorithme génétique, l'algorithme génétique amélioré et la méthode du logiciel PowerWorld.

La partie suivante présente la description du problème de l'écoulement de puissance (PF), l'état de l'art des méthodes de résolution de ce problème et les méthodes de logiciel PSAT.

Afin de valider la méthode utilisée, nous comparons les résultats obtenus avec ceux trouvés dans la littérature. Ensuite, nous appliquons cette méthode sur le réseau Algérien et présentons les résultats obtenus.

II.6. Ecoulement de puissance (PF)

II.6.1. Description du problème

Dans un réseau électrique, la puissance circule des centrales vers les centres de charge, donc des recherches ont été nécessaires pour trouver les tensions des nœuds et la quantité de flux de puissance à travers les lignes de transmission. L'objectif d'une étude de l'écoulement de puissance est d'obtenir des informations complètes sur l'angle et l'amplitude de la tension pour chaque nœud, dans les conditions de fonctionnement du système spécifiées.

Une fois cette information est connue, on peut déterminer analytiquement le flux de puissance active et réactive sur chaque branche. D'autres quantités, telles que les valeurs de courant, les valeurs de puissance et les pertes de puissance, peuvent être calculées facilement lorsque les tensions des jeux de barres sont connues [SIN14], [VIJ16]. La solution du problème de flux de puissance commence par l'identification des variables connues et inconnues dans le système qui dépendent du type de jeu de barres.

Ce dernier est défini par quatre paramètres, les puissances actives et réactives (P , Q), le module et la phase de tension (V , δ). Pour chaque jeu de barres deux grandeurs sont spécifiées et les deux autres grandeurs restent à calculer [BOS16], [SIN14], [VIJ16]. Les calculs de flux de puissance permettent de mieux comprendre le comportement d'un système d'alimentation en régime permanent. Cela est nécessaire dans de nombreuses applications de contrôle et de planification. Par exemple, à chaque fois que les composants du système électrique doivent être mis hors service pour des raisons de maintenance ou si un composant tombe en panne, il est essentiel de savoir si le réseau fonctionnera toujours dans les limites ou bien des mesures supplémentaires doivent être prises [IDE10].

II.6.2. Méthodes de l'écoulement de puissance (PF)

Les équations non linéaires qui définissent le problème de flux de puissance nous obligent à utiliser des algorithmes itératifs. Les algorithmes itératifs les plus utilisés sont [LAK08], [AFO15]:

- La méthode de Gauss-Seidel: la première à être utilisée historiquement, mais beaucoup plus lente en convergence lorsqu'elle est appliquée au réseau de grande taille [SIN14] ;
- La méthode de Newton-Raphson: en raison de la convergence quadratique, cette méthode est mathématiquement supérieure à la méthode de Gauss-Seidel et plus efficace pour les grands systèmes d'alimentation avec une convergence robuste et un nombre réduit d'itérations [VIJ16] ;
- Le flux de puissance découplé rapide (FDLF): il s'agit d'une variante de l'algorithme de Newton-Raphson [ROB89].

II.6.3. Méthodes de l'écoulement de puissance dans PSAT

PSAT se concentre sur la stabilité des méthodes numériques car la défaillance des méthodes de flux de puissance standard est due à l'instabilité de la méthode numérique.

Les méthodes robustes de flux de puissance sont très efficaces pour résoudre les cas mal conditionnés. Ce logiciel comprend plusieurs méthodes, tels que [MIL05]:

- La méthode standard de Newton-Raphson (NR) ;
- Le flux de puissance découplé rapide (variations XB et BX) ;
- Les méthodes robustes de la méthode de NR avec des méthodes d'intégration numériques (Trapézoïdale et d'Euler).

Dans cette thèse, nous avons choisis la méthode standard de Newton-Raphson (Voir l'annexe. A) dans nos calculs car cette méthode est plus performante et donne des meilleurs résultats par rapport aux autres méthodes.

Notez que, dans PSAT seulement la méthode de NR est disponible si un composant dynamique est inclus dans l'analyse du flux de puissance. La figure (II.5) illustre l'organigramme de la méthode Newton Raphson.

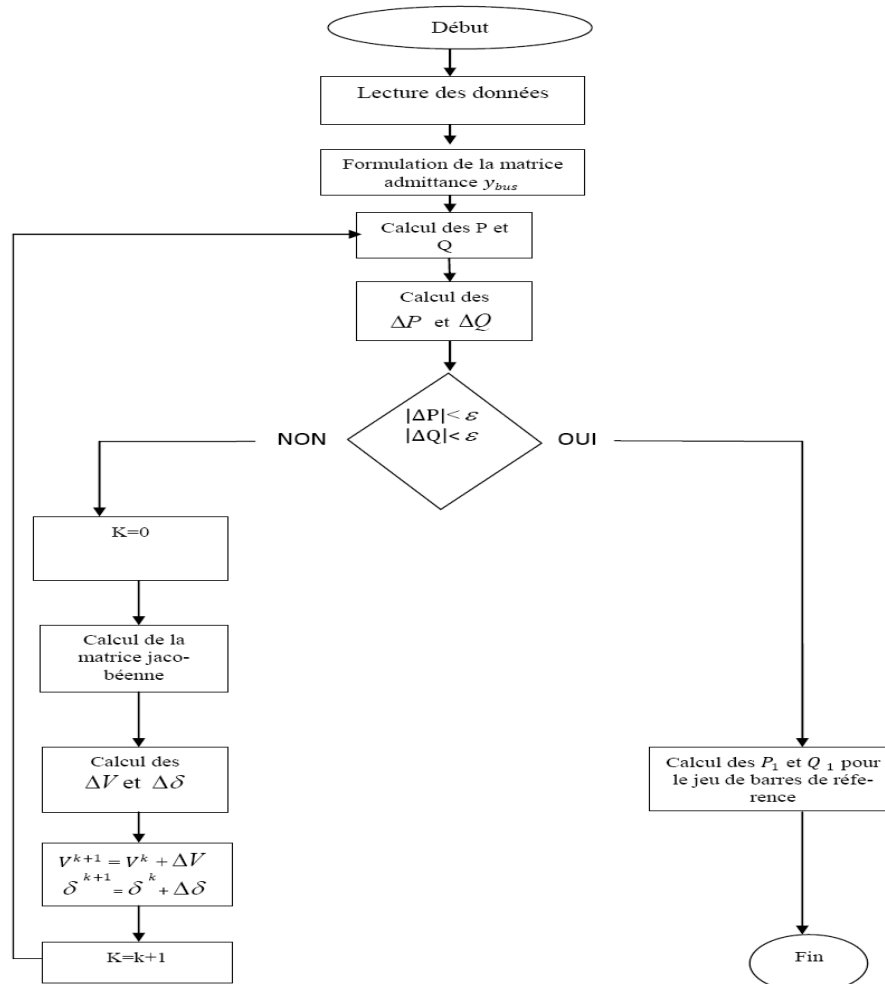


Figure (II.5) Organigramme de la méthode de Newton Raphson [LAB13].

II.6.4. Validation de la méthode de flux de puissance

Il est nécessaire de s'assurer que la précision de la méthode du logiciel PSAT est suffisante pour l'analyse du cas d'étude (réseau réel Algérien). Pour cela, nous avons comparé les résultats fournis par PSAT/MATLAB du réseau test IEEE 9 nœuds avec des résultats issus d'outils de simulation de référence. Cette partie représente l'analyse de flux de puissance, afin de détecter les problèmes des réseaux électriques. Le flux de puissance est calculé par la méthode de Newton Raphson qui nous permet de trouver les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, la génération totale, les pertes totales et le profil des tensions.

Les tests sont faits dans une première étape pour les conditions initiales du système.

La méthode proposée est appliquée au réseau test IEEE-9 nœuds. Nous avons modélisé tous les réseaux étudiés dans le logiciel PSAT/MATLAB (version 2.1.9). Ce dernier a été utilisé sans aucune instabilité dans la simulation. Une comparaison entre les résultats obtenus par PSAT et ceux trouvés dans la littérature est présentée.

II.6.4.1. Etude du réseau test IEEE-9 nœuds

Le réseau test IEEE 9-nœuds 3-machines représente une portion du système WSCC (Western System Coordinating Council) datant de 1977. Ce système est constitué de 3 générateurs, 9 jeux de barres, 3 charges, 6 lignes de transmissions et 3 transformateurs (Voir figure (II.6)). Les niveaux de tension de base vont de 16,5 kV à 230 kV et la charge du système est de 315 MW et 115 MVar [NAL12], [SOUL15], [HVD14]. Les données de ce système sont reportées en détail dans l'annexe B.

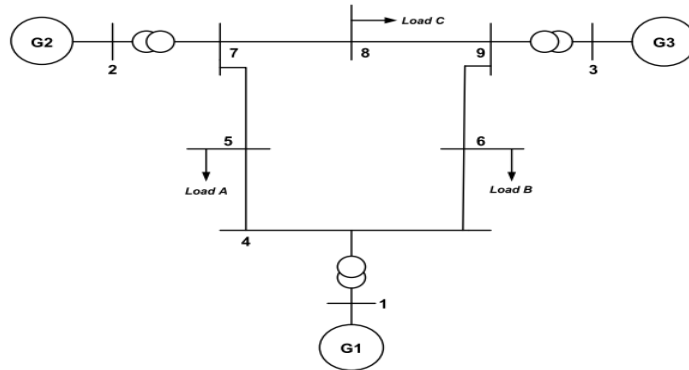


Figure (II.6) Réseau test IEEE 9-nœuds [HVD14].

La figure (II.7) montre le système test IEEE 9-nœuds modélisé dans PSAT/MATLAB avec l'introduction de tous les paramètres caractéristiques de ce réseau. Les résultats de PSAT seront comparés à ceux trouvés par d'autres logiciels comme ETAP et PowerApps [SOUL15], PSS/E et PSCAD [HVD14] et SIMULINK [VAN11].

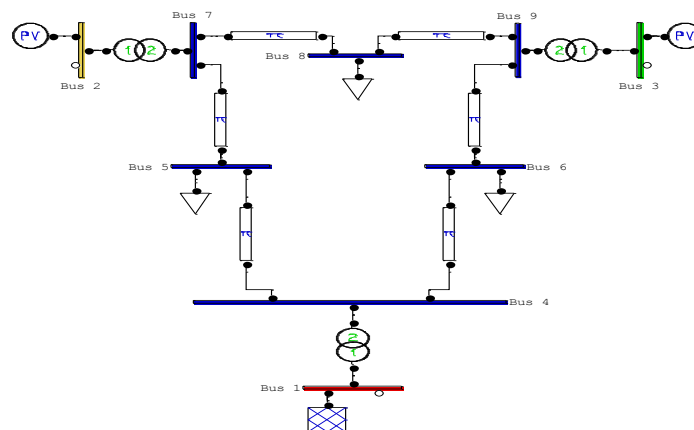


Figure (II.7) Réseau test IEEE 9-nœuds inséré dans PSAT.

La solution du problème de flux de puissance est obtenue après 4 itérations en 0,062 secondes. D'après les résultats de l'écoulement de puissance dans Table (II.2), les générations totales de puissance active P_G et réactive Q_G sont respectivement 319,641 MW et 22,8399 MVar.

Les pertes totales de puissance active P_L et réactive Q_L obtenues par cette méthode sont respectivement 4,641 MW et -92,1601 MVar. P_s et Q_s représentent respectivement les puissances actives et réactives du nœud de référence.

Tableau (II.2) Résultats de l'écoulement de puissance du réseau test IEEE 9-nœuds.

	Générations totales		Pertes totales		Génération du nœud de référence	
	P_G (MW)	Q_G (MVar)	P_L (MW)	Q_L (MVar)	P_s (MW)	Q_s (MVar)
PSAT	319,641	22,8399	4,641	-92,1601	71,641	27,0459
PSS/E [HVD14]	319,600	21,400	-	-	71,600	27,90
PSCAD [HVD14]	319,840	20,450	-	-	71,520	27,610
SIMULINK [VAN11]	319,850	23,066	5,02	-91,874	71,850	27,080

Les figures (II.8) et (II.9) illustrent respectivement les pertes actives et réactives dans toutes les lignes de transmission obtenues par PSAT.

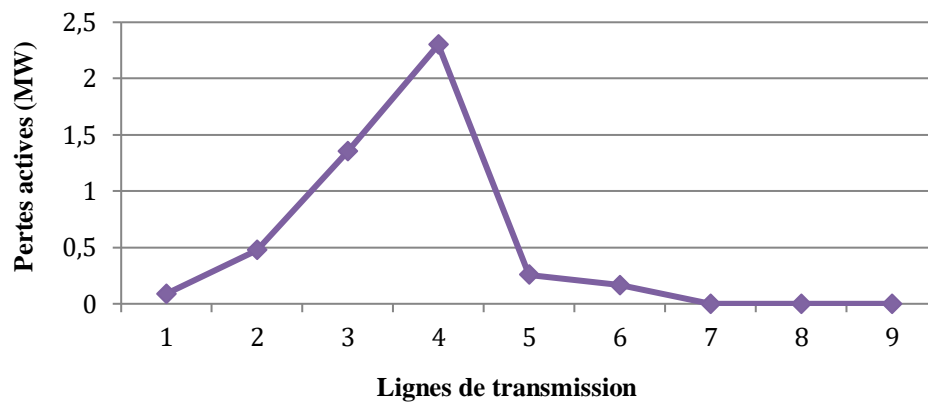


Figure (II.8) Pertes actives dans les lignes du réseau test IEEE-9 nœud.

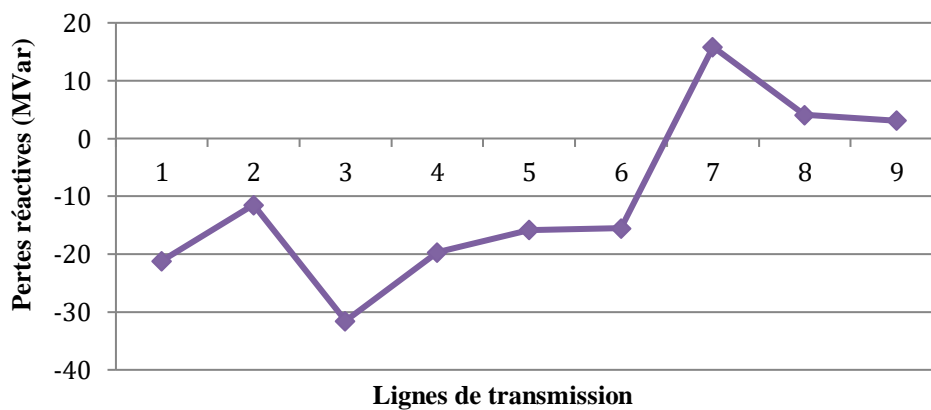


Figure (II.9) Pertes réactives dans les lignes du réseau test IEEE-9 nœud.

D'après la comparaison des résultats de flux de puissance dans les tableaux (II.2), (II.3), (II.4) et (II.5), on peut dire que PSAT donne des résultats comparables à ceux obtenus par PowerApps et ETAP [SOUL15], PSS/E [HVD14], PSCAD [HVD14] et SIMULINK [VAN11].

Tableau (II.3) Comparaison des résultats de flux de puissance du réseau test IEEE 9-nœuds.

De Nœud	Au Nœud	PSAT		PowerApps [SOUL15]		ETAP[SOUL15]		PSS/E[HVD14]		PSCAD[HVD14]	
		P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)	P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)	P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)	P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)	P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)
9	8	24,1834	3,1195	24,20	3,12	24,18	3,12	21,70	2,30	21,72	2,29
7	8	76,3798	-0,7973	76,40	-0,80	76,38	-0,80	78,80	-0,80	78,92	-0,89
6	9	-59,4627	-13,4566	-59,50	-13,50	-59,46	-13,46	-63,30	-17,80	-63,40	-18,10
7	5	86,6201	-8,3808	86,60	-8,40	86,62	-8,38	84,20	-10,40	84,30	-10,41
4	5	40,9374	22,8931	40,90	22,90	40,49	22,89	43,30	23,50	43,22	23,34
4	6	30,7037	1,03	30,70	1,03	30,7	1,03	28,30	1,03	28,30	1,15
2	7	163	6,6536	163	6,70	163	6,65	/	/	/	/
3	9	85	-10,8597	85	-10,90	85	-10,86	/	/	/	/
1	4	71,6410	27,0459	71,60	27	71,64	27,05	/	/	/	/

Tableau (II.4) Comparaison des résultats d'amplitude et d'angle de tension du réseau test IEEE 9-nœuds.

Noeud N°	PSAT		PowerApps [SOUL15]		ETAP [SOUL15]		SIMULINK [VAN11]	
	V(p.u)	δ (rad)	V(p.u)	δ (Deg.)	V(p.u)	δ (Deg.)	V(p.u)	δ (Deg.)
1	1,0400	0	1,0400	0,000	1,0400	0,00	1,0400	0,006504
2	1,0250	0,1619	1,0250	9,280	1,0250	9,30	1,0250	9,272
3	1,0250	0,0814	1,0250	4,665	1,0250	4,70	1,0250	4,653
4	1,0257	-0,0386	1,026	-2,217	1,026	-3,73	1,0260	-2,218
5	0,9956	-0,0696	0,996	-3,989	0,996	-3,20	0,9957	-3,993
6	1,0126	-0,0643	1,013	-3,687	1,013	-2,63	1,0130	-3,692
7	1,0257	0,0649	1,026	3,720	1,026	3,070	1,0260	3,703
8	1,0158	0,0126	1,016	0,728	1,0258	0,27	1,0160	0,712
9	1,0323	0,0343	1,032	1,967	1,032	2,60	1,0320	1,952

Tableau (II.5) Comparaison des résultats de puissances générées du réseau test IEEE 9-nœuds.

Nœud N°	PSAT		PSS/E[HVD14]		PSCAD [HVD14]		SIMULINK[VAN11]	
	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _G (MW)	Q _G (MVar)
1	71,6410	27,0459	71,6	27,9	71,52	27,61	71,85	27,08
2	163	6,6536	163	4,9	163,2	4,54	163	6,746
3	85	-10,8597	85	-11,4	85,12	-11,7	85	-10,76

Après avoir validé la méthode proposée, la partie suivante présente la description du cas d'étude (réseau Algérien) et l'analyse de flux de puissance pour détecter tous les problèmes de ce réseau.

II.6.5. Description du cas d'étude : Réseau Algérien 114 nœuds

Cette partie représente l'étude du réseau réel Algérien (HT et THT) 220 kV, 90 kV et 60 kV (Voir figure (II.10)), avec une puissance de base de 100 MVA et une fréquence de 50 Hz [SAL08], [SLI12]. La charge du système est maintenue constante à 3627 MW et 2070 MVar.

Le système est constitué de 173 branches (lignes et transformateurs), 114 nœuds et 15 nœuds générateurs (Voir Tableau (II.6)). Le reste des paramètres du réseau se trouve dans l'annexe C. Le nœud N°1 (MERSAT EL HADJADJ 1) représente le nœud de référence.

Avec la forte croissance de la demande électrique durant ces dernières années et les grandes distances entre les systèmes électriques, de 200 à 1000 km, l'alimentation des régions sud isolées pose des problèmes techniques et économiques sérieux [SAL08].

Afin d'améliorer le fonctionnement du réseau de transport Algérien, plusieurs solutions ont été envisagées par la Sonelgaz soit par la construction des nouvelles lignes comme la ligne de Saida-Naama et la ligne de Naama-Bechar ou par la construction des nouvelles centrales électriques [SAL08], [UBI10]. Dans le cas de la région de Bechar, où il n'y pas de source locale de combustible, une étude faite par la Sonelgaz montre la nécessité d'interconnecter cette région avec le réseau national par le biais d'une ligne Saida-Bechar via Ain-Sefra (Naama) de 520 km à 220 kV. Cette ligne radiale qui prend son départ de la sous-station de Saida, est constituée d'une seule ligne de section 411 mm² entre Saida et Ain-Sefra (270 km) et une double ligne entre Ain-Sefra et Bechar (250 km) [SAL08]. En effet, la longueur importante de ces lignes de transport entraîne l'apparition des pertes de transmission dans le réseau électrique.

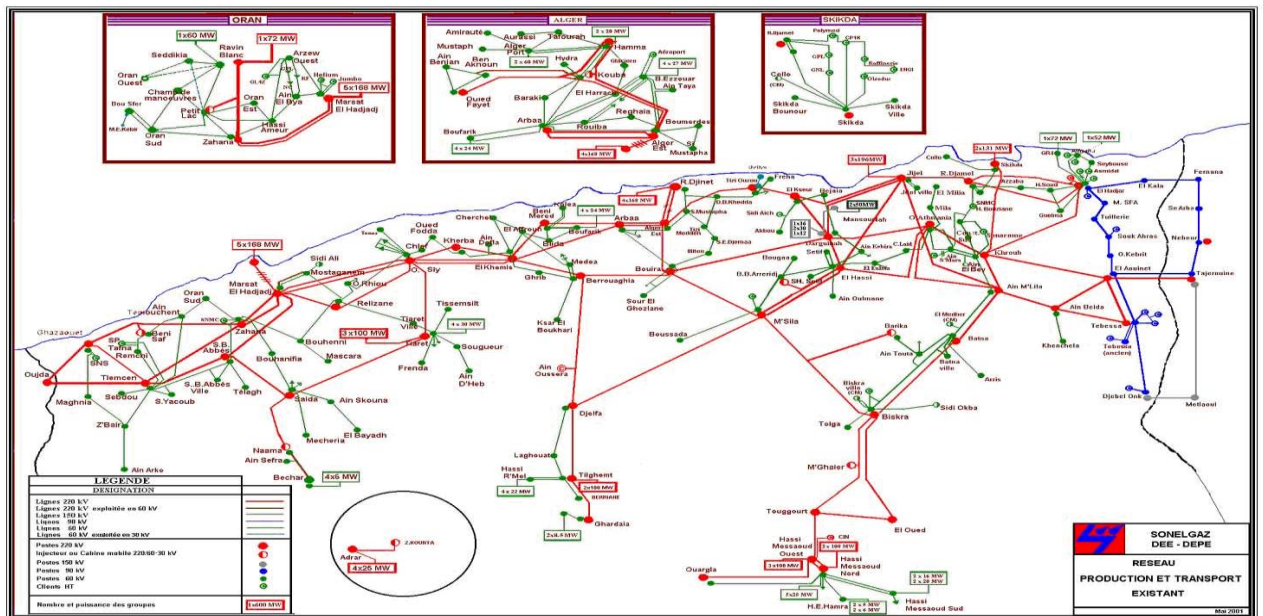


Figure (II.10) Topologie du réseau Algérien [SAL13].

Tableau (II.6) Données des Nœuds de Régulation du réseau Algérien [SAL08].

Noeud N°	Nom du noeud	V(p.u)	Q ^{min} (Mvar)	Q ^{max} (Mvar)
5	MERSAT EL HADJADJ 2	1,0500	20	200
11	TIARET	1,0500	-50	100
15	RAVIN BLANC	1,0400	0	100
17	ALGER EST 1	1,0800	0	400
19	ALGER PORT	1,0300	0	60
22	BAB EZZOUAR	1,0400	0	50
52	BOUFARIK	1,0500	0	50
80	EL HADJAR 1	1,0800	0	60
83	SIKIKDA	1,0500	-50	200
98	DARGUINA	1,0500	0	50
100	JIJEL	1,0800	0	270
101	M'SILA	1,0800	-50	200
109	TILGHEMT	1,0500	-50	100
111	H.MESSAOUD NORD	1,0200	-50	155

Malgré les solutions trouvées par l'état, le problème de la charge reste toujours et certaines questions restent en suspens sur l'étude de l'écoulement de puissance optimal.

Dans cette thèse, notre étude cherchera à traiter les problèmes du réseau Algérien et trouver des solutions technico-économiques pour renforcer la qualité d'alimentation.

Le présent travail procédera à :

- ▶ Modéliser et analyser le réseau Algérien;
- ▶ Trouver les problèmes liés à l'écoulement de puissance, le profil de tensions et la répartition économique des puissances.

II.6.5.1. Application sur le réseau Algérien

Pour déterminer tous les problèmes de ce réseau réel, le flux de puissance est calculé par la méthode de Newton Raphson qui nous permet de trouver les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, la génération totale, les pertes totales du réseau et le profil de tension dans les différents nœuds.

La première étape de cette étude est la modélisation du réseau Algérien à l'aide de PSAT/MATLAB, basée sur les données du système incluant les générateurs, les charges, les lignes et les autres équipements. Toutes les opérations peuvent être effectuées à l'aide de l'interface graphique de l'utilisateur et de l'éditeur graphique du réseau avec une bibliothèque Simulink capable de modéliser de grands systèmes de puissance et de comparer plusieurs dimensions des réseaux électriques.

Figure (II.11) illustre le réseau Algérien inséré dans PSAT. Tableau (II.7) montre les résultats de l'analyse de flux de puissance de ce réseau dans le cas de base avec les conditions initiales du système. L'analyse de flux de puissance avec la méthode de NR a convergé après 9 itérations en 0,29 secondes.

Tableau (II.7) Résultats des puissances générées et des pertes globales du réseau Algérien.

Generations totales		Pertes totales		Génération du nœud de référence	
$P_G(\text{MW})$	$Q_G(\text{MVar})$	$P_L(\text{MW})$	$Q_L(\text{MVar})$	$P_S(\text{MW})$	$Q_S(\text{MVar})$
3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923	575,0852	308,7927

D'après les résultats dans le Tableau (II.7), les productions totales de puissance active P_G et réactive Q_G sont respectivement 3695,0852 MW et 1900,7077 MVar.

Les pertes totales de puissance active P_L et réactive Q_L obtenues par cette méthode sont respectivement 68,0852 MW et -169,2923 MVar.

Figure (II.12) et (II.13) représentent respectivement les allures des flux de puissances actives et réactives du réseau Algérien.

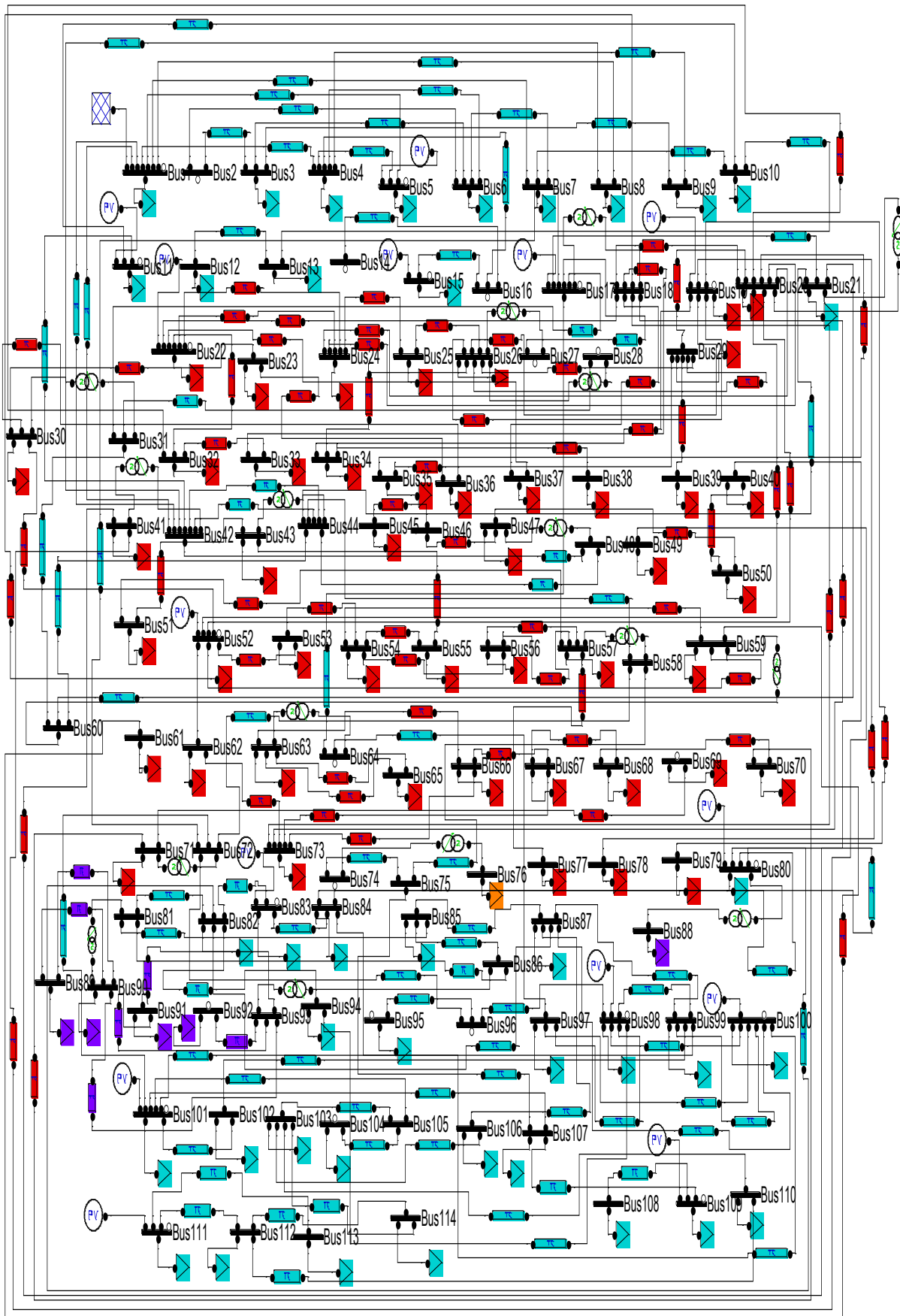


Figure (II.11) Réseau Algérien 114 nœuds inséré dans PSAT.

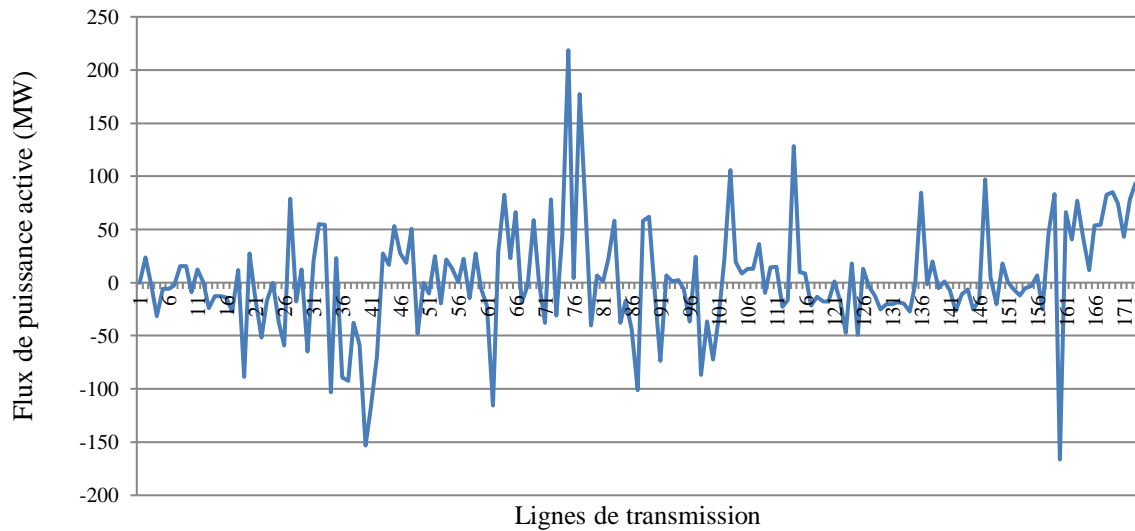


Figure (II.12) Flux de puissance active dans les lignes du réseau Algérien.

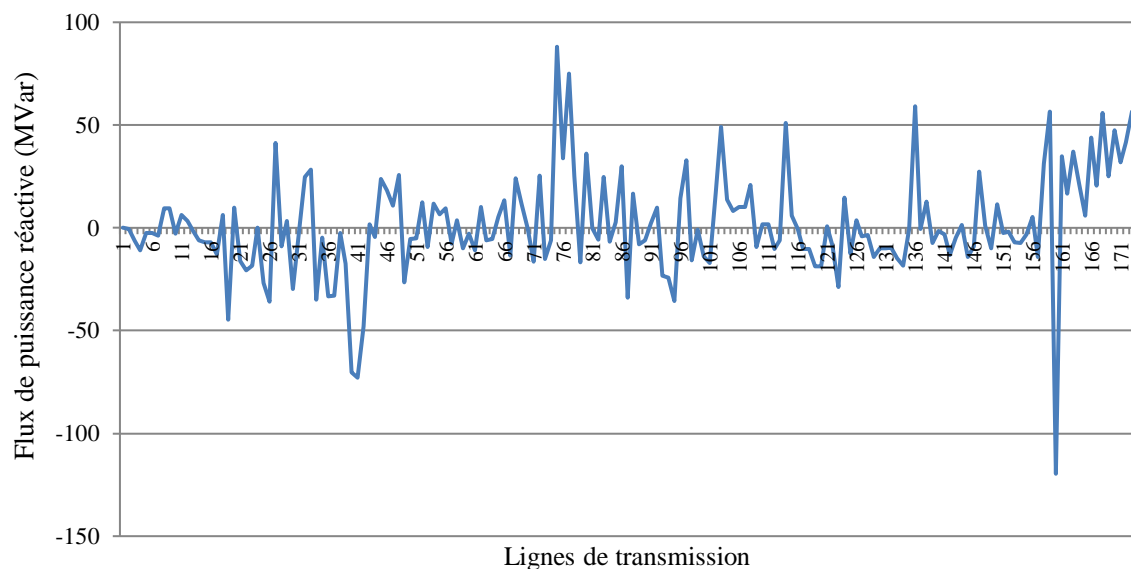


Figure (II.13) Flux de puissance réactive dans les lignes du réseau Algérien.

Les résultats de l'écoulement de puissance obtenus pour le réseau Algérien sont présentés dans l'annexe D.

II.6.5.2. Analyse et discussion

Nous avons utilisé les figures (II.14) et (II.15) pour déterminer les lignes qui provoquent les plus grandes quantités de pertes dans la pratique. En ce qui concerne les allures des pertes actives et réactives dans ces figures, nous remarquons que le réseau souffre d'un problème de pertes actives et réactives au niveau des lignes suivantes :

- ligne N° 40 : AIN MLILA- JIJEL (nœuds 87-100),
- ligne N° 62 : DJELFA- TILGHEMT (nœuds 107-109),

- ligne N° 75 : ALGER EST 1- LARBAA 2 (nœuds 17-21),
- ligne N° 87 : BOUIRA 2- M'SILA (nœuds 72-101),
- ligne N° 103 : MERSAT EL HADJADJ 1- OUED SLY 2 (nœuds 1-42),
- ligne N° 77 : ALGER EST 1 - OULED FAYET 2 (nœuds 17-31),
- ligne N° 34 : EL KHROUB - SKIKDA (nœuds 82-83),
- ligne N° 64 : TOUGGOURT- H.MESSAOUD NORD (nœuds 112-111),
- ligne N° 30 : EL AOUNET 1- EL KHROUB (nœuds 81-82),
- ligne N° 19 : AIN BEIDA- AIN MLILA (nœuds 85-87),
- Ligne N°73 : BECHAR -AIN-SEFRA (nœuds 12-13),
- Ligne N°74 : SAIDA-AIN-SEFRA (nœuds 10-13).

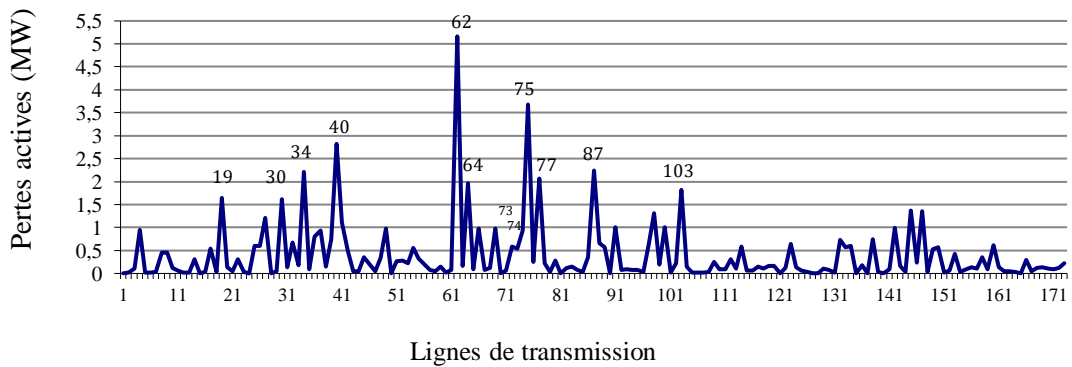


Figure (II.14) Pertes actives dans les lignes de transmission du réseau Algérien.

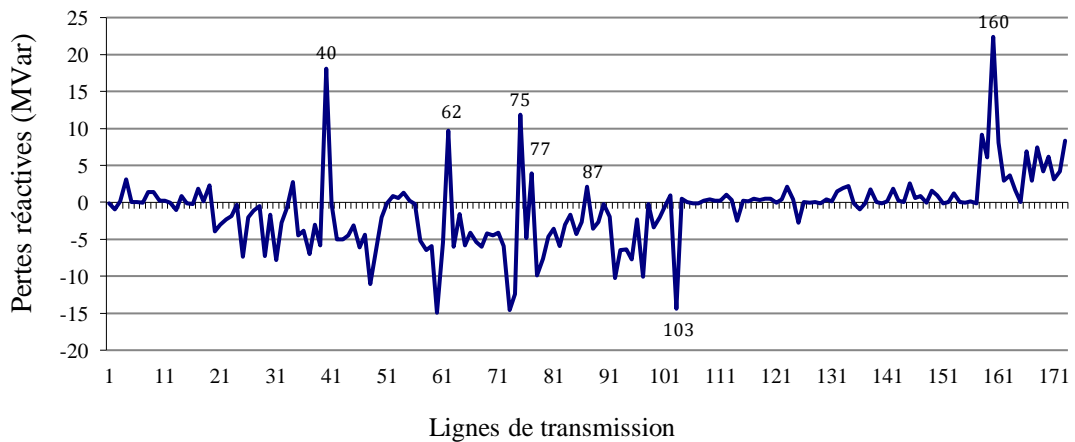


Figure (II.15) Pertes réactives dans les lignes de transmission du réseau Algérien.

La figure (II.16) illustre les amplitudes de tensions des différents nœuds du réseau Algérien. D'après une première lecture de cette figure, nous remarquons que le réseau a un problème de chute de tension au niveau des nœuds suivants :

- Nœud N° 54 : EL AFFROUN (0,8947 p.u),
- Nœud N° 55 : CHERCHEL (0,87755 p.u),
- Nœud N° 56 : MEDEA (0,876158 p.u),
- Nœud N° 89 : SOUK AHRAS (0,893132 p.u),
- Nœud N° 91 : TEBESSA 2 (0,884589 p.u),
- Nœud N° 92 : DJEBEL ONK (0,86595 p.u).

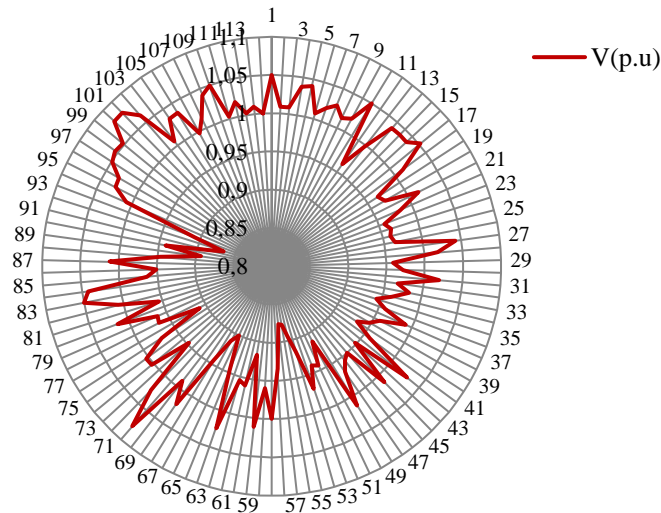


Figure (II.16) Amplitudes de tensions en (p.u.) des nœuds du réseau Algérien.

Après avoir détecté tous les problèmes du réseau Algérien, la partie suivante présente la formulation de notre problème d'optimisation. Nous choisissons de modéliser les réseaux étudiés avec leurs caractéristiques économiques dans l'outil d'optimisation PSAT et de résoudre le problème de l'OPF avec la méthode de point intérieur.

Afin de valider cette méthode, nous comparons les résultats obtenus du réseau IEEE-30 nœuds avec ceux trouvés dans la littérature. Ensuite, nous appliquons cette méthode sur le réseau Algérien et présentons les résultats obtenus.

II.7. Formulation du problème de flux de puissance optimal

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique. Le problème de l'écoulement de puissance optimal est donné sous une forme standard d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités comme suit [DUM12], [SLI13], [MOU12], [SLI09]:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min. } F(x, u) \text{ (fonction objective)} \\
 & \text{Selon} \\
 & g_i(x, u) = 0, i=1, 2, 3, \dots, n \text{ (contraintes d'égalité)} \\
 & \text{et} \\
 & h_j(x, u) \leq 0, j=1, 2, 3, \dots, m \text{ (contraintes d'inégalité)} \quad \text{(II.1)}
 \end{aligned}$$

Où x : vecteur des variables d'état; u : vecteur des variables à contrôler.

a) Fonction objective

Cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances actives. On suppose que le coût individuel de chaque centre de production dépende uniquement de la génération de la puissance active:

$$F = \sum_{i=1}^{N_G} F_i(P_{Gi}) \quad (\text{II.2})$$

Le coût individuel de chaque générateur thermique peut être exprimé comme suit:

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\text{II.3})$$

Où P_{Gi} est la puissance active générée par le générateur thermique au nœud i , N_G est le nombre de générateurs thermiques; a_i , b_i et c_i sont les coefficients de coût du combustible.

b) Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro.

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{II.4})$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{II.5})$$

c) Contraintes d'inégalités

En pratique, on ne doit pas dépasser les limites des éléments physiques du réseau électrique tels que les générateurs, les transformateurs à prises de charge, et les transformateurs de phase. En plus des contraintes sur les puissances actives à chaque générateur qui a une influence directe sur la fonction coût, on peut citer d'autres contraintes d'inégalités: Les puissances actives et réactives générées qui sont limitées par des bornes inférieures et supérieures:

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (\text{II.6})$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (\text{II.7})$$

Les transformateurs à prises de charge ont des déviations max. et min. du niveau de tension par rapport à la tension nominale. De même les transformateurs à angles de phase ont des décalages max. et min. des phases des tensions. Les deux types de transformateurs forment les contraintes d'inégalités suivantes:

$$t_{ij}^{\min} \leq t_{ij} \leq t_{ij}^{\max} \quad (\text{II.8})$$

$$\alpha_{ij}^{\min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij}^{\max} \quad (\text{II.9})$$

Pour maintenir la sécurité du système électrique, les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance apparente. Ces limites sont dues aux pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du système. Elles sont représentées par une contrainte d'inégalité, qui limitera le carré de puissance en MVA d'un transformateur ou d'une ligne de transport.

$$\left| S_{ij} \right|^2 \leq \left| S_{ij}^{\max} \right|^2 \quad (\text{II.10})$$

Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites max. et min. Ces limites exigent encore l'addition des contraintes d'inégalités.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (\text{II.11})$$

Donc il y'a "n" contraintes d'égalités et "m" contraintes d'inégalités et le nombre des variables du problème est égal à la taille du vecteur des variables de contrôle (y compris puissances active et réactive générées, niveaux de tension des jeux de barres, prises des transformateurs,... etc.).

II.7.1. Méthodes de l'OPF dans PSAT

Dans PSAT, l'OPF est défini comme un problème d'optimisation non linéaire contraint et la méthode de point intérieur (IPM) est utilisée pour résoudre le problème de l'OPF. Notez que PSAT est le seul logiciel basé sur Matlab qui fournit un algorithme IPM pour résoudre le problème de l'OPF dans un marché libéralisé [FED03]. Ce logiciel comprend deux méthodes de point intérieur pour résoudre l'OPF:

- La direction de Newton;
- L'algorithme prédiction-correction de Mehrotra.

Les modèles de l'écoulement de puissance optimal disponibles dans PSAT sont:

- Le modèle de l'OPF standard et l'OPF dans un marché libéralisé ;
- Le modèle de l'OPF avec les contraintes de stabilité de tension (VS-OPF) (optimisation de Pareto) ;
- Le calcul de capacité de transfert disponible par le flux de puissance continu (ATC-CPF) ;
- Le calcul de capacité de transfert disponible par l'analyse de sensibilité (ATC-SA).

Dans cette thèse, nous avons choisi le modèle de l'OPF standard dans nos calculs en utilisant la méthode prédiction-correction de Mehrotra car cette méthode est plus performante.

II.7.2. Méthode de point intérieur

En 1984, Karmarkar a proposé une nouvelle méthode pour résoudre les problèmes de programmation linéaire à grande échelle. Elle est connue comme une méthode de point intérieure (IPM) car l'idée principale de cet algorithme est la recherche d'un point optimal dans une région faisable en introduisant les termes de barrière dans la fonction objective [QIU09]. La méthode de point intérieur est une méthode très efficace, en raison de sa performance et sa robustesse pour la programmation linéaire [KAR67] et non linéaire [HUA98]. Cette méthode dénommée *Interior Point Method (IPM)* dans la littérature anglophone est numériquement robuste, en particulier dans les grands réseaux car le nombre d'itérations augmentent légèrement avec le nombre de contraintes et la taille du réseau [FED03]. Les résultats des réseaux électriques de grande taille allant de 9 nœuds à 3467 nœuds, montrent que le nombre d'itérations requises par cette méthode n'est pas très sensible à la taille du problème. La méthode de point intérieur peut être utilisée pour résoudre l'OPF et d'autres problèmes d'optimisation [QUI00], [WEH04]. Dans la littérature, il existe de nombreuses méthodes de point intérieur améliorées, y compris la méthode primale-duale (PD) et la méthode de prédiction-correction (PC) [FRA12]. La méthode de prédiction-correction (PC) proposée par Mehrotra [MEH92] est devenue la référence de la méthode de point intérieur. Mehrotra a introduit la technique de prédiction-correction dans la méthode primale-duale pour améliorer la direction de recherche à chaque itération, cette méthode utilise un processus en deux étapes à chaque itération: une prédiction et une correction. L'étape de prédiction recherche dans la direction de Newton (en négligeant les limites sur les variables de contrôle) qui fournit la plus grande amélioration pour l'optimisation. Par la suite, l'étape de correction estime dynamiquement la valeur correcte du paramètre de barrière pour trouver la solution [FRA12]. La technique de Mehrotra a été développée pour la programmation linéaire. Cependant, beaucoup de recherches ont été consacrées à l'extension de cette technique à la programmation non linéaire [DEB94]. Les auteurs dans [CAP05] comparent les performances de deux méthodes (primale-duale et prédiction-correction) sur les trois systèmes 60 nœuds, les systèmes IEEE 118 nœuds et IEEE 300 nœuds. Les auteurs dans [WHE00] présentent la méthode prédiction-correction de point intérieur pour résoudre le problème de l'OPF en présence des dispositifs FACTS. Les auteurs dans [BIA06] présentent une application de la méthode de point intérieur sur les réseaux IEEE 14, IEEE 30 et IEEE 57 nœuds pour minimiser les pertes de transmission et trouver l'emplacement optimal des dispositifs FACTS. Les auteurs dans [PED12] présentent et comparent deux algorithmes différents, la méthode de Newton et la méthode de point intérieur pour résoudre l'OPF avec l'intégration de l'énergie éolienne. Dans ce travail, les auteurs testent les performances des deux algorithmes sur les réseaux 12 nœuds et IEEE 57 nœuds. Enfin, les auteurs dans [FRA13] donnent une bonne revue sur les méthodes hybrides qui combinent la méthode de point intérieur avec d'autres méthodes d'optimisation traditionnelles (Newton) et méta-heuristiques (GA, PSO) en un seul algorithme pour résoudre l'OPF.

La formulation des méthodes de point intérieur est présentée dans l'annexe E. L'algorithme de la méthode IP (primal-dual) est donné comme suit [SLI09]:

- Etape 1 (initialisation : $k=0$ et satisfaire les conditions de stricte positivité)
- Etape 2 (calcul de la direction de Newton)
- Etape 3 (la mise à jour des variables)
- Etape 4 (test de convergence): Si le nouveau point satisfait les critères de convergence stop. Si non $k=k+1$ et mis à jour du paramètre barrière μ^k puis retourner à l'étape 1.

II.7.3. Validation de la méthode de flux de puissance optimal

Cette partie présente l'analyse de flux de puissance optimal sur le réseau test IEEE 30-nœuds par la méthode de point intérieur (prédiction-correction) qui nous permet de trouver les puissances actives et réactives optimales de chaque générateur, le coût de production globale, les pertes actives totales et le profil de tensions. Les limites minimales et maximales des amplitudes de tensions de tous les nœuds sont respectivement 0,9 p.u et 1,1 p.u (*per. unit*). Sauf pour les nœuds de générateurs, les limites inférieures sont maintenues à 0,95 p.u. Les fonctions de coût avec les limites de puissance des générateurs [MOU12], [SLI09] sont données dans le Tableau (II.8). Figure (II.17) illustre le réseau test IEEE 30-nœuds avec les fonctions de coût des générateurs inséré dans PSAT. Dans le cas de base, l'analyse de flux de puissance optimal avec la méthode de point intérieur (prédiction-correction) a convergé après 7 itérations en 0,26283 secondes comparée à la direction de Newton qui a convergé après 10 itérations en 0,28366 secondes.

Tableau (II.8) Coefficients du coût et les limites de puissances du réseau test IEEE 30-nœuds.

Noeud N°	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c. 10^{-4} (\$/MW ² h)	P_G^{\min} (MW)	P_G^{\max} (MW)
1	0	2,00	037,5	50	200
2	0	1,75	175,0	0	100
5	0	1,00	625,0	15	50
8	0	3,25	083,0	10	35
11	0	3,00	250,0	10	30
13	0	3,00	250,0	12	40

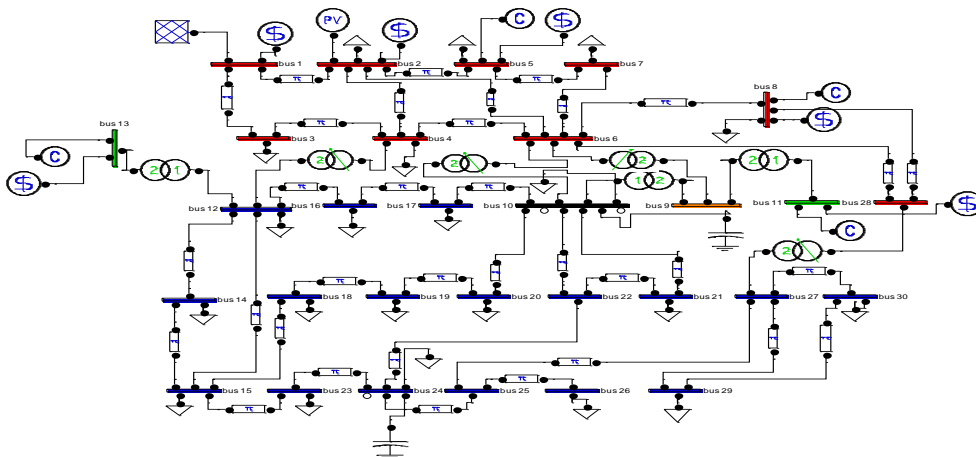


Figure (II.17) Réseau test IEEE 30-nœuds avec les fonctions coût des générateurs dans PSAT.

Le Tableau (II.9) montre les solutions de l'OPF du réseau test IEEE-30 nœuds. La valeur des pertes de puissance active est de l'ordre de 8,805 MW et la fonction objective obtenue par la méthode proposée est de 799,711 \$/h. D'après une première lecture du Tableau (II.9), on peut dire que le logiciel PSAT donne des résultats comparables à ceux obtenus par la méthode de point intérieur du logiciel MATPOWER [MOU12] et l'algorithme de point intérieur dans [SLI09]. Le Tableau (II.10) montre les tensions et les puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.

Tableau (II.9) Comparaison des résultats de flux de puissance optimal du réseau test IEEE 30-nœuds.

Variables	P_G^{\min}	P_G^{\max}	PSAT	MATPOWER [MOU12]	IP-OPF [SLI09]
P_{G1} (MW)	50	200	177,0598	173,23	177,0835
P_{G2} (MW)	0	100	48,6849	49,61	48,7163
P_{G5} (MW)	15	50	21,3115	21,57	21,3114
P_{G8} (MW)	10	35	21,1842	23,15	21,2675
P_{G11} (MW)	10	30	11,9650	12,52	11,9114
P_{G13} (MW)	12	40	12	12,00	12
Le coût de génération (\$/h)	-	-	799,711	800,30	800,0038
Les pertes actives (MW)	-	-	8,805	8,675	8,89

Tableau (II.10) Tension et puissances réactives optimales des générateurs du réseau test IEEE 30-nœuds.

Variables	V_G^{\min} (p.u)	V_G^{\max} (p.u)	PSAT
V_{G1} (p.u)	0,95	1,1	1,1
V_{G2} (p.u)	0,95	1,1	1,0882
V_{G5} (p.u)	0,95	1,1	1,0623
V_{G8} (p.u)	0,95	1,1	1,0707
V_{G11} (p.u)	0,95	1,1	1,0999
V_{G13} (p.u)	0,95	1,1	1,1
Variables	Q_G^{\min} (MVar)	Q_G^{\max} (MVar)	PSAT
Q_{G1} (MVar)	-20	200	-15,0352
Q_{G2} (MVar)	-20	100	26,7477
Q_{G5} (MVar)	-15	80	28,8686
Q_{G8} (MVar)	-15	60	33,4920
Q_{G11} (MVar)	-20	80	19,7215
Q_{G13} (MVar)	-10	50	11,0202

La Figure (II.18) illustre les amplitudes de tensions (p.u.) aux différents nœuds du réseau test IEEE-30 nœuds après l'optimisation.

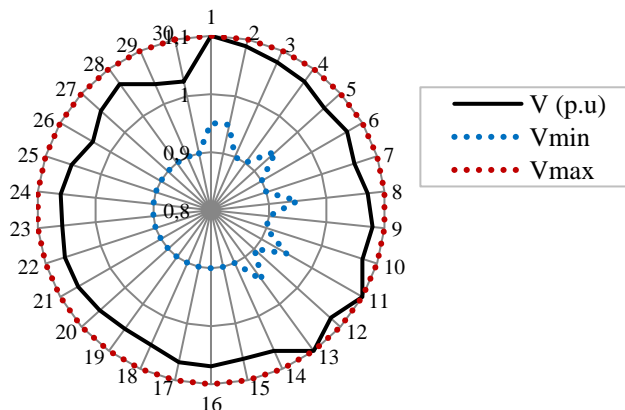


Figure (II.18) Amplitudes de tensions (p.u.) des nœuds du réseau IEEE 30 nœuds après optimisation.

Après avoir validé la méthode proposée, la partie suivante présente l'optimisation du réseau électrique Algérien.

II.7.4. Application sur le réseau Algérien

Cette partie présente l'optimisation du réseau électrique Algérien 114 nœuds, les limites des puissances actives et réactives ainsi que les coefficients de la fonction coût des générateurs [SLI12], [SAL08] sont présentés dans le Tableau (II.11). L'analyse de flux de puissance optimal avec la méthode de point intérieur (prédiction-correction) a convergé après 12 itérations en 4,1676 secondes pour les limites de tensions suivantes (en p.u) [SLI12]:

$$1 \leq V_{Gi} \leq 1,1 ; 0,9 \leq V_{Li} \leq 1,1$$

Dans le cas du réseau Algérien, la fonction objective obtenue par la méthode proposée est 18062,7548 \$/h et la valeur des pertes de puissance active est de l'ordre de 62,729 MW.

Tableau (II.11) Coefficients du coût et limites de puissances du réseau Algérien.

Noeud N°	P_{Gi}^{\min} (MW)	P_{Gi}^{\max} (MW)	Q_{Gi}^{\min} (MVar)	Q_{Gi}^{\max} (MVar)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c. 10⁻⁴ (\$/MW ² h)
1	135	1350	20	400	0	1,5000	0,0085
5	135	1350	20	200	0	1,5000	0,0085
11	10	100	-50	100	0	2,5000	0,0170
15	30	300	0	100	0	2,5000	0,0170
17	135	1350	0	400	0	1,5000	0,0085
19	34.5	3450	0	60	0	2,5000	0,0170
22	34.5	3450	0	50	0	2,5000	0,0170
52	34.5	3450	0	50	0	2,5000	0,0170
80	34.5	3450	0	60	0	2,5000	0,0170
83	30	300	-50	200	0	2,5000	0,0170
98	30	300	0	50	0	2,5000	0,0170
100	60	600	0	270	0	2,0000	0,0030
101	20	200	-50	200	0	2,0000	0,0030
109	10	100	-50	100	0	2,5000	0,0170
111	10	100	-50	155	0	2,5000	0,0170

Le Tableau (II.12) montre les puissances actives et réactives optimales générées par les centrales thermiques du réseau Algérien.

Tableau (II.12) Puissances actives et réactives générées optimales.

P_{Gi} (MW)	P_{Gi}^{\min} (MW)	PSAT	P_{Gi}^{\max} (MW)	Q_{Gi} (MVar)	Q_{Gi}^{\min} (MVar)	PSAT	Q_{Gi}^{\max} (MVar)
P_{G1}	135	431,518384	1350	Q_{G1}	20	270,843028	400
P_{G5}	135	430,881542	1350	Q_{G5}	20	199,999999	200
P_{G11}	10	99,9999999	100	Q_{G11}	-50	96,2791496	100
P_{G15}	30	181,688725	300	Q_{G15}	0	79,3416114	100
P_{G17}	135	434,55101	1350	Q_{G17}	0	329,856253	400
P_{G19}	34.5	188,580271	3450	Q_{G19}	0	59,9999999	60
P_{G22}	34.5	186,066292	3450	Q_{G22}	0	49,9999999	50
P_{G52}	34.5	183,983479	3450	Q_{G52}	0	49,9999999	50
P_{G80}	34.5	185,450164	3450	Q_{G80}	0	59,9999999	60
P_{G83}	30	183,499257	300	Q_{G83}	-50	194,919594	200
P_{G98}	30	183,510189	300	Q_{G98}	0	49,9999863	50
P_{G100}	60	599,999999	600	Q_{G100}	0	157,895166	270
P_{G101}	20	200	200	Q_{G101}	-50	85,8371856	200
P_{G109}	10	99,9999999	100	Q_{G109}	-50	31,0768573	100
P_{G111}	10	99,9999998	100	Q_{G111}	-50	79,1221184	155

Le Tableau (II.13) résume les résultats d'amplitudes de tensions obtenus pour les nœuds de générateurs du réseau Algérien après l'optimisation.

Tableau (II.13) Tensions optimales des générateurs.

Variables	V_G^{\min} (p.u)	V_G^{\max} (p.u)	PSAT
V_{G1} (p.u)	1	1,1	1,09326933
V_{G5} (p.u)	1	1,1	1,08808914
V_{G11} (p.u)	1	1,1	1,0909278
V_{G15} (p.u)	1	1,1	1,1
V_{G17} (p.u)	1	1,1	1,0767468
V_{G19} (p.u)	1	1,1	1,00617835
V_{G22} (p.u)	1	1,1	1,02766897
V_{G52} (p.u)	1	1,1	1,01808235
V_{G80} (p.u)	1	1,1	1,06207539
V_{G83} (p.u)	1	1,1	1,0991964
V_{G98} (p.u)	1	1,1	1,08405968
V_{G100} (p.u)	1	1,1	1,1
V_{G101} (p.u)	1	1,1	1,06839974
V_{G109} (p.u)	1	1,1	1,07904169
V_{G111} (p.u)	1	1,1	1,05133985

La Figure (II.19) illustre les amplitudes de tensions (en p.u.) aux différents nœuds du réseau Algérien après optimisation.

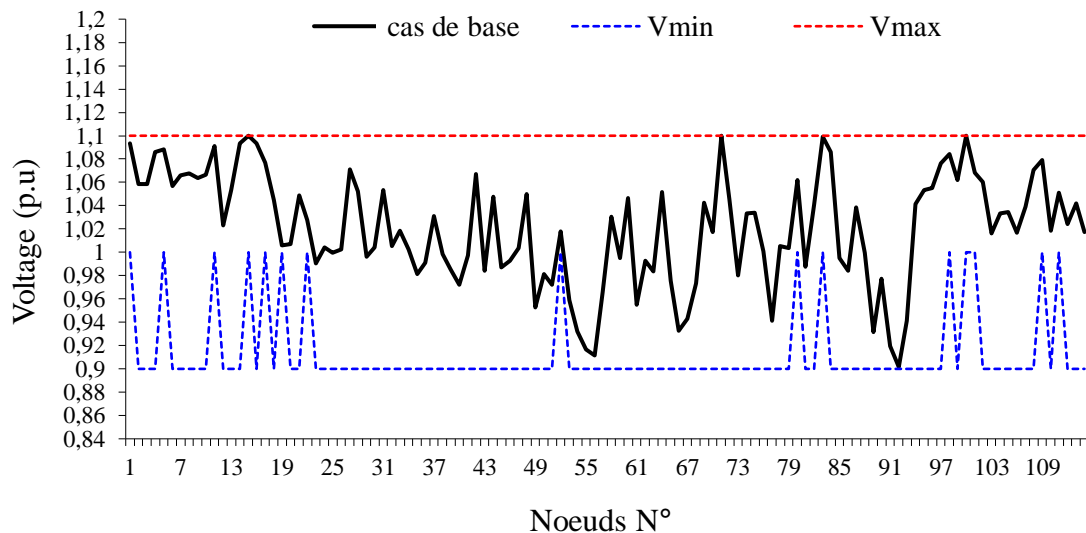


Figure (II.19) Amplitudes de tensions (p.u.) aux nœuds du réseau Algérien après optimisation.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'objectif de l'OPF et l'état de l'art des méthodes utilisées pour résoudre ce problème. Dans un premier temps, le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson à l'aide de l'outil de simulation PSAT nous a permis de trouver les problèmes du réseau d'étude réel (réseau Algérien) comme la chute de tensions et les pertes de transmission.

Dans un deuxième temps, nous avons formulé notre problème d'optimisation et avons choisi de résoudre l'écoulement de puissance optimal à l'aide de la méthode de point intérieur (prédiction-correction). Nous avons validé ces méthodes sur les réseaux test IEEE-9 nœuds et IEEE-30 nœuds pour s'assurer de la précision des résultats. Les résultats obtenus sont satisfaisants comparés aux résultats issus d'outils de simulation de référence.

Après avoir détecté les problèmes du réseau Algérien, une étude sur l'intégration des FACTS (*Flexible AC transmission systems*) va être présentée dans le chapitre suivant.

Chapitre III
Systemes de Transmission Flexibles
en Courant Alternatif

III.1. Introduction

Les forces financières et de marché exigent un fonctionnement plus optimal et plus rentable du système électrique au niveau de la production, la transmission et la distribution de l'énergie électriques. Aujourd'hui, les technologies avancées sont primordiales pour le fonctionnement fiable et sécurisé des réseaux électriques. Pour atteindre à la fois la fiabilité opérationnelle et la rentabilité financière, il est devenu évident qu'une utilisation et un contrôle plus efficaces du système de transmission existant sont nécessaires.

L'utilisation améliorée du système d'alimentation existant est fournie grâce à l'application des technologies de contrôle avancées. Les FACTS (Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif) fournissent des solutions techniques éprouvées pour répondre à ces nouveaux défis d'exploitation présentés aujourd'hui [CHA12]. Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté l'état de l'art des méthodes de l'écoulement de puissance et les méthodes de l'OPF, nous avons analysé le réseau Algérien par le logiciel PSAT/MATLAB et avons détecté tous les problèmes liés à l'écoulement de puissance, le profil de tensions et la répartition économique des puissances. Ce chapitre présente une étude sur l'insertion des FACTS à fin de mieux contrôler et renforcer le réseau Algérien. La première partie de ce chapitre, présente les différents types des dispositifs FACTS ainsi que leurs classifications.

Dans un deuxième temps, nous présentons les applications actuelles des FACTS dans les réseaux électriques et nous citons un nombre d'études sur le calcul de l'écoulement de puissance et l'OPF en présence des FACTS. Dans un troisième temps nous présentons la modélisation des FACTS utilisés dans notre étude, plus particulièrement le condensateur série commandé par thyristor (TCSC) et le compensateur statique d'énergie réactive (SVC).

La fonction objective et les paramètres de contrôle des FACTS sont choisis afin de formuler le problème d'optimisation en présence des FACTS. Finalement, nous effectuons une synthèse des résultats de l'écoulement de puissance et de l'optimisation et discutons l'efficacité de l'insertion des FACTS dans le réseau Algérien.

III.2. Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif (FACTS)

Les FACTS sont définis par l'IEEE comme des systèmes à base de l'électronique de puissance et d'autres équipements statiques qui assurent le contrôle d'un ou plusieurs paramètres du système de transmission alternatif [PSC10]. Les FACTS ont été introduits dans les années 1980 et utilisés comme des moyens économiques et efficaces pour contrôler le transfert de puissance dans un système de transmission interconnecté [VEN14].

À partir des années 1990, avec le concept de dispositifs FACTS introduit par le Prof. N.G.Hingorani, la complexité du contrôle du flux de puissance disparaît lentement [VAR13].

En utilisant les FACTS, il est possible de contrôler l'angle de phase et l'amplitude de tension sur les nœuds choisis et/ou les impédances des lignes d'un système de transmission [ABD03].

Différents types de FACTS sont utilisés pour contrôler le flux de puissance dans le système électrique tels que le condensateur série commandé par thyristor (TCSC), le compensateur série commuté par thyristor (TSSC), le compensateur Statique Série Synchron (SSSC), le régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR), le contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC), le compensateur statique d'énergie réactive (SVC), le compensateur statique synchrone (STATCOM), le contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC), le transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST) et le régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR) (Voir figure (III.1))[MOU12], [MER14]. Les auteurs dans [SHA13] présentent une analyse complète sur le fonctionnement des différents types de contrôleurs FACTS pour la stabilité des systèmes électriques. Dans [BIN12] les auteurs présentent une bonne revue sur l'application des contrôleurs FACTS pour l'amélioration des performances du réseau électrique. Ces dispositifs peuvent augmenter le flux dans les lignes qui sont fortement chargées et améliorer la stabilité du système et ils permettent aussi de réduire les pertes du système et le coût de production du réseau électrique [REZ13], [ANU12], [MES14].

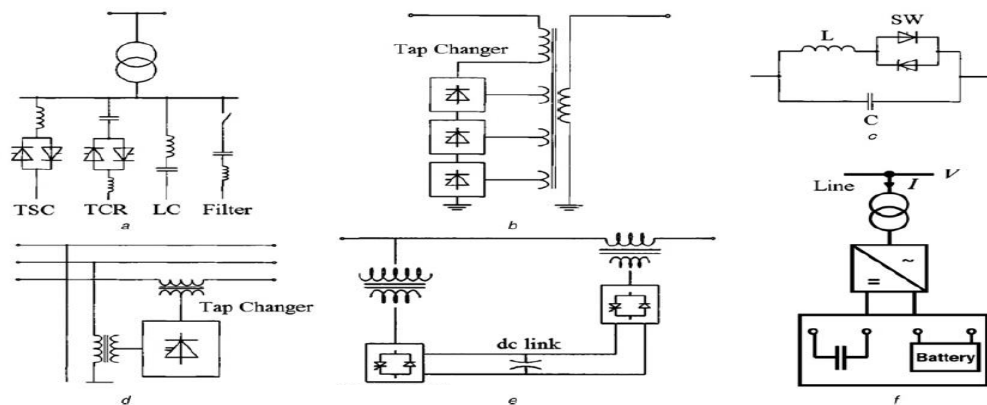


Figure (III.1) Structure des contrôleurs FACTS [GHA13], [ESM13]

(a): SVC, (b): TCVR, (c): TCSC, (d): TCPST, (e): UPFC, (f): STATCOM avec stockage d'énergie.

III.2.1. Objectifs des FACTS

En général, les FACTS peuvent être utilisés pour augmenter la capacité de transmission, la marge de stabilité et le comportement dynamique du réseau. Leurs capacités principales sont la compensation de puissance réactive, le contrôle de la tension et le contrôle du flux de puissance. En raison de leur électronique de puissance contrôlable, le dispositif FACTS assure toujours une maîtrise rapide par rapport aux dispositifs conventionnels [ZHA06]. Les dispositifs FACTS, insérés dans un réseau électrique, peuvent satisfaire plusieurs besoins comme [MOU12], [BIN12], [ANU12], [HAB05], [ALA06], [RAN14], [ANI15], [FLA10], [IDR10] :

- L'augmentation de la capacité de transfert de puissance des systèmes de transmission existants ;

- La contribution à l'exploitation optimale d'un système électrique par la réduction du coût de production et des pertes de puissance ;
- L'amélioration du profil de tension et la compensation d'énergie réactive ;
- Le contrôle de flux de puissance active et réactif;
- L'amortissement des oscillations du système;
- La réduction des flux en boucle et éviter le problème de la résonance sub-synchrone;
- L'intégration avec les énergies renouvelables;
- L'augmentation de la stabilité du réseau dynamique et transitoire.

III.2.2. Classification des FACTS

Les FACTS peuvent être classés en quatre catégories, selon le mode de connexion [MES14], [IDR10], [GER03]:

- Compensateurs séries [MOU12], [RAB07], [SHA13], [YUG15];
- Compensateurs parallèles [RAB07], [MOU12], [SHA13], [YUG15];
- Compensateurs combinés séries – séries [YUG15] ;
- Compensateurs combinés séries – parallèles [MOU12], [RAB07].

Dans chaque catégorie, plusieurs FACTS existent et chacun possède ses propres propriétés et peut être utilisé dans des contextes spécifiques. Le choix du dispositif approprié est important car cela dépend des objectifs à atteindre. Selon les caractéristiques technologiques, les appareils FACTS peuvent être divisés en deux générations [YUG15], [ALO11], [MAA09]:

- La première génération emploie des condensateurs et des réactances commutés par thyristors conventionnels;
- La deuxième génération utilise des convertisseurs de tension (VSC) commutés par les thyristors GTO et les transistors IGBT.

Le tableau (III.1) illustre le type, la fonction et la technologie des dispositifs FACTS les plus utilisés.

Tableau (III.1) Classification des FACTS [RAV13], [YIN02], [MEN12].

Nom	Type	Fonction	Contrôleur utilisé	Modélisation
SVC	Parallèle	Contrôle de tension	THYRISTOR	Impédance variable
STATCOM	Parallèle	Contrôle de tension	GTO,IGBT	Source de tension variable
TCSC	Série	Contrôle de flux de puissance	THYRISTOR	Impédance variable
TCPAR	Série et parallèle	Contrôle de flux de puissance	THYRISTOR	Contrôle de phase à l'aide d'une injection de tension en série
SSSC	Série	Contrôle de flux de puissance	GTO,IGBT	Source de tension variable
UPFC	Série et parallèle	Contrôle de tension et de flux de puissance	GTO,IGBT	Source de tension variable
IPFC	Série et série	Contrôle de flux de puissance	GTO,IGBT	Source de tension variable

III.2.3. Coût des FACTS

En réalité, il est assez difficile de définir les fonctions de coût précises des appareils FACTS, car le coût de chaque dispositif comprend le coût d'équipement des dispositifs et le coût d'installation ainsi que les avantages qui pourraient être obtenus à partir d'une telle installation [ALA06]. Avec l'incorporation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques, il devient évident d'inclure le coût d'investissement des FACTS dans le problème de l'écoulement de puissance optimal [CAI04], [ALA06], [REZ13], [BIP14], [BAG08], [CHA06]. Cela donnera une estimation précise du prix de l'électricité sur les marchés avec les appareils FACTS. La fonction objective dans [ALA06] représente le coût de production active et réactive du réseau et les coûts des dispositifs FACTS. Afin de minimiser les coûts de production d'énergie et réduire les pertes de transmission et de distribution ; l'étude dans [REZ13] repose sur la minimisation de la fonction objective qui comprend le coût d'installation moyen des FACTS à chaque observation par heure, le coût total de production et le coût des pertes de transmission de puissance. Les auteurs dans [CHA06] étudient l'effet des FACTS sur les prix en temps réel dans un marché libéralisé. Le coût des FACTS a été pris en compte pour l'étude. L'objectif de ce travail est de calculer les prix marginaux de la puissance active et réactive du système test IEEE 14 nœuds.

Par la suite, nous présenterons les applications actuelles des FACTS dans les réseaux électriques.

III.3. Etude de flux de puissance des réseaux électriques en présence des FACTS

Il existe un grand nombre d'études concernant l'intégration des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques. Dans [NMG13], les auteurs présentent une étude sur l'écoulement de puissance en présence de trois types de FACTS (SVC, TCSC et TCPAR) sur les systèmes test IEEE 5-nœuds et IEEE 30-nœuds, afin de minimiser les pertes de puissance, améliorer le profil de tension et les capacités de transfert de la puissance. Pour montrer l'impact des FACTS sur l'amélioration de la stabilité de tension, les auteurs dans [BHA16] présentent une étude comparative sur le flux de puissance en présence de plusieurs types de FACTS série et shunt (SVC, STATCOM et TCSC). Les dispositifs sont insérés dans le réseau test IEEE 39-nœuds afin de comparer le profil de tension et les pertes actives et réactives du système avant et après la compensation. Pour étudier l'effet du SVC sur l'écoulement de puissance, les pertes et le profil de tension, les auteurs dans [KOU12] présentent une méthode basée sur l'algorithme génétique pour trouver l'emplacement du SVC, minimiser les pertes, améliorer le flux de puissance et le profil de tension. Dans [SUN12], les auteurs font la modélisation complète des FACTS (SVC et TCSC) pour étudier leurs impacts sur le flux de puissance et la tension du système test IEEE 5 nœuds. Cette étude montre que le dispositif SVC réussit à réguler efficacement la grandeur de la tension. Le TCSC réduit considérablement la surcharge et le manque de fiabilité du système de transmission.

Dans [NAV12], les auteurs présentent une étude sur le flux de puissance continu en présence des dispositifs SVC et UPFC dans le réseau 11-nœuds afin d'améliorer la stabilité de tension. Les résultats de simulation montrent les performances de l'UPFC et du SVC pour améliorer le contrôle de tension et augmenter considérablement la marge de charge des réseaux électriques. Dans [GUN12], l'analyse de l'écoulement de puissance d'une sous-station de distribution 33/11 kV est effectuée pour améliorer les tensions dans les différents nœuds et réduire les pertes de transmission en utilisant le SVC. La simulation de cette sous-station de distribution avec le SVC a été développée dans ETAP (Electrical Transient Analyser Program). Dans [RIL16], les auteurs présentent l'algorithme de Newton Raphson pour trouver l'emplacement optimal de l'UPFC sur le réseau de transmission 330kV de Nigéria. Le travail dans [NAZ15] représente une étude sur l'intégration de l'UPFC dans le réseau test IEEE 30 nœuds pour minimiser les pertes de transmission ainsi que l'amélioration du profil de tension en utilisant MATLAB. La technique proposée détermine l'emplacement de l'UPFC en fonction de l'indice de stabilité de tension.

Dans cette thèse, deux types de contrôleurs FACTS ont été choisis, ceux avec des applications spécifiques telles que le maintien de la tension à la valeur souhaitée et le contrôle du flux de puissance. Le SVC est le plus efficace pour la compensation de la puissance réactive ainsi que le maintien de la tension, et le TCSC est le meilleur choix pour un contrôle correct du flux de puissance et par conséquent la réduction des pertes actives.

III.4. Etude de flux de puissance optimal des réseaux électriques en présence des FACTS

En raison de l'augmentation des prix du carburant et, par conséquent, l'augmentation du coût de production d'électricité, il est essentiel de trouver des solutions économiques afin de générer l'énergie électrique avec un coût minimal tout en respectant certaines contraintes physiques et opérationnelles spécifiées. La fonction objective de l'OPF en présence des FACTS peut prendre différentes formes telles que l'amélioration de la stabilité de la tension, la diminution du coût d'installation des FACTS, l'amélioration de la sécurité du réseau, l'amélioration de la capacité de charge du système d'alimentation, l'amélioration de la stabilité des systèmes d'alimentation et la réduction des coûts du carburant et des pertes de transmission [RAS14], [INK16], [PRA16], [SAA15]. Dans [SHR14], une méthode méta-heuristique est appliquée pour trouver l'emplacement optimal du dispositif shunt SVC dans le réseau test IEEE 30 nœuds afin de minimiser les pertes actives, améliorer la sécurité de tension et réduire le coût d'investissement du SVC en présence des contingences de ligne.

Le but du travail dans [BIN15], est l'amélioration de la stabilité du système, la réduction du coût de génération et la perte de transmission tout en améliorant le profil de tension avec l'insertion des dispositifs FACTS (TCSC, TCPAR et SVC). Les auteurs dans [GER03] présentent une méthodologie pour résoudre un problème d'optimisation multi-objectif afin de trouver l'emplacement optimal du dispositif SVC, améliorer la sécurité de tension et minimiser les pertes actives du réseau test IEEE 30 nœuds.

L'objectif de cette étude est de développer un algorithme pour trouver simultanément les puissances réelles des générateurs et trouver le type, la classification et la meilleure localisation des contrôleurs FACTS, de sorte que le coût global du système qui inclut le coût de production des centrales électriques et le coût d'investissement des FACTS sont minimisés en utilisant l'outil de l'algorithme génétique (GA-tool) de MATLAB et l'analyse du flux de puissance. Dans [REZ13], la réduction du coût de production, la réduction des pertes de transmission, l'amélioration de la charge et la stabilité du système sont considérées dans la fonction objective en utilisant trois types de dispositifs FACTS (TCSC, TCPAR et SVC).

Le système test IEEE 30 nœuds et IEEE 118 nœuds sont utilisés pour les simulations, en prenant en considération le coût de production d'énergie et le coût d'investissement des FACTS. Dans [VAN15], le problème de l'OPF de ce travail est formulé pour maximiser la capacité de charge du système, minimiser la perte totale de puissance active et minimiser le coût d'installation du dispositif FACTS (STATCOM). La méthode proposée a été appliquée sur le réseau indien (NTPS 23). L'objectif du travail dans [ANK15], est la minimisation de l'écart de tension et le coût d'installation pour une condition de charge croissante du réseau test IEEE 30 nœuds. Un algorithme est utilisé pour résoudre le problème d'optimisation afin d'optimiser l'emplacement et la taille du SVC. Les résultats obtenus montrent que l'intégration du dispositif a considérablement amélioré la stabilité de la tension et réduit les coûts d'installation. Les auteurs dans [NIT15] présentent une étude sur l'écoulement de puissance optimal pour réduire le coût de production et améliorer le profil de tension et la capacité de transmission du système en présence des FACTS (SVC, TCSC et UPFC). La méthode proposée est testée sur le système test IEEE-57. D'après les résultats, il est évident que la technique proposée augmente les économies annuelles globales et contrôle le profil de tension du système. Après avoir cité un nombre d'études sur le problème d'optimisation en présence des FACTS, la partie suivante présente la modélisation des FACTS utilisés dans notre travail.

III.5. Principe de fonctionnement des FACTS

III.5.1. Condensateur série commandé par thyristor (TCSC)

L'idée fondamentale derrière le contrôle de l'écoulement de puissance par le TCSC est de diminuer ou augmenter la valeur efficace de l'impédance série de toutes les lignes de transport, en ajoutant une réactance capacitive ou inductive à la ligne (Voir figure (III.2)), dont la valeur est ajustée automatiquement pour limiter le flux de puissance dans la branche à laquelle elle est connectée [MOU12], [SRE10].

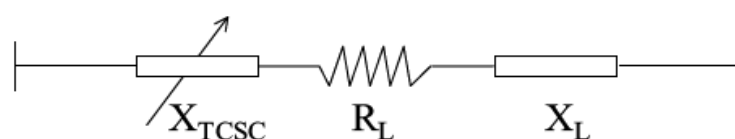


Figure (III.2) Modèle du TCSC avec la ligne de transmission [ALA06].

Le TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors [ZIT10], [LAK08]. La figure (III.3) illustre la structure du TCSC.

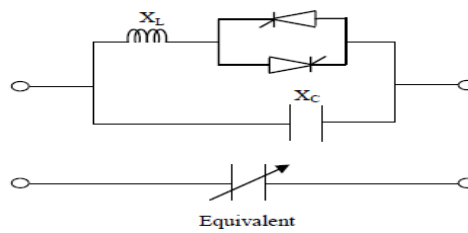


Figure (III.3) Structure d'un TCSC [LAK08].

Le modèle de TCSC représenté dans la figure (III.4), comporte trois modes de fonctionnement [MOU12] :

- Les thyristors bloqués: le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur, figure (III.4.a).
- Les Thyristors court-circuités : l'impédance de TCSC est fixe est correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance, figure (III.4.b).
- La conduction partielle des thyristors : c'est-à-dire si le Th1 amorcé Th2 bloqué et vice versa, quand Th1 amorcé l'impédance équivalente est inductive et si Th2 amorcé l'impédance équivalente est capacitive, figure (III.4.c).

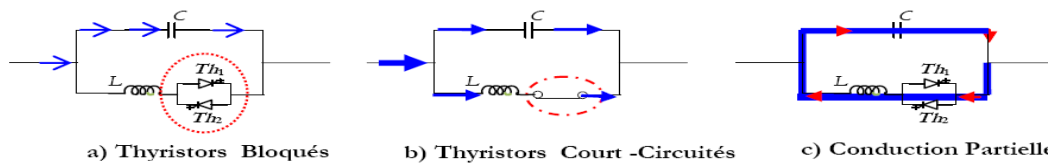


Figure (III.4) Régime de fonctionnement du TCSC [MOU12].

Le principe de la compensation série variable consiste tout simplement à augmenter la tension à travers un condensateur fixe (FC) dans la ligne compensée en série, grâce à une variation appropriée de l'angle d'amorçage α . Cette tension améliorée modifie la valeur effective de la réactance capacitive série. Une compréhension simple du fonctionnement du TCSC peut être obtenue en analysant le comportement d'une inductance variable connectée en parallèle avec un FC [SUN12]. La réactance équivalente du TCSC peut être exprimé par :

$$x_{TCSC}(\alpha) = \frac{x_C x_L(\alpha)}{x_L(\alpha) - x_C} \tag{III.1}$$

$$x_L(\alpha) = x_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin\alpha} \tag{III.2}$$

D'où $x_L = \omega L$ et α est l'angle d'amorçage. Le TCSC a deux modes de fonctionnement autour de la résonance de son circuit interne [SUN12]:

- L'intervalle $\alpha_{Lim} \leq \alpha \leq \pi/2$, où $x_{TCSC}(\alpha)$ est capacitif ;
- L'intervalle $0 \leq \alpha \leq \alpha_{Lim}$, où $x_{TCSC}(\alpha)$ est inductif comme illustré sur la figure (III.5).

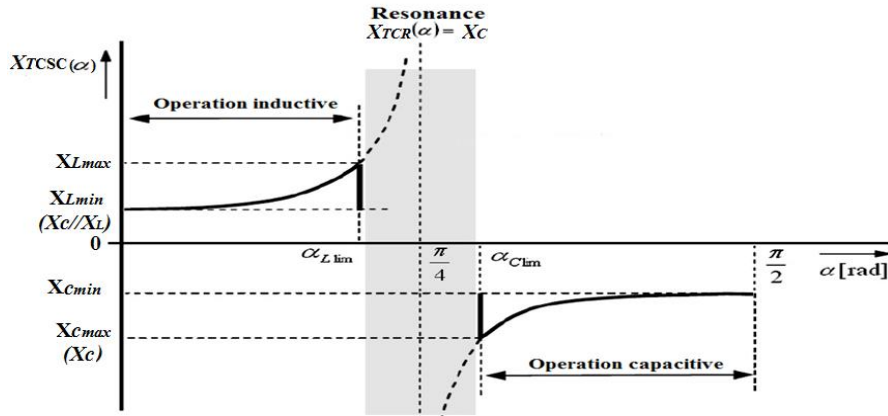


Figure (III.5) Réactance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage [SUN12].

a) Limites de fonctionnement du TCSC

Le passage instantané d'un point de fonctionnement inductif à un point de fonctionnement capacitif provoque des oscillations à éviter. Par conséquent, des protections appropriées sont à prévoir pour éviter ce mode de fonctionnement. Dans le même ordre d'idée, il est exclu de fonctionner dans la zone de résonance et des limiteurs sont à prévoir pour éviter ce mode de fonctionnement. La combinaison des contraintes sur l'angle d'allumage, des contraintes de nature thermique et des contraintes de surtension aux bornes du condensateur commandé, il en résulte une caractéristique de fonctionnement d'un module de TCSC qui a l'allure de la figure (III.6) [GUE13]. Dans l'implémentation pratique, on trouve plusieurs compensateurs en série. Pour des raisons économiques, on utilise deux montages mixtes : l'un constitué de plusieurs TCSCs en série et l'autre de compensateurs conventionnels. L'avantage de connecter plusieurs TCSCs en série, est que la réactance effective totale donne lieu à une gamme plus large de valeurs, puisque l'intervalle de contrôle restreint dans le cas d'un système avec un seul contrôleur TCSC s'élargit [GUE13] (Voire figure (III.7)).

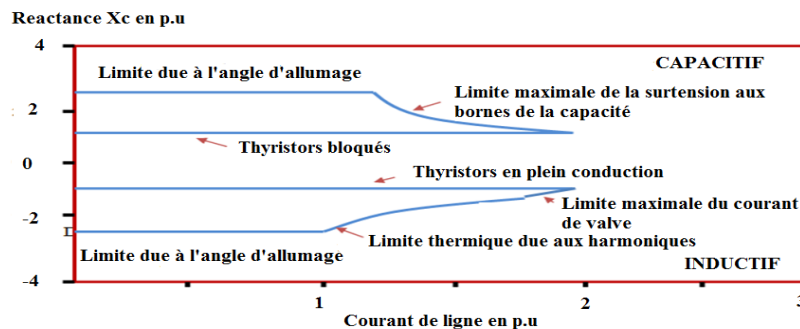


Figure (III.6) Caractéristique de fonctionnement d'un seul module de TCSC (X en fonction de I) [GUE13].

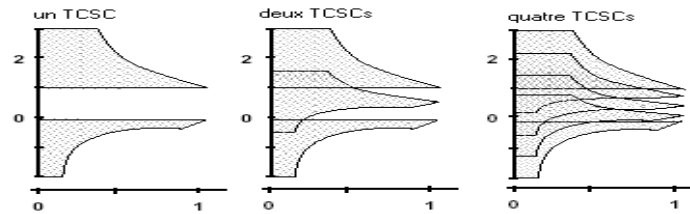


Figure (III.7) Caractéristique X_{TCSC} (I) en fonction du nombre de TCSCs en séries [GUE13].

b) Stratégies de commande

La puissance transmise à travers une ligne de transport est fonction des valeurs des amplitudes de tension des deux extrémités V_1 et V_2 , ainsi que leur déphasage θ_{12} [GUE13].

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta_{12} \quad (\text{III.3})$$

Où X étant la réactance équivalente de la ligne.

Il existe plusieurs stratégies pour réguler le transit de puissance, à savoir [GUE13]:

- **Stratégie de puissance de modulation**

Pour contrôler la puissance de transfert par le biais de la réactance, il faut supposer constants tous les autres paramètres. Puisque le TCSC injecte une certaine puissance réactive dans la ligne de transmission, la tension au nœud de réception et l'angle de transmission seront affectés. Cependant, la puissance transmise varie selon la variation de ces paramètres.

En raison de cette variation, la stratégie de contrôle de la puissance transmise se base sur l'équation suivante:

$$P_{TCSC} = P \quad (\text{III.4})$$

- **Stratégie de courant de modulation**

Cette stratégie de commande permet au système de transmission de fonctionner dans une marge spécifique d'écoulement de puissance. Une autre stratégie de commande similaire est le courant de modulation, ce qui permet aux dispositifs de fonctionner près de leurs limites thermiques, puisque le paramètre contrôlé est le courant :

$$I_{\text{ligne}} = I \quad (\text{III.5})$$

- **Stratégie d'angle de transmission de modulation**

Le déphasage de tension des lignes peut aussi être contrôlé pour augmenter la stabilité du système, par son maintien dans une marge de valeurs permises.

$$\theta_{12} = \theta \quad (\text{III.6})$$

III.5.2. Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Les SVC sont capables de générer ou d'absorber une puissance réactive. En ayant une sortie contrôlée de courant capacitif ou inductif, ils peuvent maintenir la stabilité de tension sur le nœud connecté [BIN12]. Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (FC) commutables soit par disjoncteur, ou bien par (TSC) et d'un banc de réactances contrôlables (TCR) et parfois de réactances commutables (TSR), et des filtres d'harmoniques. Il est donc essentiel d'avoir des filtres pour éliminer les harmoniques dans le SVC (Voire figure (III.8)) [MOU12], [SUN12]. La réactance équivalente x_{SVC} , qui est en fonction de l'angle d'amorçage α (de 90° à 180°), se compose de la combinaison parallèle d'une réactance commandée par thyristors et d'une réactance capacitive fixe.

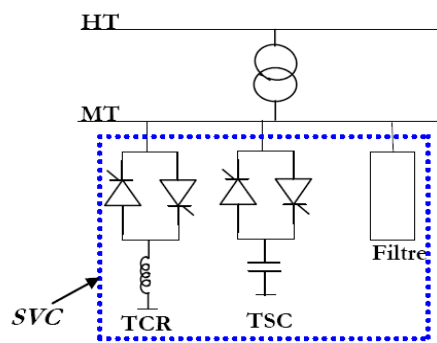


Figure (III.8) Structure d'un SVC [MOU12].

La réactance équivalente de fréquence fondamentale de x_{TCR} s'écrit comme suit [SAL15]:

$$x_{TCR} = \frac{\pi x_L}{\sigma - \sin \sigma} \quad (III.7)$$

Où σ et α sont respectivement les angles de conduction et d'amorçage;

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (III.8)$$

$$x_{TCR} = \frac{\pi x_L}{2(\pi - \alpha) - \sin(2\alpha)} \quad (III.9)$$

$$x_{SVC} = \frac{\pi x_C x_L}{x_C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)] - \pi x_L} \quad (III.10)$$

$$B_{SVC} = -\frac{1}{x_{SVC}} \quad (III.11)$$

Où x_L est la réactance inductive, x_C est la réactance capacitive et B_{SVC} est la susceptance du SVC. Avec une coordination appropriée de l'interrupteur des condensateurs et le contrôle des bobines, la puissance réactive de sortie peut être variée continuellement entre les taux capacitifs et inductifs de l'équipement. La caractéristique statique est donnée sur la figure (III.9). Pour la fonction de cet dispositif trois zones sont distinctes [HAD17] :

- Zone 1 (Capacitive) ou le TSC donne une énergie maximale, seule les capacités sont connectées au réseau.
- Zone 2 (Mixte) ou de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- Zone 3 (Inductive) ou le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés.

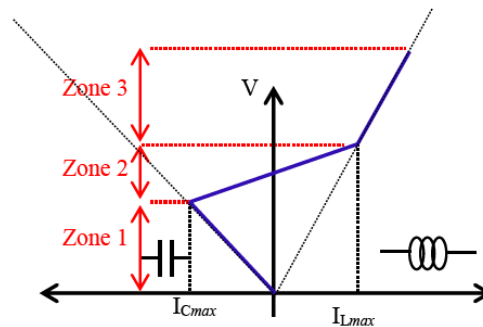


Figure (III.9) Fonctionnement du compensateur statique [HAD17].

III.6. Modélisation des FACTS

Dans le domaine d'écoulement de puissance, il y a plusieurs façons de modéliser les dispositifs FACTS. Les trois modélisations rencontrées les plus souvent dans la littérature sont basées respectivement sur l'injection de puissance équivalente, la création d'un noeud fictif ou encore la modification de la matrice d'admittance [HAD17]. Dans cette thèse, les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau. Cette dernière est modifiée de la manière suivante:

$$Y_{mod} = [Y_{ligne}] + [Y_{FACTS}] \quad (III.12)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice Y subissent des modifications. Différentes méthodes sont possibles pour traiter les valeurs des dispositifs. Elles peuvent être utilisées comme grandeurs d'entrées dans un load flow classique ou alors comme variables à optimiser dans un calcul optimal de répartition des puissances [HAD17].

III.6.1. Modélisation du condensateur série commandé par thyristor (TCSC)

Les compensateurs séries sont modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne. Figure (III.10) présente l'implantation d'un TCSC dans une ligne électrique [HAD17], [MEN12].

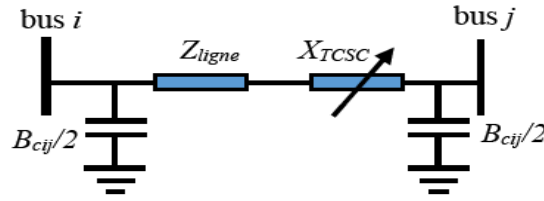


Figure (III.10) Modélisation d'un TCSC [HAD17].

La réactance totale est la somme algébrique de la réactance du TCSC et la réactance réelle de la ligne. Voir l'équation suivante :

$$X_{ij} = X_{ligne} + X_{TCSC} \quad (III.13)$$

Les valeurs de TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne K_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé, la valeur de la réactance de TCSC s'écrit comme suit [MOU12]:

$$X_{TCSC} = K_{TCSC} * X_{Ligne} \quad (III.14)$$

Afin d'éviter la surcompensation dans la ligne, la valeur de la réactance X_{TCSC} dépend de la valeur de la réactance de la ligne X_{ligne} , telle que les degrés de compensation maximale sont de 70% en mode capacitif et 20% en mode inductif [PRA09]. La valeur de la réactance du TCSC est donc donnée par :

$$-0.7X_{ligne} \leq X_{TCSC} \leq 0.2X_{ligne} \quad (III.15)$$

La puissance active transitée dans la ligne ($i-j$) est:

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}(1-k)} \sin \delta \quad (III.16)$$

La tension insérée par le compensateur est donnée par :

$$U_{TCSC} = jX_{TCSC} I \quad (III.17)$$

Et la puissance réactive par:

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{X_{TCSC}} \quad (III.18)$$

Avec :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{x_C x_L}{\frac{x_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) - x_L} \quad (III.19)$$

La matrice d'admittance de la ligne est modifiée de la manière suivante [HAD17], [MEN12]:

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y'_{ij} + y_{ijo}/2 & -y'_{ij} \\ -y'_{ij} & y'_{ij} + y_{ijo}/2 \end{bmatrix} \quad (III.20)$$

$$y'_{ij} = G_{ij} + B_{ij} = \frac{1}{r_{ij+j}(x_{ij}+x_{TCSC})} \quad (III.21)$$

Les équations de la puissance active et réactive au jeu de barres i sont [MOU12]:

$$P_i = V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (III.22)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} - V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (III.23)$$

La matrice jacobienne devient comme suit [MOU12]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_j \\ \Delta P_{ij}^{X_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} V_j & \frac{\partial P_i}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} V_j & \frac{\partial P_j}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} V_j & \frac{\partial Q_i}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} V_j & \frac{\partial Q_j}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_{ij}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{ij}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_{ij}^{X_{TCSC}}}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_{ij}^{X_{TCSC}}}{\partial V_j} V_j & \frac{\partial P_{ij}^{X_{TCSC}}}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_j \\ \frac{\Delta V_i}{V_i} \\ \frac{\Delta V_j}{V_j} \\ \frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \end{bmatrix} \quad (III.24)$$

Où $\Delta P_{ij}^{X_{TCSC}} = P_{ij} - P_{ij}^{X_{TCSC,cal}}$ c'est l'erreur sur la puissance active ; ΔX_{TCSC} est donné par :

$$\Delta X_{TCSC} = X_{TCSC}^{(k)} - X_{TCSC}^{(k-1)} \quad (III.25)$$

La variable X_{TCSC} est mise à jour à la fin de chaque étape itérative selon l'équation suivante:

$$X_{TCSC}^{(k)} = X_{TCSC}^{(k-1)} + \left(\frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \right)^{(k)} X_{TCSC}^{(k-1)} \quad (III.26)$$

Critère d'arrêt d'itération : $|\Delta P| < \varepsilon$ et $|\Delta Q| < \varepsilon$, avec ε est une tolérance pour la solution. Le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance se vérifie.

III.6.2. Modélisation du compensateur statique de puissance réactive (SVC)

Le modèle d'un SVC représenté par une admittance shunt variable Y_{SVC} comme l'illustré dans la figure (III.11) [HAD17], [MEN12].

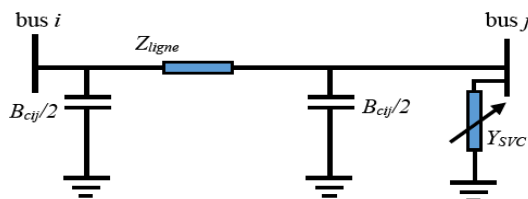


Figure (III.11) Modélisation d'un SVC [HAD17].

La puissance réactive fournie ou absorbée par le SVC au nœud j est donnée par l'équation suivante :

$$Q_{SVC} = -V_j^2 B_{SVC} \quad (III.27)$$

Le signe "moins" indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. La valeur de l'admittance est donnée par l'équation (III.28). Cette valeur est limitée par l'équation (III.29).

$$Y_{SVC} = jB_{SVC} \quad (III.28)$$

$$B_{SVC}^{min} \leq B_{SVC} \leq B_{SVC}^{max} \quad (III.29)$$

Lorsqu'un SVC est présent dans le nœud j , seul l'élément Y_{jj} de la matrice d'admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée [HAD17], [MEN12] :

$$Y_{jj}' = Y_{jj} + Y_{SVC} \quad (III.30)$$

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante [HAD17], [MEN12]:

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y_{ii}' & Y_{ij}' \\ Y_{ji}' & Y_{jj}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{ij} + y_{ijo}/2 & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + y_{SVC} + y_{ijo}/2 \end{bmatrix} \quad (III.31)$$

B_{SVC} est pris comme variable d'état dans l'équation de l'écoulement de puissance :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_j \\ \Delta Q_j \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_j \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_j \\ \frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (III.32)$$

À la fin de l'itération (k) la nouvelle variable de la susceptance B_{SVC} est comme suit :

$$B_{SVC}^{(k)} = B_{SVC}^{(k-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(k)} B_{SVC}^{(k-1)} \quad (III.33)$$

Critère d'arrêt d'itération : $|\Delta P| < \varepsilon$ et $|\Delta Q| < \varepsilon$, avec ε est une tolérance pour la solution. Le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance se vérifie.

Dans notre travail, le TCSC est utilisé pour modifier la réactance de la ligne de transmission afin de minimiser les pertes. Le SVC est utilisé pour injecter une puissance réactive afin d'améliorer le profil de tension.

III.7. Application et résultats de l'écoulement de puissance en présence des FACTS

Notre approche a été appliquée sur le réseau Algérien 114 nœuds de 15 générateurs thermiques et différents niveaux de tension (60 kV, 90 kV et 220 kV) (Voir chapitre II (section II.6.5)) en présence des FACTS, de manière à déterminer à la fois l'emplacement et la taille optimales des FACTS (SVC et TCSC), afin d'améliorer le profil de tension du réseau et minimiser les pertes de transmission. Pour comparer l'impact des FACTS sur le réseau Algérien, les cas de simulation peuvent être appliqués dans PSAT/MATLAB en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Les résultats de l'écoulement de puissance du réseau en présence des FACTS seront notamment discutés. Les trois cas d'étude sont présentés comme suit:

- **Cas 1** : Insertion du SVC ;
- **Cas 2** : Insertion du TCSC ;
- **Cas 3** : Insertion simultanée des FACTS (TCSC et SVC).

III.7.1. Cas 1 : Insertion du SVC

Afin d'améliorer le profil de tension du réseau Algérien, on propose tout d'abord d'installer un SVC dans la zone concernée par le problème de chute de tension. D'après les résultats de l'écoulement de puissance, le réseau Algérien souffre d'un problème de chute de tension au niveau des nœuds suivants :

- Nœud N° 54 : EL AFFROUN (0,8947 p.u),
- Nœud N° 55 : CHERCHEL (0,87755 p.u),
- Nœud N° 56 : MEDEA (0,876158 p.u),
- Nœud N° 89 : SOUK AHRAS (0,893132 p.u),
- Nœud N° 91 : TEBESSA 2 (0,884589 p.u),
- Nœud N° 92 : DJEBEL ONK (0,86595 p.u).

Ces nœuds qui sont relativement éloignés des unités de production, ont des tensions inférieures par rapport aux autres nœuds, ceci est dû à la longue distance entre la production et la consommation. Il nous reste alors le choix optimal de l'emplacement et la taille du dispositif SVC.

a) Emplacement optimal du SVC

Le choix de l'emplacement optimal du SVC est basé sur la détermination du nœud critique avec la plus faible valeur de tension. Pour trouver l'emplacement optimal de ce dispositif, on s'intéressera à la compensation de tout les nœuds faibles du réseau 60 kV (nœuds N°54, N° 55 et N°56) et les nœuds du réseau 90 kV (nœuds N°89, N°91 et N°92) en gardant les mêmes paramètres du SVC, puis on sélectionnera l'emplacement du SVC qui donne le profil de tension le plus amélioré et les pertes les plus faibles.

Dans PSAT/MATLAB, le SVC peut être modélisé par le modèle de la susceptance B_{SVC} ou bien le modèle d'angle d'amorçage $x_{SVC}(\alpha)$.

Le modèle utilisé dans notre travail est le modèle de la susceptance B_{SVC} (Voir figure (III.12)). Au cours de l'analyse du flux de puissance, une vérification des limites B_{SVC}^{max} et B_{SVC}^{min} est effectuée.

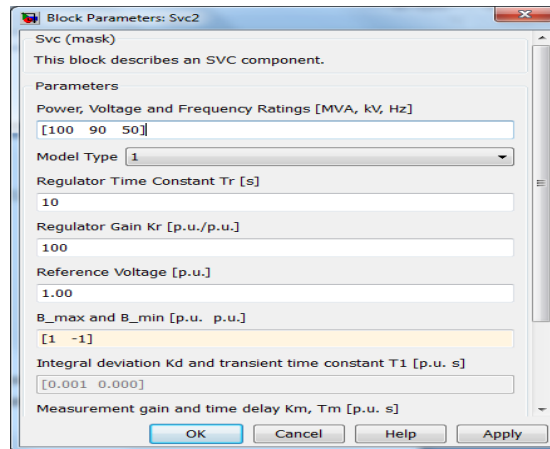


Figure (III.12) Paramètres du SVC dans PSAT/MATLAB.

Les paramètres du régulateur SVC sont :

- Puissance et fréquence de base [MVA, Hz]: [100 50];
- Constant du temps du régulateur T_r [s]: 10;
- Gain du régulateur K_r [p.u./p.u.] : 100;
- Tension de référence [p.u.]: 1;
- B_{SVC}^{max} et B_{SVC}^{min} [p.u. p.u.] : [1 -1].

Le tableau (III.2) résume les résultats du flux de puissance par la méthode de Newton Raphson des six emplacements du SVC dans le réseau Algérien pour $B_{SVC}^{min} = -1$ p.u. et $B_{SVC}^{max} = 1$ p.u.

Tableau (III.2) Résultats du flux de puissance des différents emplacements du SVC.

	V_{min} (Nœud N°)	V_{min} (p.u.)	Q_{SVC} (MVar)	V_{refSVC} (p.u.)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
Cas de base	92	0,86595	////////	////////	68,0852	-169,2923
SVC au nœud N° 92	56	0,87638	22,575	1,0023	67,3825	-175,7225
SVC au nœud N° 91	56	0,87663	50,0529	1,0050	66,0073	-183,1151
SVC au nœud N° 89	56	0,87644	27,734	1,0028	66,9470	-179,5668
SVC au nœud N° 56	92	0,86619	55,412	1,0055	65,8282	-184,8962
SVC au nœud N° 55	92	0,86632	35,386	1,0035	66,7716	-178,7764
SVC au nœud N° 54	92	0,86666	61,028	1,0061	65,9407	-185,986

Où V_{min} est la tension la plus faible du réseau, Q_{SVC} est la puissance réactive injectée par le SVC, V_{refSVC} représente la tension de référence du SVC, P_L et Q_L sont respectivement les pertes actives et réactives totales du réseau.

b) Emplacement optimal du SVC dans le réseau 90 kV

D'après le tableau (III.2), pour le réseau 90 kV (nœuds N°89, N°91 et N°92), on voit clairement que l'emplacement du SVC au nœud N°91 (TEBESSA 2) donne le meilleur résultat (la valeur de V_{\min} la plus élevée) et les pertes les plus faibles, comparé aux autres emplacements du SVC aux nœuds N°89 et N°92. La figure (III.13) illustre les profils de tension du réseau avec l'insertion du SVC aux différents emplacements. On peut déduire que l'emplacement optimal du contrôleur SVC est le nœud N°91. La figure (III.14) illustre le réseau Algérien avec le dispositif SVC au nœud N°91 inséré dans PSAT/MATLAB.

Le SVC connecté au nœud N°91 injecte 50,0529 MVar pour maintenir la tension à la valeur souhaitée. D'après les résultats dans le tableau (III.2), le SVC diminue les pertes actives totales de 68,0852 MW à 66,0073 MW et les pertes réactives totales de -169,2923 MVar à -183,1151 MVar.

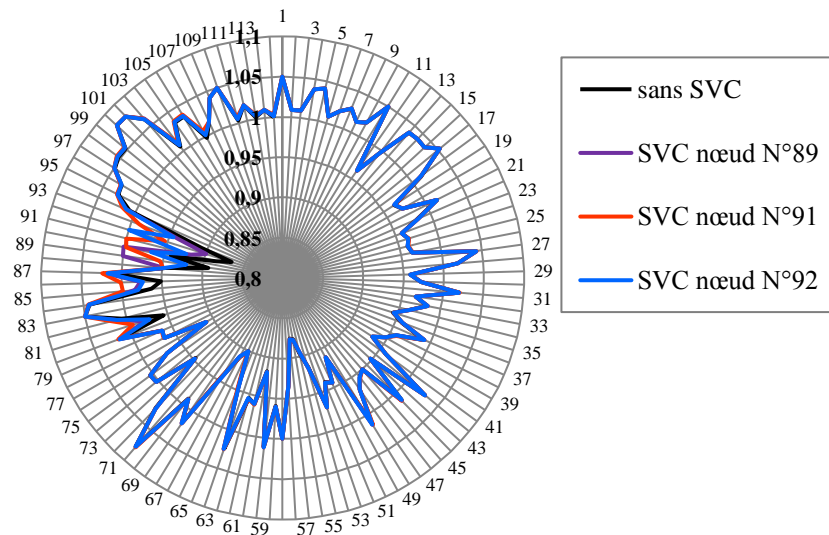


Figure (III.13) Profils de tension du réseau Algérien avec l'insertion du SVC dans les différents emplacements du réseau 90 kV.

Après avoir choisi le nœud N°91 comme un emplacement optimal du SVC, maintenant nous devons optimiser sa taille.

c) Taille optimal du SVC connecté au réseau 90 kV (nœud N°91)

Dans cette partie de notre travail, on va régler la susceptance B_{SVC} du SVC. Pour déterminer la taille optimale du SVC, on va évaluer les pertes actives et réactives du réseau pour les différentes limites du susceptance B_{SVC}^{\min} et B_{SVC}^{\max} . La taille optimale du SVC est celle qui correspond aux pertes actives et réactives les plus faibles.

D'après le tableau (III.3), les pertes totales du réseau diminuent avec l'augmentation de la taille du SVC jusqu'à $B_{SVC}^{\min} = -0,5$ p.u et $B_{SVC}^{\max} = 0,5$ p.u. Au-delà, les pertes restent constantes malgré qu'on continue d'augmenter la taille du SVC.

Donc $B_{SVC} = 0,5$ p.u ($B_{SVC}^{\min} = -0,5$ p.u. et $B_{SVC}^{\max} = 0,5$ p.u) représente la taille optimale du SVC.

Tableau (III.3) Taille optimale du SVC connecté au nœud N°91.

	$B_{SVC}^{min} = -0,2 \text{ p.u.}$ $B_{SVC}^{max} = 0,2 \text{ p.u.}$	$B_{SVC}^{min} = -0,4 \text{ p.u.}$ $B_{SVC}^{max} = 0,4 \text{ p.u.}$	$B_{SVC}^{min} = -0,5 \text{ p.u.}$ $B_{SVC}^{max} = 0,5 \text{ p.u.}$	$B_{SVC}^{min} = -1 \text{ p.u.}$ $B_{SVC}^{max} = 1 \text{ p.u.}$	$B_{SVC}^{min} = -1,5 \text{ p.u.}$ $B_{SVC}^{max} = 1,5 \text{ p.u.}$
P_L (MW)	66,8765	66,1956	66,0073	66,0073	66,0073
Q_L (MVar)	-176,8649	-181,5786	-183,1151	-183,1151	-183,1151
Q_{SVC} (MVar)	17,462	38,343	50	50	50

Pour $B_{SVC}^{min} = -0,5 \text{ p.u}$ et $B_{SVC}^{max} = 0,5 \text{ p.u}$, la puissance injectée par le SVC égale à 50 MVar (effet capacitif).

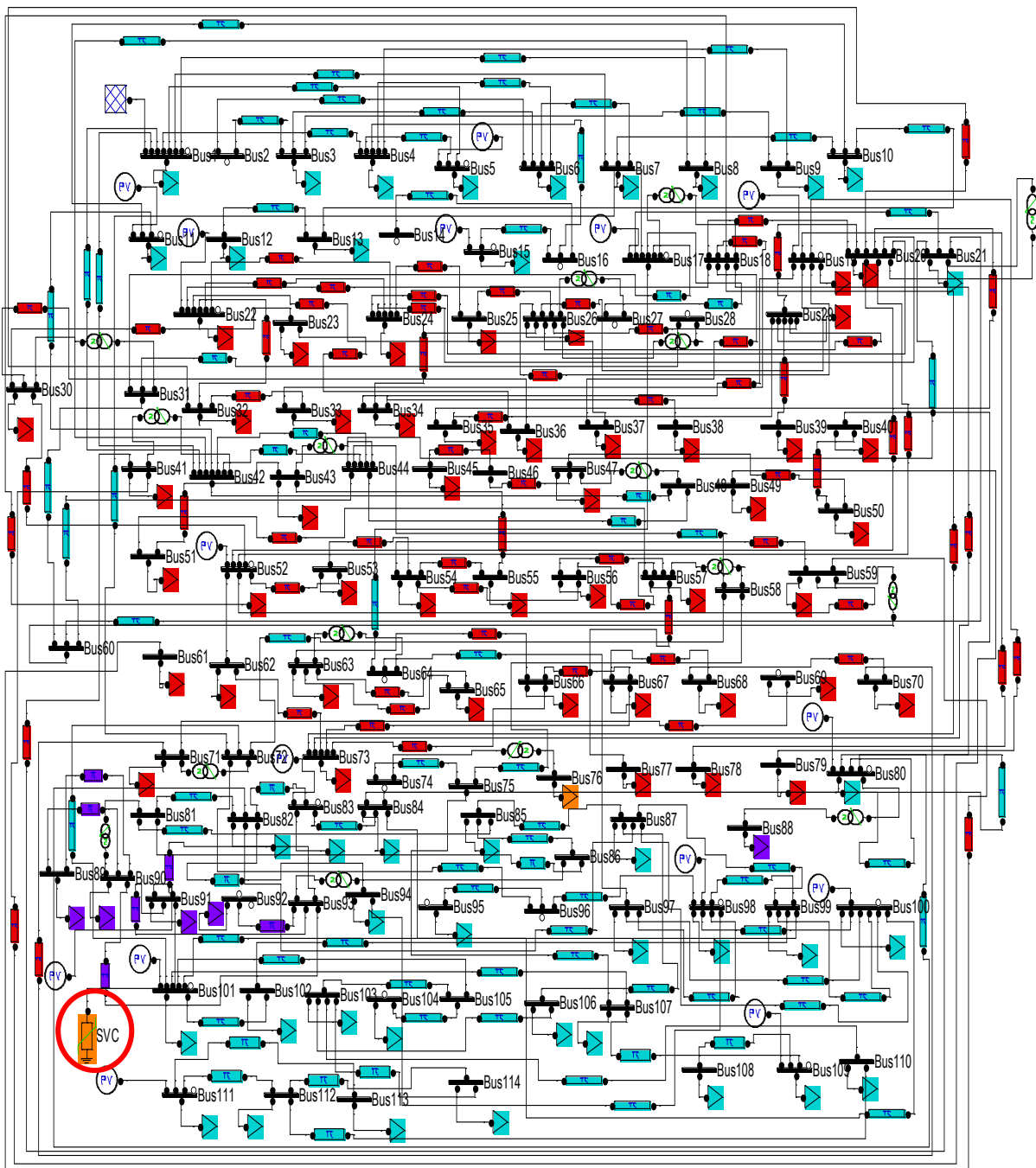


Figure (III.14) Réseau Algérien avec le dispositif SVC connecté au nœud N° 91 inséré dans PSAT.

d) Résultats et discussion de l'installation du SVC au réseau 90 kV (nœud N°91)

La figure (III.15) illustre l'impact du dispositif SVC connecté au nœud N° 91 sur le profil de tensions du réseau Algérien. D'après cette figure, on voit clairement que l'installation du SVC au nœud N° 91, améliore d'une manière remarquable le profil de tensions aux différents nœuds du réseau. Pour mieux visualiser l'influence du SVC sur le système, le tableau (III.4) présente les amplitudes de tensions (*en p.u*) des nœuds avant et après la compensation.

Les figures (III.16) et (III.17) illustrent les pertes actives et réactives dans toutes les lignes du réseau avant et après l'insertion du SVC. D'après le tableau (III.4), On peut remarquer que l'installation du SVC au nœud N°91 traite le problème de chute de tension au niveau des nœuds faibles (nœuds N° 89, N°91 et N°92) du réseau 90 kV et améliore aussi le profil de tension des nœuds de charge.

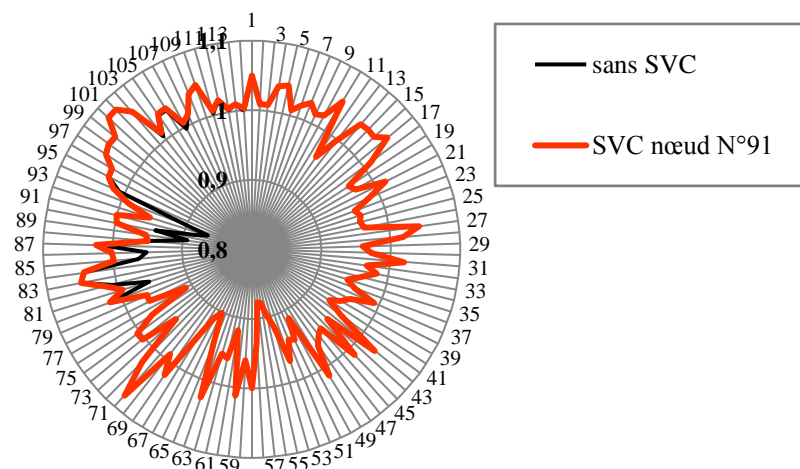


Figure (III.15) Profil de tensions du réseau Algérien en présence du SVC au nœud N°91 (p.u).

Tableau (III.4) Amplitudes de tension avant et après la compensation.

Nœud N°	Nom du nœud	Cas de base (p.u)	SVC nœud N°91 (p.u)
80	EL HADJAR 1	1,01493334	1,01808905
81	EL AOUNET 1	0,95456646	0,99492813
82	EL KHROUB	1,00674759	1,01808843
83	SKIKDA	1,05	1,05
84	R. DJAMEL	1,04242011	1,04337775
85	AIN BEIDA	0,96330207	0,99914068
86	TEBESSA 1	0,95125183	1,00100488
87	AIN MLILA	1,01234201	1,02433761
88	EL HADJAR 2	0,94571738	0,94935837
89	SOUK AHRAS	0,89313216	0,95316914
90	EL AOUNET 2	0,94102766	0,99778887
91	TEBESSA 2	0,88458928	1
92	DJEBEL ONK	0,86595624	0,95326589
93	TEBESSA 3	0,90738002	0,99043844
94	OUED ATHMANIA	1,00790928	1,01775413

En ce qui concerne les allures des pertes actives et réactives du réseau, d'après la figure (III.16), nous remarquons que l'insertion du SVC diminue les pertes actives de la ligne N°19 de 1,643 MW à 1,287 MW, ligne N°27 de 1,2 MW à 1,149 MW, ligne N°30 de 1,621 MW à 1,238 MW, ligne N°34 de 2,209 MW à 1,993 MW et ligne N°40 de 2,826 MW à 2,597 MW.

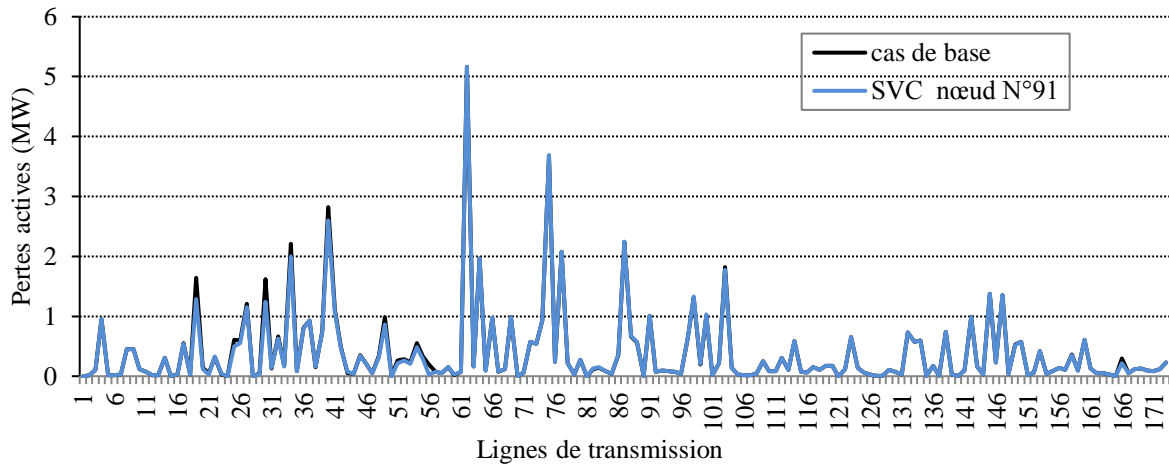


Figure (III.16) Pertes actives avant et après l’insertion du SVC au nœud N°91.

D’après la figure (III.17), en comparant le cas de base avec l’insertion du SVC, on remarque que ce dispositif diminue les pertes réactives dans la ligne N°19 de 2,260 MVar à 1,870 MVar, ligne N°34 de 2,709 MVar à 1,891 MVar, ligne N°40 de 18,081 MVar à 16,510 MVar et ligne N° 166 de 6,888 MVar 5,094 MVar.

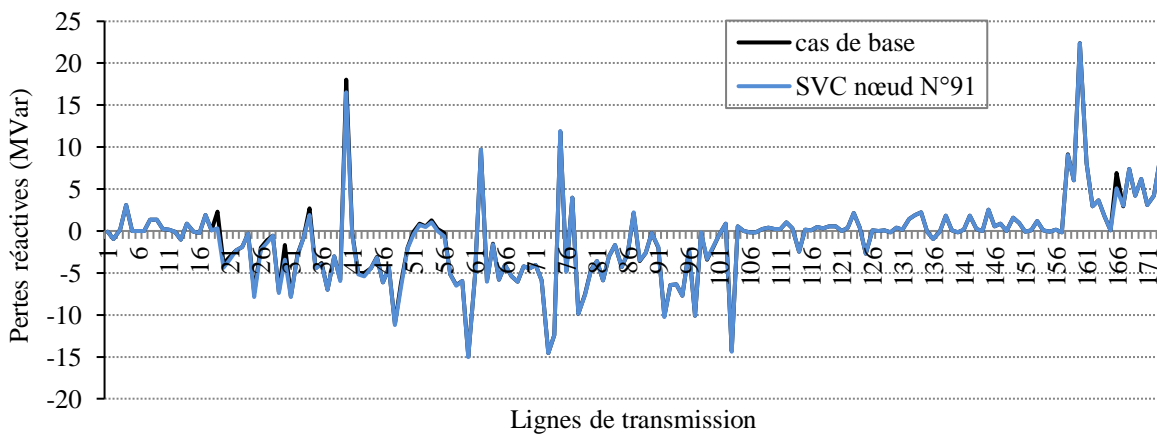


Figure (III.17) Pertes réactives avant et après l’insertion du SVC au nœud N°91.

Après avoir compensé les nœuds faibles du réseau 90 kV (nœuds N°89, N°91 et N°92), dans la partie suivante on doit insérer un SVC dans le réseau 60 kV pour compenser les nœuds faibles N°54, N°55 et N°56.

e) Emplacement optimal du SVC dans le réseau 60 kV

D’après le tableau (III.2), l’emplacement du SVC au nœud N°54 (EL AFFROUN) donne le meilleur résultat (la valeur de V_{min} la plus élevée et les pertes les plus faibles), comparé aux autres emplacements du SVC aux nœuds N°55 et N°56 pour $B_{SVC}^{min} = -1$ p.u. et $B_{SVC}^{max} = 1$ p.u.

D’après les résultats dans le tableau (III.2), le SVC connecté au nœud N°54, diminue les pertes actives totales de 68,0852 MW à 65,9407 MW et les pertes réactives totales de -169,2923 MVar à -185,986 MVar.

La figure (III.18) illustre les profils de tension du réseau Algérien avec l'insertion du SVC dans les différents emplacements. On peut déduire que l'emplacement optimal du contrôleur SVC dans le réseau 60 kV, est le nœud N°54.

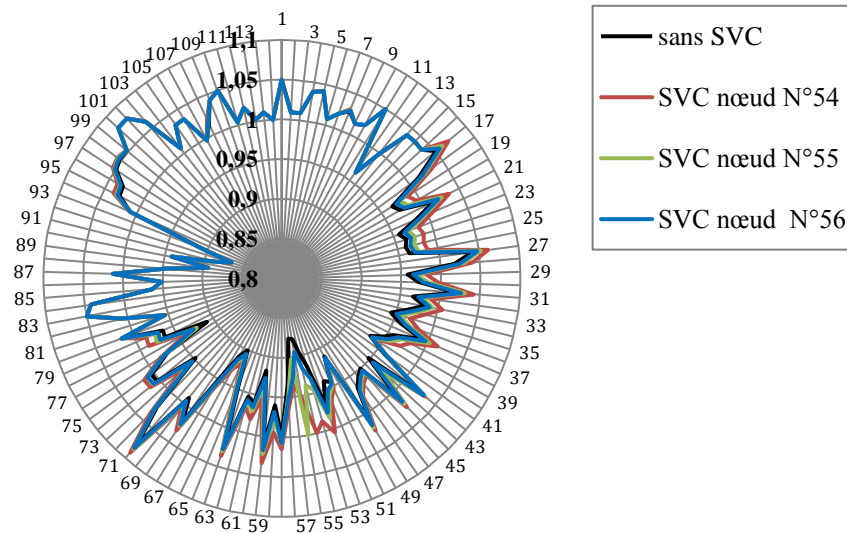


Figure (III.18) Profil de tensions du réseau Algérien avec l'insertion du SVC dans les différents emplacements du réseau 60 kV.

f) Taille optimale du SVC connecté au réseau 60 kV (nœud N°54)

Pour déterminer la taille optimale du SVC connecté au nœud N°54, on va évaluer les pertes actives et réactives du réseau pour les différentes limites de susceptance B_{SVC}^{min} et B_{SVC}^{max} [RAB07]. La taille optimale du SVC est celle qui correspond aux pertes actives et réactives les plus faibles. D'après le tableau (III.5) on peut déduire que $B_{SVC} = 0,61028$ p.u. ($B_{SVC}^{min} = -1$ p.u. et $B_{SVC}^{max} = 1$ p.u.) représente la taille optimale du SVC et la puissance injectée par le SVC égale à 61,028 MVar (effet capacitif).

Tableau (III.5) Taille optimale du SVC connecté au nœud N°54.

	$B_{SVC}^{min} = -0,2$ p.u. $B_{SVC}^{max} = 0,2$ p.u.	$B_{SVC}^{min} = -0,4$ p.u. $B_{SVC}^{max} = 0,4$ p.u.	$B_{SVC}^{min} = -0,5$ p.u. $B_{SVC}^{max} = 0,5$ p.u.	$B_{SVC}^{min} = -1$ p.u. $B_{SVC}^{max} = 1$ p.u.	$B_{SVC}^{min} = -1,5$ p.u. $B_{SVC}^{max} = 1,5$ p.u.
P_L (MW)	66,7762	66,1026	65,9627	65,9407	65,9407
Q_L (MVar)	-176,9184	-182,2831	-184,2669	-185,986	-185,986
Q_{SVC} (MVar)	17,377	37,362	48,286	61,028	61,028

g) Résultats et discussion de l'installation du SVC au réseau 60 kV (nœud N°54)

La figure (III.19) illustre l'impact du dispositif SVC connecté au nœud N° 54 sur le profil de tensions du réseau Algérien. D'après le tableau (III.6), on peut voir que l'installation du SVC au nœud N°54, traite le problème de chute de tension aux nœuds N°54, N°55 et N°56.

Les figures (III.20) et (III.21) illustrent les pertes actives et réactives dans toutes les lignes du réseau avant et après l'insertion du SVC au nœud N°54.

On peut remarquer que le SVC améliore aussi les niveaux de tension des nœuds de charge qui sont éloignés de son site d'installation, spécialement les nœuds faibles N°61, N°67, N°73 et N°77.

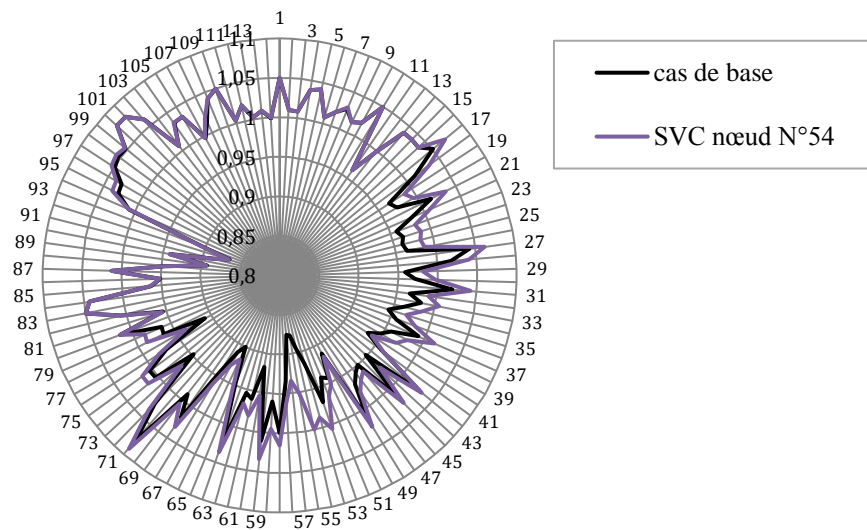


Figure (III.19) Profile de tensions du réseau Algérien en présence du SVC au nœud N°54 (p.u).

Tableau (III.6) Amplitudes de tension avant et après la compensation.

Nœud N°	Nom du nœud	Cas de base (p.u)	SVC nœud N°54 (p.u)
35	BARAKI	0,9438	0,9681
39	EL GOLF	0,9472	0,9707
43	EL KHEMIS 1	0,9481	0,9718
45	AIN DEFLA 1	0,9502	0,9612
46	AIN DEFLA 2	0,9562	0,9672
51	GHRIB	0,9397	0,9652
52	BOUFARIK	0,9694	1,0055
53	BLIDA	0,9157	0,9871
54	EL AFFROUN	0,8947	1
55	CHERCHEL	0,8775	0,9521
56	MEDEA	0,8761	0,9346
59	BENI MERAD 1	0,9596	0,9947
61	EL KOLEA	0,9177	0,9545
63	TIZI OUZOU 1	0,9549	0,9685
65	FREHA	0,9467	0,9605
67	TIZI MEDDEN	0,9110	0,9291
73	SI MUSTAPHA	0,9473	0,9687
77	BOUFARIK	0,9091	0,9371
78	MUSTAPHA BACHA	0,9647	0,9877
79	EL AMIRALIA	0,9632	0,9861

D'après la figure (III.20) nous remarquons que l'insertion du SVC au nœud N°54 diminue les pertes actives de la ligne N°4 de 0,9513 MW à 0,8862 MW, ligne N°8 de 0,4529 MW à 0,3277 MW, ligne N°75 de 3,6768 MW à 3,4885 MW, ligne N°77 de 2,0715 MW à 1,9259 MW, ligne N°87 de 2,2402 MW à 2,0983 MW, ligne N°103 de 1,8192 MW à 1,3665 MW, ligne N°142 de 0,9897 MW à 0,6322 MW et ligne N° 153 de 0,4209 MW à 0,2744 MW.

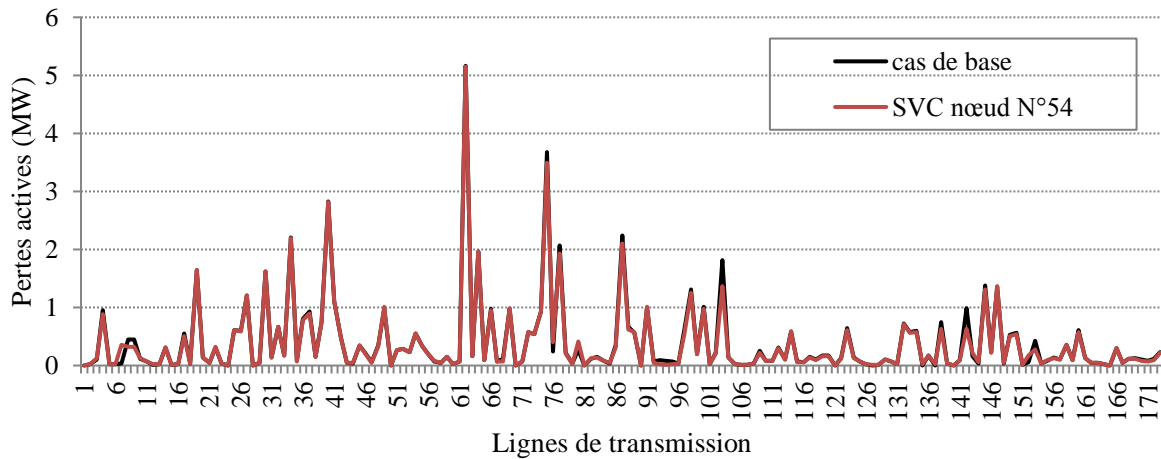


Figure (III.20) Pertes actives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°54.

D'après la figure (III.21), en comparant le cas de base avec l'installation du SVC au nœud N°54, on remarque que ce dernier diminue les pertes réactives dans la ligne N°75 de 11,8441 MVar à 11,0436 MVar, ligne N°77 de 3,9375 MVar à 2,9317 MVar, ligne N°87 de 2,1606 MVar à 1,4019 MVar, ligne N° 142 de 1,8264 MVar à 1,1369 MVar, ligne N°160 de 22,3908 MVar à 21,3076 MVar et ligne N°170 de 6,1673 MVar à 5,1258 MVar.

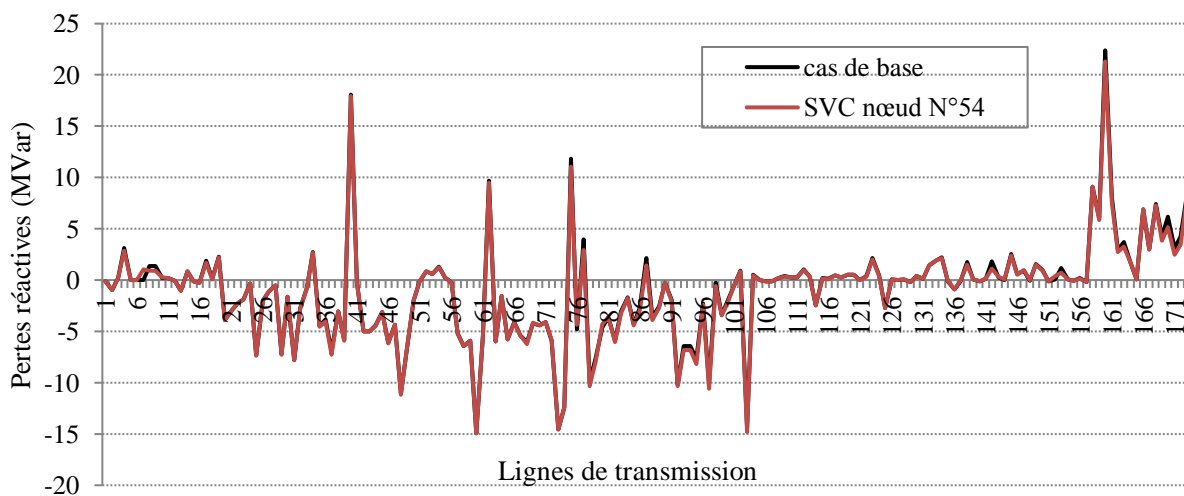


Figure (III.21) Pertes réactives avant et après l'insertion du SVC au nœud N°54.

h) Synthèse de l'ensemble des résultats après l'insertion des SVC

Nous venons de présenter les résultats de simulation après l'insertion des dispositifs SVC dans le réseau Algérien. Le tableau (III.7) présente une synthèse de l'ensemble de ces résultats. D'après les résultats de l'écoulement de puissance, les SVC connectés individuellement aux nœuds N°91 et N°54 injecte 50 MVar au nœud N°91 et 61,028 MVar au nœud N°54 pour compenser la puissance réactive. Dans le troisième cas, deux SVC sont placés simultanément dans le réseau Algérien aux nœuds N°91 et N°54, et d'après le tableau (III.7), on voit clairement qu'il est le meilleur cas par rapport aux autres premiers cas, que ce soit pour les pertes actives et réactives ou les générations actives et réactives totales.

Les pertes actives et réactives totales avant l'insertion des SVC sont respectivement 68,0852 MW et -169,2923 MVar. L'installation simultanée des deux SVC diminue beaucoup plus les pertes actives et réactives respectivement jusqu'à 63,8784 MW (un profit de 4,2068 MW) et -199,6342 MVar (un profit de 30,3419 MVar).

Tableau (III.7) Synthèse des résultats de l'installation des SVC.

	Générations totales		Pertes totales		Génération du nœud pivot	
	$P_G(\text{MW})$	$Q_G(\text{MVar})$	$P_L(\text{MW})$	$Q_L(\text{MVar})$	$P_s(\text{MW})$	$Q_s(\text{MVar})$
Cas de base	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923	575,0852	308,7927
SVC (nœud N°91)	3693,0073	1886,8849	66,0073	-183,1151	573,0073	308,8026
SVC (nœud N°54)	3692,9407	1884,0140	65,9407	-185,986	572,9407	274,4169
Deux SVC (nœuds N° 91 et N°54)	3690,8784	1870,3658	63,8784	-199,6342	570,8784	274,5832

Dans ce cas les SVC connectés aux nœuds N°91 et N°54 injectent respectivement 49,761 MVar et 60,737 MVar. D'autre part, l'insertion individuelle et simultanée des SVC aux nœuds N° 91 et N°54 diminue la génération active et réactive du nœud de référence.

Le profil de tension du réseau Algérien avec l'installation simultanée des SVC aux nœuds N°91 et N°54, est présenté dans la figure (III.22).

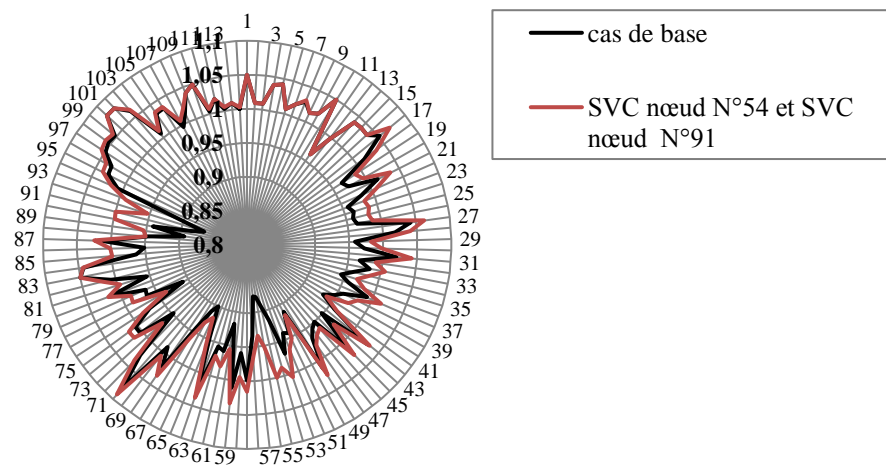


Figure (III.22) Profil de tensions du réseau Algérien en présence des SVC aux nœuds N°54 et N°91 en (p.u).

D'après cette figure, on remarque que l'installation des deux SVC dans le réseau, améliore d'une manière remarquable le profil de tension aux différents nœuds de charge qui sont éloignés de la production, et traite le problème de chute de tension au niveau de tout les nœuds faibles N°54, N°55, N°56, N°89, N°91 et N°92, dans les deux réseaux 60 kV et 90 kV.

Après avoir traité le problème de chute de tension dans le réseau Algérien, la partie suivante présente l'insertion du dispositif TCSC, afin de minimiser les pertes dans les lignes de transmission.

III.7.2. Cas 2 : Insertion du TCSC

a) Emplacement optimal du TCSC

Pour déterminer l'emplacement optimal, on doit insérer le TCSC avec les lignes les plus longues et les plus chargées qui sont éloignées de la production et qui causent une grande quantité de pertes, puis on sélectionnera la ligne qui donne la valeur minimale des pertes après compensation. Les lignes N° 40 , ligne N° 62 , ligne N° 75, ligne N° 87, ligne N° 103, ligne N° 77, ligne N° 34 et ligne N° 64 causent des pertes importantes dans le réseau mais ces lignes sont proches de la production avec un transit de puissance active et réactive élevé. Les lignes sélectionnées pour l'étude sont:

- Ligne 220 kV N° 30 : EL AOUINET 1- EL KHROUB (nœud 81-82),
- Ligne 220 kV N° 19 : AIN BEIDA- AIN MLILA (nœud 85-87).

Dans PSAT/MATLAB, le TCSC peut être modélisé par une susceptance équivalente B . Le signal de sortie est la susceptance série B dépend du modèle de TCSC $B(x_c)$ (modèle de la réactance capacitive) ou bien $B(\alpha)$ (modèle d'angle d'amorçage) (Voir figure (III.23)).

Le modèle utilisé dans notre travail est le modèle $B(x_c)$ (effet capacitif). Au cours de l'analyse du flux de puissance, le TCSC est modélisé comme une réactance capacitive constante $-jx_c$ et une vérification des limites x_c^{min} et x_c^{max} est effectuée.

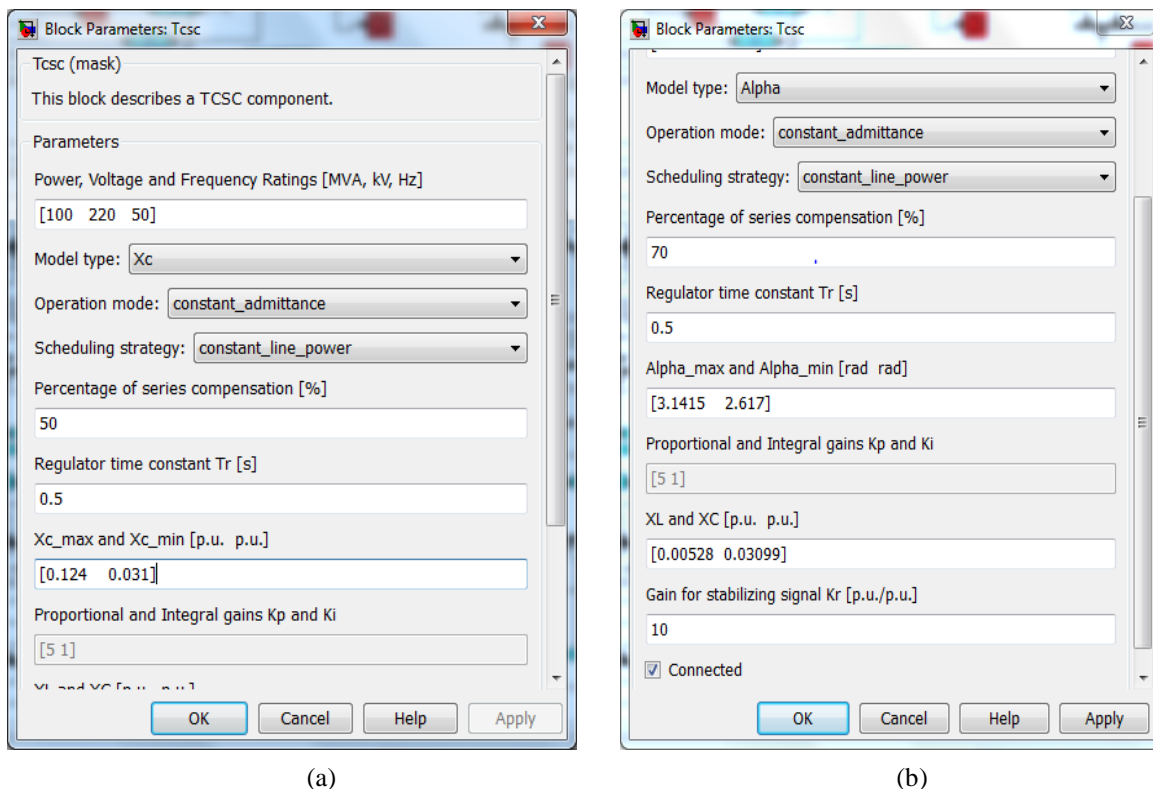


Figure (III.23) Paramètres du TCSC dans PSAT/MATLAB : (a) modèle de la réactance variable, (b) modèle de l'angle d'amorçage.

Les paramètres du régulateur TCSC (modèle de la réactance) sont :

- Puissance, tension et fréquence de base [MVA, kV, Hz]: [100 220 50];
- Model du TCSC : x_c (effet capacitif);
- Pourcentage de la compensation série [%] : 50;
- Constant du temps du régulateur T_r [s] : 1;
- x_c^{max} et x_c^{min} [p.u. p.u.] : [0,124 0,031];
- Gains proportionnel et integrale K_p et K_i : [5 1];
- Gain pour la stabilisation du signal K_r [p.u./p.u.] : 10.

Le tableau (III.8) présente les pertes de puissances actives totales après l'emplacement du TCSC dans les deux lignes pour un degré de compensation de 50% (effet capacitif).

D'après ce tableau, il est clair que l'emplacement du TCSC dans la ligne N°19 donne les pertes les plus faibles du réseau. De ce fait, l'emplacement optimal du TCSC est choisi dans la ligne N°19 entre AIN BEIDA et AIN MLILA (nœud N° 85-87).

Tableau (III.8) Emplacement optimal du TCSC.

	Pertes actives totales	Modèle 1 : Réactance capacitive du TCSC	Modèle 2 : Angle d'amorçage du TCSC
	P_L(MW)	x_c (p.u)	α_c(rad)
Cas de base	68,0852	////////	/////
Ligne N°19	65,6550	0,03725	2,5481
Ligne N°30	65,8125	0,05375	2,54

La figure (III.24) illustre le réseau Algérien en présence du dispositif TCSC connecté en série avec la ligne N°19 inséré dans PSAT. Afin de comparer les deux modèles du TCSC (modèle de la réactance et modèle de l'angle d'amorçage) le TCSC est modélisée comme un modèle de l'angle d'amorçage et une vérification des limites α_c^{min} et α_c^{max} est effectuée.

Les paramètres de ce modèle sont :

- Model du TCSC : Alpha (effet capacitif);
- Pourcentage de la compensation série [%] : 50;
- Constant du temps du régulateur T_r [s] : 1;
- α_c^{max} et α_c^{min} [rad rad] : [3,1415 2,5481];
- X_L and X_C [p.u. p.u.]: [0,00528 0,03099];
- Gain pour la stabilisation du signal K_r [p.u./p.u.] : 10.

D'après le tableau (III.8), on remarque que les deux modèles du TCSC donnent les mêmes résultats (même valeurs de pertes actives totales).

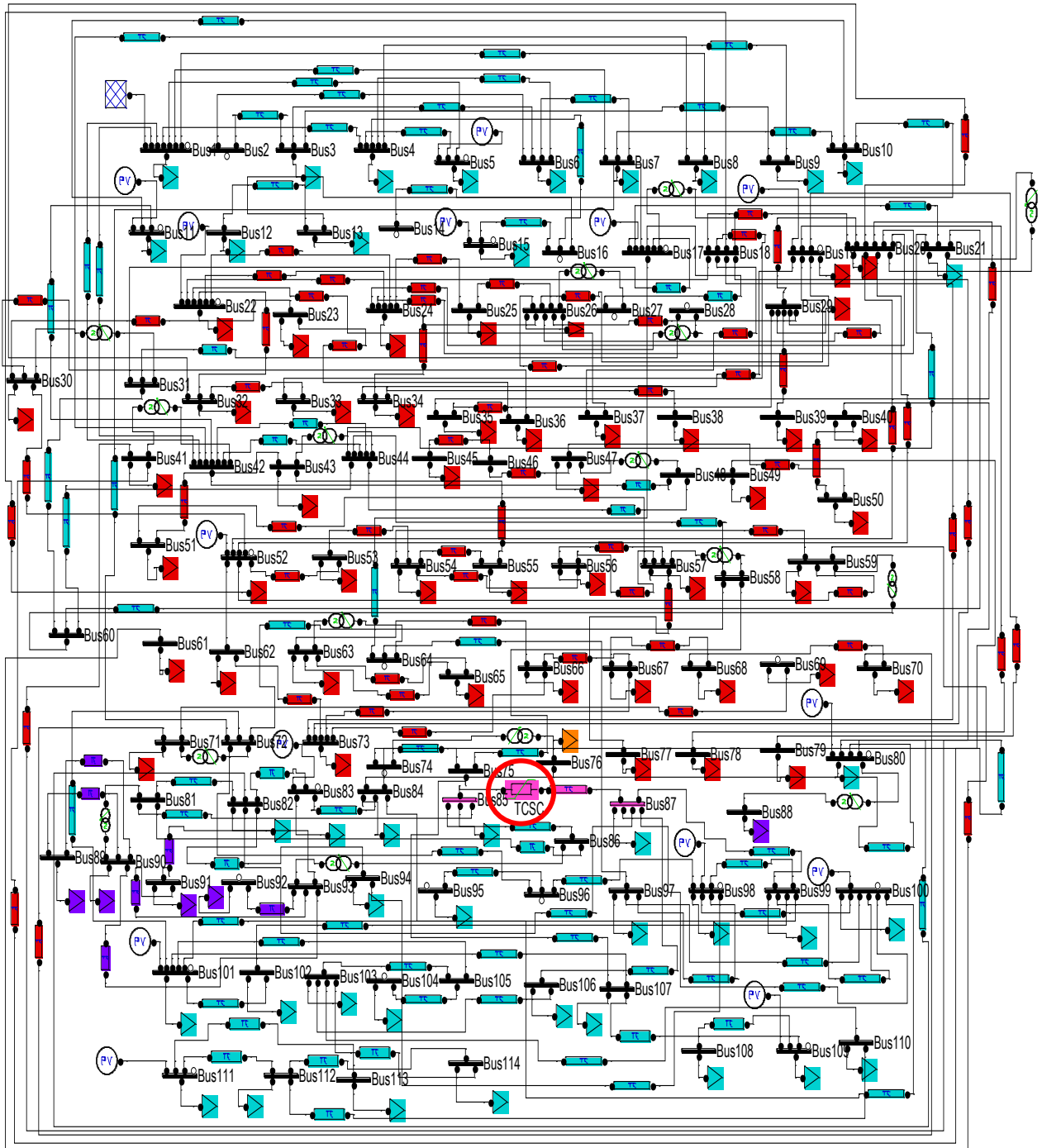


Figure (III.24) Réseau Algérien avec le dispositif TCSC en série avec la ligne N°19 inséré dans PSAT.

b) Taille optimal du TCSC

Après le choix optimal de l'emplacement du TCSC, dans cette partie on doit optimiser sa taille pour minimiser beaucoup plus les pertes du réseau Algérien. Le Tableau (III.9) présente les générations et les pertes de puissances actives et réactives en fonction du taux de compensation de la ligne N°19 entre AIN BEIDA et AIN MLILA (nœud N° 85-87). Le degré de compensation maximale est 70% en mode capacitif.

Tableau (III.9) Résultats de simulation en fonction du taux de compensation.

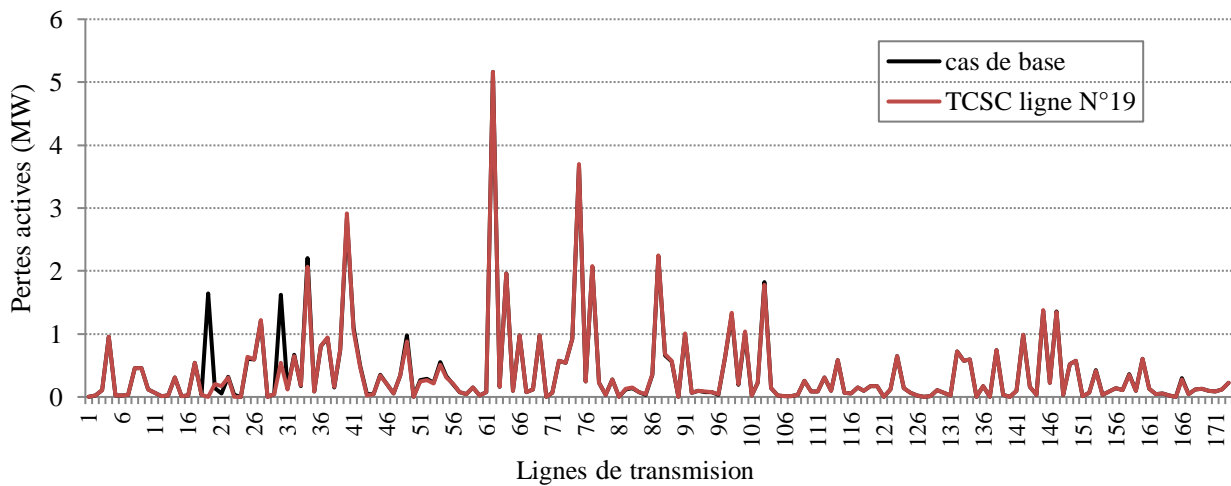
Taux de compensation (%)	Génération totale		Pertes totales		Réactance capacitive du TCSC
	P_G (MW)	Q_G (MVar)	P_L (MW)	Q_L (MVar)	x_c (p.u)
20%	3693,1792	1904,242	66,1792	-165,758	0,031
30%	3692,9998	1902,8654	65,9998	-167,1347	0,031
40%	3692,8245	1901,425	65,8245	-168,575	0,031
50%	3692,655	1899,9156	65,6550	-170,0844	0,03725
60%	3692,4934	1898,3312	65,4934	-171,6688	0,0447
70%	3692,3423	1896,6649	65,3423	-173,3352	0,05215

D'après le Tableau (III.9), il est clair que le taux de compensation de 70% donne les meilleurs résultats. Donc la taille optimal de la réactance capacitive du TCSC est 0,05215 p.u.

c) Résultats et discussion de l'installation du TCSC

D'après les résultats du tableau (III.9), le TCSC diminue les pertes actives du réseau Algérien jusqu'à la valeur 65,3423 MW (profit de 2,7429 MW) et les pertes réactives jusqu'à la valeur -173,3352 MVar (profit de 4,0429 MVar).

D'après la figure (III.25), nous constatons que l'insertion du TCSC élimine les pertes actives de la ligne N°19 et minimise les pertes de la ligne N°30 de 1,6213 MW à 0,5441 MW, ligne N°34 de 2,2093 MW à 2,0657 MW et ligne N°49 de 0,98034 MW à 0,8820 MW.

**Figure (III.25)** Pertes actives avant et après l'insertion du TCSC avec la ligne N°19.

D'après la figure (III.26), on remarque que le TCSC diminue les pertes réactives dans la ligne N°30 de -1,6385 MVar à -5,7011 MVar et ligne N°34 de 2,7091 MVar à 2,1857 MVar.

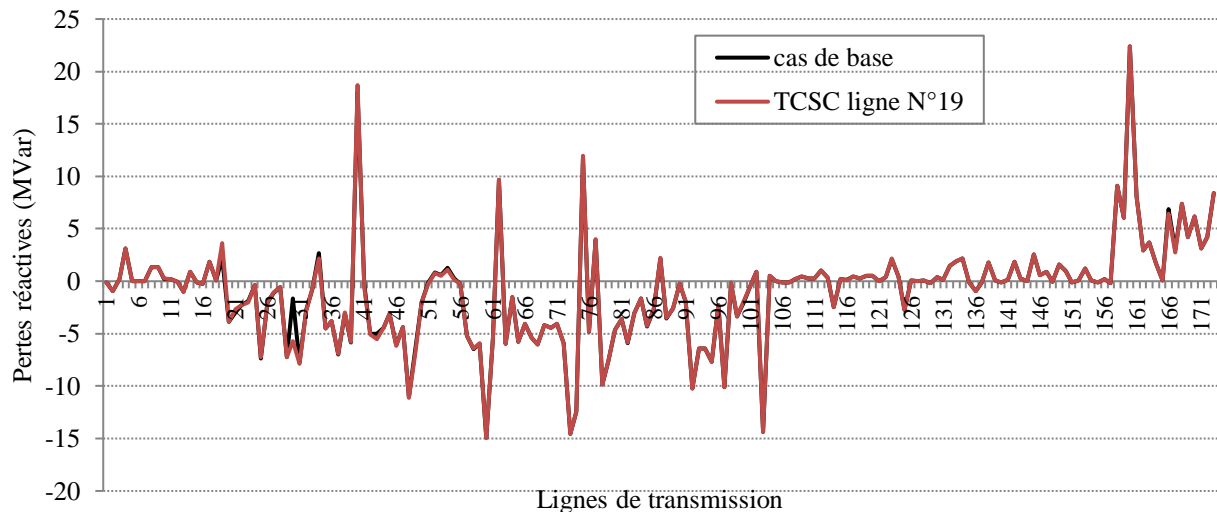


Figure (III.26) Pertes réactives avant et après l’insertion du TCSC dans la ligne N°19.

La figure (III.27) illustre le profil de tension après l’insertion du TCSC. Nous constatons que le TCSC améliore mieux le profil de tension dans les zones proches de son site d’installation (nœuds N°81, N°85, N°86), et élimine la chute de tension au niveau des nœuds N°89, N°91 et N°92.

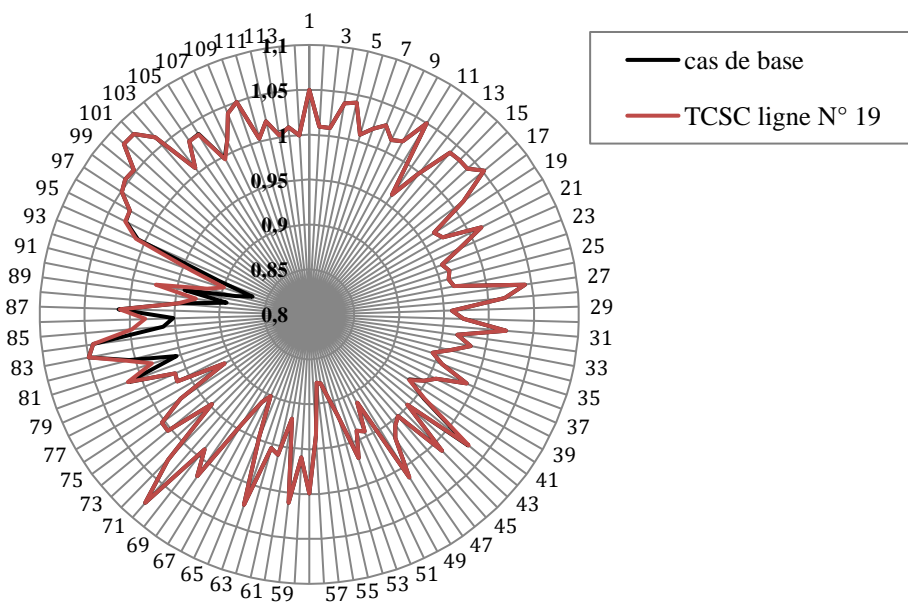


Figure (III.27) Profil de tensions du réseau Algérien avec l’insertion du TCSC avec la ligne N°19.

III.7.3. Cas 3 : Insertion simultanée des FACTS (TCSC et SVC)

Dans cette partie, les deux types de FACTS (TCSC avec la ligne N°19 et SVC au nœud N°54) sont placés simultanément dans le réseau Algérien afin d’améliorer le profil de tension et minimiser les pertes de transmission.

D’après le tableau (III.10), nous constatons que la combinaison entre les deux types de FACTS donne le meilleur résultat. Le TCSC prouve son efficacité dans la minimisation des pertes actives et le SVC dans l’amélioration de la tension et la compensation d’énergie réactive.

Dans ce cas le SVC connecté au nœud N°54 injecte 61,032 MVar et la réactance capacitive du TCSC (ligne N°19) prend une valeur de 0,05215 p.u. L'installation du SVC avec le TCSC, diminue les pertes actives et réactives respectivement jusqu'à 63,194 MW (un profit de 4,8912 MW) et jusqu'à -190,0294 MVar (un profit de 20,7371 MVar).

Tableau (III.10) Synthèse des résultats de simulation en présence du TCSC.

	Générations totales		Pertes totales		Génération du nœud de référence	
	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _L (MW)	Q _L (MVar)	P _S (MW)	Q _S (MVar)
Cas de base	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923	575,0852	308,7927
TCSC (ligne N°19)	3692,3423	1896,6649	65,3423	-173,3352	572,3423	309,8411
SVC (nœud N°54)	3692,9407	1884,0140	65,9407	-185,986	572,9407	274,4169
TCSC (ligne N°19) et SVC (nœud N°54)	3690,1940	1879,9706	63,194	-190,0294	570,194	275,4369

D'après la figure (III.28), nous remarquons que cette combinaison, fournit un meilleur profil de tension et élimine toutes les chutes de tension comparée au cas de base.

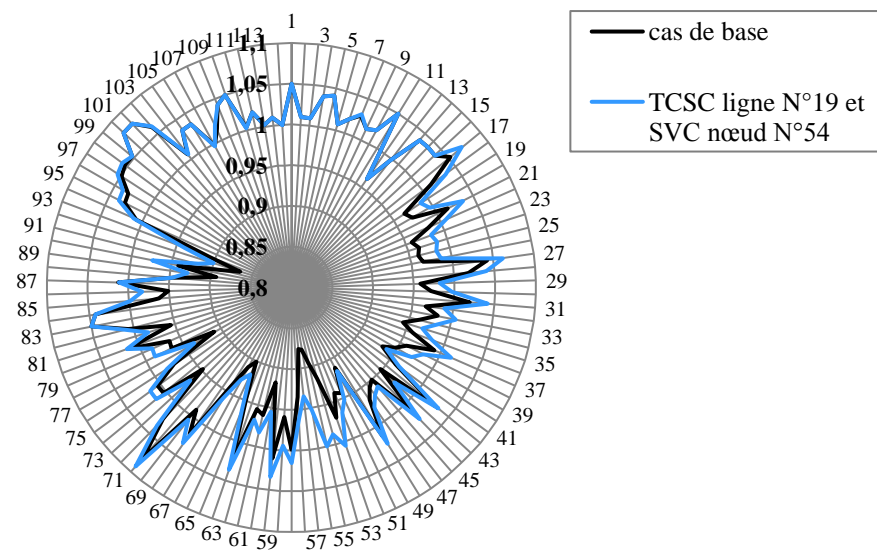


Figure (III.28) Profil de tensions du réseau Algérien avec l'insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.

D'après la figure (III.29), nous constatons que la combinaison entre les deux FACTS diminue les pertes actives de la ligne N°4 de 0,9513 MW à 0,8898 MW, ligne N°8 de 0,4529 MW à 0,3278 MW, ligne N°19 de 0,6431 MW à 0 MW, ligne N°30 de 1,6213 MW à 0,5442 MW, ligne N°34 de 2,2093 MW à 2,0500 MW, ligne N°49 de 0,9803 MW à 0,9132 MW, ligne N°75 de 3,6768 MW à 3,5109 MW, ligne N°77 de 2,0715 MW à 1,9365 MW, ligne N°87 de 2,2402 MW à 2,1109 MW, ligne N°103 de 1,8199 MW à 1,3244 MW, ligne N°138 de 0,7424 MW à 0,6338 MW, ligne N°142 de 0,9897 MW à 0,6333 MW et ligne N°153 de 0,4209 MW à 0,2728 MW.

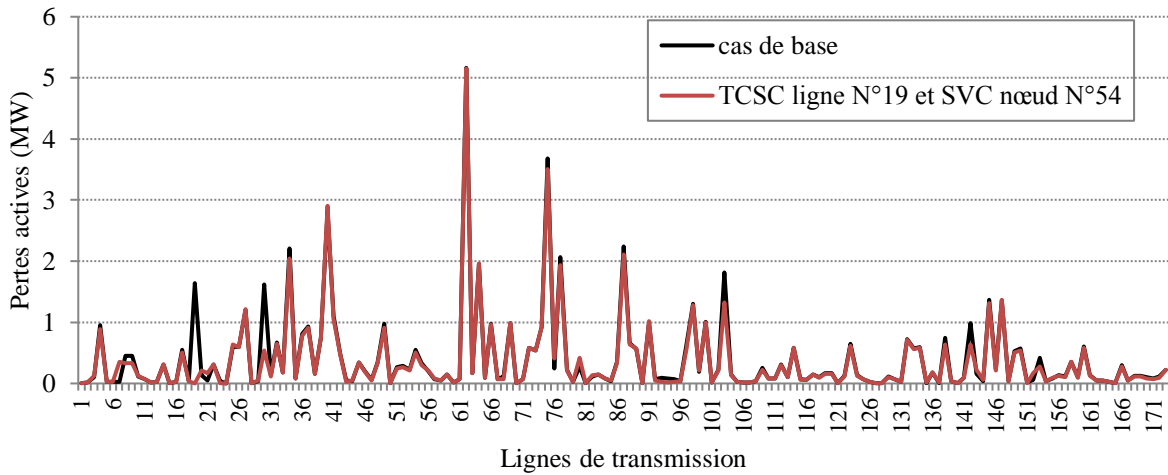


Figure (III.29) Pertes actives avant et après l’insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.

D’après la figure (III.30), on remarque que la combinaison entre les deux FACTS diminue les pertes réactives dans la ligne N°8 de 1,3657 MVar à 0,9334 MVar, ligne N°30 de -1,6385 MVar à -5,7104 MVar, ligne N°34 de 2,7091 MVar à 2,1271 MVar, ligne N°75 de 11,8441 MVar à 11,1287 MVar, ligne N°77 de 3,9375 MVar à 2,9856 MVar, ligne N°87 de 2,1606 MVar à 1,4613 MVar, ligne N°142 de 1,8264 MVar à 1,1391 MVar et ligne N°160 de 22,3908 MVar à 21,3150 MVar.

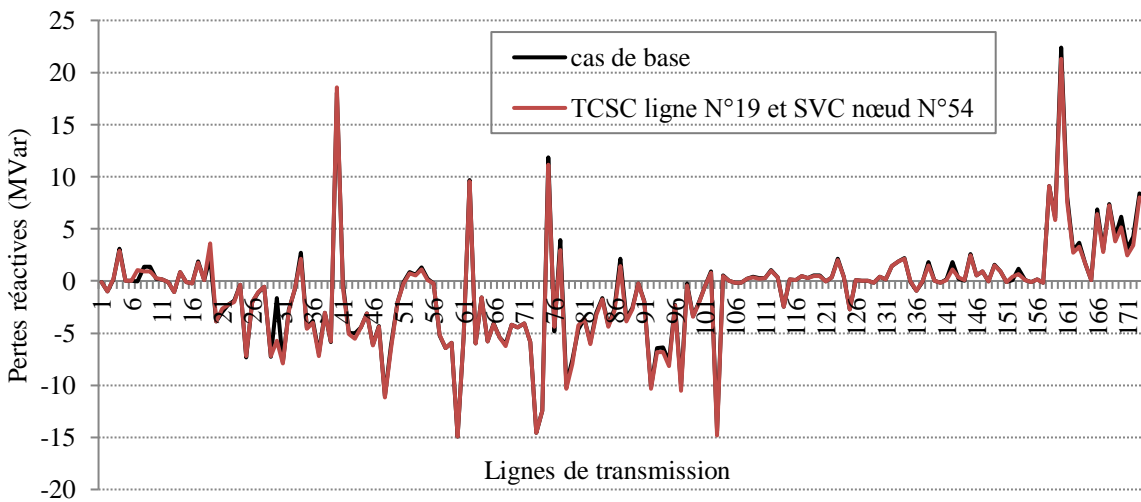


Figure (III.30) Pertes réactives avant et après l’insertion du TCSC dans la ligne N°19 et SVC au nœud N°54.

Après avoir montré l’impact des FACTS sur le flux de puissance du réseau Algérien, la partie suivante présente une étude sur le problème d’optimisation du réseau Algérien avec l’insertion des FACTS. Le problème de l’OPF est résolu avec la méthode du point intérieur pour trouver les puissances optimales des générateurs, réduire le coût de production et les pertes de puissance dans les lignes de transmission, tout en satisfaisant les contraintes d’égalités et d’inégalités.

III.8. Formulation du problème de l'OPF en présence des FACTS

L'objectif principal du problème de l'écoulement de puissance optimal en présence des FACTS est la minimisation de la fonction objective, tout en satisfaisant les contraintes d'égalité $g(x, u)$ et les contraintes d'inégalités $h(x, u)$ du système électrique [SLI13], [SLI12].

a) Fonction objective

Cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances actives. On suppose que le coût individuel de chaque centre de production dépende uniquement de la génération de la puissance active:

$$F = \sum_{i=1}^{N_G} F_i(P_{Gi}) \quad (\text{III.34})$$

Le coût individuel de chaque générateur thermique peut être exprimé comme suit:

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\text{III.35})$$

Où P_{Gi} est la puissance active générée par le générateur thermique au nœud i , N_G est le nombre de générateurs thermiques; a_i , b_i et c_i sont les coefficients de coût du combustible.

b) Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance où les effets de FACTS ont été pris en considération. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro.

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{III.36})$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{III.37})$$

c) Contraintes d'inégalités

h représente les contraintes d'inégalité qui inclut [HUL02]:

1) Contraintes de génération: Les tensions, les puissances actives et réactives des générateurs sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit :

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max} \quad (\text{III.38})$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (III.39)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (III.40)$$

Où V_{Gi}^{min} et V_{Gi}^{max} sont les tensions minimales et maximales du générateur thermique i ; P_{Gi}^{min} et P_{Gi}^{max} sont les puissances actives minimales et maximales du générateur i ; Q_{Gi}^{min} et Q_{Gi}^{max} sont les puissances réactives minimales et maximales du générateur thermique i .

2) Contraintes de sécurité: représentent les contraintes des tensions aux nœuds de charge comme suit [HUL02]:

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \quad (III.41)$$

Où V_{Li}^{min} et V_{Li}^{max} sont les limites de tension minimale et maximale au nœud de charge i .

3) Contraintes des FACTS: Les puissances réactives des FACTS sont limitées comme suit [RAS14], [HUL02]:

$$Q_{GFACTS}^{min} \leq Q_{GFACTS} \leq Q_{GFACTS}^{max} \quad (III.42)$$

Où Q_{GFACTS}^{min} et Q_{GFACTS}^{max} sont les limites minimale et maximale de la puissance réactive des FACTS

III.8.1. Applications et résultats de l'OPF en présence des FACTS

Cette partie présente une étude sur le flux de puissance optimal du réseau électrique Algérien 114 nœuds en présence des FACTS, les limites de puissances actives et réactives ainsi que les coefficients des fonctions coût des générateurs sont présentés dans le chapitre II (Tableau II.11). Cette étude vise à réduire le coût de production total du réseau, la production thermique totale et les pertes de puissance totales avec l'insertion des FACTS.

Le problème de l'OPF est résolu par la méthode du point intérieur pour évaluer l'influence des dispositifs TCSC et SVC sur la réduction du coût de génération et les pertes totales ainsi que l'amélioration du profil de tension.

Dans cette section, le coût de production active est considéré comme une fonction objective et les cas de simulation sont réalisés à l'aide de PSAT / MATLAB.

Les différents cas étudiés sont comme suit:

- **Cas 1** : Insertion du SVC au nœud N°91,
- **Cas 2** : Insertion du SVC au nœud N°54,
- **Cas 3** : Insertion simultanée des SVCs aux nœuds N°91 et N°54,
- **Cas 4** : Insertion du TCSC avec la ligne N°19,

- **Cas 5** : Insertion simultanée de deux types de FACTS : TCSC (ligne N°19) et SVC (nœud N°54).

Les paramètres de TCSC et SVC sont optimisés pour minimiser le coût de production. Le SVC est considéré comme un générateur de puissance réactive limitée. Le TCSC est également considéré comme une réactance capacitive qui varie entre ses limites minimales et maximales. Les tensions des générateurs et des nœuds de charge sont limités comme suit :

$$1 \text{ p.u.} \leq V_{Gi} \leq 1,1 \text{ p.u.} \quad (\text{III.43})$$

$$0,9 \text{ p.u.} \leq V_{Li} \leq 1,1 \text{ p.u.} \quad (\text{III.44})$$

Les paramètres du SVC et TCSC sont limités comme suit [RAB07], [MEI11] :

$$-50 \text{ MVar} \leq Q_{SVC91} \leq 50 \text{ MVar} \quad (\text{III.45})$$

$$-100 \text{ MVar} \leq Q_{SVC54} \leq 100 \text{ MVar} \quad (\text{III.46})$$

$$45 \text{ MVar} \leq Q_{TCSC} \leq 75,5 \text{ MVar} \quad (\text{III.47})$$

a) Cas 1, Cas 2 et Cas 3

Les solutions optimales du réseau Algérien en présence des SVCs sont présentées dans les tableaux (III.11) et (III.12). Dans les deux premiers cas, les SVCs connectés aux nœuds N°91 et N°54 injectent respectivement des puissances réactives optimales de 49,9 MVar et 44,966 MVar pour compenser les nœuds faibles, et minimiser les pertes et le coût de production.

D'après les tableaux (III.11) et (III.12), on remarque que l'insertion des SVCs aux nœuds N°91 et N°54 diminue les puissances actives et réactives optimales des générateurs.

D'autre part, il est clair que le coût de production total est diminué avec un profit de 18,2072 (\$/h) après l'insertion du SVC au nœud N°91, et un profit de 10,0441 (\$/h) après l'insertion du SVC au nœud N°54.

L'installation des SVCs aux nœuds N°91 et N°54 diminue les pertes actives respectivement jusqu'à 60,662 MW (profit de 2,067 MW) et jusqu'à 61,592 MW (profit de 1,137 MW).

Dans le troisième cas, deux SVCs sont placés simultanément dans le réseau Algérien aux nœuds N°91 et N°54. D'après les résultats, on peut remarquer que l'insertion simultanée des SVCs diminue le coût de génération jusqu'à 18034,4876 (\$/h) (profit de 28,2672 (\$/h)) et les pertes actives jusqu'à 59,522 MW (profit de 3,207 MW).

Tableau (III.11) Puissances actives optimales des générateurs en présence des SVC.

Variables	P_{Gi}^{\min}	P_{Gi}^{\max}	Cas de base	Cas 1: SVC nœud N°91	Cas 2: SVC nœud N°54	Cas 3: SVC nœuds N°91 et N°54
P_{G1} (MW)	135	1350	431,518384	431,28098	431,233749	430,996006
P_{G5} (MW)	135	1350	430,881542	430,647567	430,604363	430,36994
P_{G11} (MW)	10	100	99,9999999	100	99,9999997	99,9999999
P_{G15} (MW)	30	300	181,688725	181,575552	181,580852	181,466582
P_{G17} (MW)	135	1350	434,55101	434,236079	434,324702	434,014405
P_{G19} (MW)	34.5	3450	188,580271	188,430591	188,476562	188,328834
P_{G22} (MW)	34.5	3450	186,066292	185,919902	185,978848	185,834803
P_{G52} (MW)	34.5	3450	183,983479	183,84486	184,158907	184,022221
P_{G80} (MW)	34.5	3450	185,450164	185,193894	185,380131	185,119997
P_{G83} (MW)	30	300	183,499257	183,245365	183,428118	183,170375
P_{G98} (MW)	30	300	183,510189	183,287025	183,425666	183,198688
P_{G100} (MW)	60	600	599,999999	600	599,999999	599,999999
P_{G101} (MW)	20	200	200	200	200	200
P_{G109} (MW)	10	100	99,9999999	100	99,9999995	99,9999999
P_{G111} (MW)	10	100	99,9999998	100	99,9999997	100
Coût (\$/h)			18062,7548	18044,5476	18052,7107	18034,4876
Pertes (MW)			62,729	60,662	61,592	59,522

Tableau (III.12) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des SVC.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 1: SVC nœud N°91	Cas 2: SVC nœud N°54	Cas 3: SVC nœuds N°91 et N°54
Q_{G1} (MVar)	20	400	270,843028	270,965707	261,987252	262,153783
Q_{G5} (MVar)	20	200	199,999999	200	199,999998	199,999998
Q_{G11} (MVar)	-50	100	96,2791496	96,299826	91,9572833	91,9606911
Q_{G15} (MVar)	0	100	79,3416114	79,143122	82,1327448	81,8343046
Q_{G17} (MVar)	0	400	329,856253	331,033321	293,176953	294,658517
Q_{G19} (MVar)	0	60	59,9999999	60	59,9999996	59,9999998
Q_{G22} (MVar)	0	50	49,9999999	50	49,9999995	49,9999997
Q_{G52} (MVar)	0	50	49,9999999	50	49,9999994	49,9999996
Q_{G80} (MVar)	0	60	59,9999999	60	59,9999996	59,9999998
Q_{G83} (MVar)	-50	200	194,919594	169,89866	194,713855	169,783433
Q_{G98} (MVar)	0	50	49,9999863	44,5223409	49,9999045	42,7382406
Q_{G100} (MVar)	0	270	157,895166	138,154128	161,312901	142,456758
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,8371856	75,2006959	81,2431309	71,0882907
Q_{G109} (MVar)	-50	100	31,0768573	31,1928135	29,2056253	29,3289619
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,1221184	76,4154376	79,2039197	76,5016425
$Q_{SVC N°91}$ (MVar)	-50	50	////	49,99999	////	49,9999978
$Q_{SVC N°54}$ (MVar)	-100	100	////	////	44,9660329	45,0367698

D'après la figure (III.31), on constate que l'insertion simultanée des SVCs, améliore beaucoup plus le profil de tension par rapport aux deux premiers cas.

Dans ce cas, les puissances réactives optimales générées par les SVCs aux nœuds N°91 et N°54 sont respectivement 49,9999 MVar et 45,0367 MVar.

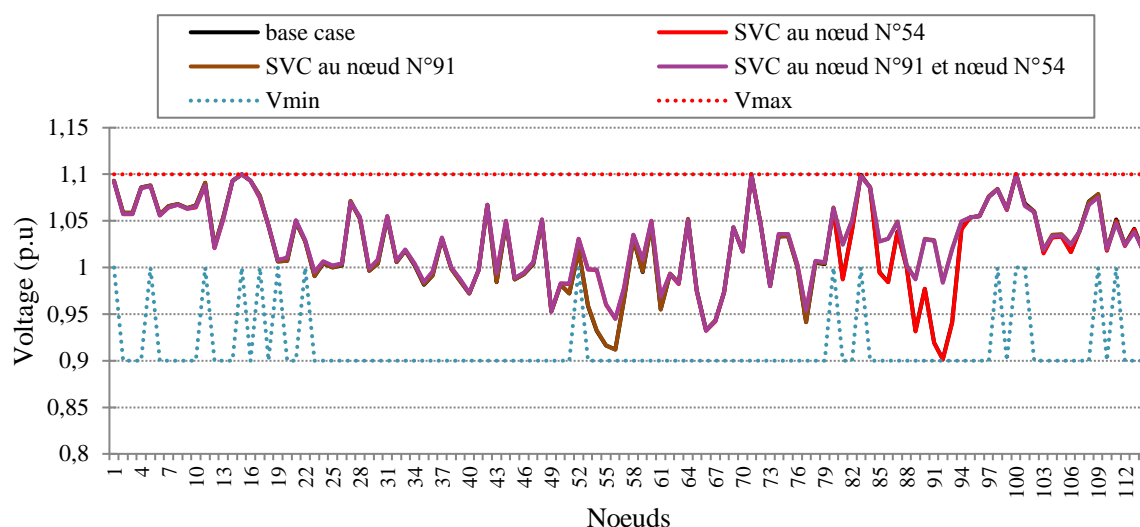


Figure (III.31) Profil de tension du réseau Algérien après l'optimisation en présence des SVC.

b) Cas 4 et Cas 5

D'après le tableau (III.13), on voit clairement que le TCSC connecté avec la ligne N°19 diminue les pertes totales du réseau Algérien jusqu'à la valeur 60,782 MW et le coût de production jusqu'à la valeur 18045,5991 (\$/h). Dans ce cas, la réactance capacitive optimale du TCSC est 0,05215 p.u. Selon les solutions optimales présentées dans les tableaux (III.13) et (III.14), on remarque que les productions actives et réactives des générateurs sont diminuées après l'insertion du TCSC.

Pour tester l'influence de la combinaison des deux type de FACTS sur le coût de production, les pertes et le profil de tension, nous avons insérer un SVC au nœud N°54 en présence du TCSC.

Tableau (III.13) Puissances actives optimales des générateurs en présence des FACTS.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 4 : TCSC ligne N°19	Cas 5 : TCSC ligne N°19 et SVC nœud N°54
P _{G1} (MW)	135	1350	431,518384	431,285025	431,00011
P _{G5} (MW)	135	1350	430,881542	430,651648	430,374079
P _{G11} (MW)	10	100	99,9999999	100	100
P _{G15} (MW)	30	300	181,688725	181,578241	181,469296
P _{G17} (MW)	135	1350	434,55101	434,244857	434,023239
P _{G19} (MW)	34.5	3450	188,580271	188,434441	188,332705
P _{G22} (MW)	34.5	3450	186,066292	185,923627	185,838552
P _{G52} (MW)	34.5	3450	183,983479	183,847371	184,024739
P _{G80} (MW)	34.5	3450	185,450164	185,222901	185,149025
P _{G83} (MW)	30	300	183,499257	183,277778	183,202817
P _{G98} (MW)	30	300	183,510189	183,315978	183,227715
P _{G100} (MW)	60	600	599,999999	600	600
P _{G101} (MW)	20	200	200	200	200
P _{G109} (MW)	10	100	99,9999999	100	100
P _{G111} (MW)	10	100	99,9999998	100	100
Coût (\$/h)			18062,7548	18045,5991	18035,542
Pertes (MW)			62,729	60,782	59,642

Tableau (III.14) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des FACTS.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 4 : TCSC ligne N°19	Cas 5 : TCSC ligne N°19 et SVC nœud N°54
Q_{G1} (MVar)	20	400	270,843028	270,915931	262,105545
Q_{G5} (MVar)	20	200	199,999999	200	200
Q_{G11} (MVar)	-50	100	96,2791496	96,3062591	91,96784
Q_{G15} (MVar)	0	100	79,3416114	79,2289186	81,9196663
Q_{G17} (MVar)	0	400	329,856253	330,744059	294,377541
Q_{G19} (MVar)	0	60	59,9999999	60	60
Q_{G22} (MVar)	0	50	49,9999999	50	49,9999999
Q_{G52} (MVar)	0	50	49,9999999	50	49,9999999
Q_{G80} (MVar)	0	60	59,9999999	60	60
Q_{G83} (MVar)	-50	200	194,919594	166,140083	166,027253
Q_{G98} (MVar)	0	50	49,9999863	42,0199254	40,2383097
Q_{G100} (MVar)	0	270	157,895166	125,120501	129,415032
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,8371856	70,610652	66,502044
Q_{G109} (MVar)	-50	100	31,0768573	31,1820414	29,3185269
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,1221184	75,2625835	75,3490067
$Q_{SVC\ N^{\circ}54}$ (MVar)	-100	100	/////	/////	45,0265866
Q_{TCSC} (MVar)	45	75,5	/////	75,5	75,5

D’après la figure (III.32), on remarque que la combinaison de deux FACTS fournit un meilleur profil de tension comparée au cas du TCSC seul. Dans ce cas, le coût de production est diminué jusqu’à la valeur 18035,542 (\$/h) (profit de 27,2128 (\$/h)) et les pertes active jusqu’à la valeur 59,642 MW (profit de 3,087 MW).

Le SVC connecté au nœud N°54 injecte une puissance optimale de 45,0265 MVar. On remarque aussi que cette combinaison diminue considérablement les puissances optimales des générateurs. Pour donner une estimation précise du coût de production en présence des FACTS, dans la partie suivante, une modification du problème d’optimisation en présence des FACTS sera présentée.

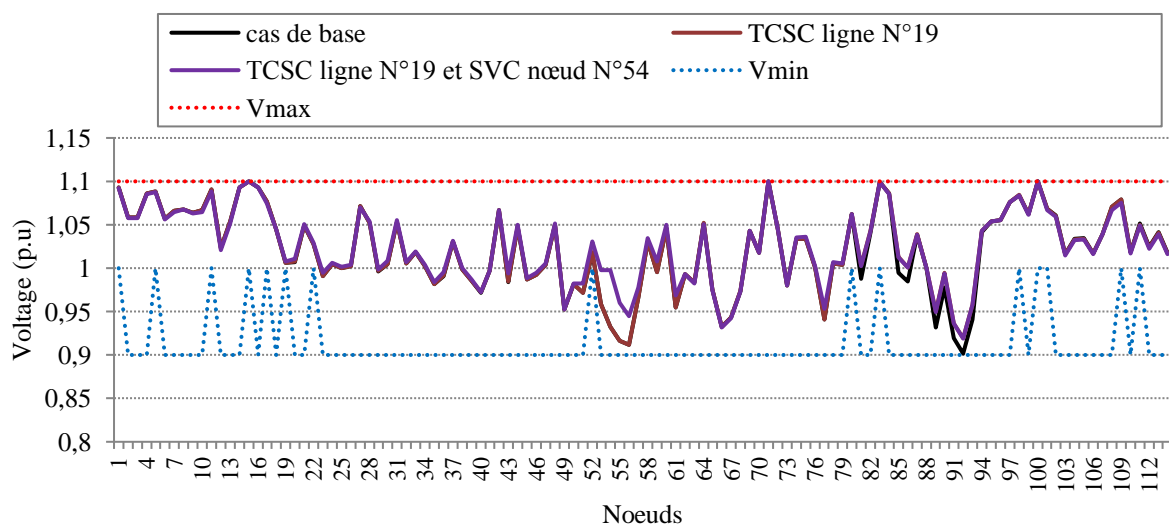


Figure (III.32) Profil de tension du réseau Algérien après l’optimisation en présence des FACTS.

Nous supposons que le coût de chaque générateur thermique dépende de la génération de puissances actives et réactives.

Le coût de puissance réactive des FACTS et le coût de production des générateurs thermiques sont combinés pour que la fonction objective soit minimisée.

III.8.2. Modification du problème d'optimisation en présence des FACTS

a) Modification de la fonction objective

La fonction objective à minimiser représente la somme du coût de production active et réactive des générateurs thermiques, et le coût de génération réactive des FACTS comme suit [ALA06]:

$$F = \sum_{i=1}^{N_G} (F_i(P_{Gi}) + F_i(Q_{Gi})) + \sum_{i=1}^{N_{FACTS}} F_i(Q_{GFACTSi}) \quad (\text{III.48})$$

La fonction du coût de la production active des générateurs thermiques est donnée par [ALA06]:

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\text{III.49})$$

Où P_{Gi} est la puissance active générée par le générateur thermique au nœud i ; N_G est le nombre de générateurs thermiques; a_i , b_i et c_i sont les coefficients du coût de la production active. La fonction du coût de la production réactive des générateurs thermiques est donnée par [ALA06]:

$$F_i(Q_{Gi}) = e_i + d_i Q_{Gi} \quad (\text{III.50})$$

Où Q_{Gi} est la puissance réactive générée par le générateur thermique au nœud i .

Les coefficients du coût de la production réactive e_i et d_i sont donnés par :

$$e_i = 0,1 a_i \quad (\text{III.51})$$

$$d_i = 0,01 b_i \quad (\text{III.52})$$

La fonction du coût d'un SVC est donnée par [ALA06]:

$$F(Q_{SVC}) = 127,38 - 0,3051 Q_{SVC} + 0,0003 Q_{SVC}^2 (\$/MVar) \quad (\text{III.53})$$

La fonction du coût d'un TCSC est donnée par [ALA06]:

$$F(Q_{TCSC}) = 153,75 - 0,713 Q_{TCSC} + 0,0015 Q_{TCSC}^2 (\$/MVar) \quad (\text{III.54})$$

Où Q_{SVC} est la puissance réactive du SVC en MVar et Q_{TCSC} est la puissance réactive du TCSC en MVar.

Étant donné que la fonction du coût des générateurs est en $(\$/h)$, le coût total des FACTS est converti à la même unité. Supposons que la durée de vie des FACTS est cinq ans et qu'ils fonctionnent 24 heures par jour et 365 jours par an, le coût total des FACTS est divisé par $5 \times 365 \times 24 = 43800$ [ALA06].

b) Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance où les effets de FACTS ont été pris en considération. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro.

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{III.55})$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{III.56})$$

c) Contraintes d'inégalités

h représente les contraintes d'inégalité qui inclut [HUL02]:

1) Contraintes de génération: Les tensions, les puissances actives et réactives des générateurs sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit :

$$V_{Gi}^{\min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{\max} \quad (\text{III.57})$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (\text{III.58})$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (\text{III.59})$$

Où V_{Gi}^{\min} et V_{Gi}^{\max} sont les tensions minimales et maximales du générateur thermique i ; P_{Gi}^{\min} et P_{Gi}^{\max} sont les puissances actives minimales et maximales du générateur i ; Q_{Gi}^{\min} et Q_{Gi}^{\max} sont les puissances réactives minimales et maximales du générateur thermique i .

2) Contraintes de sécurité: représentent les contraintes des tensions aux nœuds de charge comme suit [HUL02]:

$$V_{Li}^{\min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{\max} \quad (\text{III.60})$$

Où V_{Li}^{\min} et V_{Li}^{\max} sont les limites de tension minimale et maximale au nœud de charge i .

3) Contraintes des FACTS: Les paramètres du SVC et TCSC sont limitées comme suit [RAS14], [HUL02]:

$$Q_{GFACTS}^{\min} \leq Q_{GFACTS} \leq Q_{GFACTS}^{\max} \quad (\text{III.61})$$

Où Q_{GFACTS}^{\min} et Q_{GFACTS}^{\max} sont les limites minimale et maximale de la puissance réactive des FACTS

III.8.3. Application et résultats de l'OPF (après la modification) en présence des FACTS

Cette partie présente l'optimisation du réseau électrique Algérien 114 nœuds en présence des FACTS, les coefficients du coût de productions actives et réactives des générateurs thermiques sont présentés dans le Tableau (II.15).

Dans cette partie, la somme du coût de production des générateurs thermiques ainsi que le coût de production réactive des FACTS, est considérée comme une fonction objective.

Les différents cas étudiés sont comme suit:

- **Cas 1** : Insertion du SVC au nœud N°91,
- **Cas 2** : Insertion du SVC au nœud N°54,
- **Cas 3** : Insertion simultanée des SVCs aux nœuds N°91 et N°54,
- **Cas 4** : Insertion du TCSC avec la ligne N°19,
- **Cas 5** : Insertion simultanée de deux types de FACTS : TCSC (ligne N°19) et SVC (nœud N°54).

Tableau (III.15) Coefficients du coût de productions actives et réactives des générateurs thermiques.

Nœud N°	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c. 10^{-4} (\$/MW ² h)	e (\$/h)	d (\$/MVarh)
1	0	1.5000	0.0085	0	0.015
5	0	1.5000	0.0085	0	0.015
11	0	2.5000	0.0170	0	0.025
15	0	2.5000	0.0170	0	0.025
17	0	1.5000	0.0085	0	0.015
19	0	2.5000	0.0170	0	0.025
22	0	2.5000	0.0170	0	0.025
52	0	2.5000	0.0170	0	0.025
80	0	2.5000	0.0170	0	0.025
83	0	2.5000	0.0170	0	0.025
98	0	2.5000	0.0170	0	0.025
100	0	2.0000	0.0030	0	0.020
101	0	2.0000	0.0030	0	0.020
109	0	2.5000	0.0170	0	0.025
111	0	2.5000	0.0170	0	0.025

a) Cas 1, Cas 2 et Cas 3

Avant l'insertion des SVC dans le réseau Algérien, la nouvelle fonction objective obtenue par la méthode proposée est 18098,3504 \$/h. La valeur des pertes de puissance active est 62,737 MW. Les tableaux (III.16) et (III.17) résument les solutions optimales de l'OPF en présence des SVC. D'après ces solutions, on remarque que l'installation des SVC diminue considérablement les puissances optimales des générateurs.

Tableau (III.16) Puissances actives optimales des générateurs en présence des SVC.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 1: SVC nœud N°91	Cas 2: SVC nœud N°54	Cas 3: SVC nœuds N°91 et N°54
P _{G1} (MW)	135	1350	431,637875	431,401608	431,347957	431,111035
P _{G5} (MW)	135	1350	430,995433	430,762296	430,713052	430,479266
P _{G11} (MW)	10	100	100	99,9999994	99,9999996	99,9999996
P _{G15} (MW)	30	300	181,730644	181,615479	181,620185	181,504674
P _{G17} (MW)	135	1350	434,478447	434,176805	434,256331	433,954649
P _{G19} (MW)	34,5	3450	188,579489	188,435771	188,477911	188,334065
P _{G22} (MW)	34,5	3450	186,04864	185,90926	185,964379	185,824893
P _{G52} (MW)	34,5	3450	183,972278	183,841022	184,163567	184,031632
P _{G80} (MW)	34,5	3450	185,418954	185,15171	185,345993	185,078493
P _{G83} (MW)	30	300	183,438912	183,174097	183,364788	183,099712
P _{G98} (MW)	30	300	183,436332	183,202146	183,347925	183,113783
P _{G100} (MW)	60	600	600	599,999996	599,999998	599,999997
P _{G101} (MW)	20	200	200	200	200	200
P _{G109} (MW)	10	100	100	99,9999999	99,9999999	99,9999999
P _{G111} (MW)	10	100	100	100	100	100
Coût (\$/h)			18098,3504	18078,7045	18087,4904	18067,8216
Pertes (MW)			62,737	60,67	61,602	59,532

Tableau (III.17) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des SVC.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 1: SVC nœud N°91	Cas 2: SVC nœud N°54	Cas 3: SVC nœuds N°91 et N°54
Q _{G1} (MVar)	20	400	280,372617	280,646279	271,209891	271,474276
Q _{G5} (MVar)	20	200	200	199,999999	199,999999	199,999999
Q _{G11} (MVar)	-50	100	92,9643553	92,949793	88,5081878	88,4868748
Q _{G15} (MVar)	0	100	74,4186488	73,9426723	77,1751933	76,6969791
Q _{G17} (MVar)	0	400	330,323813	332,487189	292,554818	294,656994
Q _{G19} (MVar)	0	60	60	59,9999998	59,9999999	59,9999998
Q _{G22} (MVar)	0	50	50	49,9999996	49,9999998	49,9999997
Q _{G52} (MVar)	0	50	50	49,9999997	49,9999997	49,9999997
Q _{G80} (MVar)	0	60	60	59,9999998	59,9999999	59,9999998
Q _{G83} (MVar)	-50	200	192,00468	167,20805	191,914604	167,091034
Q _{G98} (MVar)	0	50	46,5648631	36,231721	44,6926308	34,3516636
Q _{G100} (MVar)	0	270	163,385494	146,101944	167,876305	150,608788
Q _{G101} (MVar)	-50	200	85,1971463	75,857765	80,8870405	71,5434384
Q _{G109} (MVar)	-50	100	30,5590417	30,701009	28,6396259	28,7788321
Q _{G111} (MVar)	-50	155	79,2352359	76,5420511	79,3268343	76,6324618
Q_{SVC N°91} (MVar)	-50	50	////	49,9999998	////	49,9999999
Q_{SVC N°54} (MVar)	-100	100	////	////	46,9153607	47,0055911

D'après le tableau (III.16), le SVC connecté au nœud N°91 diminue le coût de production jusqu'à la valeur 18078,7045 (\$/h) et les pertes active jusqu'à la valeur 60,67 MW, ce qui implique que nous pouvons économiser 19,6459 (\$/h) et 2,067 MW.

Dans ce cas, le SVC injecte une puissance optimale de 49,9999 MVar. Dans le deuxième cas, nous observons que la perte de transmission est diminuée jusqu'à la valeur 61,602 MW après l'insertion du SVC au nœud N°54. Dans ce cas, le coût de production est diminué jusqu'à 18087,4904 (\$/h) (profit de 10,86 \$/h) et le SVC injecte une puissance réactive optimale de 46,9153607 MVar.

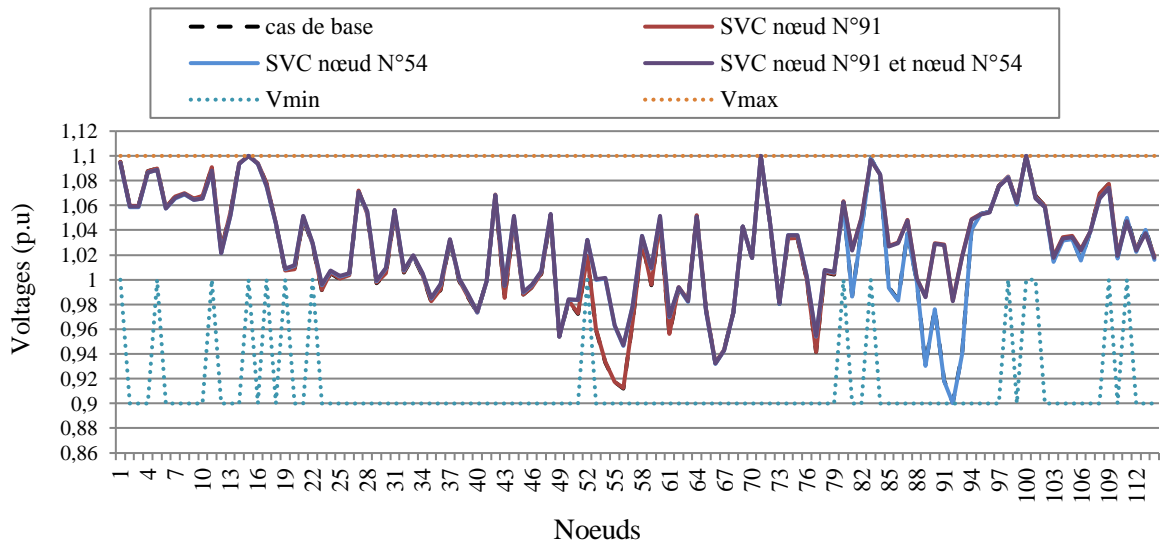


Figure (III.33) Profil de tension du réseau Algérien après la modification de l'optimisation en présence des SVC.

Dans le troisième cas, deux SVC sont placés simultanément dans le réseau Algérien aux nœuds N°91 et N°54.

D'après les résultats, on peut remarquer que l'insertion simultanée des SVCs diminue le coût de génération jusqu'à 18067,8216 (\$/h) (profit de 30,5288 (\$/h)) et les pertes actives jusqu'à 59,532 (profit de 3,205 MW).

D'après la figure (III.33), on constate que l'insertion simultanée des SVCs, améliore mieux le profil de tension par rapport aux deux premiers cas. Dans ce cas, les puissances réactives optimales générées par les SVCs aux nœuds N°91 et N°54 sont respectivement 49,9999 MVar et 47,00559 MVar.

b) Cas 4 et Cas 5

D'après le tableau (III.18), on voit clairement que le TCSC connecté avec la ligne N°19 diminue les pertes totales du réseau Algérien jusqu'à la valeur 60,684 MW et le coût de production jusqu'à la valeur 18078,2712 (\$/h). Selon les solutions optimales présentées dans les tableaux (III.18) et (III.19), on remarque que les productions actives et réactives des générateurs sont diminuées après l'insertion du TCSC. Pour tester l'influence de la combinaison des deux type de FACTS sur le coût de production, les pertes et le profil de tension, nous avons insérer un SVC au nœud N°54 en présence du TCSC.

Tableau (III.18) Puissances actives optimales des générateurs en présence des FACTS.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 4 : TCSC ligne N°19	Cas 5 : TCSC ligne N°19 et SVC nœud N°54
P_{G1} (MW)	135	1350	431,637875	431,377412	431,11502
P_{G5} (MW)	135	1350	430,995433	430,738493	430,483287
P_{G11} (MW)	10	100	100	99,9999998	99,9999998
P_{G15} (MW)	30	300	181,730644	181,604278	181,507341
P_{G17} (MW)	135	1350	434,478447	434,151705	433,96334
P_{G19} (MW)	34,5	3450	188,579489	188,423265	188,337867
P_{G22} (MW)	34,5	3450	186,04864	185,897202	185,828571
P_{G52} (MW)	34,5	3450	183,972278	183,828538	184,034075
P_{G80} (MW)	34,5	3450	185,418954	185,220082	185,1077
P_{G83} (MW)	30	300	183,438912	183,236527	183,132427
P_{G98} (MW)	30	300	183,436332	183,206814	183,143012
P_{G100} (MW)	60	600	600	599,999999	599,999999
P_{G101} (MW)	20	200	200	200	200
P_{G109} (MW)	10	100	100	100	99,9999999
P_{G111} (MW)	10	100	100	100	100
Coût (\$/h)			18098,3504	18078,2712	18068,4638
Pertes (MW)			62,737	60,684	59,653

D'après la figure (III.34), on remarque que la combinaison de deux FACTS fournit un meilleur profil de tension comparée au cas du TCSC seul. Dans ce cas, le coût de production est diminué jusqu'à la valeur 18068,4638 (\$/h) (profit de 29,8866 (\$/h)) et les pertes active jusqu'à la valeur 59,653 MW (profit de 3,084 MW). Le SVC connecté au nœud N°54 injecte une puissance optimale de 46,9950 MVar. On remarque aussi que cette combinaison diminue considérablement les puissances optimales des générateurs.

Tableau (III.19) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des FACTS.

Variables	Min	Max	Cas de base	Cas 4 : TCSC ligne N°19	Cas 5 : TCSC ligne N°19 et SVC nœud N°54
Q_{G1} (MVar)	20	400	280,372617	280,637107	271,425343
Q_{G5} (MVar)	20	200	200	200	200
Q_{G11} (MVar)	-50	100	92,9643553	92,9536668	88,4942192
Q_{G15} (MVar)	0	100	74,4186488	73,957845	76,7828649
Q_{G17} (MVar)	0	400	330,323813	332,501192	294,37465
Q_{G19} (MVar)	0	60	60	59,9999999	60
Q_{G22} (MVar)	0	50	50	49,9999999	49,9999999
Q_{G52} (MVar)	0	50	50	49,9999999	49,9999999
Q_{G80} (MVar)	0	60	60	59,9999999	59,9999999
Q_{G83} (MVar)	-50	200	192,00468	160,157034	163,345011
Q_{G98} (MVar)	0	50	46,5648631	32,5290694	31,8515807
Q_{G100} (MVar)	0	270	163,385494	132,497545	137,555164
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,1971463	70,7528767	66,9568093
Q_{G109} (MVar)	-50	100	30,5590417	30,7070054	28,7684487
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,2352359	75,1946758	75,4811116
$Q_{SVC N°54}$ (MVar)	-100	100	/////	////////	46,9950
Q_{TCSC} (MVar)	45	75,5	/////	75,5	75,5

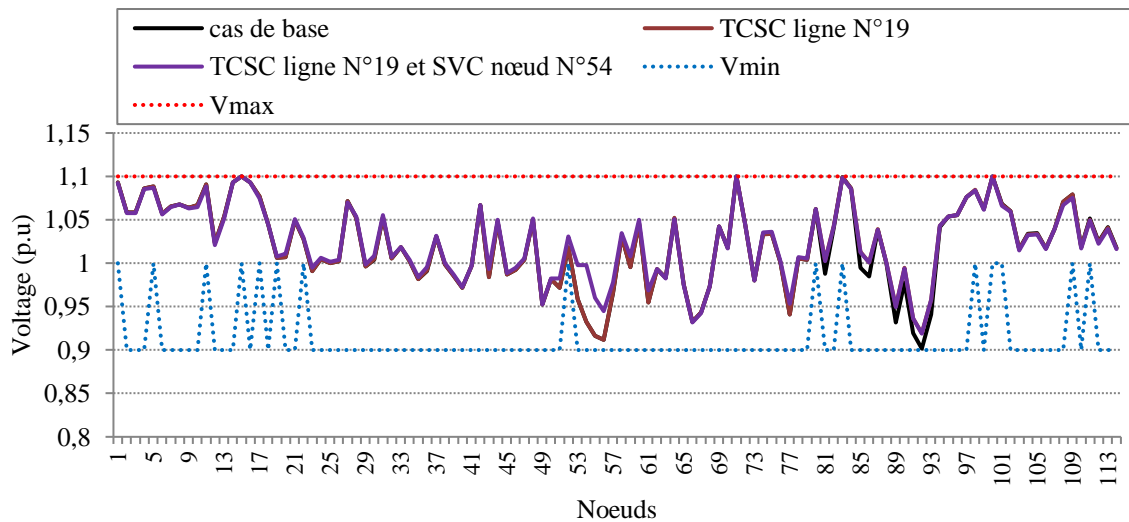


Figure (III.34) Profil de tension du réseau Algérien après la modification de l'optimisation en présence des FACTS.

III.9. Conclusion

Ce chapitre présente une étude sur l'écoulement de puissance en présence des FACTS pour déterminer à la fois l'emplacement et la taille optimale des FACTS (SVC et TCSC), afin de traiter les problèmes du réseau Algérien. D'après les résultats obtenus, le TCSC prouve son efficacité dans la minimisation des pertes actives et le SVC dans la compensation d'énergie réactive aux nœuds faibles.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, une étude sur le problème de l'écoulement de puissance optimal est présentée pour minimiser les pertes et le coût de production total du réseau Algérien, tout en considérant les coûts des dispositifs FACTS. La méthode de point intérieur (prédiction-corréction) donne de bons résultats.

Le dispositif TCSC est installé dans le réseau avec les lignes les plus longues qui causent des pertes importantes. L'approche proposée montre l'effet important de ce dispositif sur la réduction des pertes totales et le coût total du carburant. Le SVC prouve son rôle important dans l'amélioration du profil de tension dans les zones concernées par le problème de chute de tension et la minimisation des pertes de puissance actives et réactives.

L'insertion simultanée de deux types de FACTS donne des résultats plus économiques par rapport au cas de base. L'énergie générée par le SVC peut réduire beaucoup plus le coût de production et les générations thermiques optimales et maintenir la tension à la valeur souhaitée.

Après avoir testé l'influence des FACTS sur les performances du réseau Algérien, le chapitre suivant présente une étude sur l'insertion des énergies renouvelables.

Chapitre IV

Energies Renouvelables

IV.1. Introduction

Avec l'augmentation des prix des combustibles fossiles et la pollution environnementale causée par les émissions des gaz à effet de serre des générateurs conventionnels, l'intégration des énergies renouvelables dans les secteurs de production a évolué ces dernières années et chaque pays tente d'installer de nouveaux moyens de production à partir des énergies renouvelables, en particulier les centrales solaires photovoltaïques et éoliennes [KAM15], [SHAR13], [SUR15], [XIN16], [BDI12]. Les installations des systèmes d'énergie renouvelable deviennent moins chères. En outre, l'utilisation des systèmes conventionnels pour la production d'électricité n'est pas une tâche facile, car elle nécessite l'acheminement du carburant et un entretien rigoureux [SEM12].

Ce chapitre est consacré à l'étude de l'écoulement de puissance et l'OPF du réseau Algérien en présence des énergies renouvelables. La première partie de ce chapitre commence par donner un aperçu sur la production à partir des énergies renouvelables au niveau mondiale et en Algérie. Ce chapitre présente aussi les avantages des énergies renouvelables dans les réseaux électriques et il explique la modélisation des générateurs éoliens et photovoltaïques.

Nous citons aussi un nombre d'études sur le problème de l'OPF en présence des fermes solaires photovoltaïques et éoliennes. Ensuite, la fonction objective et les contraintes sont choisies afin de formuler le problème d'optimisation. Finalement, nous effectuons une synthèse des résultats de l'écoulement de puissance et l'optimisation et discutons l'efficacité de l'insertion des centrales solaires photovoltaïques et éoliennes dans le réseau Algérien.

IV.2. Capacités des énergies renouvelables dans le monde

La capacité électrique renouvelable installée annuellement, dépasse la nouvelle capacité électrique (nette) tous combustibles fossiles confondus. Il est estimé qu'à la fin de 2015, la capacité de production électrique renouvelable installée permettait d'assurer 23,7 % de la production électrique mondiale (3,7% éolien, 2% biomasse, 1,2% solaire photovoltaïque, 0,4 % géothermique et solaire thermodynamique). L'hydroélectricité assurant 16,6 % de la production renouvelables [RAP16]. La figure (IV.1) représente les capacités des énergies renouvelables dans le monde, l'Europe, les pays BRICS (le Brésil, la Fédération de Russie, l'Inde, la Chine et l'Afrique du Sud) et les sept premiers pays (hors l'hydroélectricité) à la fin de 2015. La croissance rapide de la production d'énergie renouvelable s'est poursuivie en 2016, avec une augmentation de 14%. En termes de volume, la plus forte augmentation en 2016 était en Chine, suivie par les Etats-Unis avec le Japon, l'Inde et le Brésil constituant le reste des cinq premiers. Les sources renouvelables jouent un rôle très important dans certains pays, le Danemark mène, avec 59% du pouvoir venant des énergies renouvelables.

Parmi les plus grandes économies de l'Union Européenne, les économies renouvelables représentent 26% en Allemagne, 25% en Espagne et 23% en Italie et au Royaume-Uni [BPS17].

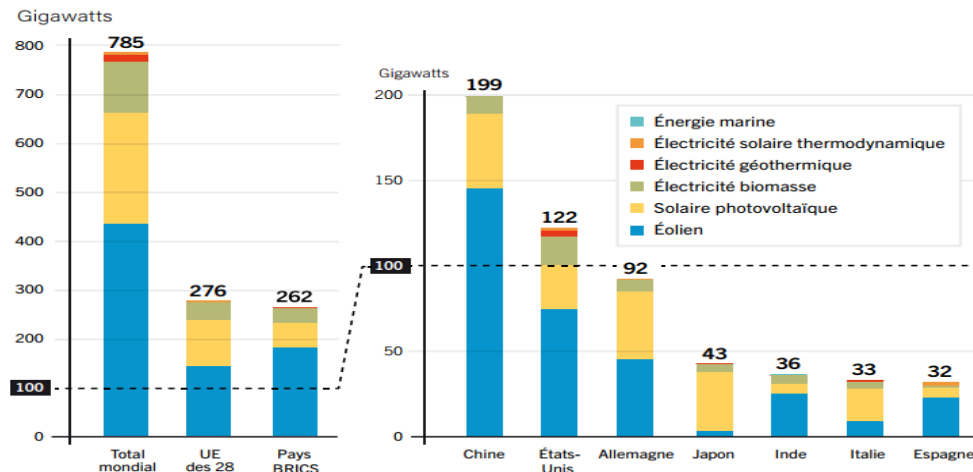


Figure (IV.1) Capacités des énergies renouvelables dans le monde (hors hydroélectricité), fin 2015 [RAP16].

À la fin de l'année 2016, la capacité des énergies renouvelables représentait environ 30% de la capacité de production électrique mondiale, suffisante pour fournir 24,5% de l'électricité mondiale (L'hydroélectricité fournissant environ 16,6% , 4% éolien, 2% biomasse, 1,5% solaire photovoltaïque, 0,4% énergie marine, géothermique et solaire thermodynamique) [RGS17]. La figure (IV.2) représente les capacités des énergies renouvelables dans le monde, l'Europe, les pays BRICS (le Brésil, la Fédération de Russie, l'Inde, la Chine et l'Afrique du Sud) et les six premiers pays (hors l'hydroélectricité) à la fin de 2016. La capacité de production électrique conventionnelle non renouvelable installée, permettait d'assurer 76,3% de la production électrique mondiale à la fin de 2015 et 75,5% à la fin de 2016 [RGS17].

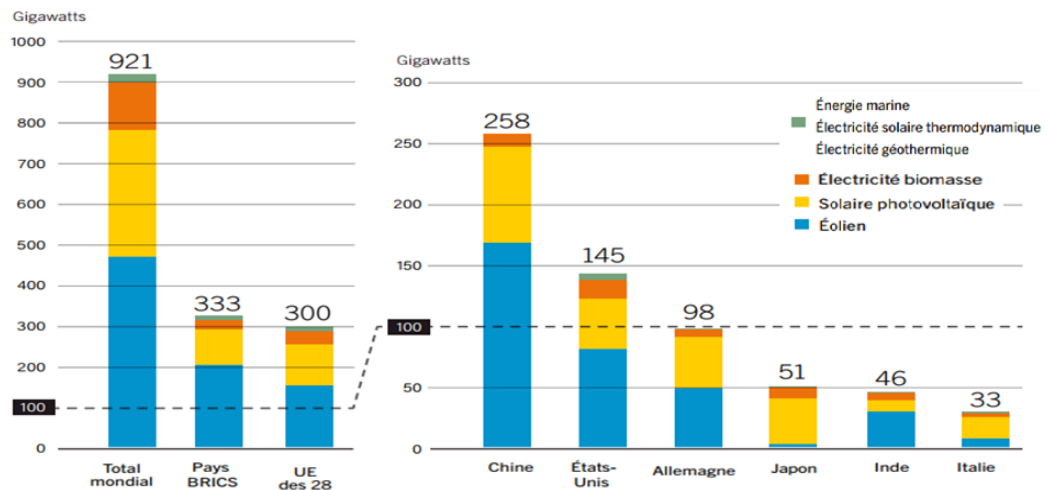


Figure (IV.2) Capacités des énergies renouvelables dans le monde (hors hydroélectricité), fin 2016 [RGS17].

IV.2.1. Capacité solaire photovoltaïque installée dans le monde

Les nouvelles installations photovoltaïques (plus de 75 GW) en 2016, ont augmenté la puissance photovoltaïque mondiale à 301 GW à la fin de 2016, soit une augmentation de 33,2% par rapport à la fin de 2015. Les augmentations les plus importantes en 2016 ont été enregistrées en Chine (34,5 GW) et aux États-Unis (14,7 GW), représentant ensemble les deux tiers de la croissance de la capacité solaire mondiale.

Le Japon a fourni le troisième plus grand ajout (8,6 GW). La capacité photovoltaïque installée dans la Chine est élevée à (78,1 GW), avec plus d'un quart du total global, (42,8 GW) au Japon, (41,3 GW) en Allemagne et (40,3 GW) aux Etats-Unis.

La puissance solaire commence à avoir un impact important en termes de sources de croissance de la production d'électricité, contribuant à plus de 20% de la croissance de la puissance mondiale en 2016 [BPS17]. La figure (IV.3) illustre la puissance solaire photovoltaïque installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016.

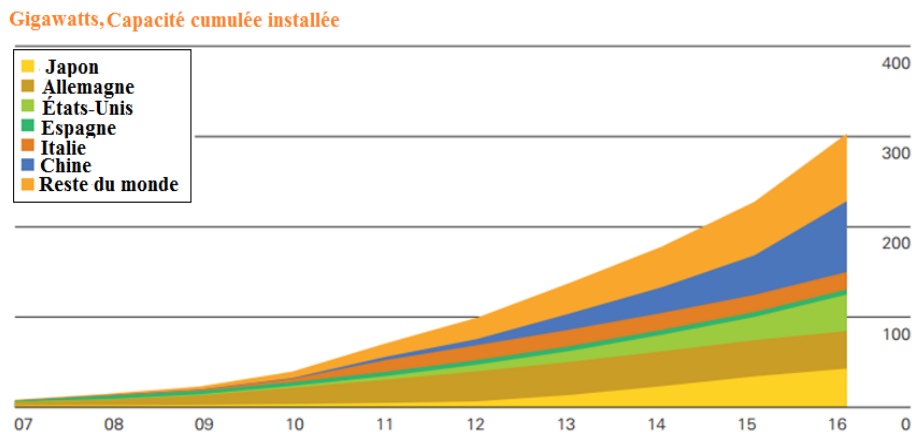


Figure (IV.3) Puissance solaire photovoltaïque installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016 [BPS17].

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau de transport sont installés à des endroits éloignés avec une vaste zone terrestre. L'alimentation fournie par le système photovoltaïque pourrait être comparable à celle fournie par le générateur conventionnel. Par exemple, la Californie a intégré des systèmes photovoltaïques de plus de 500 MW à des systèmes de transmission à haute tension [KAM15]. Un minimum de 20% de contribution des énergies renouvelables, a été fixé comme objectif par de nombreux pays. Par exemple, afin d'encourager l'amélioration et la production d'énergie renouvelable, le gouvernement indien a créé la mission solaire nationale Jawaharlal Nehru en 2010. L'objectif principal de cette mission est d'installer 20 000 MW de capacité de centrales solaires d'ici 2022. Globalement, de nombreux pays mettent en place leurs propres politiques d'intégration des énergies renouvelables dans le réseau afin de minimiser les émissions des combustibles fossiles [SUR15].

IV.2.2. Capacité éolienne installée dans le monde

La capacité de production mondiale d'énergie éolienne a augmenté de 12% en 2016, avec une augmentation de capacité de 50 GW pour atteindre 469 GW à la fin de 2016. La Chine mène le monde en termes de capacité éolienne installée (149 GW), en 2016, la Chine a enregistré le plus grand ajout de nouvelle capacité éolienne (19,3 GW), suivie par les États-Unis (8,2 GW), l'Allemagne (5 GW), l'Inde (3,6 GW) et le Brésil (2 GW).

En 2016, la production d'énergie éolienne représentait 4% de la production mondiale totale d'électricité, cela équivaut presque à la génération totale d'électricité du Japon, le cinquième plus grand producteur au monde. La Chine a remplacé les États-Unis en tant que plus grand producteur éolien et contribuant à plus de 40% de la croissance mondiale de l'énergie éolienne.

Le vent est devenu un facteur important pour la production d'électricité en Europe. Au Danemark, l'énergie éolienne a fourni plus de 40% de la production d'électricité en 2016, et fournit maintenant 15% ou plus d'énergie générée en Espagne, au Portugal, en Irlande et en Lituanie. L'Allemagne, le plus grand producteur d'énergie éolienne en Europe, a obtenu 12% de sa puissance à partir du vent [BPS17]. Le scénario de l'Association européenne de l'énergie éolienne montre que l'énergie éolienne pourrait atteindre la moitié de la demande d'électricité de l'UE d'ici 2050 [BIS12]. La figure (IV.4) illustre la puissance éolienne installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016.

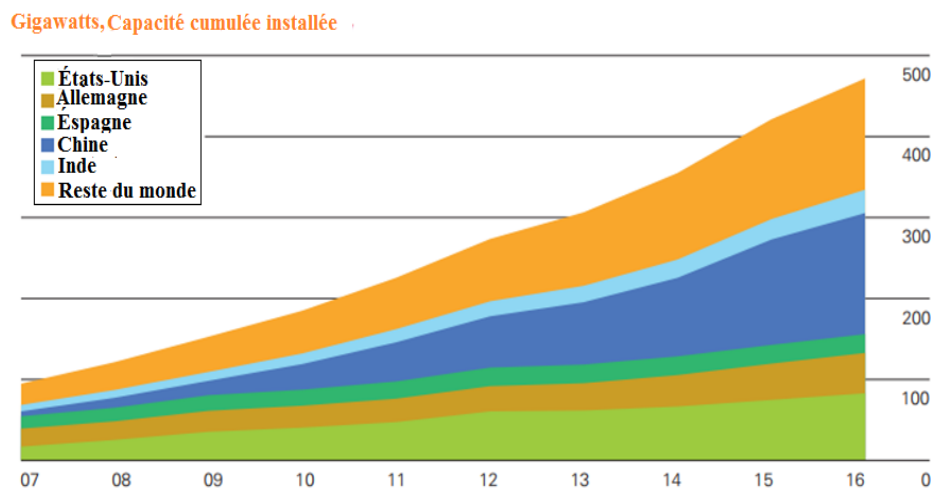


Figure (IV.4) Puissance éolienne installée dans le monde (en GW) sur la période 2007-2016 [BPS17].

Il est prévu que d'ici 2020, la production totale d'énergie éolienne dans le monde atteindra 1261 GW, ce qui devrait alimenter environ 12% de la demande mondiale totale d'électricité.

L'énergie éolienne joue désormais un rôle de plus en plus important dans les marchés énergétiques mondiaux [LIA11].

IV.3. Energies renouvelables en Algérie

La génération d'électricité en Afrique du Nord en utilisant des énergies renouvelables existe depuis un certain temps, mais elle a récemment pris de l'ampleur grâce à plusieurs projets comme l'initiative industrielle DESERTEC. Étant donné que les pays d'Afrique du Nord disposent d'un rayonnement solaire direct élevé, le but de ces projets est de créer une nouvelle capacité de production basée sur les énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et solaire [BDI12].

L'Algérie est fortement attachée à l'utilisation des énergies renouvelables afin de fournir des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problèmes de conservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016 lors du Conseil du Restreint Gouvernement [SON11], [ENR16]. Le choix stratégique est motivé par l'énorme potentiel de l'énergie solaire.

Cette énergie est l'axe principal du programme dont l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques constituent une partie essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

L'énergie éolienne n'est pas exclue du programme car elle constitue le deuxième axe de développement avec une part de production d'électricité qui devrait atteindre environ 3% en 2030 [SON11]. Le gouvernement Algérien prévoit d'augmenter la capacité de production d'électricité du pays de 60% au cours de la prochaine décennie. Le programme consiste également à installer jusqu'à 22 000 MW de capacité de production d'énergie à partir de sources renouvelables entre 2011 et 2030 (13 575 MW pour le photovoltaïque, 5 010 MW pour l'éolien, 2 000 MW pour le solaire thermique, 400 MW pour la cogénération, 1 000 MW pour la biomasse et 15 MW pour la géothermie), dont 12 000 MW seront destinés à répondre à la demande d'électricité domestique et 10 000 MW destinés à l'exportation [ENR16], [BOU12]. La figure (IV.5) illustre le programme des énergies renouvelables en Algérie (en MW) sur la période 2011-2030.

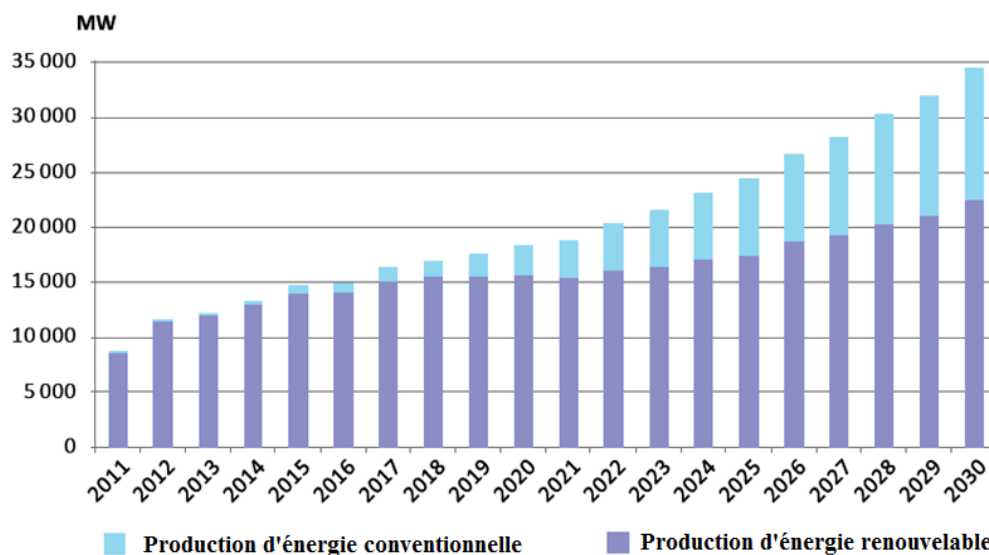


Figure (IV.5) Programme de la production électrique en Algérie sur la période 2011-2030 (MW) [SON11].

D'après la figure (IV.6), la capacité totale des énergies renouvelables devrait augmenter annuellement pour atteindre 40% de la production d'électricité d'ici 2030 [SON11], [BOU12].

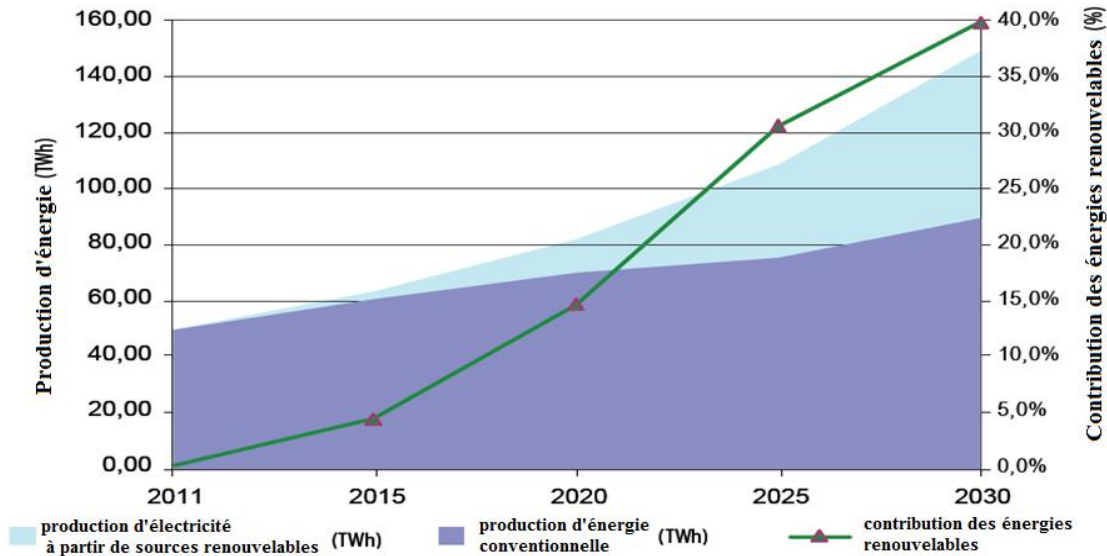


Figure (IV.6) Contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité en TWh sur la période 2011-2030 [SON11].

Le programme des énergies renouvelables, tel que prévu par le Ministère de l'énergie et des mines (MEM), est défini à travers quatre phases différentes [BOU12]:

- Installation d'une puissance totale de 110 MW en 2013.
- Capacité de puissance installée pour atteindre 650 MW en 2015.
- Capacité de puissance installée pour atteindre environ 2600 MW d'ici 2020 et possibilité d'exportation de 2000 MW.
- Une capacité supplémentaire d'environ 12 000 MW devrait être installée d'ici 2030 et une possibilité d'exportation jusqu'à 10 000 MW.

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit de lancer plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 800 MWp d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité annuelle de 200 MWc doivent être réalisés au cours de la période 2021-2030. L'Algérie a mis en place un plan de programme au début, sur la période 2011-2013, l'installation du premier parc éolien d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux parcs éoliens d'une capacité de 20 MW devront être développés. Des études par Sonelgaz seront menées pour détecter les sites appropriés pour réaliser les projets prévus restants sur la période 2016-2030 pour une puissance totale d'environ 1 700 MW [BOU12]. Cette stratégie devrait permettre de diminuer la part des combustibles fossiles (gaz naturel et pétrole) qui sont actuellement la principale ressource pour la production d'électricité du pays. De plus, l'utilisation des ressources renouvelables comme le vent, le solaire et la géothermie, vont permettre de répondre à la demande croissante d'énergie, mais aussi de faire face au tarissement de ces sources fossiles [BEL14].

IV.3.1. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

IV.3.1.1. Potentiel solaire

Les conditions climatiques en Algérie sont favorables au développement de l'énergie solaire en raison de l'ensoleillement abondant tout au long de l'année, en particulier dans la région du Sahara, largement confirmé par le WEC (World Energy Council) [BOU12].

La région compte parmi les meilleures conditions de production du monde pour l'énergie solaire: soleil abondant, faible humidité et précipitations, et beaucoup de terrain plat inutilisé près des réseaux routiers et des réseaux de transport. En raison de ces conditions, le potentiel de production d'énergie est énorme par rapport aux demandes énergétiques régionales et mondiales, environ 10% du désert du Sahara Algérienne pourrait répondre à la demande de l'UE [ENR16], [BOU12]. Le temps d'isolement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse 3000 heures par an et peut atteindre 3900 heures dans les hautes plaines et le Sahara.

Avec cette énorme quantité de rayons de soleil par an, l'Algérie est l'un des pays où le rayonnement solaire est le plus élevé au monde. Ce potentiel solaire dépasse les 6 milliards de GWh/an. La figure (IV.7) illustre les moyennes annuelles des irradiations journalières en kWh/m².jour [BOU15].

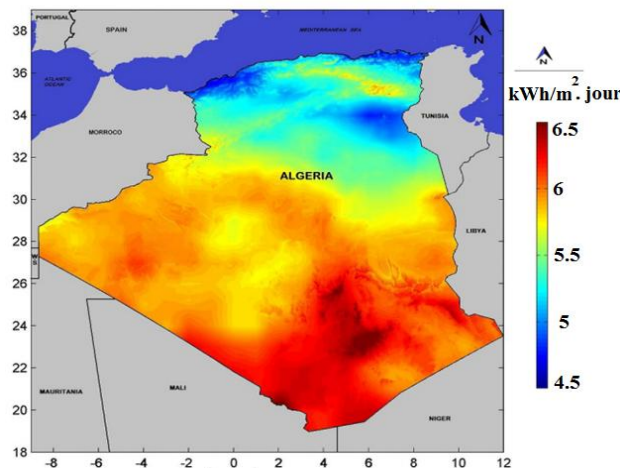


Figure (IV.7) Moyennes annuelles des irradiations journalières en kWh/m².jour (2015) [BOU15].

Selon les mesures d'insolation disponibles en Algérie présentés par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), l'irradiation normale annuelle totale varie de 2100 kWh/m²/an à plus de 2700 kWh/m²/an [DIB12], [BOU13]. Le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) conclut que le plus grand potentiel en Algérie est l'énergie solaire [DIB12].

IV.3.1.2. Potentiel éolien

Pour trouver le meilleur emplacement de la ferme d'éoliennes, nous devons effectuer des mesures de vitesse du vent dans plusieurs sites. Le CDER vient de publier un nouvel atlas éolien de l'Algérie réalisé sur la base de données de vitesse de vent horaires et tri-horaires enregistrées sur 10 années consécutives de 2004 à 2014 dans 74 stations météorologiques de

l'ONM (l'Office National de la Météorologie) et 21 stations supplémentaire des pays limitrophes. Le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tebessa, Biskra, Msila et Elbayadh (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (> 8m/s) [ENR16]. La carte du vent [DAA18] de la Figure (IV. 8) montre que 50% de la surface du pays présente une vitesse moyenne considérable du vent.

Il existe un certain nombre de sites prometteurs pour l'énergie éolienne. Ils sont situés dans la région d'Adrar au sud, Oran au nord-ouest, la région s'étendant de Meghress à Biskra à l'est et la région s'étendant d'El Kheiter à Tiaret à l'ouest. Un certain nombre de sites situés le long de la côte ont une vitesse moyenne du vent supérieure à 5 m/s, passant à plus de 8,5 m/s à 80 m. La carte montre également que la région du Sud-Ouest connaît des vitesses élevées du vent pendant une fraction significative de l'année avec des vitesses supérieures à 4 m/s pour le site de Bechar, 5 m/s pour le site de Tindouf et même au-dessus de 6 m/s pour le site d'Adrar.

D'autre part, dans le sud-est du pays, le potentiel éolien est relativement plus faible par rapport à la partie occidentale. Les vitesses les plus élevées de 4,5 m/s ont été observées pour la région Inamenass [BOU12], [CHE11].

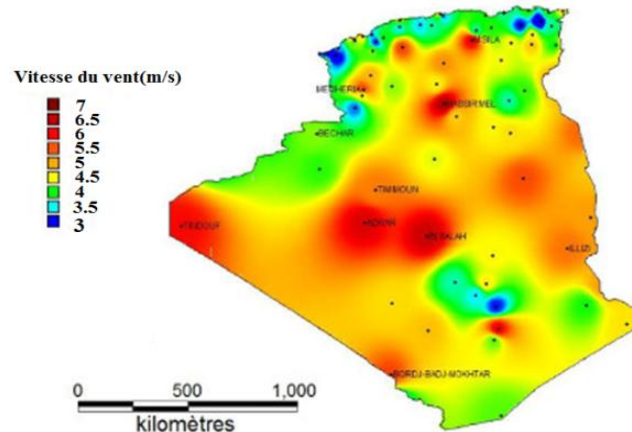


Figure (IV.8) Atlas vent de l'Algérie à 10 m du sol (2018) [DAA18].

IV.3.2. Critères de l'emplacement des énergies renouvelables

Les critères de sélection des sites éligibles à l'implantation de centrales basées sur les énergies renouvelables portent sur [ENR16]:

- Le potentiel des énergies renouvelables ;
- L'accessibilité au site ;
- La disponibilité du réseau de transport ou de distribution de l'électricité ;
- La distance par rapport au poste d'évacuation ;
- La topographie, la couverture et la vocation du terrain (agricole, forêt, touristiques, carrières, militaire... etc).

En Algérie, le choix de ces sites s'est effectué sur la base des résultats des études de potentiels solaire et éolien, menées par le Ministère de l'Énergie, conjointement avec l'Agence Spatiale algérienne (ASAL), le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) et l'Office National de la Météorologie (ONM).

Les premiers résultats de ces études ont permis d'identifier (15) Wilayas: Biskra, El-Oued, Ghardaïa, Khenchela, Laghouat, Naâma, Djelfa, Tébessa, Illizi, Ouargla, Adrar, Bechar, El-Bayadh, Tamanrasset, Tindouf pour la réalisation de futures centrales photovoltaïques et éoliennes durant la période 2016-2020. L'opération de prospection est en cours pour les autres wilayas [ENR16].

IV.3.3. Projets des énergies renouvelables réalisés en Algérie

L'Algérie a connu des développements encourageants dans le domaine des énergies renouvelables et spécialement l'énergie solaire. Dans le cadre du programme d'électrification rurale sur la période 1995-1999, le MEM et Sonelgaz ont créé plusieurs projets dans les villages éloignés du réseau électrique national, comme l'électrification à l'énergie solaire de 906 foyers répartis sur 18 villages isolés du grand sud de l'Algérie, dans les wilayas de Tamanrasset, Adrar, Illizi et Tindouf.

Dans une perspective de développement durable et de l'amélioration des conditions de vie des populations démunies et/ou isolées, la fondation Sonatrach–Tassili a créé plusieurs projets d'électrification d'écoles et salles de soins par l'énergie solaire. La phase d'expérimentation du programme nationale des énergies renouvelables (2011-2014) a connu la réalisation de plusieurs centrales de production d'électricité à partir des énergies renouvelable comme la Centrale électrique hybride (gaz–solaire) à Hassi R'Mel de 150 MW dont 25 MW en solaire thermique (CSP) mise en service en 2011 et la ferme d'éoliennes de 10 MW d'Adrar mise en service en 2014 [ENR16].

IV.4. Modélisation des générateurs solaires photovoltaïques et éoliens

IV.4.1. Principe de fonctionnement du générateur solaire photovoltaïque

Le phénomène de conversion photovoltaïque (PV) est dû à la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière. Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel (Voir figure (IV.9)).

Sous l'action du rayonnement de la lumière du soleil, les électrons sont décrochés de leurs atomes. Les trous et les électrons commencent à se déplacer vers la jonction P-N.

Quand les trous rejoignent les électrons au niveau de la jonction P-N, une tension est générée. Si une connexion extérieure est établie, un courant électrique continu est créé [BRIH12].

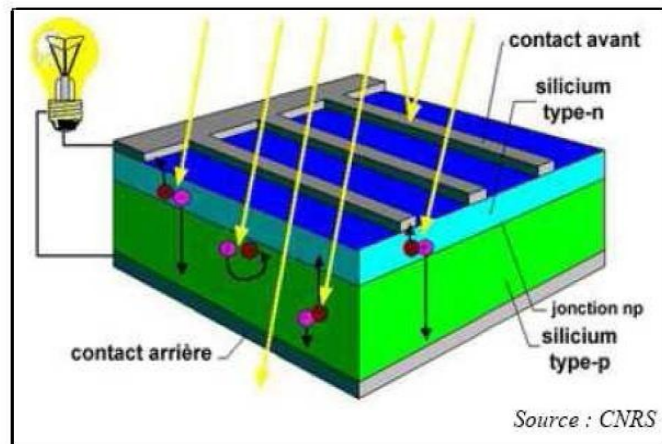


Figure (IV.9) Cellule photovoltaïque [BRIH12].

Les atomes de silicium possèdent 4 électrons. Deux couches vont être dopées afin d'être polarisées. Pour rendre l'une des couches positive (couche P) on lui incorpore un certain nombre d'atomes de Bore ; celui-ci possède 1 électron de moins par rapport aux atomes de silicium (3 électrons). Pour rendre l'autre couche négative (couche N) on lui incorpore un certain nombre d'atomes de phosphore ; celui-ci possède quant à lui 1 électron de plus par rapport aux atomes de silicium (5 électrons). On crée ainsi une barrière de potentiel.

Lorsque nous superposons les 2 types de couches, elles se neutralisent mutuellement jusqu'au point où se crée un champ électrique qui exerce une répulsion et qui maintient les différentes charges (+ et -) dans leurs champs respectifs.

Les atomes de bores et de phosphore ne sont pas mobiles et définissent les deux couches, contrairement aux atomes de silicium. Lorsque les photons ayant suffisamment d'énergie sont absorbés par ce semi-conducteur, ils produisent la rupture d'une liaison de valence (liaison entre les électrons et l'atome) pour chacun des atomes de silicium, les atomes de silicium libèrent donc chacun un électron. C'est ce que l'on appelle l'effet voltaïque : c'est la différence de potentiel entre ces deux couches. Grâce au champ électrique de répulsion, cet électron ira inévitablement du côté négatif et les atomes de silicium ayant perdu un électron (Si^+) du côté positif. En reliant ces couches on obtient un mouvement des électrons qui passent d'une couche à l'autre et créent ainsi un courant électrique [MER10].

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré dans la figure (IV.10).

Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ($h\nu$), si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur ($E_g = E_c - E_v$), l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction.

Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement le passage des porteurs majoritaires.

Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction.

L'excès d'énergie sera transmis sous forme de photons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction. Si les photons ont une énergie inférieure à E_g ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [HAS10].

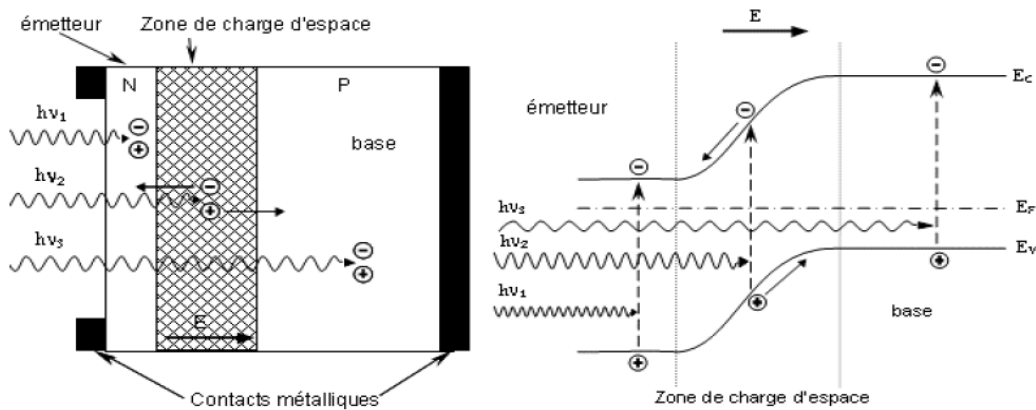


Figure (IV.10) Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque. Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées [NIC05].

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones de N et P et dans la zone de charge d'espace. Les photoporteurs auront un comportement différent suivant la région [NIC05], [HAS10] :

- Dans la zone N ou P les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont envoyés par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura un photocourant de diffusion.
- Dans la zone de charge d'espace, les paires électron/trou créés par les photons incidents sont dissociés par le champ électrique: les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. On aura un photocourant de génération.

Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un photocourant résultant I_{ph} . C'est un courant de porteur minoritaire il est proportionnel à l'intensité lumineuse.

Une association série de plusieurs cellules donne un *module* et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un *panneau photovoltaïque*.

Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés *générateur photovoltaïque* [BRIH12].

IV.4.1.1. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique.

Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série R_s et shunt R_{sh} , tel que le montre le schéma électrique équivalent de la figure (IV.11).

La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule [BRIH12].

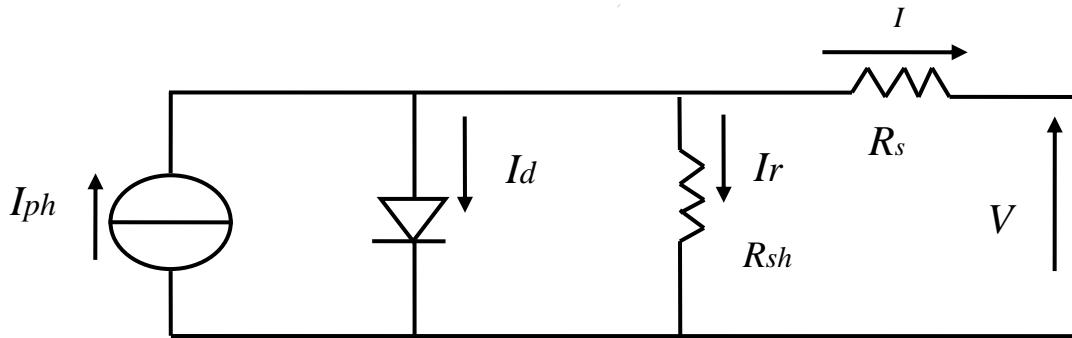


Figure (IV.11) Schéma électrique équivalent d'une cellule PV [BRIH12].

D'où on peut écrire l'équation suivant [NIC05], [MER10]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \quad (IV.1)$$

Avec :

$$I_d = I_o \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nKT}} - 1 \right] \quad (IV.2)$$

$$I_r = \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (IV.3)$$

Donc

$$I = I_{ph} - I_o \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (IV.4)$$

Avec I est le courant de sortie de la cellule photovoltaïque, V est la tension de sortie de la cellule photovoltaïque, I_{sh} est le photo-courant produit, I_o est le courant de saturation de la diode d , n sont les facteurs de pureté de la diode, R_s et R_{sh} sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle, T est la température absolue en Kelvin, q est la charge élémentaire constante et k est la constante de Boltzmann.

La figure (IV.12) montre la caractéristique courant-tension pour une cellule photovoltaïque. Ainsi, si une résistance variable R est connectée aux bornes de la cellule PV, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la caractéristique $I=f(V)$ de la cellule avec la courbe de la charge. Pour une charge résistive, la courbe de charge est une droite avec la pente $1/R$.

Par conséquent, si la résistance R est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région AB de la courbe. Le courant I varie peu en fonction de la tension (il est presque égal au courant de court-circuit). La cellule se comporte comme un générateur de courant.

D'autre part, si la résistance R est grande, la cellule fonctionne dans la région CD . Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction du courant I : la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide.

Dans la région BC sur la courbe, la cellule PV ne peut être caractérisée ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température [MER10].

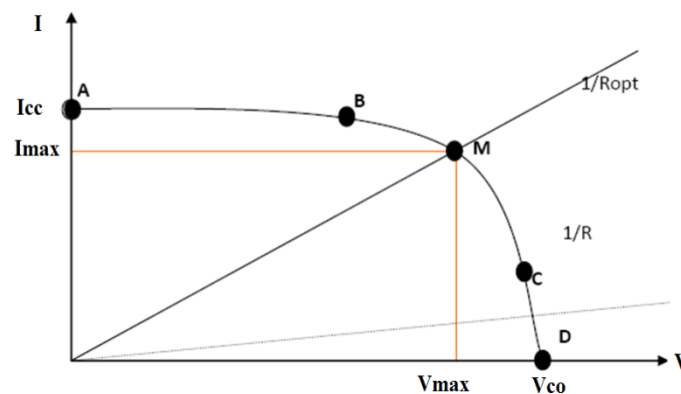


Figure (IV.12) Caractéristique courant-tension $I(V)$ pour une cellule photovoltaïque [MER10].

A partir de la caractéristique courant-tension de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule et notamment [MER10], [NIC05]:

I_{cc} : courant de court circuit (obtenu pour $V=0$) ;

V_{co} : tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$) ;

I_m : courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque ;

V_m : tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque ;

η : rendement de conversion ;

FF : facteur de forme ;

$\eta = (\text{Puissance électrique maximale fournie } P_m) / (\text{Puissance solaire incidente}) :$

$$\eta = \frac{P_m}{P_i S} = \frac{V_m I_m}{P_i S} = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{P_i S} \quad (\text{IV.5})$$

Avec P_i est la puissance d'éclairement reçue par unité de surface et S est la surface de la cellule photovoltaïque.

$$FF = (\text{Puissance maximale délivrée sur la charge}) / (V_{co} * I_{cc}) :$$

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (IV.6)$$

La figure (IV.13.a) montre la caractéristique courant-tension d'un panneau Siemens SP1502 avec une puissance de 150 W, cette caractéristique est tracée pour différentes valeurs d'éclairement, pour une valeur constante de la température ambiante (à $T = 20^\circ\text{C}$).

A chacune de ces valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir le panneau solaire. Notons aussi la diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} suite à une chute du flux lumineux ce qui implique la diminution de la puissance maximale. La figure (IV.13.b) montre la même caractéristique, tracée cette fois-ci pour différentes valeurs de la température ambiante, la valeur de l'éclairement restant constante (1000 W/m^2). L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} et de la puissance maximale disponible [MER10].

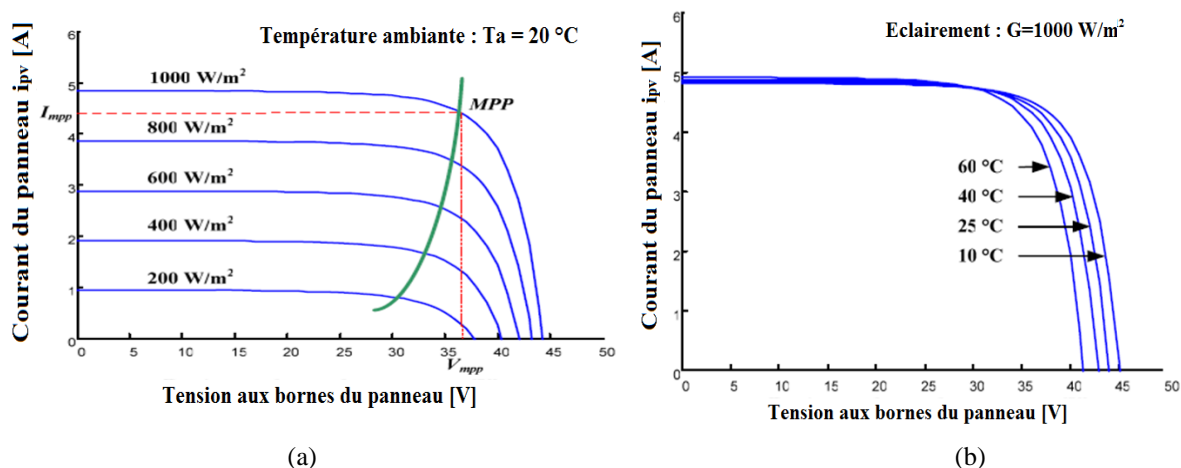


Figure (IV.13) Caractéristique courant-tension I (V) pour un panneau photovoltaïque : a) sous une température constante, b) sous un éclairement constant [MER10].

La figure (IV.14) montre la caractéristique puissance-tension $P(V)$ pour un panneau photovoltaïque sous diverses valeurs de l'éclairement et de la température.

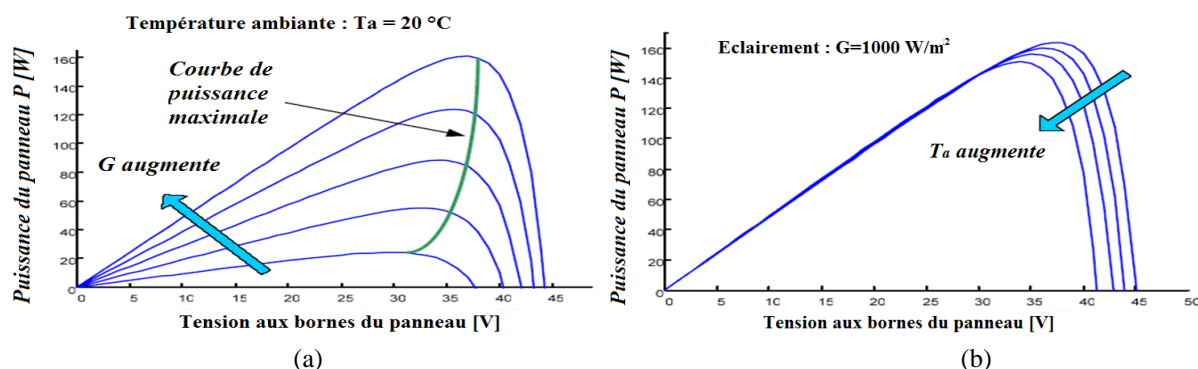


Figure (IV.14) Caractéristique puissance-tension P (V) pour un panneau photovoltaïque : a) sous diverses valeurs de l'éclairement avec température constante, b) sous diverses valeurs de la température avec éclairement constant [MER10].

IV.4.1.2. Modélisation du générateur solaire photovoltaïque

La structure du générateur solaire photovoltaïque (GSPV) connecté au réseau électrique est illustrée dans la figure (IV.15). Ses principaux sous-systèmes sont les panneaux photovoltaïques; convertisseur DC/DC pour obtenir la valeur de tension souhaitée et il est responsable du suivi du point de puissance maximum (MPPT); convertisseur DC/AC qui modifie la puissance continue dans le niveau de puissance alternatif requis pour l'injection dans le réseau; système de stockage et système de contrôle [KRI13], [BEH13].

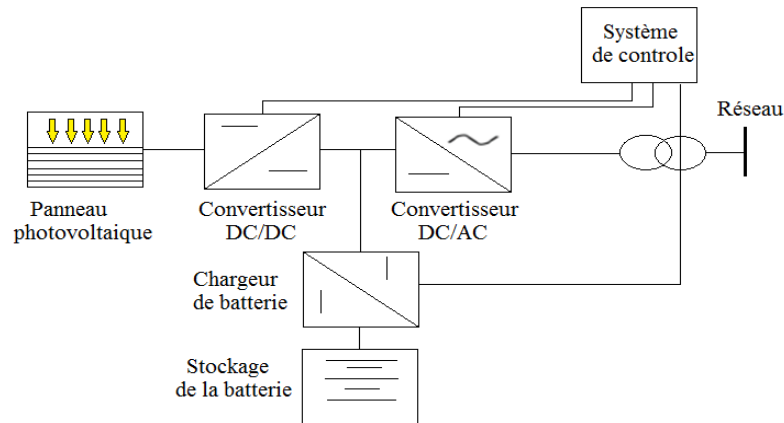


Figure (IV.15) Structure d'un GSPV connecté au réseau électrique [KRI13].

Un système de stockage est en général absent dans les grandes installations photovoltaïques connectées au réseau. Cependant, il existe des cas dans lesquels un stockage considérable a été intégré dans le GSPV [KRI13], [BEH13]. Les nœuds du réseau électrique sont caractérisés en utilisant deux des quatre grandeurs électriques, c'est-à-dire P , Q , V et θ .

Habituellement, une injection de puissance active avec une grandeur de tension ou un contrôle de puissance réactive est utilisée pour décrire les nœuds des centrales solaires photovoltaïques. Les fermes solaires photovoltaïques se situent dans une fourchette de dizaines de mégawatts et peuvent être modélisées en tant que générateurs PV ou PQ en fonction du mode de contrôle choisi.

Il convient de souligner que ce sont des modèles côté réseau (tels qu'ils sont observés à partir du réseau) [BEH13].

Les figures (IV.16. a) et (IV.16. b) montrent respectivement les schémas du modèle 1 (PQ) et du modèle 2 (PV).

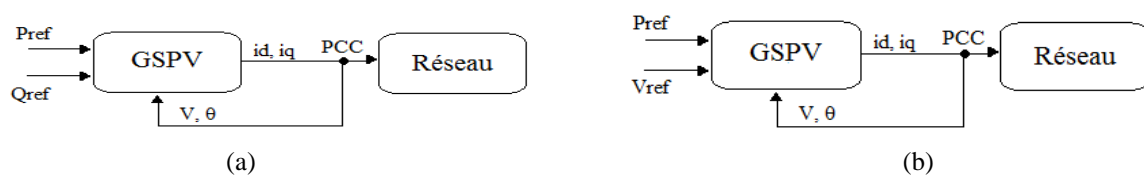


Figure (IV.16) Schéma du GSPV: a) Modèle 1 (PQ) incluant le convertisseur, b) Modèle 2 (PV) incluant le convertisseur [BEH13].

D'où PCC est le point de couplage commun. Dans ces modèles, les courants i_d et i_q du GSPV selon le système d'axes (d - q) peuvent être obtenus par [BEH13]:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (\text{IV.7})$$

D'où P et Q sont les puissances actives et réactives souhaitées du GSPV, V_d et V_q sont les mesures de tension du réseau (tensions du Park). Les mesures de tension du réseau V_d et V_q peuvent être obtenus par [SHA12]:

$$V_d = \frac{\sqrt{3}mV_A}{2\sqrt{2}} \cos \delta \quad (\text{IV.8})$$

$$V_q = -\frac{\sqrt{3}mV_A}{2\sqrt{2}} \sin \delta \quad (\text{IV.9})$$

Les puissances actives et réactives du GSPV injectées dans le réseau de transmission sont données par [SHA12]:

$$P_{SPVG} = \frac{0,6128 m V_A V_s \sin \delta}{X_t} \quad (\text{IV.10})$$

$$Q_{SPVG} = \frac{0,6128 m V_A \cos \delta}{X_t} - \frac{V_s}{X_t} \quad (\text{IV.11})$$

D'où P_{SPVG} est la puissance active du GSPV, Q_{SPVG} est la puissance réactive du GSPV, m est l'indice de modulation (0,1), V_A est la tension final du panneau photovoltaïque, δ est l'angle de phase, V_s est la tension du nœud de réseau et X_t représente l'impédance entre l'onduleur et le nœud du réseau. Les composants du système photovoltaïque (nœud continu, onduleur et dispositifs de connexion au réseau) sont de nature et de caractéristiques similaires à ceux d'autres générateurs dispersés (par exemple, les turbines éoliennes à vitesse variable).

Donc les exigences de modélisation sont similaires [BEH13], [BEH11].

IV.4.2. Principe de fonctionnement du générateur éolien

L'éolienne est un dispositif destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, elle est généralement utilisée pour produire de l'électricité (Voir figure (IV.17)) [HAS10].

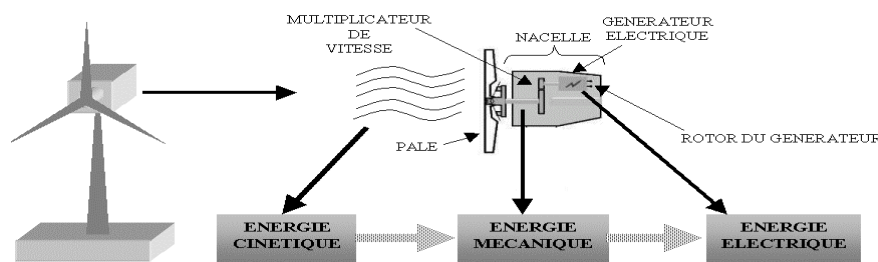


Figure (IV.17) Conversion de l'énergie cinétique du vent [HAS10].

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal. Les éoliennes à rotation rapide, bi- ou tripales en général, constituent actuellement la catégorie des éoliennes en vogue, et sont essentiellement affectées à la production d'électricité, d'où leur nom le plus courant « **d'aérogénérateurs** » à axe horizontal [HAS10].

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés sur la figure (IV.18). Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes [HAD17] :

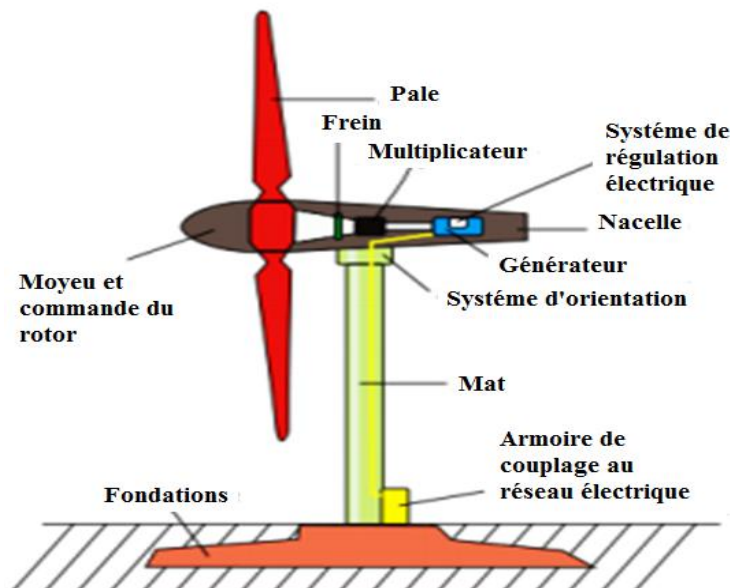


Figure (IV.18) Structure d'une éolienne [HAD17].

- **Le mât** : sa hauteur va définir le captage du vent par l'éolienne. Plus le mât sera haut, plus l'éolienne sera capable de capter des vents importants et forts, car le vent est considérablement ralenti au contact du sol.
- **La nacelle** : située en haut du mât, elle contient tous les éléments de l'éolienne : arbre de transmission, générateur et système de contrôle pour l'arrêter automatiquement en cas de vent fort.
- **Un arbre** dit "lent" : relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.
- **Un multiplicateur** : adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.
- **Le système de refroidissement**: comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur.
- **La génératrice** (ou l'alternateur): est généralement asynchrone, et sa puissance électrique peut varier entre 600kW et 5MW.

L'éolienne se compose de 3 pales (en général) portées par un rotor et installées au sommet d'un mât vertical. Cet ensemble est fixé par une nacelle qui abrite un générateur.

Un moteur électrique permet d'orienter la partie supérieure afin qu'elle soit toujours face au vent. Les pales permettent de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le vent fait tourner les pales entre 10 et 25 tours par minute.

La vitesse de rotation des pales est fonction de la taille de celles-ci. Plus les pales seront grandes, moins elles tourneront rapidement. Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à grande vitesse (de 1000 à 2000 tours par minute) pour produire de l'électricité. Ainsi, le multiplicateur a pour rôle d'accélérer le mouvement lent des pales [HAD17].

Il est à signaler que selon le type de la machine électrique utilisée on classe aussi les éoliennes en deux types, il s'agit des éoliennes à vitesse fixe et éoliennes à vitesse variable.

Les différentes technologies des générateurs sont le générateur asynchrone à cage d'écureuil «GAS», le générateur asynchrone à rotor bobiné à double alimentation «MADA», le générateur synchrone à rotor bobiné «GSRB» et à aimants permanents «GSAP» [DJE15].

Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Ce fonctionnement à vitesse variable est devenu possible grâce au développement des convertisseurs statiques et de leurs dispositifs de commande. Les éoliennes à base de la MADA procurent ainsi plusieurs avantages.

Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins coûteux, nécessitant ainsi un système de refroidissement moins lourd. Ils génèrent moins de perturbations comparativement aux convertisseurs utilisés pour les éoliennes à base de machine asynchrone à cage ou à aimant permanent; les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de génération est amélioré.

Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à un alternateur synchrone et les puissances active et réactive de ce type de générateurs peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce aux convertisseurs connectés sur le circuit électrique du rotor [DJE15].

IV.4.2.1. L'énergie disponible dans le vent

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air, m , qui se déplace avec la vitesse V , l'énergie cinétique de cette masse est donnée par :

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (\text{IV.12})$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface S , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait, alors:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (\text{IV.13})$$

Avec : S est la surface d'aire balayée par les pales (m^2), ρ est la masse volumique de l'air et V est la vitesse du vent (m/s). Cependant, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité par le dispositif de conversion (aérogénérateur), à cause de la vitesse non nulle des masses d'air derrière lui [HAS10], [DJE15].

IV.4.2.2. La puissance récupérable

En réalité, le dispositif de conversion (turbine éolienne) extrait une puissance inférieure à la puissance disponible. La limite de Betz caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc donnée par [HAS10], [DJE15] :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{IV.14})$$

C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. De cette façon, la puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est calculée par [HAS10], [DJE15] :

$$P_t^{max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p^{max} = 0,593 P_V \quad (\text{IV.15})$$

Où C_p^{max} est le coefficient de puissance maximal. Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être extraite par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59,3% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. Le coefficient de puissance C_p présente un maxima de 16/27 soit 0,59 (Voir figure (IV.19)). En prenant en considération la limite de Betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par [HAS10], [DJE15]:

$$P_{rec} = 0,37 V^3 \quad (\text{IV.16})$$

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de l'angle de calage des pâles β et la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{IV.17})$$

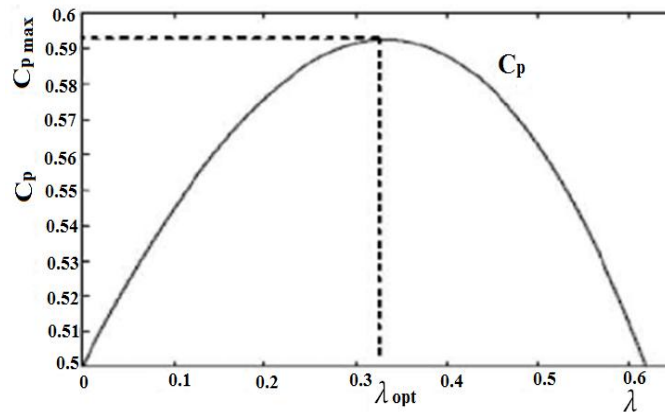


Figure (IV.19) Interpolation du facteur de puissance [DJE15].

Ainsi, on peut définir la notion de rendement aérodynamique η_a de l'éolienne par le rapport:

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_p^{max}} = \frac{C_p}{0,593} \quad (\text{IV.18})$$

En pratique, la valeur du maximum du coefficient de puissance approche la valeur de 0,48 avec une turbine tripale. Ce qui donne un rendement aérodynamique de 81% pour les turbines éoliennes actuelles. Le graphique de la figure (IV.20) donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse réduite pour différents types d'éoliennes.

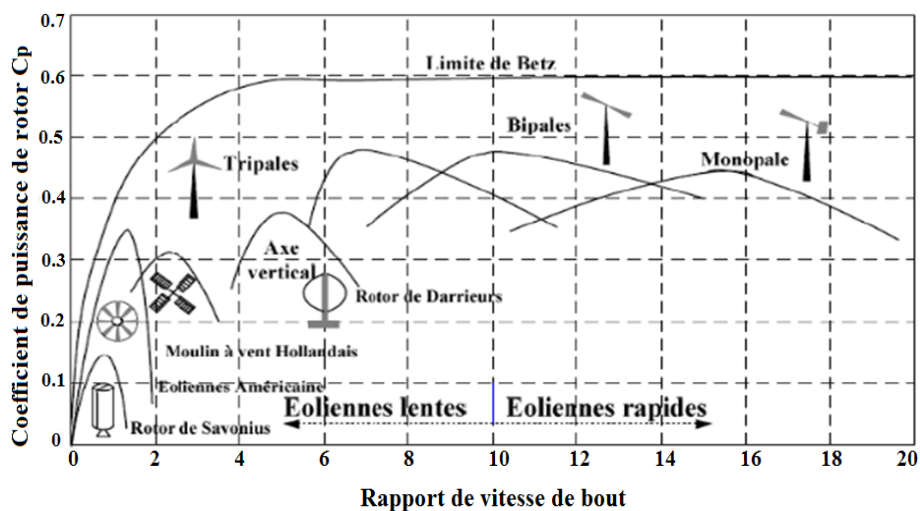


Figure (IV.20) Coefficient de puissance pour différents types d'éolienne [DJE15].

Le coefficient du couple C_c est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin de calculer la valeur des couples produits pour différents points de fonctionnement notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle.

En effet, au démarrage, il y a bien un couple sur l'arbre dû à la force du vent sur les pales tandis que la puissance est nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_c non nulle. L'expression du couple est donc la suivante [HAS10], [DJE15]:

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{RP_t}{\lambda V} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R^3 V^2 \quad (\text{IV.19})$$

Et alors, la valeur du coefficient du couple C_c est déterminée par la formule suivante:

$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{C_t}{\frac{1}{2} \rho \pi R^3 V^2} \quad (\text{IV.20})$$

Le coefficient C_c s'exprime, comme le coefficient C_p , en fonction de la vitesse du vent V et de vitesse de rotation de la turbine Ω_t , donc en fonction du ratio de vitesse λ .

IV.4.2.3. Régulation mécanique

Les objectifs de la régulation mécanique sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts d'une part et délimiter la puissance extraite par la turbine éolienne d'autre part.

En effet, cette turbine est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance nécessaire, dénommée puissance nominale P_n . Cette puissance P_n est obtenue à partir de la vitesse v_n (vitesse nominale) du vent relatif. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à v_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter sa destruction mécanique, en faisant de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. A coté de la vitesse nominale v_n qui varie entre 11m/s et 15m/s en fonction des technologies, on spécifie aussi [HAS10], [DJE15] :

- La vitesse de démarrage v_d (cut-in), à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie. Selon les constructeurs, v_d varie entre 2,5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.
- La vitesse maximale du vent v_m (cut-off), pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement. Pour la grande majorité des éoliennes, v_m vaut 25m/s.

Quatre zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées (Voir figure (IV.21)) [HAS10], [DJE15]:

- **La zone I**, où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas).
- **La zone II**, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent v .
- **La zone III**, correspond aux vitesses de vent élevées pour les quelles la vitesse de rotation de la turbine est limitée à une valeur maximale pour limiter la puissance P fournie par l'éolienne égale à la puissance nominale P_n , afin de ne pas subir de dégâts.

- **La zone IV**, lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale admissible par l'éolienne v_m , les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta=90^\circ$) afin de protéger la partie mécanique de l'éolienne et d'éviter son endommagement. Dans ce cas, la turbine s'arrête et la puissance extraite par la l'aérogénérateur sera nulle ($P_g=0$).

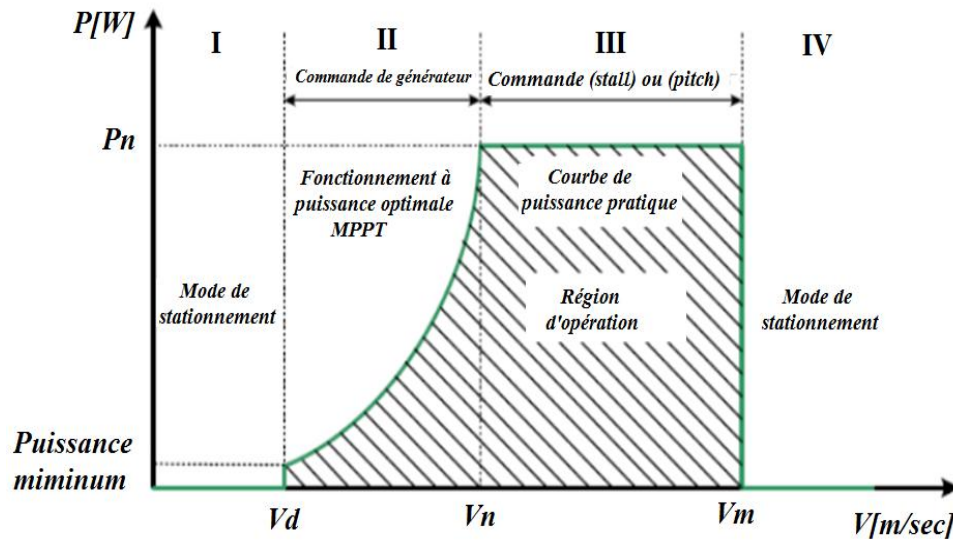


Figure (IV.21) Courbe typique d'une turbine éolienne [DJE15].

IV.4.2.4. Modélisation de la génératrice asynchrone à double alimentation (MADA)

La génératrice asynchrone à double alimentation (MADA) est la technologie la plus utilisée, en raison de ses performances supérieures, telles que l'efficacité de transfert élevée d'énergie et le contrôle flexible. La MADA offre plusieurs avantages tels que le contrôle découplé de puissances actives et réactives [MUN11], [LON12], [MIN10]. Le schéma global d'un générateur éolien basé sur la MADA est représenté sur la figure (IV.22).

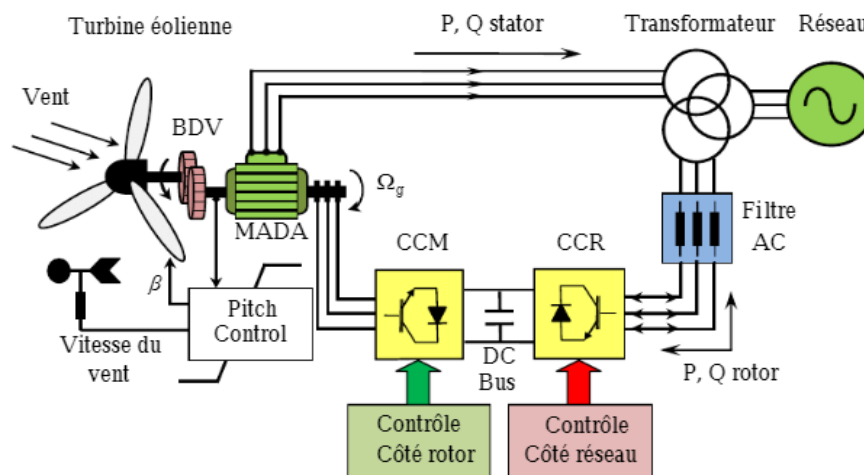


Figure (IV.22) Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [DJE15].

La turbine éolienne entraîne la MADA à une vitesse de rotation variable à travers un multiplicateur ou une boîte de vitesse (BDV). Le stator de la MADA est directement raccordé au réseau électrique, tandis que son rotor est connecté au réseau mais via un filtre triphasé de courant et deux convertisseurs statiques bidirectionnels triphasés commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI), mis en cascade à travers un bus continu.

L'intérêt majeur de ce système éolien réside dans le fait que le convertisseur côté rotor ou bien coté MADA «CCM» et le convertisseur côté réseau «CCR», transférant la puissance de glissement et l'acheminant vers le réseau électrique, ne sont dimensionnés que pour une partie de la puissance nominale de la MADA [DJE15]. Pour cette structure, les équations de la MADA en termes des axes de «d» et de «q» en négligeant les flux transitoires du stator et du rotor peuvent être écrites comme suit [MUN11], [BAB63]:

Pour le circuit du stator:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + (x_s + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr} \quad (\text{IV.21})$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - (x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr} \quad (\text{IV.22})$$

Pour le circuit du rotor:

$$v_{dr} = -R_r i_{dr} + (1 - \omega)((x_r + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs}) \quad (\text{IV.23})$$

$$v_{qr} = -R_r i_{qr} + (1 - \omega)((x_r + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds}) \quad (\text{IV.24})$$

Où v_{ds} et v_{qs} sont les tensions des axes d et q du stator, v_{dr} et v_{qr} sont les tensions des axes d et q du rotor, i_{dr} et i_{qr} sont les courants des axes d et q du rotor, i_{ds} et i_{qs} sont les courants des axes d et q du stator, R_s et R_r sont les résistances du stator et du rotor, x_s est la réactance du stator, x_r est la réactance du rotor, x_m est la réactance mutuelle et ω est la vitesse du rotor.

En supposant un modèle de convertisseur sans perte, la puissance active du convertisseur coïncide avec la puissance active du rotor. La puissance réactive injectée dans le réseau peut être approchée en négligeant la résistance du stator et en supposant que l'axe d coïncide avec le flux maximal du stator. Par conséquent, les puissances injectées dans le réseau peuvent être écrites comme suit [POW08]:

$$P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \quad (\text{IV.25})$$

$$Q = -\frac{x_m v i_{dr}}{x_s + x_m} - \frac{v^2}{x_m} \quad (\text{IV.26})$$

Où v est l'amplitude de la tension du réseau.

IV.4.2.5. Modèle de la turbine éolienne

Le couple mécanique de la turbine éolienne T_m est calculé en utilisant la vitesse du vent V_w (m/s) comme suit [FAR09]:

$$T_m = \frac{P_w}{\omega} \quad (\text{IV.27})$$

$$P_w = \frac{1}{2} \rho C_p A V_w^3 \quad (\text{IV.28})$$

D'où ω est la vitesse du rotor, P_w est la puissance mécanique extraite du vent, ρ est la densité de l'air (kg/m^3), C_p est le coefficient de puissance et A est la surface du rotor (m^2).

Le couple électrique T_e et le lien mathématique entre T_m et T_e résulte:

$$T_e = x_m (i_{qr} i_{ds} - i_{dr} i_{qs}) \quad (\text{IV.29})$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (\text{IV.30})$$

Avec H est l'inertie du rotor.

IV.4.2.6. Modèle de la vitesse du vent

Afin de modéliser la vitesse instantanée du vent $V_w(t)$, on suppose qu'elle se compose de quatre composantes comme suit: Vitesse moyenne et initiale du vent V_{wa} (m/s); composante de rampe $V_{wr}(t)$; composante de rafale $V_{wg}(t)$ et la turbulence de la vitesse du vent $V_{wt}(t)$ [SRED10]. La vitesse du vent $V_w(t)$ peut être exprimée comme suit:

$$V_w(t) = V_{wa} + V_{wr}(t) + V_{wg}(t) + V_{wt}(t) \quad (\text{IV.31})$$

La composante de rampe du vent est définie par l'amplitude A_{wr} et les temps de début t_{sr} et de fin t_{er} :

$$\begin{aligned} t < t_{sr} &: V_{wr}(t) = 0 \\ t_{sr} \leq t \leq t_{er} &: V_{wr}(t) = A_{wr} \frac{(t-t_{sr})}{(t_{er}-t_{sr})} \\ t > t_{er} &: V_{wr}(t) = A_{wr} \end{aligned} \quad (\text{IV.32})$$

La composante de rafale du vent est définie par l'amplitude A_{wg} et les temps de début t_{sg} et de fin t_{eg} :

$$\begin{aligned} t < t_{sg} &: V_{wg}(t) = 0 \\ t_{sg} \leq t \leq t_{eg} &: V_{wg}(t) = \frac{A_{wg}}{2} (1 - \cos(2\pi \frac{t-t_{sg}}{t_{eg}-t_{sg}})) \\ t > t_{eg} &: V_{wg}(t) = A_{wg} \end{aligned} \quad (\text{IV.33})$$

La composante de turbulence du vent est décrite par une densité spectrale de puissance comme suit [POW08]:

$$S_{wt} = \frac{\frac{1}{(\ln(\frac{h}{z_0}))^2} \times I V_{wa}}{(1 + 1.5 \frac{lf}{V_{wa}})^{\frac{5}{3}}} \quad (IV.34)$$

D'où f est la fréquence électrique, h (mètres) est la hauteur de la tour de l'éolienne (mètres), l est l'échelle de la longueur de la turbulence ($= 20 h$ pour $h < 30$ mètres et 600 mètres pour $h > 30$ mètres), z_0 (mètres) est la longueur de rugosité. La densité spectrale est ensuite convertie dans une série de cosinus de domaine temporel [POW08].

$$V_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wr}(f_i) \Delta f} \cos(2\pi f_i t + \varphi_i + \Delta\varphi) \quad (IV.35)$$

D'où f_i et φ_i sont la fréquence et la phase initiale du $i^{\text{ème}}$ composant de fréquence, φ_i représente les phases aléatoires ($\varphi_i \in [0, 2\pi]$). L'étape de fréquence devrait être $\Delta f \in (0.1, 0.3)$ Hz. Enfin, $\Delta\varphi$ est un petit angle de phase aléatoire introduit pour éviter la périodicité du signal de turbulence.

IV.5. L'optimisation des réseaux électriques en présence des énergies renouvelables

Avec l'augmentation de l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, le problème de l'optimisation devient plus difficile et la plupart des recherches ont été consacrées à étudier l'impact de l'énergie éolienne et photovoltaïque sur les opérations du réseau. Dans cette partie, nous présentons un nombre d'études concernant l'optimisation des réseaux électriques en présence des énergies renouvelables. Les auteurs dans [SUR15] présentent un modèle de dispatching économique pour réduire le coût du carburant des générateurs conventionnels du système test IEEE 30 nœuds, par l'insertion des centrales photovoltaïques avec différentes irradiances solaires. La puissance solaire photovoltaïque est considérée comme une charge négative. Dans [KHA14], le modèle de dispatching économique et environnemental combiné est développé à l'aide de la méthode d'optimisation des essaims de particules, pour montrer l'impact de cette énergie sur la réduction du coût de carburant et du coût d'émission du système test IEEE 30 nœuds. Dans ce modèle, les pertes de puissance sont ignorées. Dans [KHA16], un modèle de dispatching économique et environnemental combiné d'un système test de six unités thermiques est proposé avec l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque pour minimiser le coût du carburant, les émissions et le coût de la puissance solaire photovoltaïque, mais ce travail ignore les pertes de puissance. Dans [BRI12], les auteurs présentent un modèle dispatching économique et environnemental combiné pour le système test IEEE 30 nœuds en présence de l'énergie photovoltaïque et éolienne pour réduire le coût de production et les émissions, par

l'algorithme SPE (Strength Pareto Evolutionary Algorithm). Dans ce travail, les limites de tension et de puissance réactive sont ignorées.

Dans [MAK13], un algorithme d'optimisation hybride de l'algorithme d'essaim de particule avec l'algorithme de recherche de gravité est proposé pour trouver la solution optimale du problème de l'OPF, tenant compte du raccordement des trois parcs éoliens au réseau isolé d'Adrar. Afin d'obtenir le modèle du coût, ce problème est transformé en une seule fonction objective, tenant compte des coûts du carburant et de production d'énergie éolienne. D'après les résultats, l'intégration des parcs éoliens dans le système isolé d'Adrar permet de réduire environ 14% du coût du carburant.

Dans [BIS14], les auteurs présentent un modèle de l'OPF d'un système de puissance thermique conventionnel IEEE 30 nœuds en introduisant un générateur éolien, pour minimiser le coût de production, les pertes de puissance actives et les pertes de puissance réactive.

Le modèle proposé améliore le profil de tension des nœuds et diminue les pertes actives et réactives totales du système. Dans ce travail, la méthode proposée est conçue en tenant compte du coût de fonctionnement et en négligeant le coût capital du générateur éolien.

Les auteurs dans [XIE11], présentent un modèle de l'OPF en présence des parcs éoliens. Afin de rendre ce modèle plus raisonnable, la fonction objective représente la somme des coûts de la production éolienne et la production thermique du réseau test IEEE 118 nœuds. Les résultats peuvent fournir des informations précieuses pour les opérateurs de systèmes afin de déterminer la stratégie de planification du système d'alimentation avec des parcs éoliens qui réduirait au minimum les coûts de production du système. Le travail dans [LIB12], représente une solution de l'OPF en présence de l'énergie éolienne. Un nouveau modèle pour quantifier le coût de la production éolienne en tenant compte des caractéristiques intermittentes et fluctuantes de l'énergie éolienne est présenté.

La modélisation du coût de production éolienne est établie grâce à l'application de la simulation de Monte Carlo. Une méthode de programmation évolutive auto-adaptative est utilisée pour résoudre l'OPF du système test IEEE New England 39 nœuds avec l'énergie éolienne. Dans [AMB14], une solution de l'OPF est proposée pour le système test IEEE 30 nœuds modifié en remplaçant trois générateurs conventionnels par des systèmes équivalents d'énergie éolienne. Les résultats représentent l'impact de la planification éolienne et thermique sur l'optimisation du coût total du système.

Dans cette thèse, nous présentons une étude sur l'OPF du réseau Algérien avec l'intégration des centrales solaire photovoltaïques et éoliennes. Cette étude vise à calculer l'OPF en présence des énergies renouvelables, afin d'évaluer l'impact des générateurs photovoltaïques et éoliens sur le profil de tensions, les pertes de transmission, les puissances générées par les centrales thermiques et le coût total de la production.

Le problème de l'OPF est résolu à l'aide de la méthode de point intérieur et tous les cas de simulation sont réalisés à l'aide de PSAT/MATLAB.

IV.6. Formulation du problème de l'OPF en présence des énergies renouvelables

Dans ce travail, l'objectif principal du problème de l'écoulement de puissance optimal en présence des énergies renouvelables est la minimisation du coût total de puissance active générée par des unités de productions, tout en satisfaisant les contraintes d'égalité et les contraintes d'inégalités.

a) Fonction objective

La fonction objective à minimiser regroupe le coût de production active des centrales thermiques, centrales solaires photovoltaïques et centrales éoliennes comme suit [BRI12], [KHA14], [KHA16], [MAK13], [XIE11], [AMB14]:

$$\text{Min } F_T = \sum_{i=1}^{N_G} F_i(P_{Gti}) + \sum_{i=1}^{N_S} F_i(P_{Gsi}) + \sum_{i=1}^{N_W} F_i(P_{Gwi}) \quad (\text{IV.36})$$

D'où N_W est le nombre de générateurs éoliens, N_G est le nombre de générateurs thermiques, N_S est le nombre de générateurs photovoltaïques,

1) Coût du combustible du générateur conventionnel

Le modèle de coût du combustible $F_i(P_{Gti})$ du générateur thermique peut être exprimé comme suit:

$$F_i(P_{Gti}) = a_i + b_i P_{Gti} + c_i P_{Gti}^2 \quad (\text{IV.37})$$

D'où P_{Gti} est la puissance active générée par le générateur thermique au nœud i , a_i , b_i et c_i sont les coefficients de coût du combustible.

2) Coût de fonctionnement du générateur photovoltaïque

Le modèle de coût linéaire du générateur solaire photovoltaïque $F_i(P_{Gsi})$ peut être donné par [KHA16]:

$$F_i(P_{Gsi}) = d_{si} P_{Gsi} \quad (\text{IV.38})$$

D'où P_{Gsi} représente la puissance active du générateur photovoltaïque au nœud i et d_{si} représente le coefficient de coût direct du générateur photovoltaïque.

3) Coût de fonctionnement du générateur éolien

Selon [MAK13], [XIE11], [AMB14], la fonction de coût linéaire $F_i(P_{Gwi})$ assumée pour le parc éolien est donnée comme suit:

$$F_i(P_{Gwi}) = d_{wi}P_{Gwi} \quad (IV.39)$$

D'où P_{Gwi} représente la puissance active du générateur éolien au nœud i et d_{wi} représente le coefficient de coût direct du générateur éolien.

b) Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro.

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (II.40)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (II.41)$$

c) Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalité incluent les contraintes de générations thermiques, de sécurité et les contraintes des énergies renouvelables [XIE11]:

1) **Contraintes de génération:** Les puissances actives et réactives des générateurs thermiques sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit :

$$P_{Gti}^{min} \leq P_{Gti} \leq P_{Gti}^{max} \quad (IV.42)$$

$$Q_{Gti}^{min} \leq Q_{Gti} \leq Q_{Gti}^{max} \quad (IV.43)$$

Où P_{Gti}^{min} et P_{Gti}^{max} sont les puissances actives minimales et maximales du générateur thermique i ; Q_{Gti}^{min} et Q_{Gti}^{max} sont les puissances réactives minimales et maximales du générateur thermique i .

2) **Contraintes de sécurité:** les contraintes de tensions aux jeux de barres comme suit :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (IV.44)$$

Où V_i^{min} et V_i^{max} sont les limites de tension minimale et maximale au nœud i .

Les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance apparente S_{ij} . Elles sont représentées par une contrainte d'inégalité, qui limitera le carré de puissance en MVA d'un transformateur ou d'une ligne de transport.

$$|S_{ij}|^2 \leq |S_{ij}^{max}|^2 \quad (II.45)$$

3) **Contraintes des énergies renouvelables:** Les puissances actives et réactives des générateurs photovoltaïques et éoliens sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit [MAK13], [XIE11], [AMB14]:

$$0 \leq P_{Gsi} \leq P_{Gsi}^{\max} \quad (\text{IV.46})$$

$$Q_{Gsi}^{\min} \leq Q_{Gsi} \leq Q_{Gsi}^{\max} \quad (\text{IV.47})$$

$$0 \leq P_{Gwi} \leq P_{Gwi}^{\max} \quad (\text{IV.48})$$

$$Q_{Gwi}^{\min} \leq Q_{Gwi} \leq Q_{Gwi}^{\max} \quad (\text{IV.49})$$

D'où P_{Gsi}^{\max} représente la puissance active maximale du générateur photovoltaïque i et P_{Gwi}^{\max} représente la puissance maximale active du générateur éolien i . Q_{Gsi}^{\min} et Q_{Gsi}^{\max} sont les puissances réactives minimales et maximales du générateur photovoltaïque i , Q_{Gwi}^{\min} et Q_{Gwi}^{\max} sont les puissances réactives minimales et maximales du générateur éolien i .

Remarque : Les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne dépendent fortement des conditions météorologiques et des zones géographiques.

L'énergie renouvelable (éolienne ou solaire) est consommée à chaque fois qu'elle est disponible et la demande de charge restante est satisfaite par les autres générateurs du système [SUR15], [AUG12]. Dans le calcul de l'OPF, le générateur (éolien ou photovoltaïque) sera introduit comme une fonction de coût, mais avec une puissance déjà connue ou attendue, de sorte que la puissance générée par le parc renouvelable, possède une puissance déjà planifiée et calculée à partir d'une courbe de vent ou du soleil quotidienne et qui ne sera pas affectée par l'OPF [SOU15].

IV.7. Résultats de calcul de l'écoulement de puissance en présence des énergies renouvelables

La capacité actuelle de la production d'électricité installée n'est pas suffisante pour répondre à la demande durant les périodes de pointe de l'été. A long terme, le parc de production d'électricité Algérien devra se développer. Cela nécessitera des investissements de plusieurs milliards de dollars pour de nouvelles lignes de transport et une nouvelle capacité de production. Le gouvernement Algérien a décidé d'investir dans la production d'électricité sur la période 2015-2025, avec une puissance attendue de 15 385 MW [DIB12].

Dans ce chapitre, notre étude s'appuie sur le programme de développement des énergies renouvelables adopté par le gouvernement Algérien. Selon le programme, 27% de la production d'électricité sera renouvelable d'ici 2030. Cette stratégie devrait réduire la part des combustibles fossiles qui sont actuellement la principale ressource pour la production d'électricité du pays [SON11].

L'utilisation des potentiels d'énergie renouvelable dans les régions du sud couvrira une grande partie des besoins énergétiques croissants en Algérie [DIB12]. Notre approche a été appliquée sur le réseau Algérien 114 nœuds de 15 générateurs thermiques et différents niveaux de tension (60 kV, 90 kV et 220 kV) (Voir chapitre II (section II.6.5)) en présence des énergies renouvelables (ER).

La charge du système est maintenue constante à 3627 MW et 2070 MVar. Pour comparer l'impact des fermes solaires photovoltaïques et éoliennes sur le réseau Algérien, les cas de simulation sont réalisés à l'aide de PSAT/MATLAB en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Les résultats de l'écoulement de puissance du réseau en présence des ER seront notamment discutés. Sur la base des modèles de générateurs d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne illustré dans la section (IV.4), plusieurs cas sont pris en compte pour l'étude. Les différents cas étudiés sont les suivants:

- **Cas 1:** Etude du réseau avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque;
- **Cas 2:** Etude du réseau avec l'insertion de la ferme d'éoliennes;
- **Cas 3:** Etude du réseau avec l'insertion simultanée de la ferme solaire photovoltaïque et la ferme d'éoliennes.

IV.7.1. Cas 1: Etude du réseau avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque

Pour assurer un bon fonctionnement de tout système alimenté par l'énergie solaire photovoltaïque, il est nécessaire de connaître le potentiel solaire de l'emplacement.

Le choix de l'emplacement de la ferme solaire photovoltaïque (SPV) est conditionné par les conditions climatiques du site sur la base des résultats des études de potentiels solaires menées par le Ministère de l'Energie, conjointement avec l'ASAL, le CDER et l'ONM (Voir section (IV.3.2)). Les endroits les plus ensoleillés du réseau Algérien sont GHARDAIA, BECHAR, EL OUED et DJELFA. Pour trouver l'emplacement optimal de la ferme SPV, on s'intéressera à l'insertion de cette dernière dans les sites les plus ensoleillés du réseau Algérien, en gardant les mêmes paramètres de la ferme, puis en sélectionnera l'emplacement qui donne les pertes totales du réseau les plus faibles après l'analyse de l'écoulement de puissance du réseau.

IV.7.1.1 Modèle de générateur photovoltaïque (Modèle PV)

La ferme solaire photovoltaïque est modélisée comme un générateur solaire photovoltaïque centralisé avec la régulation de tension (C-GSPV PV), ce modèle est contrôlé par une puissance active générée (P_{ref}) et une tension de référence (V_{ref}) pour améliorer le profil de tension et réduire les pertes dans les lignes de transmission.

La figure (IV.23) représente le modèle de générateur photovoltaïque (Modèle PV) avec le régulateur de tension. Les paramètres de ce générateur sont :

- Puissance active et tension de référence [MW, p.u.]: [25 1,045];

- Temps de réponse des convertisseurs (T_p, T_q) [s, s]: [0,015 0,015];
- Gains PI du contrôleur de tension (k_v, k_i) : [0,0868 50,9005].

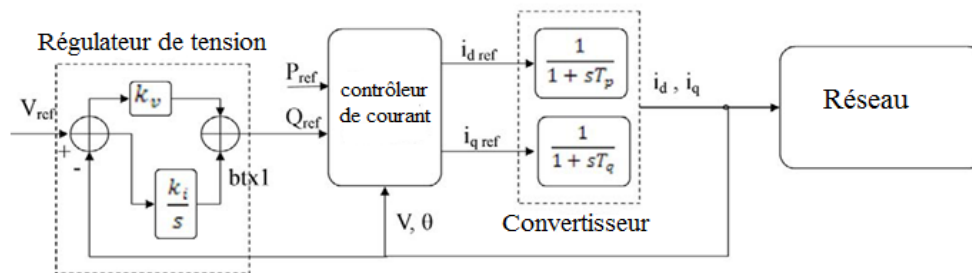


Figure (IV.23) Générateur solaire photovoltaïque (Modèle PV).

Une ferme solaire photovoltaïque de 25 MW est choisie pour effectuer des études pour quatre sites différents:

- **Ghardaïa** : Latitude $32^{\circ},4$, longitude $3^{\circ},8$, et l'irradiation normale directe quotidienne est $6 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$.
- **Bechar** : Latitude $31^{\circ},7$, longitude $-2^{\circ},3$, et l'irradiation normale directe quotidienne est $6,8 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$.
- **EL oued** : Latitude $33^{\circ},5$, longitude $6^{\circ},8$, et l'irradiation normale directe quotidienne est $5,6 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$.
- **Djelfa** : Latitude $34^{\circ},7$, longitude $3^{\circ},2$, et l'irradiation normale directe quotidienne est $6 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ (Voir figure IV.7).

Le tableau (IV.1) résume les résultats du flux de puissance par la méthode de Newton Raphson des quatre emplacements de la ferme SPV (25 MW) dans le réseau Algérien.

D'après le tableau (IV.1), on voit clairement que l'emplacement de la ferme SPV au nœud N°12 (BECHAR) donne les pertes et les productions les plus faibles, comparé aux autres emplacements, car ce nœud est relativement éloigné des unités de production.

Tableau (IV.1) Résultats des différents emplacements de la ferme SPV (25 MW).

	Générations totales		Pertes totales	
	$P_G(\text{MW})$	$Q_G(\text{MVar})$	$P_L(\text{MW})$	$Q_L(\text{MVar})$
Cas de base (Sans GSPV)	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923
GSPV à BECHAR	3692,8305	1886,6621	65,8305	-183,3379
GSPV à GHARDAIA	3698,9445	1920,0156	71,9445	-149,9844
GSPV à EL OUED	3696,0969	1903,0399	69,0969	-166,9601
GSPV à DJELFA	3695,5195	1901,7341	68,5195	-168,2659

Les fermes SPV connectées à GHARDAIA, EL OUED et DJELFA sont proches de la production thermique et par conséquent le transfert de la puissance générée par la ferme SPV provoque des pertes supplémentaires dans les lignes qui sont fortement chargées et proches de la production thermique.

La ferme SPV connectée à BECHAR injecte une puissance active de 25 MW et une puissance réactive de 5,1954 MVar.

D'après les résultats illustrés dans le tableau (IV.1), la ferme SPV de BECHAR (25 MW) diminue les pertes actives totales de 68,0852 MW à 65,8305 MW (profit de 2,2547 MW) et les pertes réactives totales de -169,2923 MVar à -183,3379 MVar (profit de 14,0456 MVar).

La puissance photovoltaïque diminue la génération thermique active totale du système de 3695,0852 MW à 3692,8305 MW, et la génération thermique réactive totale de 1900,7077 MVar à 1886,6621 MVar. Selon l'étude du flux de puissance du réseau Algérien avec l'insertion de l'énergie solaire photovoltaïque, on peut dire que le site idéal de la ferme SPV est au niveau de la région de BECHAR. La figure (IV.24) illustre les courants i_d et i_q du générateur solaire photovoltaïque à BECHAR (modèle PV) donné par la simulation du domaine temporel en utilisant PSAT.

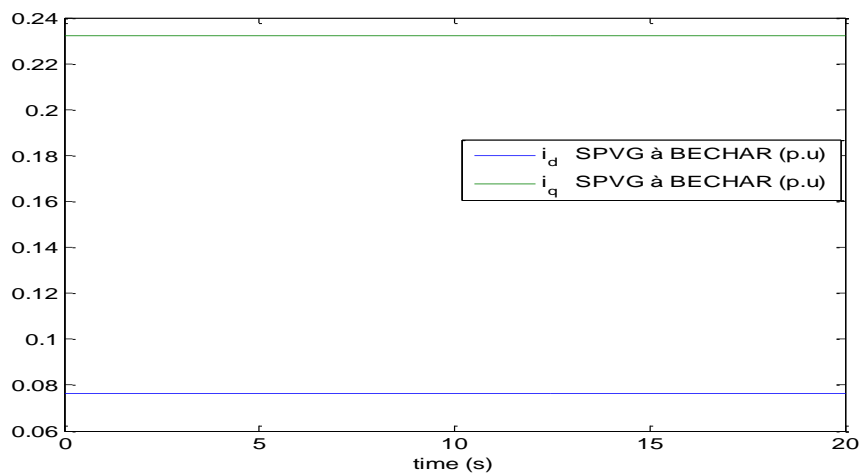


Figure (IV.24) Simulation temporelle des courants i_d et i_q du GSPV à BECHAR (modèle PV).

Après avoir choisi le nœud de BECHAR comme un emplacement optimal de la ferme SPV, dans la partie suivante le flux de puissance du réseau Algérien est résolu avec différentes capacités de la ferme SPV, pour voir l'effet de la puissance solaire photovoltaïque sur le réseau Algérien. Dans cette partie du travail, on va évaluer les pertes actives et réactives totales du réseau pour différentes capacités de la ferme SPV.

La capacité optimale de la ferme photovoltaïque est celle qui correspond aux pertes actives et réactives les plus faibles. D'après le tableau (IV.2), les pertes totales du réseau diminuent avec l'augmentation de la capacité solaire photovoltaïque de 20 MW jusqu'à P_{GSPV} égale à 50 MW. Au-delà, les pertes et les productions totales du réseau commencent à augmenter mais restent toujours inférieures au cas de base. Donc la capacité optimale de la ferme SPV connectée à BECHAR est 50 MW. Dans ce cas, la puissance réactive injectée Q_{SPVG} égale à 0,12566 MVar. D'après les résultats illustrés dans le tableau (IV.2), la ferme SPV de BECHAR (50 MW) participe efficacement à la réduction des pertes actives totales avec un profit de 2,9368 MW et des pertes réactives totales avec un profit de 17,01 MVar.

Le générateur photovoltaïque peut diminuer la génération thermique active totale du système jusqu'à 3692,1484 MW, et la génération thermique réactive totale jusqu'à 1883,6977 MVar.

Tableau (IV.2) Pertes actives et réactives totales du réseau pour différentes capacités de la ferme SPV.

	Sans SPVG	P _{SPVG} = 20 MW	P _{SPVG} = 25 MW	P _{SPVG} = 30 MW	P _{SPVG} = 40 MW	P _{SPVG} = 50 MW	P _{SPVG} = 60 MW	P _{SPVG} = 70 MW	P _{SPVG} = 100 MW
P_G (MW)	3695,0852	3693,139	3692,8305	3692,581	3692,2536	3692,1484	3692,2593	3692,5814	3694,7932
Q_G (MVar)	1900,7077	1888,0838	1886,6621	1885,5239	1884,0751	1883,6977	1884,3614	1886,0445	1897,1056
P_L (MW)	68,0852	66,139	65,8305	65,581	65,2536	65,1484	65,2593	65,5814	67,7932
Q_L (MVar)	-169,2923	-181,9162	-183,3379	-184,4761	-185,9249	-186,3023	-185,6386	-183,9555	-172,8944
Q_{SPVG} (MVar)	-	6,6077	5,1954	3,9191	1,7643	0,12566	-1,01	-1,6518	-0,64857

La figure (IV.25) illustre l'influence de la ferme SPV (50 MW) connectée à BECHAR sur le profil de tension du réseau Algérien. Pour mieux visualiser l'influence de l'énergie photovoltaïque sur le système, le tableau (IV.3) présente les amplitudes de tensions (*en p.u*) des nœuds avant et après l'insertion de la centrale SPV. Les figures (IV.26) et (IV.27) illustrent les pertes actives et réactives dans toutes les lignes du réseau avant et après l'insertion de la centrale SPV de 50 MW à BECHAR.

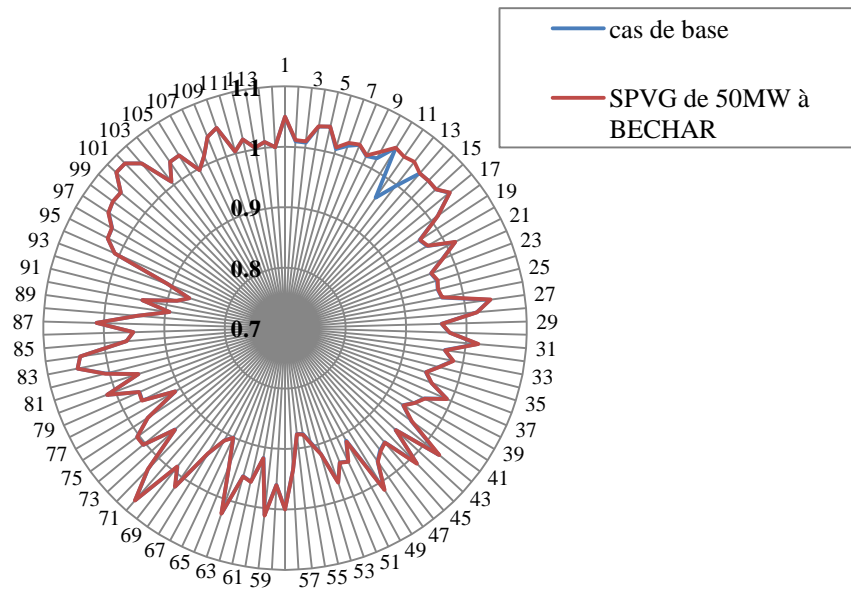


Figure (IV.25) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR (p.u).

D'après le tableau (IV.3), on peut remarquer que l'installation de la ferme SPV à BECHAR améliore le profil de tension des nœuds de charge N°7, N°10, N°12 et N°13.

Tableau (IV.3) Amplitudes de tension avant et après l’insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.

Nœud N°	Nom du nœud	Cas de base (p.u)	GSPV à BECHAR (p.u)
7	SIDI BELABES	1,01800	1,02416
10	SAIDA	1,01900	1,03151
12	BECHAR	0,96227	1,04500
13	AIN-SEFRA	0,99760	1,04849

En ce qui concerne les allures des pertes actives et réactives du réseau Algérien, d’après la figure (IV.26), nous remarquons que l’insertion de la ferme SPV diminue les pertes actives de la ligne N°66, ligne N°69, ligne N°73, ligne N°103 et ligne N°147.

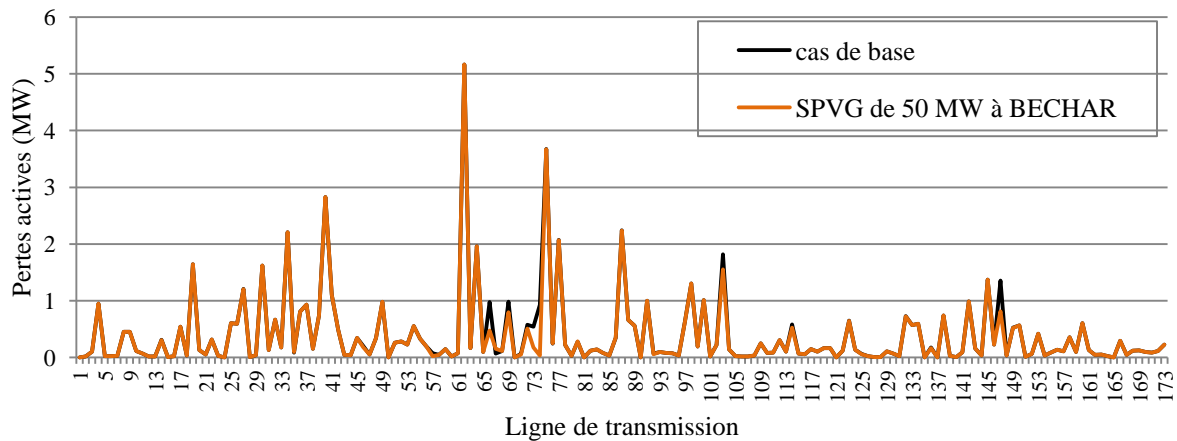


Figure (IV.26) Pertes actives avant et après l’insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.

D’après la figure (IV.27), il est clair que l’insertion de la ferme SPV diminue les pertes réactives de la ligne N°66, ligne N°73, ligne N°74 et ligne N°147.

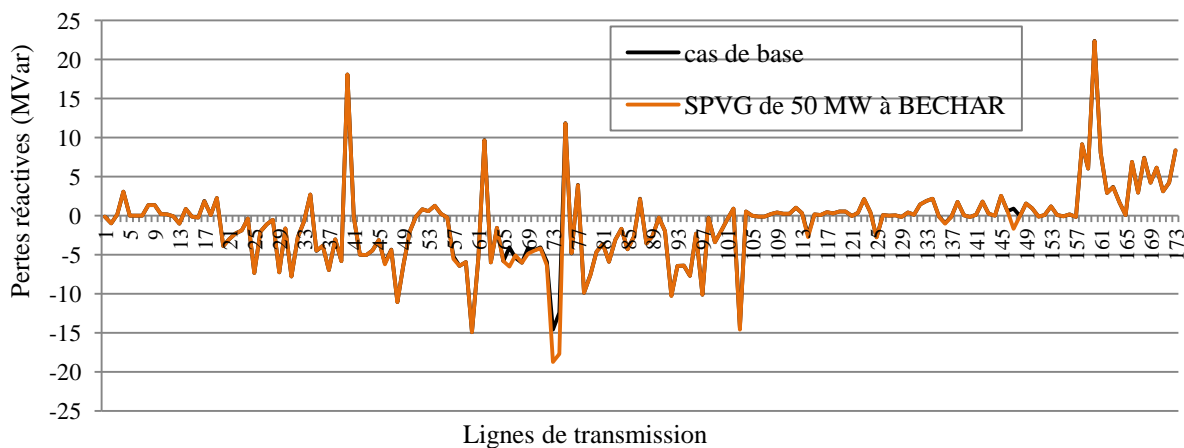


Figure (IV.27) Pertes réactives avant et après l’insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.

Pour mieux visualiser l’influence de l’énergie photovoltaïque sur la réduction des pertes de transmission, le tableau (IV.4) présente les valeurs de pertes actives et réactives dans les lignes avant et après l’insertion de la ferme SPV.

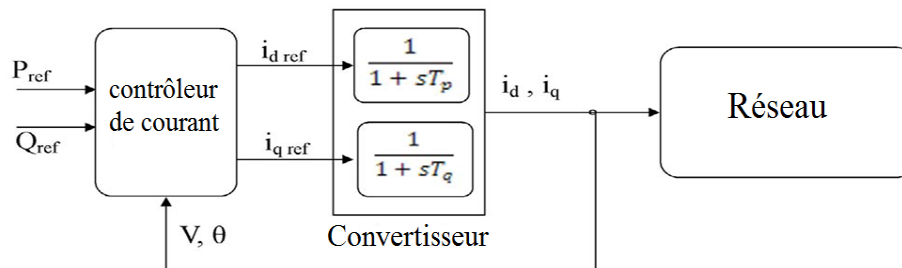
Tableau (IV.4) Pertes de transmissions actives et réactives avant et après l'insertion de la ferme SPV (50 MW) à BECHAR.

Du nœud	Au nœud	Ligne N°	Cas de base (MW)	GSPV à BECHAR (MW)
TIARET	SAIDA	66	0,9775	0,4781
ZAHANA	TLEMCEN	69	0,9817	0,7950
BECHAR	AIN-SEFRA	73	0,544	0,1777
MERSAT EL HADJADJ 1	OUED SLY 2	103	1,8199	1,5524
MERSAT EL HADJADJ 1	SIDI BELABES	147	1,3542	0,8141
Du nœud	Au nœud	Ligne N°	Cas de base (MVar)	GSPV à BECHAR (MVar)
TIARET	SAIDA	66	-4,0697	-6,5288
BECHAR	AIN-SEFRA	73	-14,5669	-18,7080
SAIDA	AIN-SEFRA	74	-12,4281	-17,7066
MERSAT EL HADJADJ 1	SIDI BELABES	147	0,8963	-1,6743

IV.7.1.2 Modèle de générateur photovoltaïque (Modèle PQ)

La ferme solaire photovoltaïque connectée à BECHAR est modélisée comme un générateur solaire photovoltaïque centralisé avec un facteur de puissance unitaire (C-GSPV PQ). Ce modèle (PQ) est contrôlé par une puissance active générée (P_{ref}) et une puissance réactive générée ou absorbée par le générateur (Q_{ref}). La figure (IV.28) représente le modèle (PQ) de générateur photovoltaïque. Les paramètres de ce générateur sont :

- Puissance active et réactive de références [MW, MVar] : [50 80];
- Temps de réponse des convertisseurs (T_p , T_q) [s, s]: [15 15].

**Figure (IV.28)** Générateur solaire photovoltaïque (Modèle PQ).

La figure (IV.29) illustre le profil de tension après l'insertion de la centrale photovoltaïque de 50 MW (Modèle PQ) à BECHAR. D'après cette figure, on remarque que le générateur photovoltaïque contrôlé par la puissance active et réactive (Modèle PQ) ne permet pas un meilleur réglage de tension comparé au générateur avec un régulateur de tension (Modèle PV).

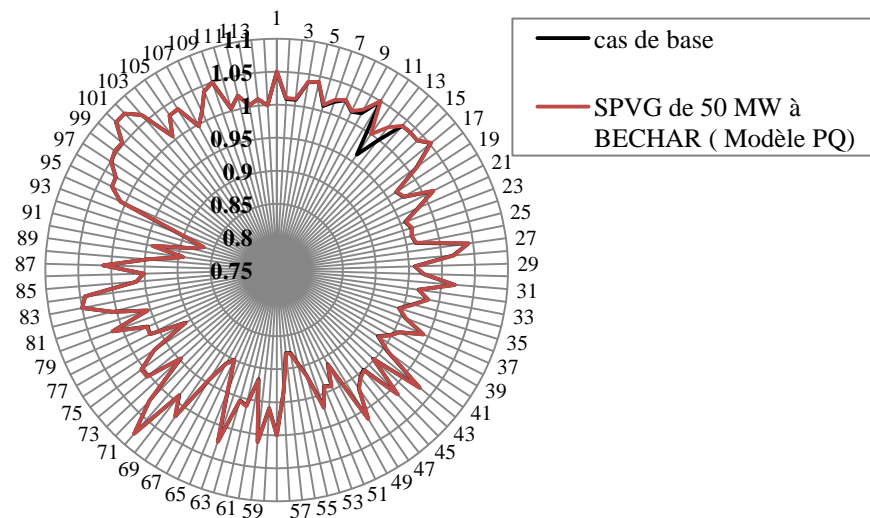


Figure (IV.29) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme SPV (modèle PQ) de 50 MW à BECHAR (p.u).

a) Synthèse

Nous venons de présenter les résultats de simulation après l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque à BECHAR (Modèles PV et PQ). Dans cette partie, afin de comparer les deux modèles de générateur photovoltaïque, le tableau (IV.5) présente une synthèse de deux types de générateurs.

D'après ce tableau on constate que le générateur photovoltaïque (Modèle PQ) diminue beaucoup plus les pertes et les générations totales du réseau comparé au générateur du Modèle (PV). Dans ce cas, les puissances actives et réactives injectées par le générateur photovoltaïque (Modèle PQ) sont respectivement 44,9196 MW et -6,5185 MVar.

Tableau (IV.5) Synthèse de deux types de générateurs (50 MW).

	Générations totales		Pertes totales	
	P_G (MW)	Q_G (MVar)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
Cas de base (Sans GSPV)	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923
GSPV à BECHAR (PV)	3692,8305	1886,6621	65,8305	-183,3379
GSPV à BECHAR (PQ)	3692,2759	1886,1922	65,2759	-183,8078

IV.7.2. Cas 2: Etude du réseau avec l'insertion de la ferme d'éoliennes

Dans cette étude, la ferme d'éoliennes est installée dans les sites les plus ventés du réseau Algérien : TEBESSA-2, AIN SAFRA (NAAMA), OUARGLA et BISKRA sur la base des résultats des études de potentiels éoliens menées par le Ministère de l'Energie, conjointement avec l'ASAL, le CDER et l'ONM (Voir section (IV.3.2)).

Pour trouver l'emplacement optimal de la ferme d'éoliennes, on s'intéressera à l'insertion de cette dernière dans les quatre sites, en gardant les mêmes paramètres, puis en sélectionnera l'emplacement qui donne les pertes totales du réseau les plus faibles après l'analyse de l'écoulement de puissance.

Le parc éolien d'une capacité de 50 MVA/69 kV comprenant 25 éoliennes (25× 2 MVA) a été connecté au réseau Algérien à travers un transformateur avec un rapport de tension (69/220 kV) en créant un autre nœud (69 kV). La ferme d'éoliennes est choisie pour effectuer des études dans quatre sites différents comme suit:

- **Tébessa-2** : Latitude 35°,4, longitude 8°,1, et la vitesse annuelle moyenne du vent est 3,5 m/s.
- **Ain safra** : Latitude 32°,8, longitude -0°,6, et la vitesse annuelle moyenne du vent est 5,4 m/s.
- **Ouargla** : Latitude 31°,9, longitude 5°,4, et la vitesse annuelle moyenne du vent est 4,9 m/s.
- **Biskra** : Latitude 34°,8, longitude 5°,7, et la vitesse annuelle moyenne du vent est 4,2 5,3 m/s [CHE11].

Dans cette étude, le vent est modélisé en tant que distribution de Weibull comme proposé par F. Milano (2005), en tenant compte de la nature composite du vent, qui comprend la vitesse moyenne, de rampe, de rafale, de turbulence. Des filtres passe bas ont été utilisés pour lisser les variations de vitesse du vent [SRED10]. Les paramètres de la MADA et le modèle du vent sont donnés dans l'annexe G.

Le tableau (IV.6) résume les résultats du flux de puissance par la méthode de Newton Raphson des quatre emplacements de la ferme d'éoliennes dans le réseau Algérien.

Tableau (IV.6) Résultats des différents emplacements de la ferme d'éoliennes (WF).

	Générations totales		Pertes totales		Puissances de WF	
	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _L (MW)	Q _L (MVar)	P _W (MW)	Q _W (MVar)
Cas de base (Sans WF)	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923	-	-
WF à TEBESSA 2	3693,5454	1891,6588	66,5454	-178,3413	31,2456	24,514
WF à AIN SAFRA	3693,1282	1893,0634	66,1282	-176,9366	34,1961	-4,5593
WF à OUARGLA	3693,6888	1894,0427	66,6888	-175,9573	30,0476	0,75153
WF à BISKRA	3694,8682	1899,896	67,8682	-170,104	20,3203	0,02247

D'après le tableau (IV.6), on voit clairement que l'emplacement de la ferme d'éoliennes à AIN SAFRA donne les pertes et les générations actives les plus faibles, comparé aux autres emplacements. On constate aussi que l'emplacement de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2, donne les pertes et les générations réactives les plus faibles, comparé aux autres emplacements. Les fermes d'éoliennes connectées à OUAGLA et BISKRA diminuent d'une manière remarquable les générations et les pertes totales du réseau Algérien.

La figure (IV.30) illustre l'influence de la ferme d'éoliennes connectée aux différents emplacements sur le profil de tension du réseau Algérien.

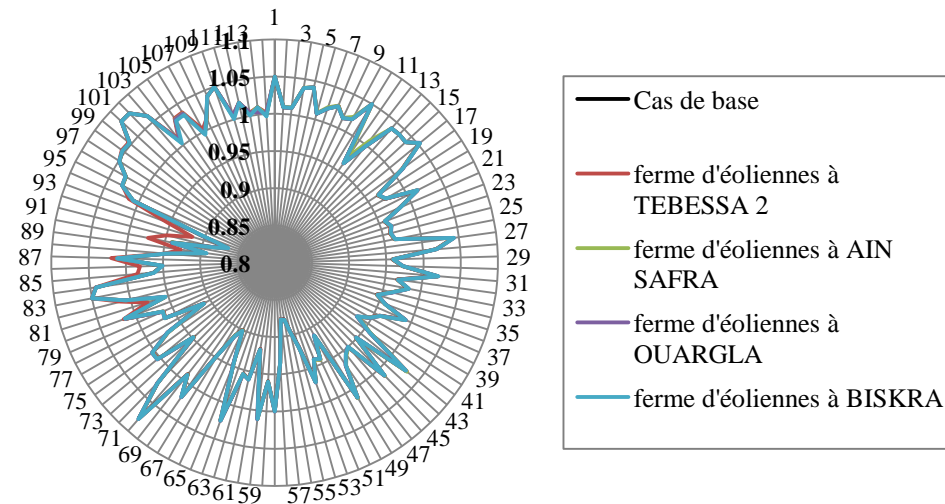


Figure (IV.30) Profil de tensions du réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes aux différents emplacements (p.u).

D'après cette figure, on remarque que la puissance réactive injectée par la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2 traite le problème de chute tension aux nœuds N°89, N°91 et N°92 et améliore le profil de tensions aux nœuds N°81, N°85, N°86, N°90 et N°93. On constate aussi que les autres emplacements n'améliorent pas le profil de tension. Pour mieux visualiser l'influence de l'énergie éolienne sur le système, le tableau (IV.7) présente les amplitudes de tensions (*en p.u.*) des nœuds avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2.

Selon l'étude du flux de puissance du réseau Algérien avec l'insertion de l'énergie éolienne, on peut dire que le site idéal pour la ferme d'éoliennes est au niveau de la région de TEBESSA-2. Cet emplacement permet de diminuer les pertes du réseau et traiter le problème de chute de tension aux différents nœuds.

Tableau (IV.7) Amplitudes de tension avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2.

Nœud N°	Nom du nœud	Cas de base (p.u)	WF à TEBESSA-2 (p.u)
81	EL AOUINET 1	0,9545	0,9789
85	AIN BEIDA	0,9633	0,9849
86	TEBESSA 1	0,9512	0,9810
89	SOUK AHRAS	0,8931	0,9276
90	EL AOUINET 2	0,9410	0,9735
91	TEBESSA 2	0,8845	0,9500
92	DJEBEL ONK	0,8659	0,9157
93	TEBESSA 3	0,9073	0,9546

D'après les résultats illustrés dans le tableau (IV.6), la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2 diminue les pertes actives totales de 68,0852 MW à 66,5454 MW (profit de 1,5398 MW) et les pertes réactives totales de -169,2923 MVar à -178,3413 MVar (profit de 9,049 MVar).

La puissance éolienne diminue la génération thermique active totale du système de 3695,0852 MW à 3693,5454 MW, et la génération thermique réactive totale de 1900,7077 MVar à 1891,6588 MVar.

La figure (IV.31) représente la vitesse du vent du générateur éolien connectée à TEBESSA2 dans les 20 premières secondes, donnée par la simulation du domaine temporel en utilisant PSAT.

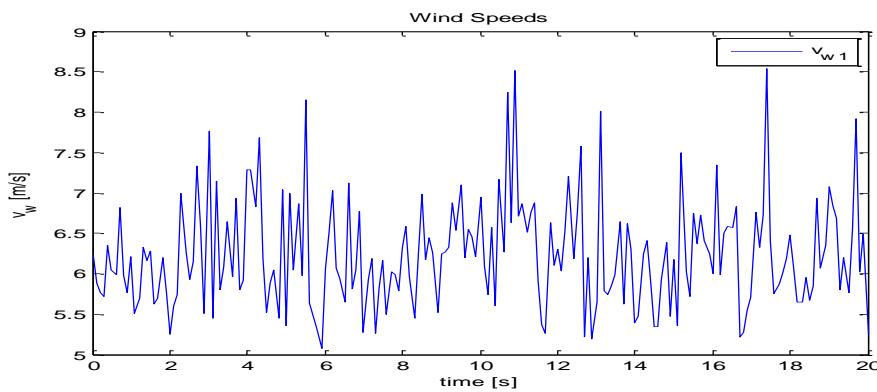


Figure (IV.31) Vitesse du vent de l'éolienne connectée à TEBESSA 2 dans les 20 premières secondes.

En ce qui concerne les allures des pertes actives et réactives du réseau Algérien, d'après la figure (IV.32), nous remarquons que l'insertion de la ferme d'éoliennes diminue les pertes actives de la ligne N°19, ligne N°30, ligne N°34, ligne N°40 et ligne N°103.

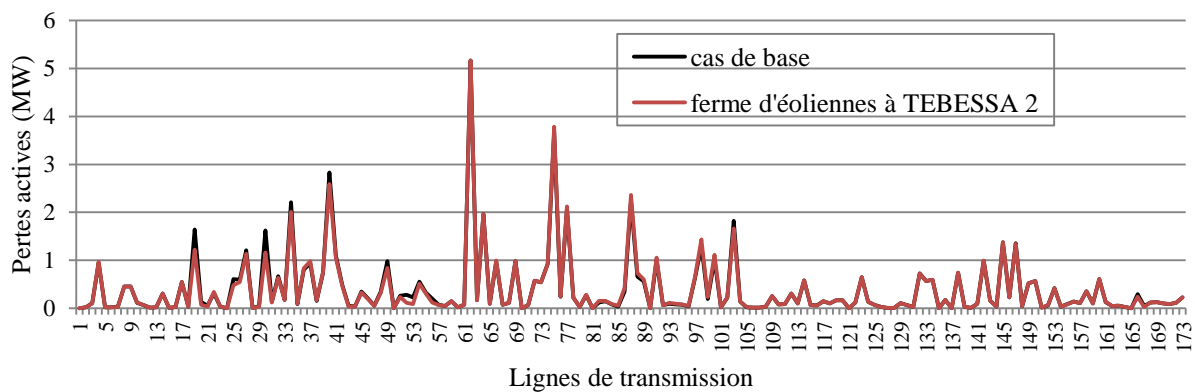


Figure (IV.32) Pertes actives avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA 2.

D'après la figure (IV.33), il est clair que l'insertion de la ferme d'éoliennes diminue les pertes réactives de la ligne N°19, ligne N°30, ligne N°34, ligne N°40 et ligne N°168.

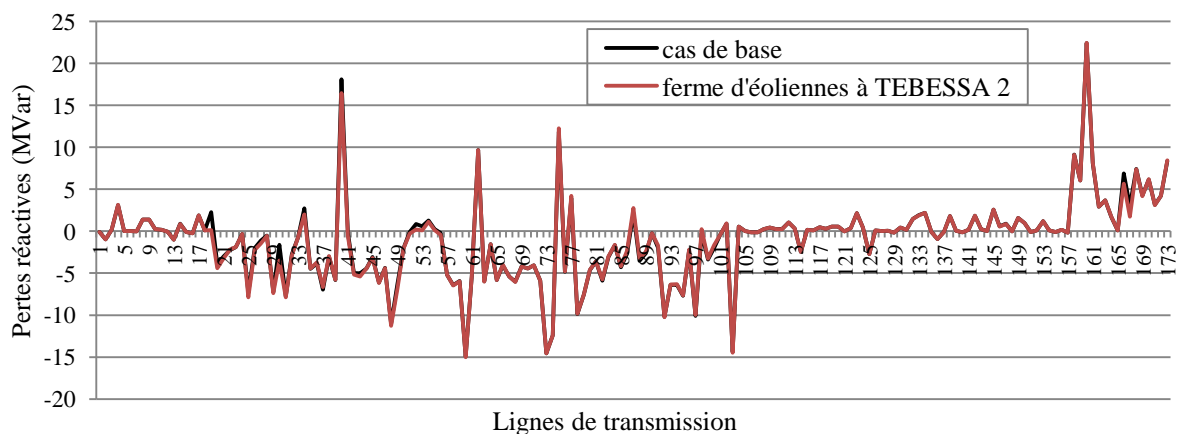


Figure (IV.33) Pertes réactives avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA2.

Pour mieux visualiser l'influence de l'énergie éolienne sur la réduction des pertes de transmission, le tableau (IV.8) présente les valeurs de pertes actives et réactives dans les lignes avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes.

Tableau (IV.8) Pertes de transmissions actives et réactives avant et après l'insertion de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2.

Du nœud	Au nœud	Ligne N°	Cas de base (MW)	WF à TEBESSA-2 (MW)
AIN BEIDA	AIN MLILA	19	1,643123	1,2225
EL AOUNET1	EL KHROUB	30	1,621377	1,1588
EL KHROUB	SKIKDA	34	2,209326	2,01181
AIN MLILA	JIJEL	40	2,826653	2,5888
MERSAT EL HADJADJ1	OUED SLY 2	103	1,819971	1,6629
Du nœud	Au nœud	Ligne N°	Cas de base (MVar)	WF à TEBESSA-2 (MVar)
AIN BEIDA	AIN MLILA	19	2,260307	0,1163
EL AOUNET1	EL KHROUB	30	-2,750846	-3,5143
EL KHROUB	SKIKDA	34	2,709156	1,9760
AIN MLILA	JIJEL	40	18,081927	16,4561
OUED SLY 2	OUED SLY 1	168	7,408786	7,3822

IV.7.3. Cas 3: Etude du réseau avec l'insertion simultanée de la ferme solaire photovoltaïque et la ferme d'éoliennes

Cette partie étudie les conséquences de l'insertion simultanée de la production solaire photovoltaïque et éolienne sur le profil de tension et les pertes de transmission du réseau Algérien. Dans ce cas, la ferme d'éoliennes (2 MVA×25) est connectée au nœud de TEBESSA-2 et la ferme solaire photovoltaïque de 50 MW (modèle PV) est connectée au nœud de BECHAR. La figure (IV.34) illustre le réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2 et la ferme photovoltaïque à BECHAR inséré dans PSAT/MATLAB.

Le tableau (IV.9) illustre la réduction de la production totale du réseau après l'insertion des énergies renouvelables. Selon les résultats obtenus, nous constatons aussi que les pertes actives du système sont diminuées de 68,0852 MW à 63,6627 MW, ce qui représente un bénéfice de 4,4225 MW. Les pertes réactives totales sont diminuées de -169,2923 MVar à -195,2533 MVar (profit de 25,961 MVar).

Tableau (IV.9) Comparaison des résultats avant et après l'insertion simultanée des énergies renouvelables.

	Générations totales		Pertes totales	
	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _L (MW)	Q _L (MVar)
Cas de base (Sans ER)	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923
WF à TEBESSA-2 et GSPV à BECHAR	3690,6627	1874,7467	63,6627	-195,2533

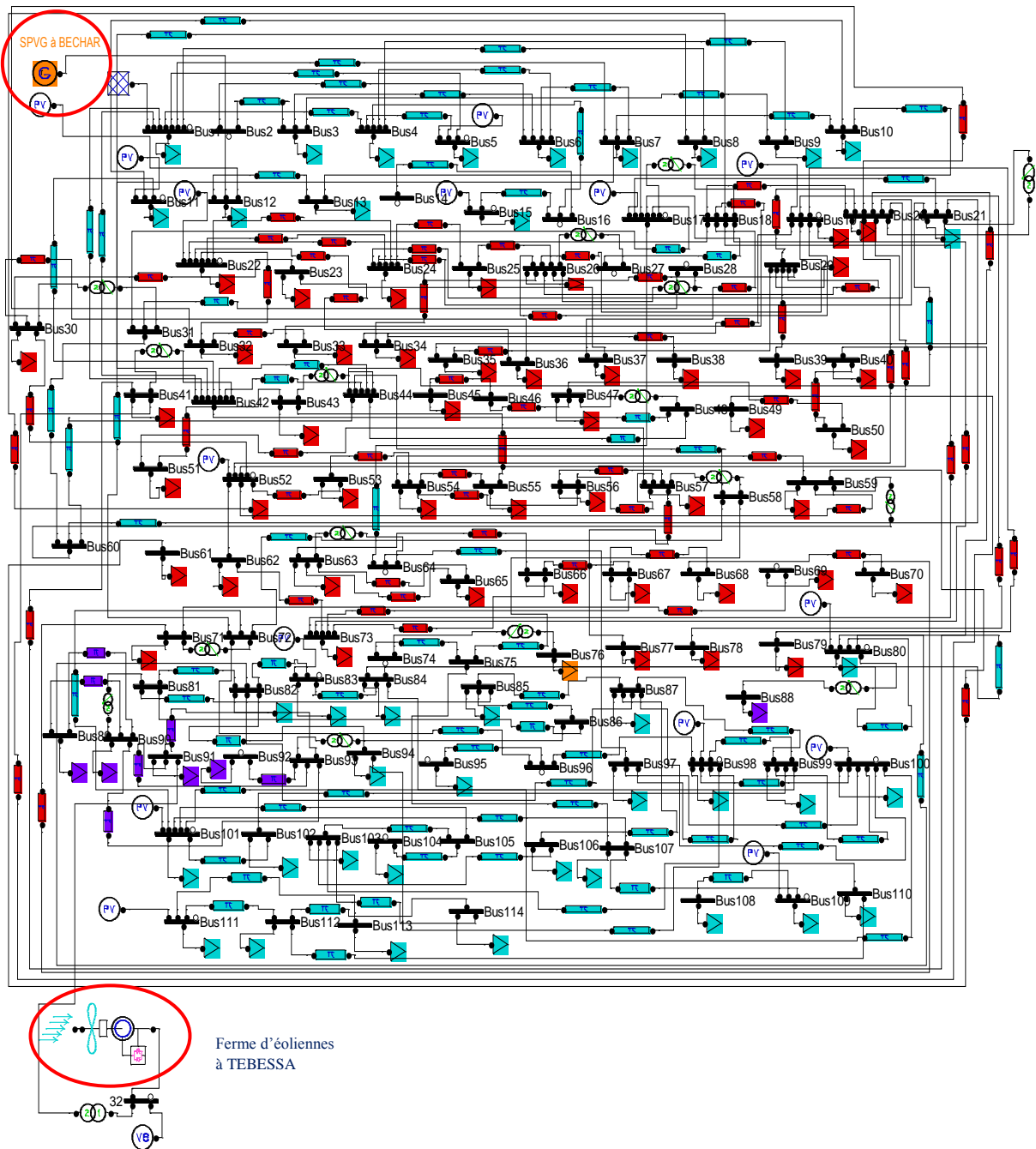


Figure (IV.34) Réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2 et la ferme photovoltaïque à BECHAR inséré dans PSAT/MATLAB.

Les résultats obtenus avec et sans les énergies renouvelables sont présentés dans les figures (IV.35), (IV.36) et (IV.37). Dans ce cas, les puissances actives et réactives injectées par la ferme d'éoliennes connectée à TEBESSA-2 sont respectivement 10,7714 MW et 24,5882 MVar. La ferme photovoltaïque connectée à BECHAR injecte 50 MW et 0,1287 MVar.

D'après la figure (IV.35), l'insertion des énergies renouvelables diminue les pertes actives du réseau Algérien dans les lignes qui causent une grande quantité de pertes comme la ligne N°19, ligne N°27, ligne N°30, ligne N°34, ligne N°40, ligne N°49, ligne N°66, ligne N°69, ligne N°74, ligne N°103 et ligne N°147.

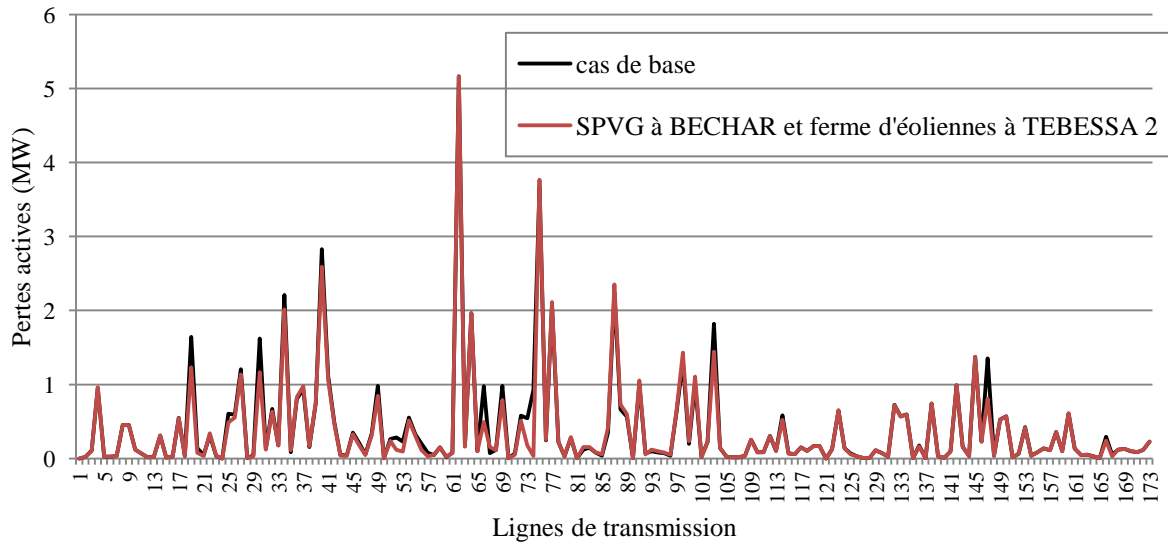


Figure (IV.35) Pertes actives avant et après l’insertion simultanée des énergies renouvelables.

D’après la figure (IV.36), l’insertion des énergies renouvelables diminue les pertes réactives dans les lignes N°19, ligne N°30, ligne N°34, ligne N°40, ligne N°73, ligne N°74, ligne N°147 et ligne N°166.

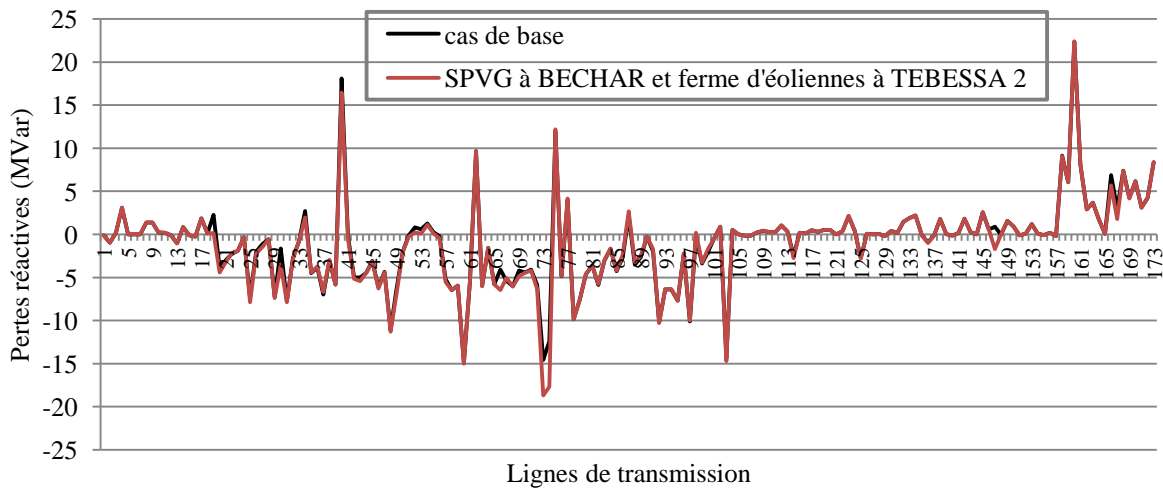


Figure (IV.36) Pertes réactives avant et après l’insertion simultanée des énergies renouvelables.

L’utilisation des énergies renouvelables présente des avantages significatifs pour réduire les pertes de puissance et améliorer le profil de tension. D’après la figure (IV.37), on remarque que ces générateurs renouvelables traite le problème de chute de tension du réseau 90 kV (nœuds N°89, N°91 et N°92) et améliore le profil de tensions dans plusieurs nœuds de charge. En outre, ce choix justifie les critères de l’emplacement des énergies renouvelables, car il s’agit de lignes stratégiques de 90 et 220 kV. Donc nous avons réussi à résoudre le problème du flux de puissance pour toute la région, pas seulement un endroit. C’est pourquoi notre choix est profitable.

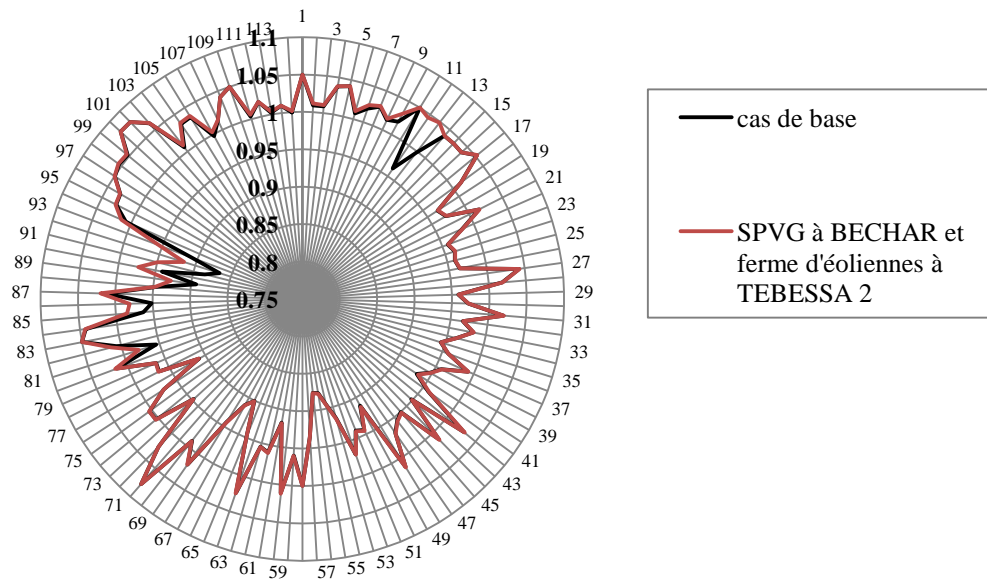


Figure (IV.37) Profil de tensions du réseau Algérien en (p.u) en présence des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne).

Après avoir montré l'impact des énergies renouvelables sur le flux de puissance du réseau Algérien, la partie suivante présente une étude sur le problème d'optimisation du réseau Algérien avec l'insertion des énergies renouvelables.

IV.8. Résultats de calcul de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en présence des énergies renouvelables

Cette partie présente une étude sur le flux de puissance optimal (l'OPF) du réseau électrique Algérien 114 nœuds en présence des énergies renouvelables (énergie solaire photovoltaïque et éolienne), les limites de puissances actives et réactives ainsi que les coefficients des fonctions du coût des générateurs thermiques sont présentés dans le chapitre II (Voir Tableau (II.11)). Cette étude vise à réduire le coût de production total du réseau, la génération thermique et les pertes de puissance totales avec l'insertion des énergies renouvelables. Le problème de l'OPF est résolu par la méthode du point intérieur pour évaluer l'influence des générateurs photovoltaïques et éoliens sur la réduction du coût de génération et les pertes totales ainsi que l'amélioration du profil de tension.

Dans cette section, le coût de production active est considéré comme une fonction objective et les cas de simulation sont réalisés à l'aide de PSAT/MATLAB. Les différents cas étudiés sont présentés comme suit:

- **Cas 1** : L'OPF avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque,
- **Cas 2** : L'OPF avec l'insertion de la ferme d'éoliennes,
- **Cas 3** : L'OPF avec l'insertion simultanée de deux types de générateurs (photovoltaïque et éolien).

Les tensions des générateurs et des nœuds de charge sont limités comme suit :

$$1 p.u \leq V_{Gi} \leq 1,1 p.u$$

$$0,9 p.u \leq V_{Li} \leq 1,1 p.u$$

IV.8.1. Cas 1: L'OPF avec l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque

Dans cette partie, l'OPF est appliqué en tenant compte du coefficient de coût du générateur photovoltaïque ($d_{Si} = 2,51 \text{ \$/MWh}$ [BUD15]).

La fonction objective à minimiser représente la somme du coût de production des générateurs thermiques et le coût de production de la centrale solaire photovoltaïque de 50 MW (modèle PV) connectée à BECHAR.

Les puissances actives et réactives du générateur photovoltaïque sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit:

$$0 \leq P_{Gsi} \leq 50MW$$

$$-20MVar \leq Q_{Gsi} \leq 80MVar$$

Les solutions optimales du réseau Algérien en présence du générateur solaire photovoltaïque sont présentées dans les tableaux (IV.10) et (IV.11). La ferme solaire photovoltaïque connectée à BECHAR injecte 50 MW et -0,1772 MVar.

Tableau (IV.10) Puissances actives optimales des générateurs en présence de GSPV.

Variables	Min	Max	Cas de base	GSPV à BECHAR
P_{G1} (MW)	135	1350	431,518384	420,4897
P_{G5} (MW)	135	1350	430,881542	419,9663
P_{G11} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G15} (MW)	30	300	181,688725	176,4868
P_{G17} (MW)	135	1350	434,55101	427,5047
P_{G19} (MW)	34,5	3450	188,580271	185,1002
P_{G22} (MW)	34,5	3450	186,066292	182,6755
P_{G52} (MW)	34,5	3450	183,983479	180,5389
P_{G80} (MW)	34,5	3450	185,450164	182,581
P_{G83} (MW)	30	300	183,499257	180,6276
P_{G98} (MW)	30	300	183,510189	180,4475
P_{G100} (MW)	60	600	599,999999	600
P_{G101} (MW)	20	200	200	200
P_{G109} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G111} (MW)	10	100	99,9999998	100
P_{GS} BECHAR (MW)	0	50	-	50
Coût (\$/h)			18062,7548	17722,4617
Pertes (MW)			62,729	59,418

Tableau (IV.11) Puissances réactives optimales des générateurs en présence de GSPV.

Variables	Min	Max	Cas de base	GSPV à BECHAR
Q_{G1} (MVar)	20	400	270,843028	257,8006
Q_{G5} (MVar)	20	200	199,999999	200
Q_{G11} (MVar)	-50	100	96,2791496	82,9975
Q_{G15} (MVar)	0	100	79,3416114	82,9762
Q_{G17} (MVar)	0	400	329,856253	331,6122
Q_{G19} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G22} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G52} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G80} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G83} (MVar)	-50	200	194,919594	194,6995
Q_{G98} (MVar)	0	50	49,9999863	50
Q_{G100} (MVar)	0	270	157,895166	158,1886
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,8371856	88,8599
Q_{G109} (MVar)	-50	100	31,0768573	31,1425
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,1221184	79,0815
Q_{GS} BECHAR(MVar)	-20	80	-	-0,1772

D'après les résultats obtenus, on remarque que les puissances actives et réactives optimales des générateurs thermiques sont diminuées considérablement avec l'insertion de la ferme photovoltaïque à BECHAR. Le coût de production totale du système Algérien est diminué de 18062,7548 \$/h à 17722,4617 \$/h après l'insertion du générateur photovoltaïque, ce qui implique que nous pouvons économiser (340,2931 \$/h) par l'utilisation de cette énergie.

Les pertes actives totales sont diminuées de 62,729 MW à 59,418 MW (profit de 3,311 MW). La figure (IV.38) illustre le profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme solaire photovoltaïque à BECHAR. On constate que l'énergie photovoltaïque améliore le profil de tension aux différents nœuds de charge de la région ouest du réseau Algérien.

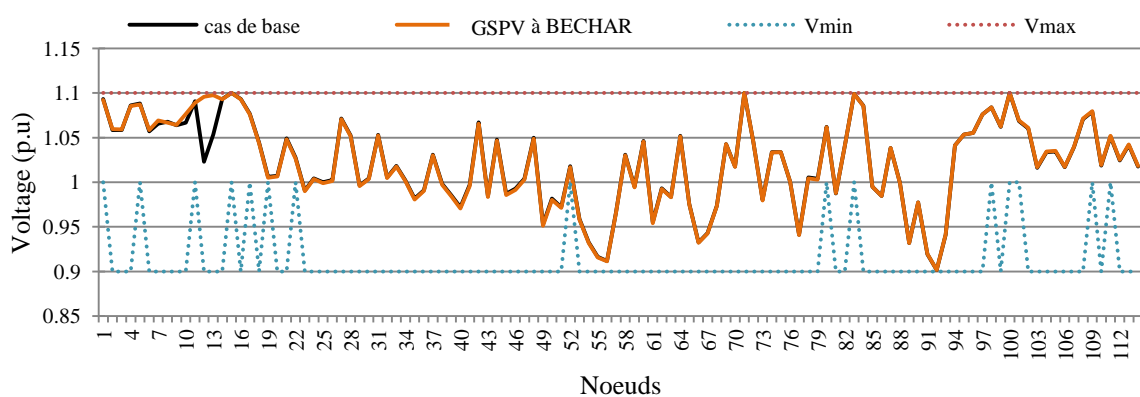


Figure (IV.38) Profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme solaire photovoltaïque (p.u).

IV.8.2. Cas 2 : L'OPF avec l'insertion de la ferme d'éoliennes

Cette partie présente l'étude de l'OPF du réseau Algérien en présence de la ferme d'éoliennes (2 MVA×25) à TEBESSA2, l'OPF est appliqué en tenant compte du coefficient de coût du générateur éolien ($d_{wi} = 25$ \$/MWh [GIE12]).

La fonction objective à minimiser représente la somme du coût de production des générateurs thermiques et le coût de production du générateur éolien. Les puissances actives et réactives du générateur éolien sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme suit:

$$0 \leq P_{Gwi} \leq 50MW$$

$$-70MVar \leq Q_{Gwi} \leq 70MVar$$

Les solutions optimales du réseau Algérien en présence du générateur éolien sont présentées dans les tableaux (IV.12) et (IV.13). La ferme d'éoliennes connectée à TEBESSA-2 injecte 50 MW et 46,7951 MVar.

Tableau (IV.12) Puissances actives optimales des générateurs en présence de la ferme d'éoliennes.

Variables	Min	Max	Cas de base	WF à TEBESSA-2
P_{G1} (MW)	135	1350	431,518384	431,3201
P_{G5} (MW)	135	1350	430,881542	430,6857
P_{G11} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G15} (MW)	30	300	181,688725	181,5915
P_{G17} (MW)	135	1350	434,55101	434,3012
P_{G19} (MW)	34,5	3450	188,580271	188,461
P_{G22} (MW)	34,5	3450	186,066292	185,9508
P_{G52} (MW)	34,5	3450	183,983479	183,8751
P_{G80} (MW)	34,5	3450	185,450164	185,2161
P_{G83} (MW)	30	300	183,499257	183,2626
P_{G98} (MW)	30	300	183,510189	183,3166
P_{G100} (MW)	60	600	599,999999	600
P_{G101} (MW)	20	200	200	200
P_{G109} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G111} (MW)	10	100	99,9999998	100
P_{GW} TEBESSA2 (MW)	0	50	-	50
Coût (\$/h)			18062,7548	18047,3592
Pertes (MW)			62,729	60,981

Tableau (IV.13) Puissances réactives optimales des générateurs en présence de la ferme d'éoliennes.

Variables	Min	Max	Cas de base	WF à TEBESSA-2
Q_{G1} (MVar)	20	400	270,843028	271,1219
Q_{G5} (MVar)	20	200	199,9999999	200
Q_{G11} (MVar)	-50	100	96,2791496	96,2754
Q_{G15} (MVar)	0	100	79,3416114	78,88
Q_{G17} (MVar)	0	400	329,856253	331,7218
Q_{G19} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G22} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G52} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G80} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G83} (MVar)	-50	200	194,919594	169,8643
Q_{G98} (MVar)	0	50	49,9999863	44,9244
Q_{G100} (MVar)	0	270	157,895166	144,1325
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,8371856	76,1372
Q_{G109} (MVar)	-50	100	31,0768573	31,2285
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,1221184	76,56
Q_{GW} TEBESSA2 (MVar)	-70	70	-	46,7951

Le coût de production total est diminué jusqu'à 18047,3592 \$/h avec l'intégration du générateur éolien, ce coût est moins élevé par rapport au cas de base (18062,7548), ce qui implique que nous pouvons économiser (15,3956 \$/h) par l'insertion de cette énergie.

De la même manière, les pertes actives sont diminuées de 62,729 MW à 60,981 MW (profit de 1,748 MW). On remarque aussi que la production active et réactive optimale des générateurs thermique est diminuée après l'insertion de la ferme d'éoliennes.

La figure (IV.39) illustre le profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme d'éoliennes. On constate que l'énergie réactive générée par la ferme d'éoliennes à TEBESSA-2, améliore considérablement le profil de tension des nœuds faibles.

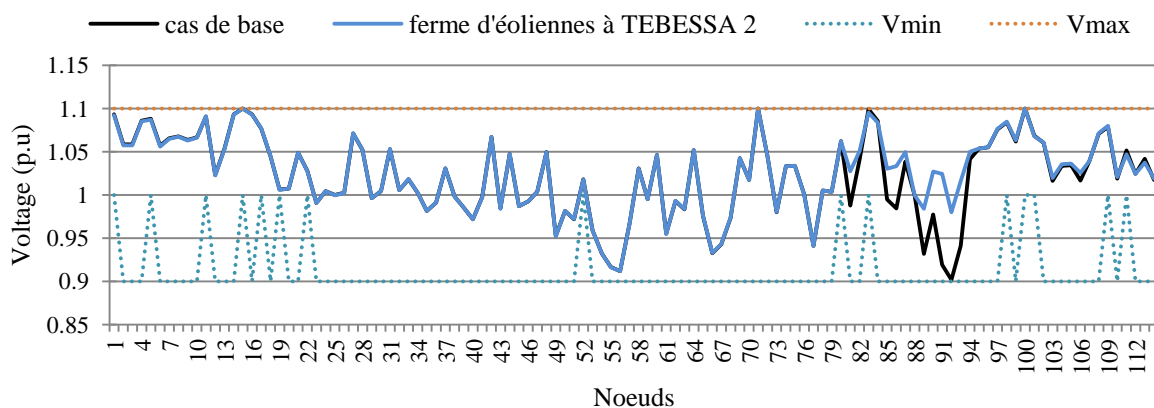


Figure (IV.39) Profil de tensions du réseau Algérien après l'optimisation en présence de la ferme d'éoliennes (p.u).

IV.8.3. Cas 3: L'OPF avec l'insertion simultanée de deux types de générateurs (photovoltaïque et éolien)

Afin de voir l'impact de l'insertion simultanée des énergies renouvelables sur le réseau Algérien, cette partie présente le calcul de l'OPF en présence de la ferme éolienne à TEBESSA-2 et la ferme solaire photovoltaïque à BECHAR.

La fonction objective à minimiser représente la somme du coût de production des générateurs thermiques, le coût de production du générateur éolien et le coût de production du générateur photovoltaïque. D'après les tableaux (IV.14) et (IV.15), nous constatons que les énergies renouvelables diminuent d'une manière considérable les puissances actives et réactives optimales des générateurs thermiques.

Dans ce cas, le coût de génération totale du système Algérien est diminué de 18062,7548 \$/h à 17707,2677 \$/h, ce qui implique que nous pouvons économiser (355,4871 \$/h) par l'insertion simultanée des énergies renouvelables.

Les pertes actives totales sont diminuées de 62,729 MW à 57,666 MW (profit de 5,063 MW). La figure (IV.40) illustre le profil de tension après l'optimisation pour le troisième cas. D'après cette figure, on constate que l'insertion simultanée des énergies photovoltaïques et éoliennes, améliore beaucoup plus le profil de tension par rapport aux deux premiers cas.

Tableau (IV.14) Puissances actives optimales des générateurs en présence des énergies renouvelables.

Variables	Min	Max	Cas de base	GSPV à BECHAR et WF à TEBESSA2
P_{G1} (MW)	135	1350	431,518384	420,2924
P_{G5} (MW)	135	1350	430,881542	419,7714
P_{G11} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G15} (MW)	30	300	181,688725	176,3903
P_{G17} (MW)	135	1350	434,55101	427,2517
P_{G19} (MW)	34,5	3450	188,580271	184,9792
P_{G22} (MW)	34,5	3450	186,066292	182,558
P_{G52} (MW)	34,5	3450	183,983479	180,4285
P_{G80} (MW)	34,5	3450	185,450164	182,347
P_{G83} (MW)	30	300	183,499257	180,3916
P_{G98} (MW)	30	300	183,510189	180,2564
P_{G100} (MW)	60	600	599,999999	600
P_{G101} (MW)	20	200	200	200
P_{G109} (MW)	10	100	99,9999999	100
P_{G111} (MW)	10	100	99,9999998	100
P_{GS} BECHAR (MW)	0	50	-	50
P_{GW} TEBESSA2 (MW)	0	50	-	50
Coût (\$/h)			18062,7548	17707,2677
Pertes (MW)			62,729	57,666

Tableau (IV.15) Puissances réactives optimales des générateurs en présence des énergies renouvelables.

Variables	Min	Max	Cas de base	GSPV à BECHAR et WF à TEBESSA 2
Q_{G1} (MVar)	20	400	270,843028	258,0567
Q_{G5} (MVar)	20	200	199,999999	200
Q_{G11} (MVar)	-50	100	96,2791496	83,0084
Q_{G15} (MVar)	0	100	79,3416114	82,5688
Q_{G17} (MVar)	0	400	329,856253	333,2615
Q_{G19} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G22} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G52} (MVar)	0	50	49,9999999	50
Q_{G80} (MVar)	0	60	59,9999999	60
Q_{G83} (MVar)	-50	200	194,919594	169,619
Q_{G98} (MVar)	0	50	49,9999863	45,9796
Q_{G100} (MVar)	0	270	157,895166	143,901
Q_{G101} (MVar)	-50	200	85,8371856	78,8565
Q_{G109} (MVar)	-50	100	31,0768573	31,2863
Q_{G111} (MVar)	-50	155	79,1221184	76,5163
Q_{GS} BECHAR (MVar)	-20	80	-	-0,18561
Q_{GW} TEBESSA2 (MVar)	-70	70	-	46,77

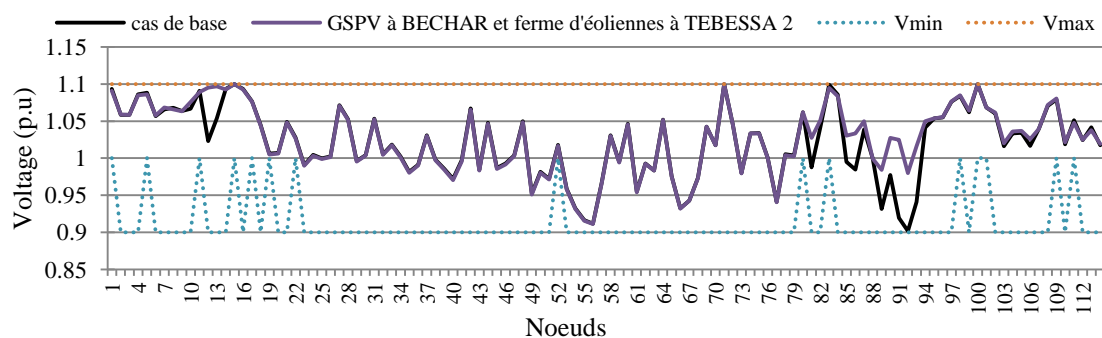


Figure (IV.40) Profil de tension du réseau Algérien après l'optimisation en présence des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolienne).

IV.9. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude sur le problème de l'écoulement de puissance optimal est présentée pour réduire le coût de production du réseau Algérien en présence des énergies photovoltaïques et éoliennes, tout en considérant le coût de production des énergies renouvelables.

D'après les résultats obtenus, l'intégration du générateur solaire photovoltaïque dans l'emplacement optimal peut participer efficacement à la réduction des pertes actives dans les lignes de transmission et spécialement les pertes causées par la grande longueur de la ligne de transmission qui relie la région isolée de BECHAR avec le réseau national.

La centrale solaire photovoltaïque améliore aussi le profil de tensions dans la région de BECHAR, SAIDA, IN SEFRA et SIDI BELABES. Cette installation peut être réalisée là où il n'y a pas de source locale de combustible, afin de profiter du potentiel solaire élevé de cette région éloignée. D'autre part, l'emplacement optimal de la ferme d'éoliennes à TEBESSA peut éliminer la chute de tensions aux nœuds critiques, minimiser les pertes et améliorer le profil de tensions aux différents nœuds de charge éloignés des centrales de production.

L'installation des générateurs photovoltaïques et éoliens donne un profit économique très important par rapport au cas de base. Les résultats sont très satisfaisants ce qui encourage l'intégration des énergies renouvelables pour remplacer les combustibles fossiles et produire l'électricité de manière propre et plus durable.

Le chapitre suivant présentera une étude technico-économique, afin d'assurer la réussite de ces technologies, proposer une solution qui peut être réalisable dans la pratique et évaluer la viabilité économique de l'implantation des énergies renouvelables et des FACTS.

Chapitre V
Synthèse de l'intégration des
Energies Renouvelables et des
FACTS

V.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté les résultats d'application de notre approche sur le réseau Algérien. L'objectif de ce chapitre est d'effectuer une synthèse des différents résultats, afin d'en tirer des enseignements sur l'impact des énergies renouvelables et les FACTS sur le réseau de transport Algérien et de proposer une solution technico-économique qui peut être réalisable dans la pratique, puisque nous avons un réseau réel.

Cette solution vise à résoudre tout les problèmes du réseau Algérien, renforcer les zones concernées par les problèmes de chute de tension et des pertes de transmission et minimiser le coût total de la production d'électricité. La problématique liée à l'insertion des énergies renouvelables et les FACTS pourrait se résumer ainsi : Quelle(s) technologie(s) doit-on implanter, à quel endroit, à quel coût et avec quelle réglementation ?

Cependant afin d'assurer la réussite de ces technologies, il est indispensable de mener au préalable des études technico-économiques.

V.2. Etude technico-économique de l'installation des énergies renouvelable

Historiquement, le renforcement des réseaux électriques a été effectué avec l'insertion des unités de production thermique ou nucléaire, aujourd'hui, le marché de l'énergie encourage l'intégration de nouveaux producteurs basés sur les énergies renouvelables. L'insertion des énergies renouvelables aurait plusieurs effets sur le système électrique en Algérie [DIB12]:

- Détacher des ressources pétrolières et gazières.
- Se positionner comme un acteur majeur dans la production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque et solaire thermique qui conduira à un développement économique durable.
- Considérez cette énergie comme un levier de développement économique et social, notamment à travers la création d'industries créatrices de richesse et d'emplois.
- Placer l'énergie renouvelable au cœur de ses politiques énergétiques et économiques.
- Donner l'opportunité de se maintenir en tant qu'acteur sur le marché de l'énergie.

V.2.1. Indépendance énergétique

Au rythme actuel d'utilisation, compte tenu des augmentations de la population et de la consommation accrue d'énergie par les pays en développement, les ressources pétrolières, le gaz naturel et l'uranium seront réduits en quelques décennies. Quant au charbon, cela peut prendre deux siècles. Il faut donc s'efforcer de prendre des précautions aujourd'hui pour un monde viable pour les générations à venir [HIM09]. Les chocs pétroliers de 1973, de 1979 et de 2008 où une forte fluctuation des prix du pétrole et du gaz a été remarquée, ont permis de constater la forte dépendance au pétrole et l'instabilité des prix des matières premières.

La conception d'un système plus indépendant des combustibles fossiles et plus optimal en intégrant les énergies renouvelables, apparaît donc comme l'une des solutions possibles à ce scénario de pénurie énergétique [GOM12].

En Algérie, l'intégration massive des énergies renouvelables dans le mix énergétique représente un enjeu majeur pour préserver les ressources fossiles, diversifier les systèmes de production d'électricité et contribuer au développement durable [DIB12].

V.2.2. Aspects environnementaux

Cinquante-cinq pays, y compris l'Algérie, ont signé la convention des nations unies sur les changements climatiques à Rio de Janeiro en juin 1992.

Les pays qui ont signé cette convention en 1997 ont convenu du Protocole de Kyoto et se sont engagés à réduire les émissions des GES à 5% ou plus inférieurs à leurs niveaux moyens de 1990 sur la période 2008-2012 (les émissions de GES ne peuvent pas dépasser 39 millions de tonnes en 2008-2012) [HIM09]. D'un point de vue environnemental, les énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque) n'émettent pas de CO₂ si l'on ne regarde que les émissions causées par la combustion directe du combustible. Cependant, lorsque l'on considère également les sources d'émission indirecte (comme les émissions polluantes au cours de la fabrication des équipements de conversion, l'entretien, la production et découpage du silicium et l'acier utilisé pour la fabrication de la tour pour l'éolien), il s'avère que les énergies renouvelables assument également une certaine responsabilité dans les émissions [GOM12].

Pour la plupart des énergies alternatives (éolienne, photovoltaïque, hydro-électrique et biomasse), les émissions indirectes (9 gCO₂/kWh pour l'éolien et 60 gCO₂/kWh pour le solaire photovoltaïque) sont faibles par rapport à l'émission directe des centrales conventionnelles brûlant de combustibles fossiles (850 gCO₂/kWh pour les groupes charbon). Chaque kWh produit par les énergies renouvelables évitera les émissions de CO₂ et l'appel aux combustibles fossiles. La figure (V.1) représente une comparaison des émissions de CO₂ par type de technologie [GOM12].

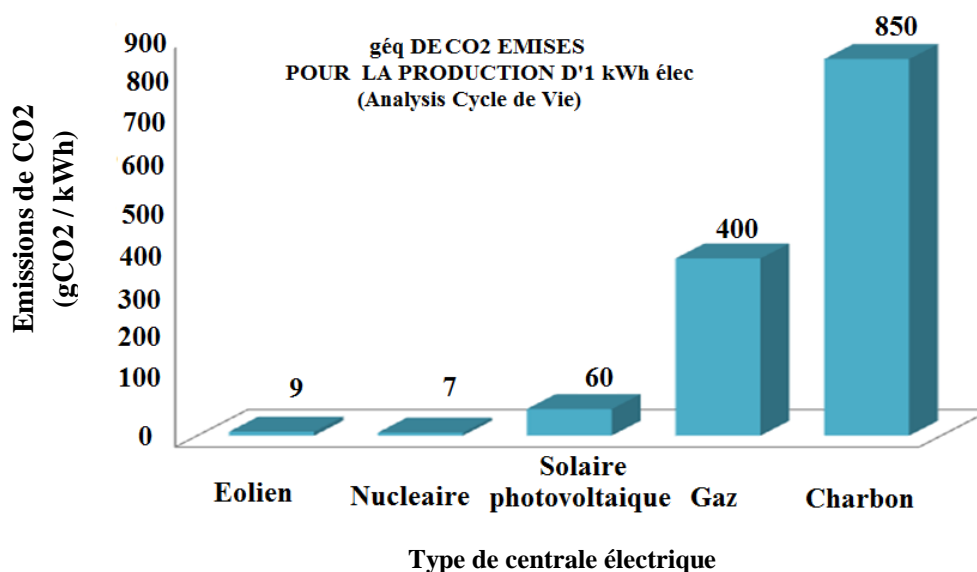


Figure (V.1) Comparaison des émissions de CO₂ par type de technologie (année 2000) [GOM12].

D'après le tableau (V.1), les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne ont le potentiel de fournir des services énergétiques avec des émissions quasi nulles des polluants atmosphériques et des gaz à effet de serre [HIM09].

Tableau (V.1) Comparaison des polluants atmosphériques par type de technologie (2002) [HIM09].

Source d'énergie	SO _x (gSO _x /kWh)	NO _x (gNO _x /kWh)	C dans CO ₂ (gC/kWh)
Charbon	3,400	1,800	322,8
Pétrole	1,700	0,880	258,5
Gaz naturel	0,001	0,900	178,0
Nucléaire	0,030	0,003	7,8
Photovoltaïque	0,020	0,007	5,3
Eolienne	0,018	0,003	1,7

V.2.3. Aspects économiques

Le coût direct de production d'électricité est divisé en deux catégories de coûts.

La première catégorie représente le coût d'investissement qui est variable en fonction du développement technologique de la filière et deuxièmement le coût de fonctionnement (incluant le coût du combustible s'il existe) et de maintenance sur la durée de vie de l'installation. Le coût sur une longue période est obtenu en additionnant [UCI16] :

- le **coût du combustible** sur la période, divisé par le rendement énergétique ;
- le **coût de l'investissement** calculé en tenant compte des frais financiers, du taux d'inflation, divisé par une durée d'amortissement de l'équipement compatible avec sa durée de vie ;
- le **coût d'exploitation** sur la période, en divisant le tout par le taux moyen de disponibilité (ou d'utilisation) de la source.

Le coût du combustible sur la période comprend :

- l'extraction (+/- variable, selon la période),
- le raffinage ou la mise en forme,
- le traitement des déchets.

L'investissement est obtenu en additionnant :

- *le coût de l'investissement, celui des têtes de série étant réparties (Superphénix, EPR (European Pressurized Reactor), Surgénérateurs...),*
- le coût de démantèlement majoré des frais financiers selon :
 - ✓ *la durée de retour sur investissement,*
 - ✓ *le taux d'emprunt ;*
- les recherches, études et la construction.

Le coût d'exploitation est obtenu en additionnant les frais courants de personnel et de fourniture pour assurer les études, le fonctionnement et la maintenance des installations.

Pour la production conventionnelle, le coût du combustible reste soumis à des incertitudes dès lors qu'il dépend des fluctuations des prix des marchés d'énergies primaires et des facteurs géopolitiques. Le coût du combustible est nul pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, dans ce cas, le coût d'investissement, le coût de fonctionnement et de maintenance (O&M), la durée de vie de l'installation et le taux d'actualisation sont des paramètres qui interviennent dans le coût de production d'électricité.

Les principales incertitudes sur le coût de la production éolienne sont la durée de vie et le nombre d'heures de fonctionnement [GOM12], [BEL14]. Les centrales à base des énergies renouvelables sont considérées comme des technologies intensives en capital par rapport aux centrales conventionnelles à base de combustibles fossiles (comme les centrales à gaz où les coûts d'opération et de maintenance (O&M) sont les plus élevés).

Bien que ces coûts d'investissement se soient réduits notablement ces dernières années grâce à l'augmentation de la taille de la turbine éolienne (le coût de la turbine représente 74 à 82% de coût d'investissement) et l'amélioration des performances techniques, ils restent néanmoins les composants majeurs du vecteur du coût [GOM12]. Le tableau (V.2) illustre les coûts d'investissement par type de technologie.

Tableau (V.2) Comparaison des coûts d'investissement par unité d'énergie (2008) [FON08].

Technologies	Capacité électrique (MWe)	Coût (euro/KWe)	Coût total (euro/kWhe)
Eolienne (off-shore)	100	1500-2000	0,050-0,120
Cogénération	40	550-850	0,040-0,057
Eolienne (on-shore)	15	900-1300	0,040-0,090
hydraulique	5	900-1000	0,020-0,030
Turbine	5	800-850	0,053-0,057
Photovoltaïque	5	6000-10000	0,750-1,000
PAC (pile à combustible)	5	1100-1600	0,080-0,100
Turbine	0,05	~ 300	0,030-0,050
PAC	0,05	~ 900	0,090-0,150

Les coûts d'investissement des énergies renouvelables sont élevés par rapport au coût d'investissement d'un cycle combiné à gaz (500-600 euro(2010)/kW), comprise entre 1100 et 1400 euro(2010)/kW pour l'énergie éolienne et comprise entre 5000 et 9000 euro(2010)/kW pour le solaire photovoltaïque. Sur un cycle de vie d'une centrale renouvelable (par exemple éolienne ou solaire) les coûts de fonctionnement et de maintenance représentent un pourcentage faible du coût total. Pour l'énergie éolienne, les coûts de fonctionnement et de maintenance dépendent de la taille et de type des turbines.

Les principales composants variables dans ce coût sont l'assurance, la maintenance régulière, les coûts de réparation, les pièces de rechanges et la gestion administrative.

Les coûts estimés sont d'environ 1,2 à 1,5 centimes d'euro(2009)/kWh sur la durée de vie de l'installation (selon les résultats d'expériences en Allemagne, Espagne, Danemark et au Royaume unies) [GOM12].

Pour rendre l'analyse plus claire, il faut donc analyser le coût complet de chaque technologie. Le tableau (V.3) montre les coûts complets du kWh, c'est-à-dire les coûts d'investissement plus les coûts de fonctionnement et de maintenance de chaque technologie [GOM12].

Tableau (V.3) Comparaison des coûts complets des différentes technologies de production électrique (centimes d'euro/kWh (2012)).

Cycle combiné à gaz	Charbon pulvérisé supercritique	Cycle combiné charbon	Nucléaire	Grand hydraulique	Eolien terrestre	Eolien offshore	Photovoltaïque (2015)
4,1- 4,4	3,5- 4,1	4,7-5,9	3,6-4,6	2,0- 4,8	4,4- 6,9	6,3- 9,6	5,019-5,834

Le coût de production à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (silicium cristallin) a chuté de 61 % entre 315 \$/MWh au 3^e trimestre 2009 et 122 \$/MWh fin 2015, et certains projets de centrales dans des zones très ensoleillées ont atteint des prix très bas 58,5 \$/MWh à Dubai, 64 \$/MWh au Rajasthan et 68 \$/MWh dans l'Andhra Pradesh [GTR16].

L'impact environnemental des combustibles fossiles entraîne des coûts pour la société qui ne transparaissent pas dans les prix (impact sur la santé, transformation paysagère, changements climatiques). Pour faire une comparaison juste entre les différentes sources de production, il est nécessaire d'ajouter au coût direct, les coûts externes (impact environnemental lié aux émissions du CO₂, déchets nucléaire, frais de construction).

Au total, la prise en compte des coûts externes modifie sensiblement la hiérarchie des coûts à long terme des diverses filières électriques et améliore la compétitivité économique des sources renouvelables par rapport aux sources fossiles les plus polluantes telles que le charbon [GOM12]. Les coûts de l'éolien et du solaire photovoltaïque proviennent des émissions polluantes au cours de la fabrication des équipements, ceux de l'hydraulique, enfin, varient considérablement selon les caractéristiques de l'aménagement qui peuvent détruire ou valoriser le site [MAR03]. Le tableau (V.4) montre les coûts externes de chaque centrale électrique. Le thermique charbon et fuel reculent sensiblement au profit de l'hydraulique, du nucléaire et des autres sources renouvelables lorsqu'elles peuvent être exploitées sur de très bons sites [MAR03]. Le tableau (V.5) montre le coût total pour la société des centrales thermiques charbon, à gaz et éolienne au Danemark [GOM12].

Tableau (V.4) Comparaison des coûts externes des filières électriques en centimes d'euro par kWh (2003) [MAR03].

Thermique charbon, après 2000	4,0
Thermique fuel, après 2000	3,2
Thermique à gaz cycle combiné	1,6
Thermique biomasse	0,8
Nucléaire	0,3
Solaire photovoltaïque	0,28
Eolien	0,13
Hydraulique	0,04 – 0,74

Tableau (V.5) Comparaison du coût total pour la société des centrales thermiques charbon, à gaz, éolienne et photovoltaïque au Danemark en centimes d'euro par kWh (2012) [GOM12].

Coût	Charbon	Gaz	Eolien (600 kW)	Eolien (1000 kW)	Photovoltaïque
Coût interne	3,4	5,2	4,4	4,1	5,019-5,834
Coût externe	3,5- 6,5	1,5- 3,0	0,09-0,16	0,09-0,16	0,28
Coût total à la société	6,9- 9,9	4,7- 8,2	4,5-4,6	4,2-4,3	5,299-6,114

D'après la comparaison des coûts complets de production électrique internationale et française en 2017 (Voir figure (V.2)), l'éolien terrestre est le moyen de production le plus compétitif avec les moyens conventionnels comme des centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Les centrales au sol photovoltaïques, pour les plus compétitives, entrent également désormais dans cette concurrence directe avec les moyens conventionnels. Ces deux technologies ont l'intérêt de présenter des gisements de développement très importants [ADE17].

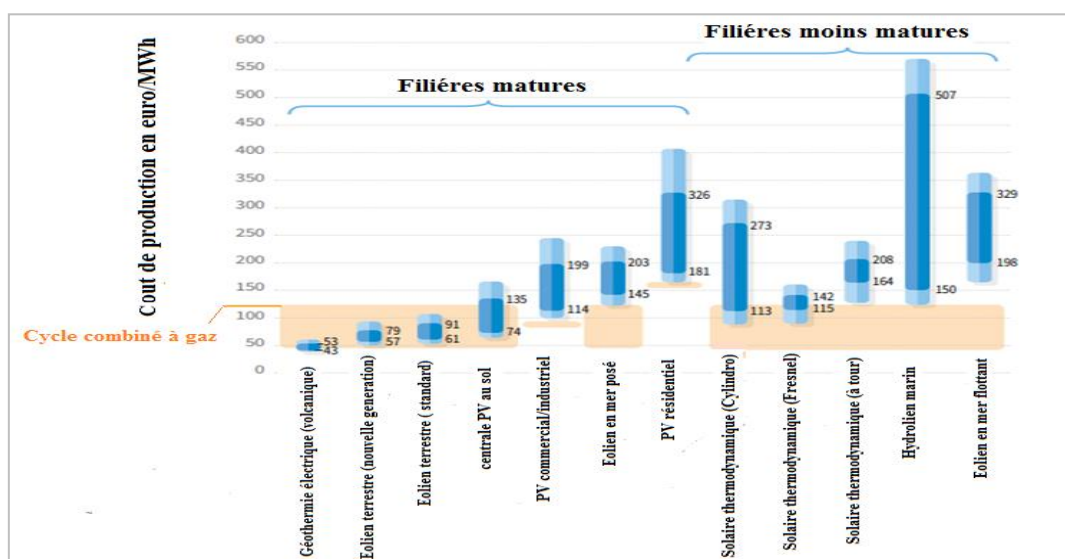


Figure (V.2) Coûts complets de production internationale et française pour la production d'électricité renouvelable (année 2017) [ADE17].

V.2.4. Synthèse

L'objectif de cette partie est de démontrer ou d'infirmer la rentabilité économique des énergies renouvelables (ferme d'éoliennes à TEBESSA et solaire photovoltaïque à BECHAR): Est-ce qu'un investisseur peut investir dans une telle solution en étant certain d'avoir un bon retour sur l'investissement ?

La méthode PVC est adoptée dans ce chapitre pour calculer le coût de kWh produit.

Cette méthode estime le développement dynamique des facteurs économiques pertinents et les différentes variables de coûts et de revenus, qui sont pris en compte indépendamment du fait que l'argent a été ou sera payé ou reçu dans le passé ou dans l'avenir, grâce à la déduction du coût accumulé en intérêt (actualisation) de l'ensemble des flux de paiement, à un temps de référence commun. La valeur actuelle des coûts (PVC : Present Value of Costs) est déterminée à l'aide de la relation [BEL14] :

$$PVC = 1 + C_{omr} \times \left[\frac{1+i}{r-i} \right] \times \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \right] \quad (V.1)$$

- Le taux d'intérêt (r) et le taux d'inflation (i) sont, respectivement de 8% et 6%.
- La durée de vie (t) de l'installation.
- Les coûts C_{omr} annuels (O&M): constituent une part importante des coûts totaux annuels d'exploitation. Cependant, pour l'éolienne il est admis qu'ils (C_{omr}) varient de 15 à 30 % du coût total d'investissement (coût de l'éolienne + autres coûts).
Pour le photovoltaïque (C_{omr}) varient de 1 à 5 % du coût total d'investissement.
L'investissement est la somme du prix de l'installation et d'autres coûts initiaux, y compris ceux du génie civil, des infrastructures, de l'installation et de l'intégration au réseau.

Le coût de kWh produit (UCE : Unit Cost of Electricity) est ensuite déterminé par l'expression suivante [BEL14]:

$$UCE (\$/ kWh) = PVC/ AEP \quad (V.2)$$

La production annuelle d'énergie cumulée (ou annual energy production, AEP) est évaluée à l'aide de l'équation [BEL14]:

$$AEP = P_{e,moy} \times 8760 \quad (V.3)$$

Avec $P_{e,moy}$ est la puissance moyenne fournie par le générateur.

V.2.4.1 Application numérique

Pour ce qui est des coûts et des rendements de la centrale d'éoliennes à TEBESSA et la centrale photovoltaïque à BECHAR, voici les hypothèses que nous ferons :

➤ Coûts de production de la ferme d'éoliennes à TEBESSA

Avec le développement de la filière, l'optimisation logistique et la mise en œuvre des innovations, les coûts de production électrique des machines standards devraient baisser d'environ 10 à 15% à l'horizon 2025.

Bien que nécessitant un investissement plus élevé que les machines standard et étant installée dans des zones moins ventées, les éoliennes de nouvelle génération conduisent à un coût de l'électricité inférieur grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge ou temps de fonctionnement annuel à pleine puissance) [ADE17].

Les performances des éoliennes sont estimées avec le facteur de capacité (C_f) qui représente la fraction de la puissance moyenne fournie par l'aérogénérateur ($P_{e,moy}$) par rapport à la puissance nominale de l'éolienne [BEL14].

La valeur de ce facteur est généralement affectée par la nature intermittente du vent, la disponibilité de la machine et le rendement de la turbine. Il varie habituellement de 20 à 70 % [BEL14].

Pour le cas de la ferme d'éoliennes à TEBESSA, $P_{eR} = 50$ MW. Le facteur de capacité est calculé en utilisant l'équation suivante:

$$C_f = P_{e,moy} / P_{eR} \quad (V.4)$$

D'après les résultats de l'écoulement de puissance du réseau en présence de la ferme d'éoliennes à TEBESSA le Facteur de capacité = 62,48 %.

Dans le cas de l'éolienne de TEBESSA le temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (heures)= 5473,248 et la production annuelle d'énergie (AEP)= 273662,4 MWh.

✓ **Hypothèses pour la ferme d'éoliennes à TEBESSA**

- Puissance installée (MW)= 50 MW.
- Durée de vie (années)= 20.
- Temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (h)= 5473,248.
- Production annuelle d'énergie (AEP)= 273662,4 MWh.
- Investissement (\$/kW)= 840 – 1920 (valeurs minimales et maximales) [BEL14].
- Exploitation fixe (\$/kW/an)= 126 – 288.

Résultats obtenus:

- Coût de production (\$/kWh)= **0,01522 – 0,03479** (valeurs minimales et maximales).

➤ **Coûts de production de la ferme photovoltaïque à BECHAR**

Les coûts d'investissements dans les centrales au sol photovoltaïques ont été divisés par 6 entre 2007 et 2014. Cette baisse est principalement due à la baisse du coût de production des modules. Le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts devraient continuer à baisser d'environ 35% à l'horizon 2025 grâce, notamment, à l'amélioration des processus de production des équipements et l'augmentation des rendements des modules [ADE17].

Dans la pratique, le facteur de capacité varie entre 9 et 20 % pour les installations solaires photovoltaïques pour la production d'électricité [MAS13].

✓ **Hypothèses pour la ferme photovoltaïque à BECHAR**

- Puissance installée = 50 MW.
- Durée de vie (années)= 25.
- Temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (h)= 1752.

- Production annuelle d'énergie (AEP)= 87600 MWh.
- Investissement (\$/kW)= 1272,82 -1572,38 (valeurs minimales et maximales en 2015) [ADE17].
- Exploitation fixe (\$/kW/an)= 63,64 - 78,61.
- ✓ **Résultats obtenus :**
 - Coût de production (\$/kWh)= **0,01437 – 0,01775** (valeurs minimales et maximales).

V.2.4.2. Discussion des résultats

Les coûts du kilowattheure (kWh) produit par les deux centrales (photovoltaïque et éolienne) installées sur les deux sites étudiés sont évalués à l'aide des relations (1) et (2), compte tenu de la production annuelle estimée dans chaque région. Ce calcul est effectué pour les valeurs maximales et minimales du coût d'investissement des centrales

Les résultats obtenus sont représentés sur la figure (V.3) qui illustre les valeurs (minimales et maximales) des coûts de l'électricité éolienne et photovoltaïque. Selon la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), le prix du kilowattheure d'électricité d'origine classique vendu aux particuliers varie de **2,00 à 3,20 DA/kWh** soit **0,0175 à 0,02807 \$/kWh (en 2018)** [BEL14]. Les résultats montrent que la réalisation d'un parc éolien dans la région de TEBESSA peut être considérée comme économiquement viable notamment si l'on considère des éoliennes dont le coût d'investissement est le plus bas. La valeur du coût du kWh calculée ici (**0,01522 \$/kWh**) reste inférieure à celle des tarifs actuels de vente.

Pour le coût d'investissement le plus haut, cette réalisation n'est pas rentable car la valeur du coût du kWh calculée est supérieure au prix de vente unitaire pratiquée sur le marché Algérien. Quant à la centrale de BECHAR, les valeurs minimales et maximales (**0,01437 - 0,01775 \$/kWh**) du coût du kWh calculées ici restent inférieures à celle des tarifs actuels de vente. Cet investissement est économiquement rentable pour les coûts d'investissement minimal et maximal (Voir figure (V.3)).

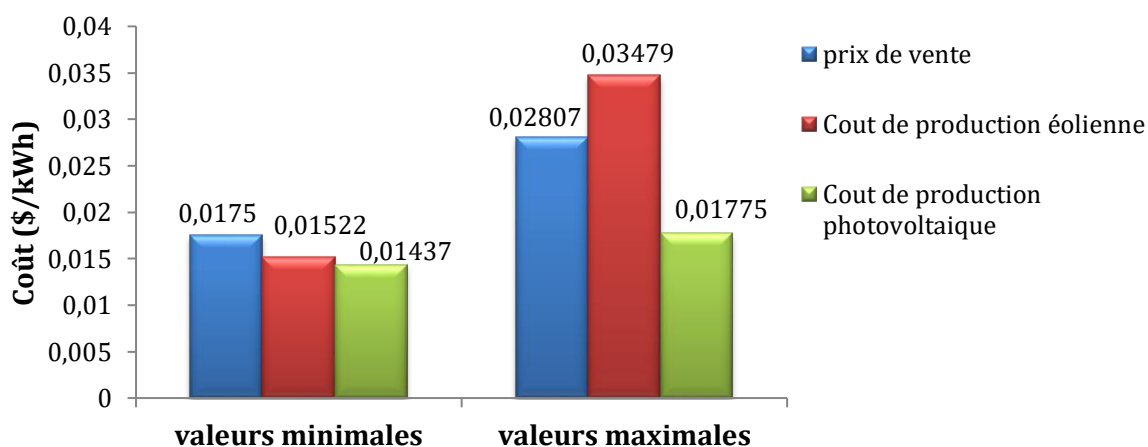


Figure (V.3) Estimation des coûts du kilowattheure des centrales de production renouvelables pour les sites étudiés (TEBESSA et BECHAR).

V.2.5 Temps de démarrage des centrales électriques (*Black-Start*)

Les opérateurs du réseau de transport ont la responsabilité d'établir le plan de restauration et doivent tenir compte de tous les acteurs du système. Un élément clé dans la reprise générale est la possibilité de démarrage de certaines unités sans soutien externe de tension (*Black-Start*). Le tableau (V.6) montre le temps estimé pour démarrer différents moyens de production. Le temps pour mettre en service l'énergie renouvelable est bien plus réduit que dans le cas de la production conventionnelle. Ainsi les centrales nucléaires ont une capacité réduite de régulation et doivent, de ce fait, fonctionner dans une plage étroite par rapport à la puissance nominale, $S > 85\% S_n$ [FON08], [SAG07].

Tableau (V.6) Temps de démarrage de chaque centrale électrique [FON08].

Type de centrale	Temps de démarrage
Thermique classique	Quelques heures
Nucléaire	De 20 à 30 heures
Turbine à gaz	Quelques dizaines de minutes
Hydraulique	Quelques minutes
Turbines éoliennes	Très rapides
Photovoltaïque	Très rapide

V.2.6 Réglementation Algérienne Actuelle

La mise en place d'une nouvelle réglementation pour accompagner le développement des énergies renouvelables paraît indispensable dans ce contexte. Cette adaptation de la réglementation doit inévitablement se faire en amont de la mise en place des énergies renouvelables afin d'anticiper au mieux leur arrivée et leurs impacts sur le système actuel [HAR13]. Sur le plan réglementaire, le ministère Algérien a procédé à l'adoption d'une série de mesures de soutien visant la promotion des énergies renouvelables à travers la mise en place d'un cadre juridique favorable et d'un Fond National pour la maîtrise de l'énergie, les Energies Renouvelables et pour la cogénération (FNMEERC) qui est alimenté annuellement, notamment, à raison de 1% de la redevance pétrolière. Le soutien aux énergies renouvelables s'effectue à travers deux modes [ENR16]:

- Le premier mode concerne l'encouragement de la production de l'électricité à partir de sources renouvelables à travers un système dit de « tarifs d'achat garantis » garantissant aux producteurs d'énergie renouvelable de bénéficier de tarifs leur octroyant une rentabilité raisonnable de leur investissement sur une durée d'éligibilité de 20 ans pour le solaire et l'éolien et 15 ans pour la cogénération. Au-delà de cette durée, les installations peuvent encore fonctionner sans bénéficier de ces encouragements car ayant été amorties mais la production sera cependant rémunérée au tarif de l'énergie conventionnelle.

Les surcoûts engendrés par ces tarifs seront supportés par le FNER (Font National pour les Energies Renouvelables) au titre des coûts de diversification; le distributeur qui achète cette énergie au tarif d'achat garanti se fait donc compenser à hauteur de la différence entre le tarif d'achat garanti et un tarif de référence qui est le prix moyen de l'électricité conventionnelle.

- Le deuxième mode est le soutien à l'investissement par le FNER à hauteur d'un certain niveau et concerne les installations renouvelables hors réseau.

D'autres formes d'incitations, dédiées au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des EnR et de la cogénération peuvent être envisagées par l'Etat, il s'agit :

- Cession des assiettes de terrain au dinar symbolique ;
- Exonération des impôts et taxes ;
- Bonification des prêts bancaires.

V.3. Etude technico-économique des dispositifs FACTS

Les avantages de l'utilisation de dispositifs FACTS dans les systèmes de transmission électrique peuvent se résumer comme suit [CHA12], [ANU12], [RAN14], [ANI15]:

- L'augmentation de la fiabilité et la disponibilité du système de transmission;
- La réduction du risque des blackouts et l'amélioration de la sécurité du réseau;
- La meilleure utilisation des systèmes de transmission existants;
- L'augmentation de la qualité de l'offre pour les grandes industries.

V.3.1. Avantages environnementaux des FACTS

Les FACTS ne produisent aucun type de matériel de danger, de sorte qu'ils ne contiennent pas de pollution. Ces appareils nous aident à fournir l'énergie électrique de manière plus économique avec une meilleure utilisation des lignes de transmission existantes et éviter la construction de nouvelles lignes [RAN14]. Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif.

V.3.2. Avantages économiques des FACTS

Les perturbations dans un réseau électrique peuvent paralyser des pays entiers. En outre, les défaillances importantes entraînent des pertes économiques énormes. En août 2003, le blackout aux États-Unis et au Canada a laissé environ 50 millions de personnes sans électricité pendant plus de quatre jours dans certaines régions et les coûts sont estimés entre 4 et 10 milliards de dollars américains [CHA12]. Dans ce cas, les FACTS sont très économiques pour répondre à la charge sur les mêmes lignes de transmission [RAN14], [PAS09].

Les FACTS peuvent toucher le côté économique des réseaux électriques. Parmi les avantages financiers des FACTS on peut citer [MOU12], [HAB05] :

- Ventes supplémentaires en raison de la capacité de transmission renforcée ;
- Charges supplémentaires en raison de la capacité de transmission renforcée ;
- Éviter ou retarder les investissements dans de nouvelles lignes de transmission de haute tension ou même une nouvelle génération d'énergie ;
- Acheter une puissance plus économique plus loin en lieu et place d'une puissance chère et proche;
- Accès à un coût de production plus faible [IDR10].

Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût des FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé [MER14], [MAG14]. A puissance égale, les dispositifs basés sur des convertisseurs avec thyristors GTO sont environ 25% plus chers que les FACTS utilisant des thyristors classiques (Voir figure (V.4)) [MAG14].

Les coûts d'investissement des appareils FACTS peuvent être divisés en deux catégories [HAB05]:

- Coûts d'équipement ;
- Coûts d'installation.

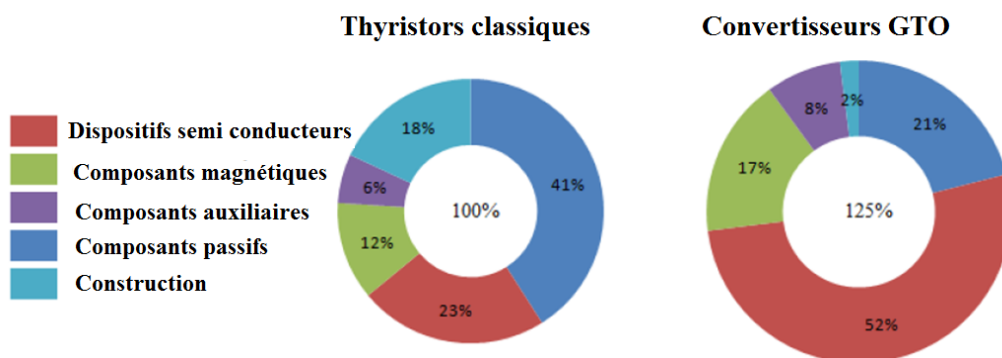


Figure (V.4) Coût des FACTS en fonction de leur technologie (année 2014) [MAG14].

V.3.2.1. Coûts d'équipement

Les coûts d'équipement dépendent des exigences particulières telles que la redondance du système de contrôle et de protection ou même les composants principaux tels que les réacteurs, les condensateurs ou les transformateurs, les conditions sismiques, les conditions ambiantes (par exemple, température, niveau de pollution), la communication avec le système de contrôle des sous-stations ou le centre de contrôle régional ou national [HAB05].

V.3.2.2. Coûts d'installation

Les coûts d'installation dépendent de l'emplacement de la sous-station, où le contrôleur FACTS devrait être installé. Ces coûts comprennent [HAB05] :

- Acquisition de terres, s'il n'y a pas suffisamment de place dans la sous-station existante ;
- Modifications dans la sous-station existante, par exemple si un nouvel appareillage HV est nécessaire ;
- Construction d'un bâtiment pour l'équipement intérieur (contrôle, protection, auxiliaires, etc.) ;
- Travaux (classement, drainage, fondations, etc.) ;
- Connexion du système existant avec la nouvelle installation.

Le coût d'installation des FACTS est fixé, mais le coût d'équipement des FACTS peut être varié. Les coûts d'investissement total indiqués sur la figure (V.5), qui sont exclusifs des taxes et des droits, peuvent varier en fonction des facteurs décrits de -10% à +30%.

Y compris les taxes et les droits, qui diffèrent considérablement d'un pays à l'autre, les coûts d'investissement total pour les appareils FACTS peuvent varier encore [HAB05].

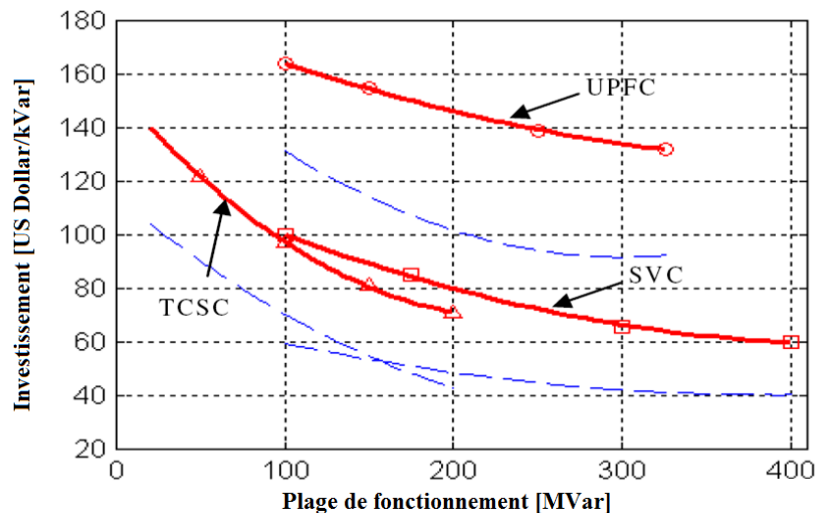


Figure (V.5) Fonctions du coût des FACTS: SVC, TCSC et UPFC (année 2004) [CAI04].

—: Limite supérieure: coût d'investissement total
 - - -: Limite inférieure: coût d'équipement

V.3.3. Synthèse

Les solutions traditionnelles pour améliorer les systèmes de transmission électrique ont été principalement sous la forme de nouvelles lignes de transmission, des sous-stations et des équipements associés. L'ajout d'une nouvelle ligne de transmission est devenu extrêmement difficile et long [RAN14].

Les nouvelles lignes de transmission pourraient soulager le réseau électrique, mais elles coûtent chère (0,5 à 2 millions de dollars américains par kilomètre, mais les coûts peuvent dépasser 10 millions de dollars américains) et exigent plusieurs années pour l'étude et la construction [DEE07].

Bien que les appareils FACTS puissent offrir un contrôle à grande vitesse pour améliorer le système d'alimentation, un inconvénient des contrôleurs d'électronique de puissance est leur coût élevé par rapport à celui d'équipements conventionnels similaires (condensateurs parallèles et séries). Toutefois, les nombreux avantages que ces dispositifs posent ; justifient leur installation [SOD07]. Le tableau (V.7) donne une idée sur le coût des différents contrôleurs FACTS par rapport à celui des condensateurs parallèles et séries selon CIGRE (2001).

Tableau (V.7) Comparaison de coût des FACTS (année 2001) [SOD07], [CIG01]

Dispositif de compensation	Coût (\$/KVar)
Condensateurs parallèles	8
Condensateurs séries	10-20
SVC	35-80
TCSC	32,5-40
STATCOM	48-80
UPFC	48-80

Les coûts d'investissement jouent un rôle très important pour le choix d'un dispositif FACTS [BHA11]. La figure (V.6) présente une synthèse des coûts d'investissement des FACTS en fonction de la plage de fonctionnement en (MVar). D'après cette figure, nous constatons que le TCSC et le SVC sont moins chère par rapport aux autres dispositifs tels que le STATCOM et l'UPFC.

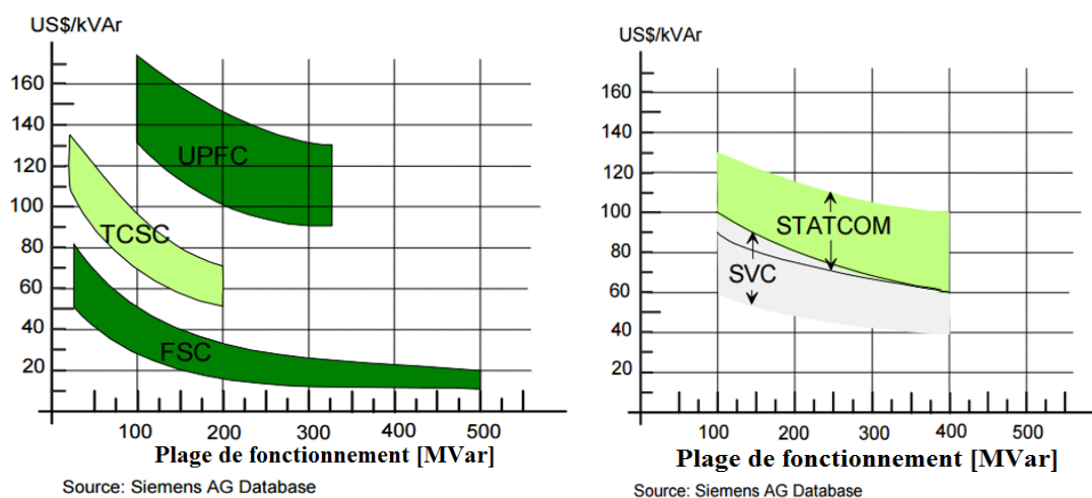


Figure (V.6) Coûts des FACTS en fonction de leur plage de fonctionnement (année 2005) [HAB05].

V.3.3.1. Application numérique et discussion des résultats

L'objectif de cette partie est de démontrer ou d'infirmer la rentabilité économique des FACTS.

✓ **Hypothèses :**

- Durée de vie des FACTS = 5 ans [ALA06].
- Coût d'investissement du TCSC estimé à 32,5 \$/KVar soit 3 705 DA/KVar [CIG01].
- Coût d'investissement du SVC estimé à 35 \$/KVar soit 3 990 DA/KVar [CIG01].

✓ **Résultats obtenus :**

1) installation du TCSC

Dans cette étude nous avons choisi d'installer le TCSC avec la ligne N°19 (AIN BEIDA-AIN MLILA) qui à un coût d'investissement estimé à 32 500 \$/MVar soit 3 705 000 DA/MVar. D'après les résultats de l'écoulement de puissance en présence du TCSC, la puissance réactive à l'endroit où nous avons inséré le dispositif $Q = 45,5$ MVar. Donc le coût total de cet investissement est de : 1 478 750 \$ soit **168 577 500** DA. À travers l'insertion de notre dispositif TCSC dans le réseau Algérien nous avons pu diminuer les pertes actives jusqu'à 2,7429 MW donc nous aurons un profit pendant une heure de l'ordre de 2,7429 MWh.

Puisque nous connaissons le prix de vente de l'énergie électrique du réseau de transport représenté en Algérie par le GRTE, ce prix qui est à l'ordre de 2000 DA/MWh. Donc, le gestionnaire du réseau gagne pendant une heure $2000 * 2,7429$ qui est de l'ordre de 5 485,8 DA, et pour une année 48 055 608 DA. Cet investissement sera amorti pendant les cinq (05) premières années (durée de vie des FACTS) [ALA06] donc un profit de $48 055 608 * 5$ qui est de l'ordre de **240 278 040** DA.

2) installation des SVCs

- a) D'après les résultats de l'écoulement de puissance, le SVC connecté au nœud N° 91 (TEBESSA) injecte une puissance réactive de 49,99 MVar et diminue les pertes jusqu'à la valeur 2,0779 MW donc nous aurons un profit pendant une heure de l'ordre de 2,0779 MWh. De ce fait, le gestionnaire du réseau gagne pendant une heure $2000 * 2,0779$ qui est de l'ordre de 4 155,8 DA, et pour une année 36 404 808 DA. Cet investissement sera amorti pendant les cinq (05) premières années (durée de vie des FACTS) [ALA06] donc un profit de **182 024 040** DA. Le coût total de cet investissement est de : 1 746 500 \$ soit **199 101 000** DA (un coût estimé à 35 000 \$/MVar).
- b) Le SVC connecté au nœud N° 54 (EL AFROUN) injecte une puissance réactive de 44,96 MVar et diminue les pertes jusqu'à la valeur 2,1445 MW donc nous aurons un profit pendant une heure de l'ordre de 2,1445 MWh.

Le gestionnaire du réseau gagne pendant une heure $2000 \times 2,1445$ qui est de l'ordre de 4 289 DA, et pour une année 37 571 640 DA. Cet investissement sera amorti pendant les cinq (05) premières années (durée de vie des FACTS) [ALA06] donc un profit de **187 858 200 DA**.

Le coût total de cet investissement est de : 1 573 600 \$ soit **179 390 400 DA** (un coût estimé à 35 000 \$/MVar).

D'après la figure (V.7), pour un capital d'investissement des FACTS allant de 32,5 \$/kVar à 35 \$/kVar, les remboursements des projets TCSC (AIN BEIDA- AIN MLILA) et SVC (EL AFROUN) sont réalisables au bout de 5 ans avec un prix de vente de 2000 DA/MWh de l'énergie électrique que nous avons gagnée après la compensation. Donc ces réalisations peuvent être considérées comme économiquement viables. Pour le SVC à TEBESSA, cette réalisation n'est pas rentable car le coût d'investissement total est supérieur au profit total calculé sur la durée de vie du SVC (5 ans).

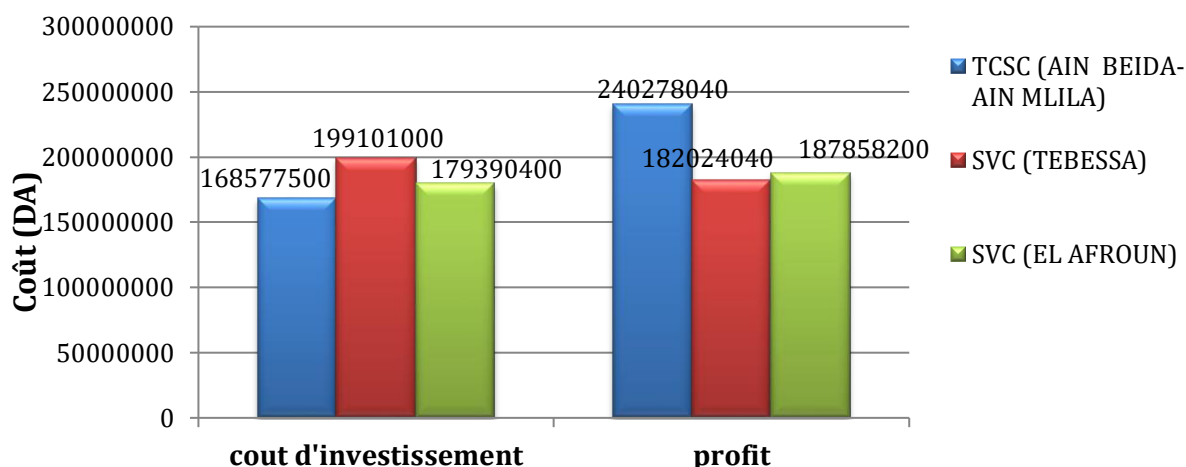


Figure (V.7) Estimation des coûts d'investissement et du remboursement des projets FACTS pour les sites étudiés.

V.4. Analyse des résultats de l'écoulement de puissance et l'OPF obtenus dans notre étude

Notre étude consistait à résoudre le problème de l'écoulement de puissance et l'OPF du réseau Algérien en présence des énergies renouvelables et des FACTS, dans le but de modéliser et trouver les problèmes liés à l'écoulement de puissance du réseau Algérien, le profil des tensions, la répartition économique des puissances et le coût de production d'énergie électrique, puis renforcer le réseau par l'intégration des énergies renouvelables et les FACTS. La première partie de notre travail présente le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson pour détecter les pertes actives et réactives dans les lignes de transmission, la génération totale, les pertes totales du réseau et le profil de tension dans les différents nœuds.

L'utilisation de cette méthode nous a permis de répondre à un certain nombre de questions, telles que :

- Quels sont les nœuds concernés par le problème de chute de tension ?
- Quelles sont les lignes concernées par le problème de pertes de transmission ?
- Quel est l'emplacement et la taille optimal des FACTS ?
- Quel est l'emplacement optimal des énergies renouvelables ?
- Quel est l'impact des énergies renouvelables et des FACTS sur l'écoulement de puissance du réseau ?

D'après les résultats de l'écoulement de puissance, le réseau Algérien souffre d'un problème de chute de tension au niveau des nœuds du réseau 60 kV :

- EL AFFROUN (0.8947 p.u)
- CHERCHEL (0.87755 p.u)
- MEDEA (0.876158 p.u).

Et au niveau du réseau 90 kV :

- SOUK AHRAS (0.893132 p.u)
- TEBESSA-2 (0.884589 p.u)
- DJEBEL ONK (0.86595 p.u).

Les lignes N°19 (AIN BEIDA- AIN MLILA), ligne N°30 (EL AOUNET 1- EL KHROUB), ligne N° 34 (EL KHROUB-SKIKDA), N° 40 (AIN MLILA- JIJEL), ligne N° 62 (DJELFA- TILGHEMT), ligne N°64 (TOUGGOURT- H.MESSAOUD NORD), ligne N° 75 (ALGER EST 1- LARBAA 2), ligne N° 77 (ALGER EST 1 - OULED FAYET 2), ligne N° 87 (BOUIRA 2- M'SILA) et ligne N° 103 (MERSAT EL HADJADJ 1- OUED SLY 2) causent des pertes importantes dans le réseau.

Après avoir détecté les problèmes du réseau, nous avons proposé d'installer les centrales des énergies renouvelables et les FACTS dans les zones concernées par les problèmes de chute de tension et des pertes de transmission, afin de soutenir le réseau Algérien.

V.4.1 Étudier les sites d'installation des FACTS et des centrales renouvelables

Le choix de l'emplacement des énergies renouvelables est conditionné par :

- les critères de l'emplacement optimal (les conditions climatiques, l'accessibilité au site, la disponibilité du réseau de transport de l'électricité, etc.) ;

- l'analyse de l'écoulement de puissance du réseau (l'emplacement qui donne les pertes les plus faibles et le meilleur profil de tension après la compensation).

Cette étude est basée sur les données du vent de l'Office National de la Météorologie (ONM) mesurées au niveau des différentes stations.

Selon l'étude du flux de puissance du réseau Algérien avec l'insertion des énergies renouvelables, le site idéal pour la ferme solaire photovoltaïque est au niveau de la région de BECHAR et le site idéal pour la ferme d'éoliennes est au niveau de la région de TEBESSA-2.

Le choix de l'emplacement optimal du SVC est basé sur la détermination du nœud critique qui donne :

- le meilleur profil de tension après la compensation ;
- les pertes les plus faibles après la compensation.

L'emplacement optimal du TCSC est basé sur la détermination de la ligne :

- la plus chargée ;
- la plus longue ;
- qui est éloignée de la production ;
- qui cause une grande quantité de pertes ;
- qui donne la valeur minimale des pertes totales après la compensation.

V.4.2. Apport positif des différentes installations

- La ferme d'éoliennes installée à TEBESSA-2 traite le problème de chute de tension dans le réseau 90 kV (SOUK AHRAS, TEBESSA-2 et DJEBEL ONK). Cette ferme d'éoliennes améliore aussi le profil de tensions aux nœuds de charges de TEBESSA-3, EL AOUNET-2, TEBESSA-1, AIN BEIDA et EL AOUNET-1. Nous remarquons aussi que l'insertion de la ferme d'éoliennes diminue les pertes actives dans les lignes critiques qui causent une grande quantité de pertes telles que les lignes N°19, N°30, N°34, N°40 et ligne N°103.
- Afin de traiter la chute de tension dans le réseau 60 kV, nous avons fait le choix de positionner un SVC au nœud d'EL AFFROUN qui donne le meilleur résultat par rapport aux autres emplacements, pour compenser tous les nœuds faibles du réseau 60 kV (EL AFFROUN, CHERCHEL et MEDEA). L'installation du SVC améliore considérablement le profil de tension dans la majorité des nœuds du réseau et diminue les pertes dans les lignes qui causent une grande quantité de pertes telles que les lignes N°75, N°77, N°87 et ligne N°103 et diminue également les pertes dans les autres lignes.

- Pour les nœuds faibles du réseau 90 kV (SOUK AHRAS, TEBESSA-2, DJEBEL ONK), nous constatons que l'emplacement du SVC à TEBESSA-2 donne le meilleur résultat, comparé aux autres emplacements du SVC aux nœuds de SOUK AHRAS et DJEBEL ONK. Le SVC améliore le profil de tension des autres nœuds de charge qui sont proches de son site d'installation et diminue les pertes dans les lignes critiques N°19, N°30, N°34 et N°40 et diminue les pertes dans les autres lignes.
- L'emplacement du TCSC avec la ligne N°19 donne les pertes totales les plus faibles du réseau. De ce fait, l'emplacement optimal du TCSC est choisi dans la ligne N°19 entre AIN BEIDA et AIN MLILA. Le TCSC diminue les pertes dans les lignes critiques N°19, N°30 et N°34. Le TCSC améliore le profil de tension dans les zones proches de son site d'installation et élimine la chute de tension au niveau du réseau 90 kV (SOUK AHRAS, TEBESSA-2, DJEBEL ONK).
- L'installation de la ferme solaire photovoltaïque à BECHAR améliore le profil de tension des nœuds de charge de SIDI BELABES, SAIDA, BECHAR et AIN-SEFRA. Nous remarquons aussi que l'insertion de la ferme solaire photovoltaïque diminue considérablement les pertes dans les lignes N°66 (TIARET-SAIDA), ligne N°69 (ZAHANA-TLEMCEN), ligne N°73 (BECHAR-AINSAFRA), ligne N°74 (SIDA-AINSAFRA), ligne N°103 et ligne N°147 (MERSAT EL HADJADJ 1-SIDI BELABES).

Les figures (V.8) et (V.9) présentent l'apport positif des différentes installations sur le réseau Algérien.

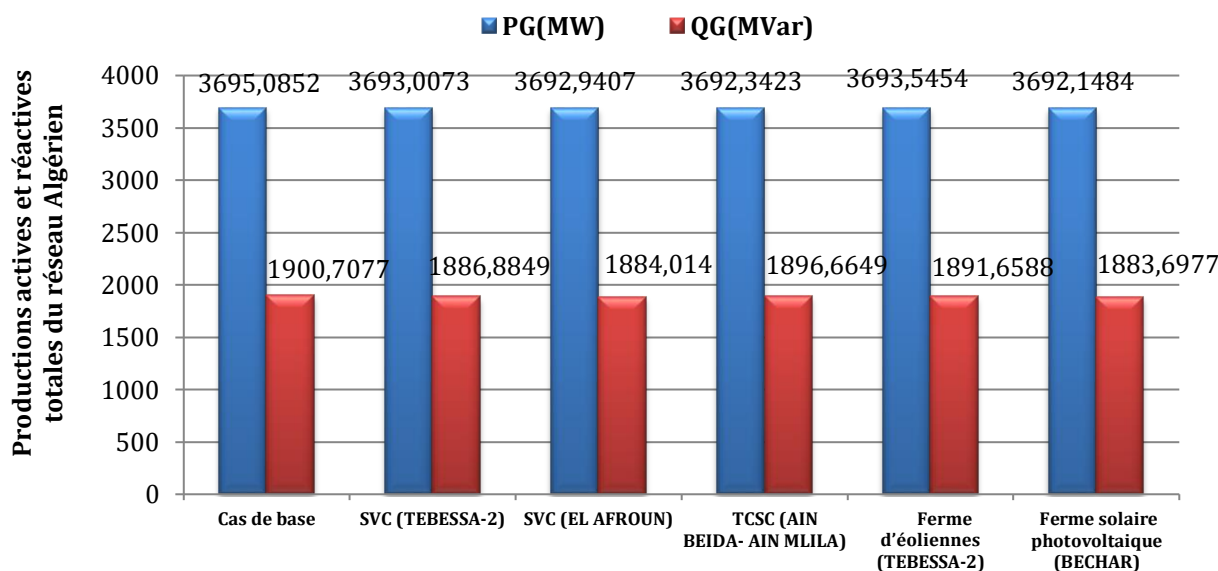


Figure (V.8) Productions totales obtenues par chaque solution.

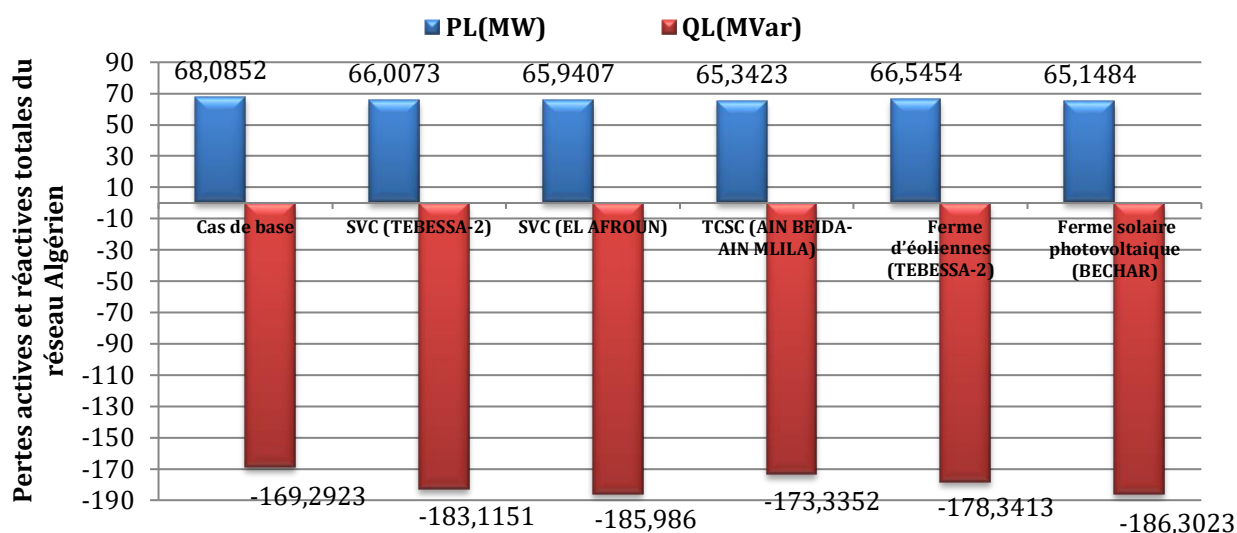


Figure (V.9) Pertes totales obtenues par chaque solution.

D'après les résultats de l'écoulement de puissance en présence des FACTS, le TCSC prouve son efficacité dans la minimisation des pertes actives (surtout la ligne N°19) et traite aussi la chute de tension des nœuds proches de son emplacement.

Le SVC prouve son efficacité dans la compensation d'énergie réactive aux nœuds faibles et par conséquent l'amélioration du profil de tension et la diminution des pertes actives et réactives dans les lignes critiques. Les résultats de simulation montrent également le rôle important du générateur solaire photovoltaïque dans la minimisation des pertes de puissance actives et réactives totales. Le générateur éolien prouve son efficacité dans la compensation d'énergie réactive aux nœuds faibles proches de son emplacement et la minimisation des pertes dans les lignes qui causent une grande quantité de pertes.

V.4.3. Profit économique des différentes installations sur le réseau Algérien

Dans la deuxième partie de ce travail, une étude comparative sur le problème de l'OPF est présentée pour minimiser le coût de production total du réseau Algérien en présence des énergies renouvelables et des FACTS, tout en considérant les contraintes d'égalité et d'inégalité. À partir des résultats de comparaison avec le cas conventionnel de base (coût de production totale de **2 059 154,05 DA/h (pour 1 Dollar US (\$) (2018)=114 Dinar Algérien (DA))** et pertes de transmission totales de **62,729 MW**), nous constatons que le coût optimal de production et les pertes de transmission sont considérablement réduits après l'insertion du parc éolien dans l'emplacement optimal TEBESSA-2 et la ferme photovoltaïque à BECHAR.

Le bénéfice économique de l'insertion d'énergie photovoltaïque est plus élevé par rapport à l'insertion d'énergie éolienne, principalement parce que le coût d'opération et de maintenance (O&M) de la ferme photovoltaïque (qui représente **1% à 5%** du coût de production complet) est plus faible que le coût d'O&M de la ferme d'éoliennes (qui représentent **30%** du coût de production complet).

L'insertion des FACTS peut réduire le coût de production et les productions thermiques optimales et maintenir la tension à la valeur souhaitée. Les figures (V.10) et (V.11) présentent le bénéfice économique et les pertes totales obtenues par chaque solution en prenant en considération le coût des FACTS et des énergies renouvelables.

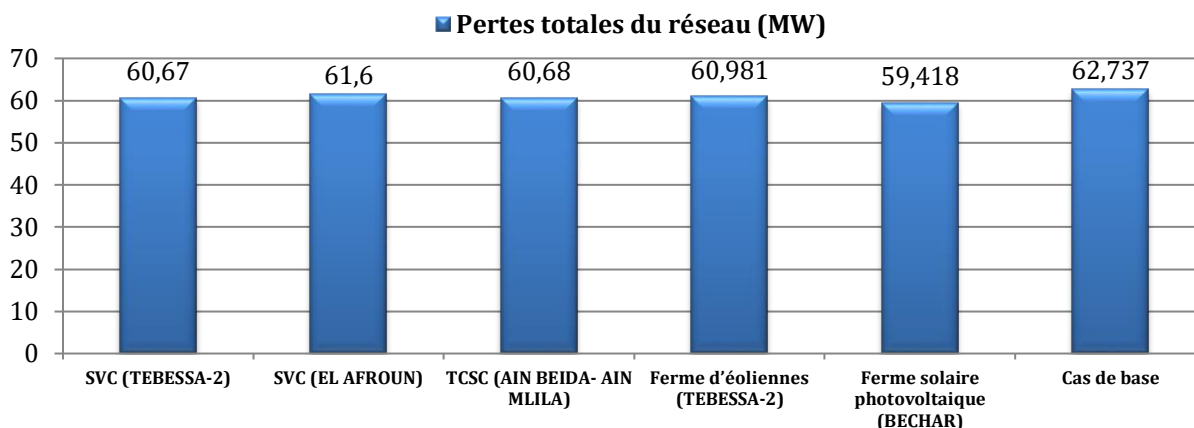


Figure (V.10) Pertes totales obtenues par chaque solution après l'optimisation.

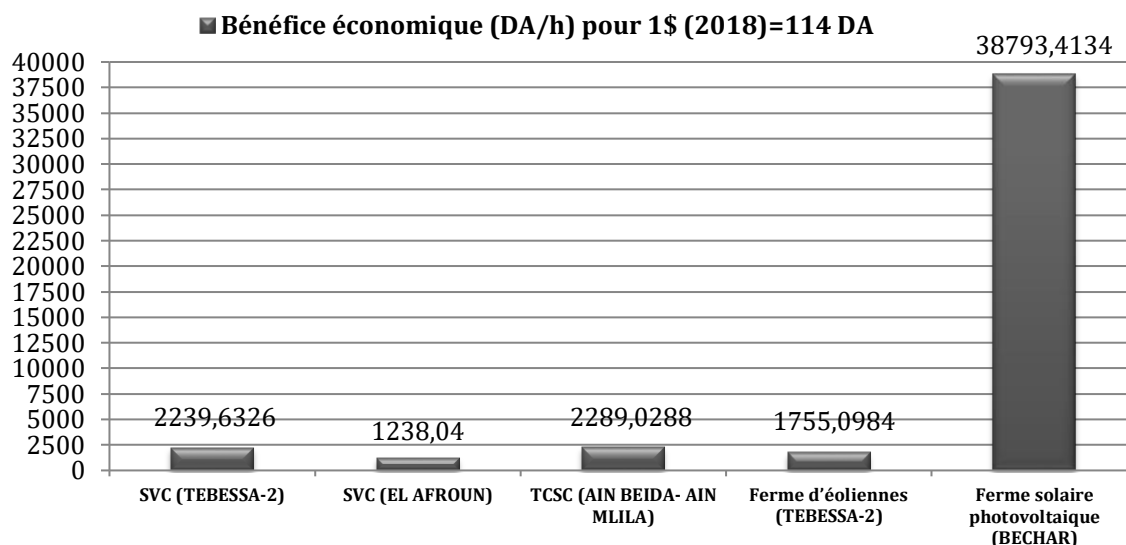


Figure (V.11) Bénéfices économiques totales obtenues par chaque solution.

V.5. Proposition de solution pratique pour renforcer le réseau Algérien

Le changement climatique dû aux émissions de CO₂ provoquées par les centrales conventionnelles, les fluctuations des prix et les réserves limitées de combustibles fossiles attirent l'attention sur l'utilisation des énergies renouvelables pour générer l'électricité d'une manière plus propre et durable. Afin de répondre à la demande croissante d'énergie, il est important de trouver une solution technologique pour résoudre les problèmes du réseau Algérien de manière efficace, tout en prenant en considération le côté économique et environnementale.

Pour cette raison, nous allons favoriser l'insertion des énergies propres afin de protéger l'environnement, améliorer l'économie du pays et diminuer la part des combustibles fossiles.

Nous avons proposé d'installer ces technologies dans les zones affectées par le problème de chute de tensions et le problème des pertes de transmission afin d'améliorer la qualité de l'alimentation tout en prenant en considération la rentabilité économique des technologies utilisées :

- Le problème de la chute de tension dans les nœuds du réseau 90 kV peut être résolu par un SVC connecté à TEBESSA-2, mais du point de vue économique, cette réalisation n'est pas rentable. Donc, pour profiter du potentiel éolien élevé de cette région, le parc éolien (50 MW) est installé à TEBESSA-2 (nœud N ° 91) car ce nœud a un problème de chute de tension et l'énergie éolienne peut également compenser les autres nœuds du réseau 90 kV proches de TEBESSA-2 (SOUK AHRAS et DJEBEL ONK). Cette région a les conditions adaptées à l'installation du parc éolien. À long terme (20 ans), l'emplacement de la ferme éolienne à TEBESSA offre un bénéfice très intéressant.
- La ferme solaire photovoltaïque (50 MW) est située à BECHAR (nœud N ° 12) pour profiter du fort potentiel solaire de cette région. De plus, par le passé, une étude par Sonelgaz montre la nécessité d'interconnecter cette région avec le réseau national par le biais d'une ligne SAIDA-BECHAR de 520 km (220 kV) via AIN-SAFRA pour résoudre le problème d'alimentation des régions sud isolées, où il n'y a pas une source locale de combustible. En effet, la grande longueur de cette ligne provoque l'apparition des pertes de transmission supplémentaires. De plus, dans les régions éloignées, le coût de l'extension du réseau est prohibitif et le coût des combustibles augmente considérablement avec l'éloignement de l'emplacement. La puissance fournie par le générateur solaire photovoltaïque est comparable à celle fournie par un générateur conventionnel et peut être installée là où il n'y a pas de source locale de combustible. Dans ce cas, l'énergie solaire photovoltaïque peut résoudre les problèmes causés par la grande longueur de la ligne de transmission qui relie la région de BECHAR au réseau national, améliorer la qualité d'alimentation de cette région et éviter la construction des nouvelles lignes.
- L'insertion simultanée des énergies renouvelables représente une source de sécurité (par exemple le générateur éolien fonctionne mieux quand il n'y a pas de soleil et le générateur solaire photovoltaïque produit souvent plus quand il n'y a pas de vent).
- Pour compenser tout les nœuds faibles du réseau 60 kV (EL AFFROUN, CHERCHEL et MEDEA), nous avons fait le choix de positionner un SVC au nœud d'EL AFROUN car il se situe à l'endroit où il n'y a pas des conditions climatiques convenables pour l'insertion des énergies renouvelables, de plus l'emplacement du SVC à cette emplacement améliore d'une façon considérable la majorité des nœuds de charge du réseau.

- Pour la ligne N°19 entre AIN BEIDA et AIN MLILA ou il y'a un problème important de perte, il est nécessaire d'installer un TCSC. De plus le TCSC élimine la chute de tension au niveau du réseau 90 kV (SOUK AHRAS, TEBESSA-2, DJEBEL ONK), donc ce dispositif peut fournir un support de tension adéquat au point de connexion de la ferme d'éolienne à TEBESSA-2 (en cas d'un problème de stabilité de tension).

Cette solution nous semble parfaitement adaptée aux problématiques rencontrées. Par la suite, nous présenterons l'application de cette solution sur le réseau Algérien.

Le tableau (V.8) illustre la réduction de la production totale du réseau après l'insertion simultanée des énergies renouvelables et les FACTS.

Selon les résultats, nous constatons aussi que les pertes actives du système sont diminuées de 68,0852 MW à 59,5557 MW, ce qui représente un bénéfice de 8,5295 MW.

Les pertes réactives totales sont diminuées de -169,2923 MVar à -211,991 MVar (profit de 42,6987 MVar).

Tableau (V.8) Comparaison des résultats avant et après l'application de la solution proposée.

	Génération totale		Pertes totales	
	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _L (MW)	Q _L (MVar)
Cas de base	3695,0852	1900,7077	68,0852	-169,2923
Solution proposée	3686,5557	1858,009	59,5557	-211,991

Le coût de production totale du système Algérien est diminué de **2059154,05 DA/h** à **2017470,8022 DA/h**, ce qui implique que nous pouvons économiser (**41683,2478 DA/h**).

Les pertes actives totales sont diminuées de 62,729 MW à 56,496 MW ce qui implique que les consommateurs bénéficieront d'un profit de 6,233 MW après l'insertion des énergies renouvelables et les FACTS (Voir Tableau (V.9)). La production d'énergie active du nœud de référence est diminuée de 431,518384 MW à 420,0078 MW et la production d'énergie réactive de 270,843028 MVar à 249,1243 MVar. Le profit économique total obtenu avec l'intégration des énergies renouvelables et les FACTS est significatif par rapport au cas de base et le système gagnera plus d'argent grâce à la solution proposée, principalement parce qu'il y a un profit de puissance dans les générateurs thermiques.

Tableau (V.9) Comparaison des résultats avant et après l'application de la solution proposée (Après l'optimisation).

	Cas de base	Solution proposée
Coût (DA/h)	2059154,05	2017470,8022
Pertes (MW)	62,729	56,496

V.6. Conclusion

Ce chapitre démontre le rôle important de l'intégration des énergies renouvelables et les FACTS pour renforcer et améliorer la qualité de l'énergie du réseau électrique. L'approche proposée est testée et validée sur le réseau de transport réel Algérien.

Le présent travail est consacré à l'étude technico-économique de l'implantation des centrales éolienne et photovoltaïque pour la production d'électricité au niveau de TEBESSA et BECHAR. L'évaluation de la viabilité économique des énergies renouvelables, réalisée par la suite a permis d'en déduire que l'implantation des deux projets est possible et elle est économiquement viable et rentable pour des coûts du kWh produit inférieurs au prix de vente unitaire pratiquée sur le marché Algérien (2000 DA/MWh). Par ailleurs, l'étude a fait ressortir que pour un capital d'investissement des FACTS allant de 32,5 \$/kVar à 35 \$/kVar, les remboursements des projets TCSC (AIN BEIDA- AIN MLILA) et SVC (EL AFROUN) sont réalisables au bout de 5 ans avec un prix de vente de 2000 DA/MWh de l'énergie électrique que nous avons gagnée après la compensation. Dans ce cas, les FACTS sont capable de résoudre les problèmes dans les zones choisis où il n'y pas des conditions climatiques convenables pour l'installation des énergies renouvelables.

Du point de vue économique, la réalisation du SVC à TEBESSA n'est pas rentable, car le coût d'investissement total est supérieur au profit total calculé. Donc, pour profiter du potentiel éolien élevé de cette région, le parc éolien (50 MW) est installé à TEBESSA.

Enfin, la solution proposée nous donne des résultats très économiques et peut également consolider le réseau et le rendre plus efficace en améliorant la qualité de la tension et la qualité du flux d'énergie. Le profit obtenu par cette solution est très important ce qui favorise l'intégration des énergies renouvelables et des FACTS et garantit un bon fonctionnement du réseau Algérien tout en minimisant la part des combustibles fossiles qui menace l'environnement par le dégagement de la pollution.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Nos travaux de thèse apportent de nouvelles solutions pour l'amélioration des réseaux électriques par l'intégration des FACTS et des centrales de production basées sur les sources renouvelables. L'utilisation de méthodes de l'écoulement de puissance et l'écoulement de puissance optimal a permis de déterminer les emplacements et les tailles optimales des dispositifs FACTS et des générateurs renouvelables installés dans un réseau électrique afin d'améliorer les performances et la qualité des flux d'énergie et minimiser le coût de production d'énergie électrique.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les problématiques liées à l'augmentation importante de la consommation électrique. Partant du constat que les réseaux électriques existants doivent être renforcés pour assurer la qualité d'alimentation nécessaire, nous avons identifié des solutions technologiques permettant de les renforcer. Nous avons fait le choix de nous orienter vers les systèmes FACTS et les énergies renouvelables, qui présentent l'avantage de pouvoir assurer rapidement des opérations de renforcement du réseau, sans nécessiter d'investissements lourds, contrairement aux autres solutions tels que la construction de nouvelles lignes qui présente l'inconvénient d'un coût élevé et d'un temps de mise en œuvre très long. De plus, le développement du parc de production conventionnelle nécessite des investissements de plusieurs milliards de dollars. La prise de conscience croissante de l'impact de la production thermique sur l'environnement favorise l'insertion des énergies renouvelables pour éliminer plusieurs problèmes tels que les réserves limitées de combustibles fossiles et le changement climatique dû aux émissions des gaz à effet de serre.

Dans le deuxième chapitre, un état de l'art des méthodes de résolution de l'écoulement de puissance et l'OPF nous a permis de nous orienter vers l'utilisation du logiciel PSAT/MATLAB, qui est le plus adapté à la simulation et l'analyse des réseaux électriques intégrant des systèmes FACTS et des énergies renouvelables. Nous présentons pourquoi nous avons décidé d'utiliser ce logiciel. Nous avons aussi identifié les opérations et les méthodes de cet outil de simulation.

Ce chapitre présente la formulation du problème de l'OPF et les résultats issus de l'application de notre méthodologie. Après une phase de validation des méthodes pour s'assurer que la précision du logiciel PSAT est suffisante pour l'analyse de notre cas d'étude réel, nous avons choisi d'appliquer notre méthodologie pour étudier le réseau électrique Algérien. Les calculs de l'écoulement de puissance et de l'OPF, ayant pour principal objectif de détecter les problèmes du réseau Algérien dans la pratique, ont été présentés : le calcul de l'écoulement de puissance nous a permis de trouver les nœuds les plus faibles du réseau électrique et les lignes qui causent une grande quantité de pertes, et le calcul de l'OPF nous a

permis de minimiser le coût de production au plus faible. Nous avons vu qu'il est nécessaire de trouver des solutions basées sur les FACTS et les énergies renouvelables afin d'éliminer ces problèmes.

Le troisième chapitre présente une étude sur le réseau Algérien en présence des FACTS, plus particulièrement le condensateur série commandé par thyristor (TCSC) et le compensateur statique d'énergie réactive (SVC). Les coûts d'investissement jouent un rôle très important pour le choix d'un dispositif FACTS, d'après la synthèse des coûts d'investissement des FACTS en fonction de la plage de fonctionnement nous constatons que le TCSC et le SVC sont moins chère par rapport aux autres dispositifs tels que le STATCOM et l'UPFC. Le SVC est le plus efficace pour la compensation de la puissance réactive ainsi que le maintien de la tension, et le TCSC est le meilleur choix pour un contrôle correct du flux de puissance et par conséquent la réduction des pertes actives.

En premier lieu, nous avons proposé tout d'abord d'installer un SVC dans les zones concernées par le problème de chute de tension. Pour déterminer l'emplacement optimal du SVC, nous avons sélectionné l'emplacement qui donne le profil de tension le plus amélioré et les pertes les plus faibles après compensation.

Secondement, pour déterminer l'emplacement optimal du TCSC, nous avons inséré ce dispositif avec les lignes les plus longues et les plus chargées qui sont éloignées de la production et qui causent une grande quantité de pertes ensuite nous avons sélectionné la ligne qui donne la valeur minimale des pertes après compensation.

Ce chapitre présente aussi une étude sur l'OPF en présence des FACTS pour réduire le coût de production et les pertes de puissance dans les lignes de transmission, tout en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités. Pour donner une estimation précise du prix de l'électricité sur les marchés en présence des FACTS, nous avons modifié la formulation du problème d'optimisation en ajoutant les coûts des dispositifs FACTS dans la fonction objective.

Les résultats obtenus montrent que les FACTS sont capables de compenser les nœuds faibles du réseau et minimiser les pertes de transmission dans les zones choisis concernées par les problèmes du réseau où il n'y pas des conditions climatiques convenables pour l'installation des énergies renouvelables. L'utilisation des FACTS a des avantages importants sur la réduction du coût du carburant.

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude du réseau Algérien avec l'intégration des énergies renouvelables, plus particulièrement le générateur solaire photovoltaïque et le générateur éolien. Afin de traiter les problèmes du réseau, nous avons effectué des études dans plusieurs sites différents. Le choix de l'emplacement optimal des fermes solaires photovoltaïques et éoliennes est conditionné par les conditions climatiques du site et les résultats du calcul de l'écoulement de puissance. Selon les résultats obtenus, le site idéal pour

la ferme d'éoliennes est au niveau de la région de TEBESSA. Selon l'étude du flux de puissance du réseau Algérien avec l'insertion de l'énergie solaire photovoltaïque, nous avons vu que le site idéal de la ferme photovoltaïque est au niveau de la région de BECHAR.

La résolution des problèmes de l'écoulement de puissance et l'OPF nous a permis de conclure que l'utilisation des énergies renouvelables présente des avantages significatifs pour réduire le coût et les pertes de puissance et améliorer le profil de tension.

Actuellement, le pôle d'IN SALAH-TIMIMOUN-ADRAR n'est pas connecté au réseau interconnecté national, dans le futur cette amélioration dans la région de BECHAR permettra le développement de l'interconnexion électrique entre BECHAR et le site isolé d'ADRAR afin de profiter de l'installation des centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'IN SALAH, ADRAR et TIMIMOUN (sites prometteurs pour l'énergie éolienne et solaire).

Le dernier chapitre présente une étude technico-économique pour démontrer ou de réfuter la rentabilité économique des FACTS et des centrales basées sur les énergies renouvelables.

Les résultats d'une étude sur l'estimation du coût de l'électricité produite par les fermes photovoltaïques et éoliennes sont présentés. L'installation des fermes photovoltaïques et éoliennes est économiquement rentable pour des coûts par kWh produit inférieurs au prix de vente unitaire pratiqué sur le marché Algérien. Pour les dispositifs FACTS, la mise en œuvre est réalisable et économiquement rentable pour un remboursement supérieur aux coûts d'investissement des FACTS.

D'après les résultats obtenus, l'évaluation de la viabilité économique du projet photovoltaïque à BECHAR et éolien à TEBESSA permet de déduire que la mise en œuvre est réalisable et économiquement viable et rentable pour les deux projets.

Le calcul des remboursements d'installations est une étape nécessaire pour démontrer ou réfuter la viabilité économique des dispositifs FACTS. D'après les résultats, les réalisations des projets TCSC (AIN BEIDA- AIN MLILA) et SVC (EL AFROUN) peuvent être considérées comme économiquement viables. Pour le SVC à TEBESSA, cette réalisation n'est pas rentable. Ensuite, une synthèse des différents résultats nous a permis de proposer une solution technico-économique dont les résultats sont très économiques par rapport au cas de base.

L'emploi d'outil de simulation PSAT/MATLAB nous a permis de montrer que notre méthodologie permet de mieux renforcer le réseau électrique Algérien par rapport au cas base avec les centrales classiques seulement.

Enfin, le réseau de transport 400 kV est aujourd'hui constitué de la dorsale Est - Ouest, appelée communément « L'autoroute électrique » d'une longueur de 1,758 km et constituée de six postes 400/220 kV, renforcé par la mise en service de deux lignes d'interconnexion en 400 kV reliant le poste 400/220 kV de Hassi Ameur en Algérie au poste 400/220 kV de

Bourdim (Maroc), lui-même relié à l'Espagne par un câble sous-marin. Des projets d'interconnexion par câbles sous marins avec l'Italie sont également à l'étude pour 500 à 1 000 MW comme Algérie- Sardaigne et Algérie-Sicile. Le projet 400 kV fait partie des grands scénarios que Sonelgaz a mis en place pour valoriser le potentiel énergétique national et favoriser l'organisation des échanges électriques et gaziers dans la région. Sonelgaz précise que la dorsale 400 kV ne s'arrêtera pas uniquement au niveau maghrébin, mais concerne aussi les interconnexions autour du bassin méditerranéen. Ces réalisations garantiront sur le moyen et le long terme, la sécurité d'alimentation en énergie électrique du pays et permet d'augmenter les capacités d'échanges internationaux.

La solution technico-économique que nous avons proposé dans cette thèse apporte des points positifs pour le réseau Algérien en améliorant la qualité d'alimentation ce qui consolide les interconnexions entre l'Algérie et les autres pays voisins.

Ces interconnexions électriques constituent un dispositif très puissant pour pallier les dysfonctionnements électriques et prévenir tous les risques ou menaces de déficits énergétiques. Elles permettent en outre de gérer avec plus d'efficacité les risques liés à l'exploitation des parcs de production et des réseaux de transport de l'électricité et assurent ainsi une meilleure sécurité au réseau Maghrébin et Européen (Italie) dans le futur.

En perspectives, nous proposons de compléter notre étude par le développement de l'interconnexion électrique entre le réseau national (BECHAR) et le site isolé d'ADRAR afin de bénéficier de l'insertion de grandes centrales d'énergies renouvelables. Ces régions isolées ont des conditions climatiques très favorables pour l'installation des fermes solaires photovoltaïques et éoliennes. Nous proposons également d'approfondir notre recherche par l'intégration des systèmes de stockage pour stocker l'énergie produite par les énergies renouvelables et non utilisée directement pendant les périodes de production afin d'en restituer une partie pendant les périodes de calme.

Les capacités de l'éolienne à base d'une MADA augmente en l'associant à des systèmes de stockage d'énergie (électrochimique, inertiel, supraconducteur...), ce qui lui permette de mieux participer aux réglages du réseau dans certaines conditions de vent.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [ABA16] K. Abaci, V. Yamacli, A. Akdagli, «Optimal power flow with SVC devices by using the artificial bee colony algorithm», Turk J Elec Eng & Comp Sci, 24, pp. 341- 353, 2016.
- [ABB02] SVC for cost-effective replacing of local generation with remote power import, ASEA Brown Boveri(ABB): <https://slideblast.com/svc-for-cost-effective-replacing-of-local-generation-with-remote-power-59699ab71723dd91a0145c84.html>, 2002.
- [ABD03] M. A. Abdel-Moamen, N. Prasad Padhy, «Power Flow Control and Transmission loss Minimization Model with TCSC for Practical power networks», IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2; pp. 880 – 884, 13-17 July 2003.
- [ABD13] A. Abdelouahab, «Modélisation et Analyse d'un Compensateur Statique : SVC», Mémoire de Magister, Université de Batna, 2013.
- [ABI02] M. A. Abido, «Optimal Power Flow Using Tabu Search Algorithm», Electric Power Components and Systems, 30, pp. 469–483, 2002.
- [ADE11] G. A. Adepoju, O.A. Komolafe, «Analysis and Modeling of Static Synchronous Compensator (STATCOM): A comparison of Power Injection and Current Injection Models in Power Flow Study», International Journal of Advanced Science and Technology, 36, pp. 65-76, November, 2011.
- [ADE17] «Coûts des énergies renouvelables en France», ADEME : https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/couts_energies_renouvelables_en_france_edition_2016.pdf, 2017.
- [AFO15] O.A. Afolabi, W.H. Ali, P. Cofie, J. Fuller, P. Obiomon, E.S. Kolawole, «Analysis of the Load Flow Problem in Power System Planning Studies», Energy and Power Engineering, 7, pp. 509-523, 2015.
- [AJA08] P. Ajay-D-Vimal Raj, «Performance Evaluation Of Swarm Intelligence Based Power System Optimization Strategies», PhD thesis, Pondicherry University, 2008.
- [ALA06] A. A. Alabduljabbar, J. V. Milanovi, «Generation Costs Reduction Through Optimal Allocation of FACTS Devices Using Low Discrepancy Sequences», in Proc. IEEE Power Syst. Conf. Expo., Atlanta, GA, 2006.
- [ALO11] A. K. Mohanty, A. K. Barik, «Power System Stability Improvement Using FACTS Devices», International Journal of Modern Engineering Research (IJMER), 1, Issue.2, pp-666-672, 2011.
- [AMB14] P. Ambarish, M. Tripathy, «Optimal power flow solution of wind integrated power system using modified bacteria foraging algorithm», International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 54, pp. 306–314, 2014.
- [AMU15] Amudha, V.J. Vijayalakshmi, «Optimal Power Flow Using PSAT», International Conference on Advances in Engineering Science and Management, pp. 111-118, Agra, 08th November, 2015.
- [ANA14] A. Ananthi Christy , P. Ajay D Vimal Raj, R. Anbumozhi, «A New Optimization Algorithm for Solving Optimal Power Flow », International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (An ISO 3297: 2007 Certified Organization), 3, Special Issue 2, pp.41-52 , April 2014.
- [ANI15] A. Kumar, «A Review: FACTS Devices for Modern Power System», International Journal on Recent Technologies in Mechanical and Electrical Engineering (IJRMEE) , 2, Issue- 9, pp.41-43, 2015.
- [ANK15] A. Singh, S. Dixit, «GA Based Optimal Placement of SVC for Minimizing Installation Cost and Voltage Deviations», International Journal of Hybrid Information Technology, 8, No.9, pp.281-288, 2015.

- [ANU12] A. Saha, P. Das, A. K. Chakraborty, «Performance Analysis and Comparison of Various FACTS Devices in Power System», *International Journal of Computer Applications*, 46, No.15, pp.9-15, May 2012.
- [AUG12] N. Augustine, S. Suresh, P. Moghe, K. Sheikh, «Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions», *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012 IEEE PES, Washington, DC, USA, pp.1-7, 2012.
- [BAB63] B.C.Babu, K.B.Mohanty, C.Poongothai, «Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator with Grid Disconnection», in *Magnetism*, G. T. Rado and H. Suhl, Eds. New York: Academic, 3, pp. 271-350, 1963.
- [BAG08] H.R. Baghaee, M. Jannati, B. Vahidi, S.H. Hosseinian, H. Rastegar, «Improvement of Voltage Stability and Reduce Power System Losses by Optimal GA-based Allocation of Multi-type FACTS Devices», Authorized licensed use limited to: B.P. Poddar Institute of Management & Technology. Downloaded on October 14, 2008 from IEEE Xplore.
- [BAH16] Layth Al-bahrani, Virgil Dumbrava, «Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization», *U.P.B. Sci. Bull., Series C*, 78, No. 3, pp.253-264, 2016.
- [BAR14] P.Barbier, « Etude et justification des courants de contact induits par les lignes à haute tension dans le parc résidentiel Belge et leurs incidences sur la population », thèse de doctorat, Université de Liège, 2014.
- [BDI12] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmdjahed, M.A. Tabet Hellal, «Temporal assessment of wind energy resource in Algerian highlands regions», *Revue des Energies Renouvelables*, 15, No. 1, pp. 43-55, 2012.
- [BEH11] B. Tamimi, C. Cañizares, K. Bhattacharya, « Modeling and Performance Analysis of Large Solar Photo-Voltaic Generation on Voltage Stability and Inter-area Oscillations », *Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, USA , pp. 1-6, 2011.
- [BEH13] B. Tamimi, C. Cañizares, K. Bhattacharya, « System Stability Impact of Large-Scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The Case of Ontario, Canada », *IEEE transactions on sustainable energy*, 4, No. 3, pp.680-688, july 2013.
- [BEL14] B. Belabes, A. Kaabache, O. Guerri, «Evaluation du coût de production d'électricité d'origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens», *Revue des Energies Renouvelables*, 17, No.1, pp.117–128, 2014.
- [BEN03] M. Benghanem, «L'acte de sabotage est à écarter», Par Nabila Amir, <https://algeria-watch.org/?p=6008>, 2003.
- [BER09] R. V. Bernard, « Analyse d'un réseau radial lors d'un Renforcement de puissance», PFE, Université d'Antananarivo, 2009.
- [BHA11] A. B. Bhattacharyya, B. S.K. Goswami, «Optimal Placement of FACTS Devices by Genetic Algorithm for the Increased Load Ability of a Power System», *World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 5, No.3, PP. 235-240, 2011.
- [BHA16] Bhakar ,A. Khan, M. K. Bissu, A. Singh, «FACTS Devices and their Controlling», *Satish SSRG International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 3, Issue 5, pp.157-161, May 2016.
- [BIA06] S. Biansoongnern, S. Chusanapiputt, S. Phoomvuthisarn, « Optimal SVC and TCSC Placement for Minimization of Transmission Losses », *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2006.
- [BIN12] B. Singh, K.S. Verma, P. Mishra, R. Maheshwari, U. Srivastava, A. Baranwal, «Introduction to FACTS Controllers: A Technological Literature Survey», *International Journal of Automation and Power Engineering*, 1, Issue 9, pp.193-234, December 2012.
- [BIN15] M. B. Priya, M.S. Kumar, «Optimal Power Flow of the Multi-type FACTS Controllers using Genetic Algorithm», *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, 4, Issue 4, pp. 2212-2221, April 2015.

- [BIP14] B. Bhattacharyya , V. K. Gupta, «Fuzzy based evolutionary algorithm for reactive power optimization with FACTS devices» , Electrical Power and Energy Systems, 61, pp. 39–47, 2014.
- [BIS12] B. Singh, «Introduction to FACTS Controllers in Wind Power Farms: A Technological Review», International Journal of Renewable Energy Research, 2, Issue 2, pp.166-212, 2012.
- [BIS14] S. Biswas, R. Chatterjee, R. Pramanik, «Optimization of Electrical Power Networks with Wind Generator Integration», Proceedings of 2014 1st International Conference on Non Conventional Energy, Kalyani, WB, India, pp. 148-153, January 16 -17, 2014.
- [BOS16] O. Bossi, «Contribution au dimensionnement et à la gestion par optimisation de systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux électriques ferroviaires», thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [BOU09] M. Bouchahdane, «Etude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 kV en Algérie», Mémoire de Magister, Université de Canstantine, 2009.
- [BOU12] A. Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, Y. Kitamura, «A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues», Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16, 4445–4460, 2012.
- [BOU13] S. Boudaoud, A. Khellaf, K. Mohammedi, «Performance Analysis and Economic Evaluation of a Solar Power Tower in Algeria», 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, Yildiz Teclmical University, Istanbul, Turkey, October 2- 4, 2013.
- [BOU15] K. Bouchouicha, «Modelisation Multispectrale des Images Satellitaire - Application : Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère», thèse de Doctorat, l'USTO, MB, 2017.
- [BPS17] «BP Statistical Review of World Energy June 2017», <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>, 2017.
- [BRI12] S. Brini, H. H. Adallah, A. Ouali, «Dispatching of hybrid wind photovoltaic micro turbines storage system», International Journal of Engineering Science and Technology, 4, No. 6, pp. 2866-2877, 2012.
- [BRIH12] F. Brihmat, «l'étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien», Mémoire de Magistère, université de Tizi Ouzou, Algérie, 2012.
- [BUD15] «Budgeting for Solar PV Plant Operations & Maintenance: Practices and Pricing», Electric Power Research Institute, <https://prod.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2016/160649r.pdf>, December 2015.
- [CAI04] L.J. Cai, I. Erlich, G.Stamtsis, «Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms», IEEE Conference, 2004.
- [CAP05] F. Capitanescu, M. Glavic, L. Wehenkel, «An interior-point method based optimal power flow», in: ACOMEN Conference, Ghent, Belgium, pp. 18, June, 2005.
- [CHA06] S. Chanana, A. Kumar, «Effect of Optimally Located FACTS Devices on Active and Reactive Power Price in Deregulated Electricity Markets» , Power India Conference, IEEE, 2006.
- [CHA12] K.T. Chaturvedi, R. K. Gupta, «An approach towards FACTS Devices Installation Strategy for Transmission Loadability Enhancement Using Fuzzy Logic Controller», International Journal of Advanced Research in Computer Science and Electronics Engineering, 1, Issue 2, pp.50-55, April 2012.
- [CHE11] F. Chellali , A. Khellaf, A. Belouchranic, A. Recioui, «A contribution in the actualization of wind map of Algeria», Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, pp. 993–1002, 2011.
- [CHE97] S. D. Chen, J. F. Chen, «A new Algorithm based on the Newton Raphson approach for real-time emission dispatch » , Electric Power Syst. Research, 40, pp. 137-141, 1997.
- [CIG01] «CIGRÉ 183», pp. 70, 2001.

- [DAA18] H. D. Nedjari, S. K. Haddouche, A. Balehouane, O. Guerri, «Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives», *Energy*, Elsevier, 147(C), pp.1240-1255, 2018.
- [DEB94] Y. C. Wu, A. S. Debs, R. E. Marsten, « A Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows », *IEEE Transactions on Power Systems*, 9, No. 2, pp. 876-883, 1994.
- [DEE07] M. D. Divan, W. E. Brumsickle, R. S. Schneider, B. Kranz, R. W. Gascoigne, D. T. Bradshaw, M.R. Ingram, I. S. Grant, «A Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines», *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22, No. 1, pp.642-649, January 2007.
- [DIB12] D. Dib, A. Bendakir, S. Metatla, W. Guebabi, Y. Soufi, «The Algerian Challenge between the Dependence on Fossil Fuels and its Huge Potential in Renewable Energy», *International Journal of Renewable Energy Research*, 2, No.3, pp.463–470, 2012.
- [DJE15] Y. Djeriri, «Commande directe du couple et des puissances d’une MADA associée à un système éolien par les techniques de l’intelligence artificielle», thèse de Doctorat, Faculté de Technologie, Université Djillali Liabes De Sidi Bel Abbes, 2015.
- [DOM68] H. Dommel, W. Tinney, «Optimal power flow solutions», *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* 87, No. 10, pp.1866–1876, 1968.
- [DUM12] S. Duman, U. Güvenç, Y. Sönmez, N. Yörükeren, «Optimal power flow using gravitational search algorithm», *Energy Conversion and Management*, 59, pp. 86–95, 2012.
- [ECO14] «L’Economiste, forum des entrepreneurs maghrébins, les énergies renouvelables, le catalyseur», <https://www.leconomiste.com/article/916972-forum-des-entrepreneurs-maghr-binsles-nergies-renouvelables-le-catalyseur> , 2014.
- [EDF13] «Le poids de l’énergie dans les émissions mondiales de CO2 (Infographie)», EDF: <https://lenergieenquestions.fr/?s=infographie&submit=Rechercher> , 2013, consulté en septembre 2016.
- [ENR16] «Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l’Energie», Ministère de l’énergie, <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable.pdf>, 2016.
- [ESM13] E. Ghahremani, I. Kamwa, «Optimal Placement of Multiple-Type FACTS Devices to Maximize Power System Loadability Using a Generic Graphical User Interface», *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, No. 2, pp. 764-778, May 2013.
- [EXT12] «Le délestage, un mal nécessaire, Extrait du Portail Algerien des Energies Renouvelables »: https://portail.cder.dz/IMG/article_PDF/article_a2544.pdf , 2012.
- [EXT14] «Evolution du Réseau de transport de l’électricité en Algérie», Extrait du Portail Algérien des energies renouvelables: <https://portail.cder.dz/spip.php?article3811> , 2014.
- [FAR09] S. Z. Farooqui, « Autonomous Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators », 3rd International Conference on Energy and Environment (ICEE), Malacca, Malaysia, pp. 62-707, 8 December 2009.
- [FED03] F. Milano, « Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability Constraints », PhD thesis, University of Genova, Italy, April 2003.
- [FIR13] M. Firas Tuaimah Yaser Nadhum Abd Fahad A. Hameed, «Ant Colony Optimization based Optimal Power Flow Analysis for the Iraqi Super High Voltage Grid», *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887) Vol. 67, No.11, pp.13-18, 2013.
- [FLA10] F. Lakdja , F.Z. Gherbi, R.Berber, «Conception d’un logiciel pour l’étude du dispatching économique d’un réseau d’énergie électrique avec insertion du TCSC», *International Conference on Electrical Networks*, 2010.
- [FON08] M. A. Fontela Garcia, « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée », thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, 2008.

- [FRA12] S. Frank, I. Steponavice, S. Rebennack, «Optimal power flow: a bibliographic survey, I: formulations and deterministic methods», *Energy Systems*, Vol. 3, pp. 221–258, September 2012.
- [FRA13] S. Frank, I. Steponavice, S. Rebennack, «Optimal power flow: a bibliographic survey, II: nondeterministic and hybrid methods», *Energy Systems*, Vol. 3, pp. 259–289, September 2013.
- [FRA16] S. Frank, S. Rebennack, «An Introduction to Optimal Power Flow: Theory, Formulation, and Examples», *IIE Transactions*, 2016.
- [GEN15] «Alimentation et stockage de l'énergie, Génie électrique »:<http://elec-ing.blogspot.com/2015/07/alimentation-et-stockage-de-lenergie.html> , 2015.
- [GER03] S. Gerbex, R. Cherkaoui, A. J. Germond, «Optimal Location of FACTS Devices to Enhance Power System Security», *IEEE bologna power tech conference*, june 23-26, bologna , Italy, 2003.
- [GHA13] E. Ghahremani, I. Kamwa, «Analysing the effects of different types of FACTS devices on the steady-state performance of the Hydro-Québec network», *IET Gener. Transm. Distrib.*, pp. 1–17, 2013.
- [GIE12] D. Gielen, « Renewable Energy Technologies: Cost Analysis of wind power », *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, <http://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Wind-Power> , 2012.
- [GOM12] L. M. Ruiz Gomez, «Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques», thèse de doctorat , Université de Grenoble, 2012.
- [GTR16] «Global Trends in Renewable Energy Investment 2016», *Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF*. <http://www.indiaenvironmentportal.org.in/category/45822/publisher/frankfurt-school-unep-centre/>, 2016.
- [GUE12] N. Guernoudj, « Réglage de Tension dans un Réseau par Travée Self 220 kV », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2012.
- [GUE13] H. Guentri, «Etude du transit de puissance du réseau Ouest Algérien 2012 en incorporant le contrôleur TCSC», mémoire de Magister, Université Tahar Moulay de Saida, 2013.
- [GUN12] G. Kour, G. S. Brar, J. Dhiman, «Improvement by Voltage Profile by Static Var Compensators in Distribution Substation», *International Journal of Instrumentation Science*, 1, No.2, pp.21-24, 2012.
- [HAB05] K. Habur, D. O'leary, «FACTS For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy», https://www.researchgate.net/publication/267715756_FACTS_Flexible_Alternating_Current_Transmission_Systems_For_Cost_Effective_and_Reliable_Transmission_of_Electrical_Energy , 2005.
- [HAD17] B. Hadji, «Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS», Doctorat en Sciences, Université Mohamed Khider – Biskra, Algérie, 2017.
- [HAM10] A. Hammoud, «Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution», thèse de doctorat, Université de Lyon, 2010.
- [HAR13] F. Harriche, S. Romain, «Étude technico-économique du stockage de l'électricité», avec la contribution de Bertille Carretté, Grégory Jarry et Antoine Dereuddre des services de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2013.
- [HAS10] H. Hassini née Belghitri, «Modélisation, Simulation et Optimisation d'un Systeme Hybride Eolien-Photovoltaïque», Mémoire De Magister, Faculté des Sciences, Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2010.
- [HAW79] M. E. El-hawary, G. S. Christensen, «Optimal Economic Operation of Electric Power Systems», this is volume 142 in *Mathematics in Science and Engineering*, Livre: a series of Monographs and textbooks, edited by Richard Bellman, University of southern California, 1979.
- [HEM16] H. Sharma , G. G. Jitendra, S. Bhadoriya, «Load Flow Analysis and Optimal Allocation of Distributed Generation using PSAT: a review», *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, 03, No. 10, pp. 447-450, Oct -2016.

- [HIM09] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, S. Himri, «Review of wind energy use in Algeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp. 910–914, 2009.
- [HOS11] S. Hossein, S. M. Sadegh, «Electric Power System Planning: Issues and Algorithms and Solutions», Livre: Springer Science & Business Media, 2011.
- [HUA98] H. Wei, «An interior point nonlinear programming for optimal power flow problems with a novel data structure», *IEEE Transactions on Power Systems*, 13, 870 – 877, 1998.
- [HUL02] M. M. Al-Hulail, M. A. Abido, «Optimal power flow incorporating FACTS devices using particle swarm optimization», *Electric Power Components and System*, 30, pp. 469-483, 2002.
- [HVD14] «IEEE 09 Bus System», Manitoba HVDC Research Centre, a division of Manitoba Hydro International Ltd. PSCAD: https://hvdc.ca/uploads/knowledge_base/ieee_9_bus_technical_note.pdf?t=1460659065, 30 December 2014.
- [IDE10] R. Idema, D. J. P. Lahaye, C. Vuik, L. van der Sluis, «Fast Newton load flow», in Proc. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conf. Expo., pp. 1–7, Apr. 2010.
- [IDR10] R. M. Idris, A. Khairuddin, M.W. Mustafa, «Optimal Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market Using Bees Algorithm», *WSEAS Transactions on Power Systems*, 5, Issue 2, pp.108-119, April 2010.
- [IGN06] I. J. Ramírez-Rosado, J. A. Domínguez-Navarro, «New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems», *IEEE Transactions On Power Systems*, 21, No. 1, pp. 224-233, 2006.
- [INK16] S. R. Inkollu, V. R. Kota, «A Multi-Objective Hybrid Heuristic Approach for Optimal Setting of FACTS Devices in Deregulated Power System», *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 11, Issue 4, PP 90-97, 2016.
- [INV13] «La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde : Collection chiffres et statistiques, quinzième inventaire» : <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap01-Fr.pdf>, Edition 2013.
- [JAM08] J. A. Momoh, « Electric Power System Applications of Optimization », Livre: Second Edition, CRC Press, Series: Power Engineering (Willis), 2008.
- [JAN16] M. B. Jannat, A. Savic, J. S.abdulmalek, « Using of Genetic Algorithms (GAs) to find the optimal power flow Case study (the 23 bus Serbian system)», 2nd International Conference on Automation, Control, Engineering and Computer Science (ACECS-2015), Proceedings of Engineering & Technology (PET), pp. 6-12, 2016.
- [JEW11] Z. Hu, W.T Jewell, « Optimal power flow analysis of energy storage for congestion relief, emissions reduction, and cost savings », presented at Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEEIPES, Phoenix, Arizona, USA, 20-23 March 2011.
- [KAD13] P. Kádár, « Application of Optimization Techniques in the Power System Control », *Acta Polytechnica Hungarica*, 10, No. 5, pp. 221-236, 2013.
- [KAM15] Z. A. Kamaruzzaman, A. Mohamed, H. Shareef, « Effect of grid-connected photovoltaic systems on static and dynamic voltage stability with analysis techniques: a review ». In: *Przeglad Elektrotechniczny*, 9, No. 6, pp. 134-138, 2015.
- [KAR67] N. Karmarkar, « A new polynomial-time algorithm for linear programming », *Combinatorica*, 4, pp. 3737-395, 1967.
- [KET14] N. Ketfi, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », thèse de doctorat, Université de Batna, 2014.

- [KHA14] N. A. Khan, A. B. Awan, A. Mahmood, S. Razzak, A. Zafar, G. A. Sardarsidhu, «Combined emission economic dispatch of power system including solar photo voltaic generation», *Energy Conversion and Management*, 92, pp. 82-91, 2014.
- [KHA16] N. A. Khan, G. A. Sardarsidhu, F. Gao, «Optimizing Combined Emission Economic Dispatch for Solar Integrated Power Systems», *IEEE Access*, 4, pp. 3340-3348, 2016.
- [KHAL16] A. K. Khamees, N. M. Badra, A. Y. Abdelaziz, «Optimal Power Flow Methods: A Comprehensive Survey», *International Electrical Engineering Journal (IEEJ)*, 7, No. 4, pp. 2228-2239, 2016.
- [KOU12] G. Kour, G.S. Brar, Jaswanti, «Impact of Static Var Compensators on Power System: A Case Study», *International Journal of Power System Operation and Energy Management*, 2, Issue 3, pp.59-63, 2012.
- [KRA11] M. N. Kraimia, «Optimisation du cout de production des réseaux interconnectés», *Mémoire de Magister, Université de Batna*, 2011.
- [KRI13] K. G. Sharma, A. Bhargava, K. Gajrani, R. Bansal, « Impact of Integration of Solar and Wind Power on Small Signal Stability using Wavelet Transform », *IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT)*, pp. 293-298, 2013.
- [KUM15] S. Kumar, H. Singh, « Contingency Analysis of 30 Bus Power System Using PSAT », *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET)*, 3, No.V, pp. 405- 410, 2015.
- [KWA08] Y. Lee Kwang, M. A. El-Sharkawi, « Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power System », by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2008.
- [LAB08] D. Labeled, « Production décentralisée et couplage au réseau », *thèse de doctorat, Université Mentouri Constantine*, 2008.
- [LAB13] I. Labeled, « Dispatching économique dans un système de puissance électrique par l'intelligence artificielle », *Mémoire de Magister, Université de Constantine 1*, 2013.
- [LAB16] Y. Labbi, «Gestion et contrôle optimale de l'énergie électrique sur les sites de production», *Doctorat en sciences, Université Mohamed Khider, Biskra*, 2016.
- [LAH16] N. Aouzellag Lahaçani, D. Aouzellag, « Optimal power flow using FACTS devices in electrical network with wind generator », *In: Journal of Electrical Engineering*, 16, No.3, pp.1-12, 2016.
- [LAK08] F. Lakdja, D. Ould Abdeslam, F. Z. Gherbi, « Optimal Location of Thyristor-Controlled Series Compensator for Optimal Power Flows », *International Review on Modeling and Simulations (I.RE.MO.S.)*, 6, No. 2, pp. 465-472, June 2008.
- [LAW12] S.M. Lawan, « PSAT Model- Based Voltage Stability Analysis for the Kano 330KV Transmission Line », *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, 2, No. 5, pp.969-973, 2012.
- [LEE10] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannetr, N. Sinsuphun, T. Kulworawanichpong, « Power Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Particle Swarm Optimization », *International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Chaing Mai, pp. 440 - 444, 19–21, May 2010.
- [LEN13] «Le prix de l'électricité en France, dans l'UE et dans le monde» : <https://lenergeek.com/> , 2013, consulté en septembre 2016.
- [LIA11] L. Xie, C. Hsiao-Dong, L. Shao-Hua, « Optimal Power Flow Calculation of Power System with Wind Farms », *IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA*, pp.1-6, 2011.
- [LIB12] S. Libao, W. Chen, Y. Liangzhong, N.Yixin, B. Masoud, « Optimal power flow solution incorporating wind power », *IEEE Systems Journal*, 6, No. 2, pp. 233 -241, June 2012.
- [LIL06] J.L. Lilien, « Transport et Distribution de l'Energie Electrique », *l'Institut d'Electricité Montefiore, Université de Liège*, 2006.

- [LOB01] E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. Lopez, « An LP-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization », in Proc. Of IEEE porto power tech conference, Portugal, Sept. 2001.
- [LON12] R. S. Pérez-Londoño, L. Rodríguez-García, Y. Uliyanov López, « Effects of Doubly Fed Wind Generators on Voltage Stability of Power Systems », Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES, Montevideo, Uruguay, 2012.
- [LUB13] R. S. Lubis, S. P. Hadi, Tumiran, «Optimal Power Flow Enhancement Considering Contingency with Allocate FACTS», International Journal of Energy Engineering, 3, No.6, pp. 294-306, 2013.
- [MAA09] M. A. Abido, «Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers: A review», The Arabian Journal for Science and Engineering, 34, No. 1B, pp.153-172, 2009.
- [MAG14] Y. Magnoun, «Placement Optimal de Dispositif FACTS dans un Réseau de Puissance», Conservatoire National des Arts et des Métiers, centre du MAROC, mémoire d'ingénieur, 2014.
- [MAK13] S. Makhloufi, A. Mekhaldi, M. Tegar, K. D. Saheb, A. Djoudi, «Optimal power flow solution including wind power generation into isolated adrar power system using PSO GSA», In: Revue des Energies Renouvelables, 16, No.4, pp. 721-732, 2013.
- [MAM12] O. Mammeri, « Differentes methodes de calcul de la puissance reactive dans une noeud à charge non lineaire en présence d'un système de compensation de l'énergie », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2012.
- [MAR03] Jean-Marie Martin-Amouroux, «Les Prix et les Coûts des Sources d'énergie», http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/PrixetCouts.htm, 2003.
- [MAS13] Massachusetts, a Good Solar Market : facteur de charge de 13 à 20 % aux États-Unis : <http://archive.wikiwix.com/cache/?url=http%3A%2F%2Fwww.remenergyco.com%2Fwhy-solar-now> , consulté en septembre 2013.
- [MAT14] N. Matta, « Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids », thèse de doctorat , Université de Technologie de Troyes, 2014.
- [MEH92] S. Mehrotra, « On the implementation of a primal-dual interior point method », SIAM Journal on Optimization, 2, pp. 575-601, 1992.
- [MEI11] S. Meikandasivam, R. Kumar Nema, K. J. Shailendra, «Performance of Installed TCSC Projects», India International Conference on Power Electronics 2011 (IICPE2010), 28-30 janvier 2011, New Delhi, India.
- [MEM06] «Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2006-2015», MEM: http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/prog-besoin_moyens_prod_ele_2006-15.pdf , 2006.
- [MEN12] N. Mancer, «Contribution à l'Optimisation de la Puissance Réactive en Présence de Dispositifs de Compensation Dynamique (FACTS) », Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider, Biskra, 2012.
- [MEN13] K. Meng, Z.Y. Dong, Y. Qiao, « Swarm Intelligence in Power System Planning », International Journal of Clean Coal and Energy, 2, pp.1-7, 2013.
- [MER10] M. Merad-Boudia, «Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique», Mémoire De Magister, Faculté des Sciences, Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2010.
- [MER14] N. Merzougui, «Gestion de congestion dans les réseaux électriques», Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra, 2014.
- [MES14] S. Messalti, A. Gherbi, S. Belkhiat, «Assessment of Power System Transient Stability Using Shunt FACTS Devices : SVC and TCBR», IEEE International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014.
- [MIL02] F. Milano, PSAT, «Matlab-based Power System Analysis Toolbox», 2002.

- [MIL05] F. Milano, «An Open Source Power System Analysis Toolbox», IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, pp. 1199-1206, 2005.
- [MIL09] Federico Milano, «Continuous Newton's Method for Power Flow Analysis», IEEE Transactions on Power Systems, 24, No. 1, pp. 50-57, February 2009.
- [MIN10] D. Ming, L. Binbin, H. Pingping, «Impacts of Doubly-fed Wind Turbine Generator Operation Mode on System Voltage Stability», 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Hefei, China, pp. 602- 606, 16-18 June 2010.
- [MIN15] Ministère de l'énergie, Electricité : <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=electricite> , 2015.
- [MIS11] T. Mishami, «Modélisation et calcul des courants de défaut dans un réseau multi-machines», Université de Kinshasa, 2011.
- [MOM01] J. A. Momoh, J. Zhu, « Multi-area power systems economic dispatch using nonlinear convex network flow programming », Electric Power Syst. Research, 59, pp. 13-20, 2001.
- [MOM89] J. A. Momoh, « A generalized quadratic-based model for optimal power flow », IEEE, pp. 261- 267, 1989.
- [MOU12] S. Mouassa, «Optimisation de l'Écoulement de Puissance par une Méthode Métaheuristique (Technique des Abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS», Magister thesis, Ferhat Abbas, Université de Setif, Algerie , 2012.
- [MUN11] J.C. Munoz, C. A. Canizares, «Comparative Stability Analysis of DFIG-Based Wind Farm and conventional Synchronous Generators», IEEE Power system conference and Exposition, Phoenix, AZ, USA, 2011.
- [NAL12] S. K. Nallagalva, M. K. Kirar, G. Agnihotri, « Transient Stability Analysis of the IEEE 9-Bus Electric Power System », International Journal of Scientific Engineering and Technology, 1, No.3, pp.161-166, 01 July 2012.
- [NAR12] T. Niknam, M.R. Narimani, J. Aghaei, R. Azizipanah-Abarghooee, « Improved particle swarm optimization for multi-objective optimal power flow considering the cost, loss, emission and voltage stability index », IET Gener. Transm. Distrib., 6, Issue 6, pp. 515–527, 2012.
- [NAS10] A. B. M. Nasiruzzaman, « A Student Friendly Toolbox for Power System Analysis Using MATLAB, Matlab - Modelling, Programming and Simulations », Emilson Pereira Leite (Ed.), ISBN: 978-953-307-125-1, InTech, Available from: <https://www.intechopen.com/books/matlab-modelling-programming-and-simulations/a-student-friendly-toolbox-for-power-system-analysis-using-matlab> , 2010.
- [NAV12] N. Ghaffarzadeh, H. Marefatjou, I. Soltani, «Investigation and Comparison of the Effect of Facts Devices, Capacitors and Lines Reactance Variations on Voltage Stability Improvement and Loadability Enhancement in Two Area Power System», International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE), 1, No.3, pp. 145-158, December 2012.
- [NAZ15] N. Choudhari, N. N. Shaikh, «Transmission Loss Minimization Using Advanced Unified Power Flow Controller (UPFC)», Publications International Journal of Innovations in Engineering Research and Technology, 2, Issue 4, pp.1-7, APR. 2015.
- [NIC05] N. Oleksiy, «Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdites», Thèse de Doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [NIT15] K. Niteesh Kumar, Ch. Chengaiah, «Reducing Generation Cost in Transmission System using Facts Devices», Double Blind Peer Reviewed International Research Journal, 15, Issue 8, 2015.
- [NMG13] N. M. G. Kumar, P. Venkatesh, P. Sangamewara Raju, «Modeling and Analysis of SVC, TCSC, TCPAR in Power Flow Studies», International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, 3, Issue 1, pp .418-425, January 2013.

- [NRE12] Renewable Energy Data Book, National Renewable Energy Lab (NREL): <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60197.pdf>, 2012.
- [OUL14] A. Ould Nagi, « Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes : AG et PSO-TVAC », Mémoire de Master, Université de Biskra, 2014.
- [PAN05] K.S. Pandya, S.K. Joshi, «A Survey of Optimal Power Flow Methods», Journal of Theoretical and Applied Information Technology, pp.450-458, 2005.
- [PAS09] J. J. Paserba, «How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems», Power Systems Conference and Exposition: IEEE, 2009.
- [PED12] D, Pedro, « Optimal Power Flow Including Wind Generation », Instituto Superior Técnico, Technical University of Lisbon, Portugal, pp.1-10, September 2012.
- [POR10] Sonelgaz, «plan de développement sur la période 2010-2020», https://portail.cder.dz/IMG/article_PDF/article_a518.pdf , Edition 2010.
- [POW08] « Power System Analysis Toolbox Quick Reference Manual for PSAT », version 2.1.2, June 26, 2008.
- [PRA09] P. K. Tiwari, Y. R. Sood, «Optimal Location of FACTS Devices in Power System Using Genetic Algorithm», World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing, Coimbatore, India, 2009.
- [PRA16] D. prasad, V. Mukherjee, «A Novel Symbiotic Organisms Search Algorithm For Optimal Power Flow of Power System With FACTS Devices», Engineering Science and Technology, An International Journal, 19, issue 1, pp. 79–89, March 2016.
- [PSC10] P.S.Chaudhari, P.P.Kulkarni, R.M.Holmukhe, P.A.Kulkarni, «TCSC for Protection of transmission Line», 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET), Goa , pp. 356 – 361, 19-21 Nov. 2010.
- [QIU09] Z. Qiu, G. Deconinck, R. Belmans, « A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context », IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. PSCE '09, Seattle, WA, pp. 1–6, 2009.
- [QUI00] V. H. Quintana, G. L. Torres, J. Medina-Palomo, «Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes», IEEE Transactions on Power Systems, 15, No. 1, pp. 170- 175, 2000.
- [QUI99] V.H. Quintana, G.L. Torres, «Introduction to Interior Point Methods», in IEEE PICA, Santa Clara, CA, May 1999.
- [RAB07] R. Benabid, «Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», Mémoire de Magister, Université de Jijel, 2007.
- [RAM97] V. C. Ramesh, L. Xuan, « A fuzzy multiobjective approach to contingency constrained OPF », IEEE Trans. Power Syst., 12, No. 3, pp.1348-1354, Aug. 1997.
- [RAN14] R. K. Bindal, «A Review of Benefits of FACTS Devices in Power System», International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT), 3, Issue-4, pp.105-108, April 2014.
- [RAP16] Rapport sur le Statut Mondial des Energies Renouvelables 2016, REN21, <http://www.ren21.net/>.
- [RAS14] R. Azizipanah-Abarghooee, M. R. Narimania, B. Bahmani-Firouzia, T. Niknam, «Modified shuffled frog leaping algorithm for multi-objective optimal power flow with FACTS devices», Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, 26, pp. 681–692, 2014.
- [RAV13] S. RaviKumar, B. Ramoji Rao, D. Ramesh, «The Study of Voltage Profile and Power Quality with SVC in Transmission System at Different Loads», International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA), 3, Issue 3, pp. 543-449, May-Jun 2013.

- [REZ13] A.K.M. Rezwannur Rahman, Md. Shahabul Alam, Md. Zakir Hossain, Md. Shahjahan, «Localization of FACTS Devices for Optimal Power Flow Using Genetic Algorithm», International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT), 2013.
- [RGS17] Renewables 2017 Global Status Report, REN21: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf, 2017.
- [RIL16] R. Usman, M. B. Sigalo, S. McDonald, «Analysis of the Effect of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) on the Nigerian 330 kV Transmission Network Using ERACS and Matlab Simulink», European Journal of Engineering and Technology, 4, No. 3, pp.18-34, 2016.
- [ROB89] R. A.M. van Amerongen, « A General-Purpose Version of the Fast Decoupled Load Flow», IEEE Transactions on Power Systems, 4, No. 2, pp.760-770, May 1989.
- [SAA15] G. El-Saady, El-Nobi A. Ibrahim, Mohamed A. Hendy, «Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices for Security Constrained Economic Dispatch», Innovative Systems Design and Engineering , 6, No.4, pp.24-33, 2015.
- [SAG07] M. Saguan, « L'Analyse Economique des Architectures de Marché Electrique. L'application au Market Design du temps réel », thèse de doctorat, Université Paris-Sud 11, 2007.
- [SAL08] A. Salem, «Différentes Techniques de Planification de l'Energie Réactive dans les Réseaux Electriques», thèse de doctorat, école nationale polytechnique d'Alger, 2008.
- [SAL13] A. Salhi, D. Naimi, T. Bouktir, «Fuzzy Multi-Objective Optimal Power Flow Using Genetic Algorithms Applied to Algerian Electrical Network», Advances In Electrical And Electronic Engineering, 11, No. 6, pp. 443-454, 2013.
- [SAL15] G. A. Salman, «Implementation SVC and TCSC to Improvement the Efficacy of Diyala Electric Network (132 kV) », American Journal of Engineering Research (AJER) , 4, Issue-5, pp-163-170 , 2015.
- [SEK15] A. Chandra Sekar, P. Rajasekar, «Solving optimal power flow with FACTS device using DE algorithm», ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 10, No. 17, pp. 7456-7464, September 2015.
- [SEM12] S. Semaoui, A. Hadjarab, S. Bacha, B. Azoui, « Performance Evaluation of a Photovoltaic System With Battery Storage in Ghardaïa Site (South Algeria) », 9th international Multi-conference on systems, signals and devices, Chemnitz, Germany, 20-23 March, 2012.
- [SHA12] R. Shah, N. Mithulananathan, R. Bansal, K. Y. Lee, A. Lomi, « Influence of Large-scale PV on Voltage Stability of Sub-transmission System », International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 4, 1, pp. 148-161, 2012.
- [SHA13] M. Shahadat, H. Lipu, T. F. Karim, «Effectiveness of FACTS controllers and HVDC transmissions for improving power system stability and increasing power transmission capability», International Journal of Energy and Power Engineering, 2, No.4, pp. 154-163, 2013.
- [SHAR13] K. Gopal Sharma, A. Bhargava, K. Gajrani, R. Bansal, « Impact of Integration of Solar and Wind Power on Small Signal Stability using Wavelet Transform », In: IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT), Nov. 18-20, Lankgkawi, pp.293-298, 2013.
- [SHI14] S. Dixit , L. Srivastava, G. Agnihotri, «Minimization of Power Loss and Voltage Deviation by SVC Placement Using GA», International Journal of Control and Automation, 7, No.6, pp.95-108, 2014.
- [SHR14] S. Udgir, L. Srivastava, M. Pandit, «Optimal Placement and Sizing of SVC for Loss Minimization and Voltage Security Improvement using Differential Evolution Algorithm», IEEE International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), May 09-11, Jaipur, India, 2014.
- [SIN14] K. Singhal, « Comparison between Load Flow Analysis Methods in Power System using MATLAB », International Journal of Scientific & Engineering Research, 5, No. 5, pp.1412- 1419, May 2014.

- [SLI09] L. Slimani, «Contribution à l'application de l'Optimisation par des Méthodes Métaheuristiques à l'Écoulement de Puissance Optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé», Thèse de Doctorat, Université de Setif, 2009.
- [SLI12] L. Slimani, T. Bouktir, «Optimal Power Flow Solution of the Algerian Electrical Network using Differential Evolution Algorithm », *Telkomnika*, 10, No.2, pp. 199-210, June 2012.
- [SLI13] L. Slimani, T. Bouktir, « Economic Power Dispatch of Power Systems with Pollution Control using Artificial Bee Colony Optimization », *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 21, pp. 1515-1527, 2013.
- [SOD07] A. Sode-Yome, N. Mithulananthan, Kwang Y. Lee, «A Comprehensive Comparison of FACTS Devices for Enhancing Static Voltage Stability» , Conference Paper, pp.1-8, July 2007.
- [SOL11] S. Abdel, H. Soliman Abdel, A. Hassan Mantawy, « Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems », *Energy Systems*, Livre: Springer Science & Business Media, 2011.
- [SON11] Programme des énergies renouvelables, Sonelgaz : <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=34> , 2011.
- [SON15] «Programme de developpement», Sonelgaz : <https://portail.cder.dz/spip.php?article4710> , 2015.
- [SOU15] S. Souag, F. Benhamida, «A Dynamic Power System Economic Dispatch Enhancement by Wind Integration Considering Ramping Constraint -Application to Algerian Power System», *International Journal of Renewable Energy Research* , No.3, pp.794-805, 2015.
- [SOUL15] A. Souli, A. Hellal, Rami Bashour, Ahmad Kharaz, « Impact of Loads on Power Flow in Power Systems Using PowerApps and ETAP », *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 120-123, 2015.
- [SRE10] S. Sreejith, S. P. Simon, M. P. Selvan, «Power Flow Analysis Incorporating Firing Angle Model Based TCSC», 5th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Jul 29 - Aug 01, Mangalore, India, pp. 496 – 501, 2010.
- [SRED10] S. Sreedharan, W. Ongsakul, J. G. Singh, « Maximization of instantaneous wind penetration using particle swarm optimization », *International Journal of Engineering, Science and Technology*, 2, pp. 39-50, 2010.
- [SUD10] M. Sudhakaran, P. Ajay-D-Vimal Raj, «Integrating Genetic Algorithms and Tabu Search for Unit Commitment Problem», *International Journal of Engineering, Science and Technology*, 2, No.1, pp. 57-69, 2010.
- [SUN12] S. K. Singh, L. Phunchok, Y.R.Sood, «Voltage Profile and Power Flow Enhancement with FACTS Controllers», *International Journal of Engineering Research & Technology* , 1, Issue 5, pp.1-5, July 2012.
- [SUR15] V. Suresh, S. Sreejith, «Economic Dispatch and Cost Analysis on a Power System Network Interconnected with solar farm », *International Journal of Renewable Energy Research* , No.4, p. 1098-1105, 2015.
- [SUT13] P. Suthar, S. Vyas, « A Literature Review of Recent Advances In Optimal Power Flow », *International Journal of Application or Innovation in Engineering & Management (IJAIEM)*, 2, Issue 11, pp 281-285 November 2013.
- [SYA12] M. Syai'in, A. Soeprijanto, « Improved Algorithm of Newton Raphson Power Flow using GCC limit based on Neural Network », *International Journal of Electrical & Computer Sciences IJECS-IJENS*, 12, No. 01, pp. 7-12, 2012.
- [TEJ14] T. Sharma, A. Yadav, S. Jamhoria, R. Chaturvedi, « Comparative study of methods for optimal reactive power dispatch, *Electrical and Electronics Engineering* », *An International Journal (ELELIJ)*, 3, No. 3, pp.53-61, August 2014.

- [TIW11] A. Tiwari, K. K. Swarnkar, S. Wadhvani, A. K. Wadhvani, « Optimal Power Flow with Facts Devices using Genetic Algorithm », International Journal of Power System Operation and Energy Management, 1, No.2, pp. 66-72, 2011.
- [UBI10] Ubifrance et les Missions Economiques, «Les énergies conventionnelles en Algérie», 2010.
- [UCI16] Le coût comparé de l'électricité selon la filière Pour un choix futé de l'énergie, UCIL, site internet: http://cil-gerland-guillotiere.fr/wp-content/uploads/2016/05/ChoixFut%C3%A9Energie_F4_Co%C3%BBt-par-source-1.pdf, 2016.
- [VAN11] Smt. M. Uma Vani, « Fuzzy Logic Based DC Modulation Controllers for Improvement of AC-DC System Stability », a Thesis, faculty of electrical engineering, Jawaharlal Nehru technological university hyderabad kukatpally, hyderabad – 500 085 a.p., India, 2011.
- [VAN15] R. Vanitha, J. Baskaran, M. Sudhakaran, «Multi Objective Optimal Power Flow with STATCOM using DE in WAFGP», Indian Journal of Science and Technology, 8, No.2, pp. 191–198, January 2015.
- [VAR13] J. Vara Prasad, K. Chandra Sekhar, «Optimal allocation of FACTS Controllers for Critical Loading Margin Enhancement», International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC) , Sri Rangalatchum Dindigul , pp. 86 – 91, 6-8 Feb. 2013.
- [VEN14] B. Venkateswara Rao, G. V. Nagesh Kumar, «Optimal Location of Thyristor Controlled Series Capacitor for reduction of Transmission Line losses using BAT Search Algorithm», Wseas transactions on power systems, 9, pp. 459- 470, 2014.
- [VIJ16] A. Vijayvargia, S. Jain, S. Meena, V. Gupta, « Comparison between Different Load Flow Methodologies by Analyzing Various Bus Systems », International Journal of Electrical Engineering, 9, No. 2, pp. 127-138, 2016.
- [WAN12] C. M. Wankhade , B. P. Saoji , A. P. Vaidya, « Comparative Study of GA Based Optimal Power Flow », International Journal on Advanced Electrical and Electronics Engineering, (IJAEED), ISSN (Print): 2278-8948, 1, No.1, pp. 20-25, 2012 .
- [WEH04] L. Wehenkel, « Interior Point Methods: A Survey, Short Survey of Applications to Power Systems, and Research Opportunities » - Technical Report - Mevludin Glavic, February, 2004.
- [WHE00] L. Whei-Min, S-J. Chen, Y.S Su, « An application of interior point based OPF for system expansion with FACTS devices in a deregulated environment », IEEE, pp. 1407-1412, 2000.
- [WIL05] T. Wildi, G. Sybille, «Electrotechnique», 4^e édition, 2005.
- [WOR17] World Electricity Production by Source 2017. Nuclear Power Today | Nuclear Energy – World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>, 2017.
- [XIA03] Y. Xiao, Y. H. Song, L. Chen-Ching, Y. Z. Sun, « Available Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices », IEEE Transactions On Power Systems, 18, No. 1, pp. 305–312, 2003.
- [XIA13] Y. Xiaodong, « The Optimal Power Flow Calculation of Power System Based on the Annealing Algorithm », Energy and Power Engineering, 5, pp.797-802, 2013.
- [XIE11] L. Xie, H-D. Chiang, L. Shao-Hua, « Optimal Power Flow Calculation of Power System with Wind Farms », IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp.1-6, July 24-29, 2011.
- [XIN16] L. Xingyu, Z. Tieyan, Baiyu G., H.Yue, « Review of the Influence of Large-Scale Grid-Connected Photovoltaic Power Plants on Power Grid », In: International Journal of Grid and Distributed Computing, 9, No. 4, p.303-312, 2016.
- [YIN02] Y. H. Ying Xiao Song, Y. Z. Sun, «Power Flow Control Approach to Power Systems With Embedded FACTS Devices», IEEE Transactions on Power Systems, 17, No. 4, pp.943-950, November 2002.

[YUG15] A. Yugant Parate, Y. Ankita Pai, «Power System Stability Improvement Using FACTS Devices», International Journal of Engineering Research and General Science, 3, Issue 5, pp. 809-815, September-October, 2015.

[ZEL10] M. Zellagui, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire de Magistère, Université Mentouri Canstantine, 2010.

[ZHA06] Z. Xiao-Ping, C. Rehtanz, B. Pal, «Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control», Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Printed in Germany, 2006.

[ZIT10] F. Zitouni, «Amélioration de la stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS», Mémoire de Magistere, université Ferhat Abbas, Setif, Algérie, 2010.

Annexes

Annexes

Annexe A

Méthode standard de Newton-Raphson (NR)

Cette méthode converge généralement en quatre à cinq itérations. Le problème du flux de puissance est formulé comme un ensemble d'équations non linéaires, comme suit [MIL09] :

$$g(x) = 0 \quad (\text{A.1})$$

Où $g(g \in \mathbb{R}^n)$ et $x(x \in \mathbb{R}^n)$ sont les amplitudes et les phases de tension aux nœuds de charge (PQ), les phases de tension et les puissances réactives aux nœuds des générateurs (PV) et la puissance active et réactive au nœud de référence ($V\delta$).

La technique itérative numérique utilisée est la suivante:

$$\Delta x^{(k)} = - \left[g_x^{(k)} \right]^{-1} g^{(k)} \quad (\text{A.2})$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \quad (\text{A.3})$$

L'algorithme itératif s'arrête si les incréments variables Δx sont inférieurs à une tolérance donnée ou si le nombre d'itérations est supérieur à une limite donnée ($k > k_{max}$). Dans ce dernier cas, l'algorithme ne peut pas réussir à converger [MIL09].

Les équations (A.2) et (A.3) seront utilisées pour résoudre le problème de flux de puissance. Le modèle d'équation pour le flux de puissance est décrit comme suit [SYA12], [MOU12]:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.4})$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.5})$$

Avec

$$P_i = P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{A.6})$$

$$Q_i = Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{A.7})$$

Où P_i et Q_i sont respectivement les puissances actives et réactives injectées ; V_i et V_j représentent respectivement les modules de tension aux jeux de barres i et j ; δ_i et δ_j sont respectivement les phases de tension aux jeux de barres i et j ; θ_{ij} représente l'angle de tension de l'élément ij ; P_{Gi} et Q_{Gi} sont respectivement les puissances active et réactive générées, P_{Di} et Q_{Di} sont respectivement les puissances active et réactive demandées au jeu de barres i .

Le courant net à injecter à un jeu de barres i est écrit comme suit [MOU12]:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} * V_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{A.8})$$

Y_{ij} : L'élément hors diagonal (i, j). C'est la somme négative de tous les composants connectés, entre les jeux de barres i et j , c'est-à-dire [MOU12]:

$$Y_{ij} = - \sum_{j \neq i} y_{ij} \quad (\text{A.9})$$

Y_{ii} : L'élément diagonal de la matrice admittance. C'est la somme de tous les composants connectés à ce jeu de barres, traduit par l'équation mathématique suivante [MOU12]:

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq j}}^n y_{ij} \quad (\text{A.10})$$

Les variables qui doivent être optimisées de (A.4) et (A.5) sont δ et $|V|$ donc les itérations (A.3) peuvent être écrites comme suit [SYA12]:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{A.11})$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (\text{A.12})$$

L'équation (A.2) peut être écrite comme (A.13-A.15) [SYA12] :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{spé} + P_i^{cal(k)} \quad (\text{A.14})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{spé} - Q_i^{cal(k)} \quad (\text{A.15})$$

Où $\Delta \delta$ et $\Delta |V|$ représentent respectivement les écarts entre les angles spécifiés et calculés et les écarts entre les tensions spécifiées et calculées ; ΔP et ΔQ représentent respectivement les écarts entre les puissances actives spécifiées et calculées et les écarts entre les puissances réactives spécifiées et calculées. J_1, J_2, J_3 , et J_4 sont les éléments de la matrice Jacobienne.

Le calcul des éléments de Jacobienne se fait comme suit [SIN14], [VIJ16], [SYA12], [MOU12]:

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.16})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.17})$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.18})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.19})$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.20})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.21})$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{A.22})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.23})$$

Annexe B

Données du réseau IEEE 9 nœuds

Tableau (B.1) Données des nœuds (Réseau IEEE 9 nœuds)

Numéro du nœud	Module (p.u.)	Angle de phase (Deg)	Charge (MW)	Charge (MVar)	Génération (MW)	Génération (MVar)
1	1.04	0	0	0	100	0
2	1.025	0	0	0	163	0
3	1.025	0	0	0	85	0
4	1.00	0	0	0	0	0
5	1.00	0	125	50	0	0
6	1.00	0	90	30	0	0
7	1.00	0	0	0	0	0
8	1.00	0	100	35	0	0
9	1.00	0	0	0	0	0

Tableau (B.2) Données des lignes (Réseau IEEE 9 nœuds)

Désignation de la ligne	Résistance (p.u.)	Réactance (p.u.)	Susceptance (p.u.)
1-4	0	0.0576	0
2-7	0	0.0625	0
3-9	0	0.0586	0
4-5	0.01	0.085	0.088
4-6	0.017	0.092	0.079
5-7	0.032	0.161	0.153
6-9	0.039	0.170	0.179
7-8	0.0085	0.072	0.0745
8-9	0.0119	0.1008	0.1045

Annexe C
Données du réseau Algérien 114 nœuds [SAL08]

Tableau (C.1) Données des nœuds (Réseau Algérien 114 nœuds)

Numéro du nœud	Tension (kV)	Module (p.u.)	Angle de phase (Deg)	Génération (MW)	Génération (MVar)	Charge (MW)	Charge (MVar)
1	220	1.07	0	750	400	125	94
2	220	1.0	0	0	0	0	0
3	220	1.0	0	0	0	36	17
4	220	1.0	0	0	0	64	31
5	220	1.0	0	300	160	335	250
6	220	1.0	0	0	0	78	37
7	220	1.0	0	0	0	55	26
8	220	1.0	0	0	0	50	24
9	220	1.0	0	0	0	40	19
10	220	1.0	0	0	0	42	21
11	220	1.0	0	160	30	96	47
12	220	1.0	0	0	0	31	15
13	220	1.0	0	0	0	13	6
14	220	1.0	0	0	0	0	0
15	220	1.0	0	60	30	136	65
16	220	1.0	0	0	0	0	0
17	220	1.0	0	640	400	0	0
18	60	1.0	0	0	0	0	0
19	60	1.0	0	100	60	11	5
20	60	1.0	0	0	0	14	9
21	220	1.0	0	0	0	70	52
22	60	1.0	0	60	40	42	25
23	60	1.0	0	0	0	23	11
24	60	1.0	0	0	0	60	36
25	60	1.0	0	0	0	17	8
26	60	1.0	0	0	0	55	26
27	220	1.0	0	0	0	0	0
28	220	1.0	0	0	0	0	0
29	60	1.0	0	0	0	37	18
30	60	1.0	0	0	0	30	15
31	220	1.0	0	0	0	0	0
32	60	1.0	0	0	0	40	24
33	60	1.0	0	0	0	29	14
34	60	1.0	0	0	0	29	14
35	60	1.0	0	0	0	33	16
36	60	1.0	0	0	0	17	8
37	60	1.0	0	0	0	11	5

38	60	1.0	0	0	0	20	10
39	60	1.0	0	0	0	20	10
40	60	1.0	0	0	0	21	10
41	60	1.0	0	0	0	53	32
42	220	1.0	0	0	0	0	0
43	60	1.0	0	0	0	31	18
44	220	1.0	0	0	0	0	0
45	60	1.0	0	0	0	12	6
46	60	1.0	0	0	0	0	0
47	60	1.0	0	0	0	21	10
48	220	1.0	0	0	0	0	0
49	60	1.0	0	0	0	13	6
50	60	1.0	0	0	0	4	2
51	60	1.0	0	0	0	1	1
52	60	1.0	0	80	50	56	27
53	60	1.0	0	0	0	16	8
54	60	1.0	0	0	0	21	10
55	60	1.0	0	0	0	18	9
56	60	1.0	0	0	0	33	20
57	60	1.0	0	0	0	35	21
58	220	1.0	0	0	0	0	0
59	60	1.0	0	0	0	36	17
60	220	1.0	0	0	0	0	0
61	60	1.0	0	0	0	27	13
62	60	1.0	0	0	0	22	11
63	60	1.0	0	0	0	49	29
64	220	1.0	0	0	0	0	0
65	60	1.0	0	0	0	11	5
66	60	1.0	0	0	0	35	21
67	60	1.0	0	0	0	10	5
68	60	1.0	0	0	0	11	5
69	60	1.0	0	0	0	20	10
70	60	1.0	0	0	0	7	3
71	60	1.0	0	0	0	36	22
72	220	1.0	0	0	0	0	0
73	60	1.0	0	0	0	36	22
74	220	1.0	0	0	0	0	0
75	220	1.0	0	0	0	0	0
76	30	1.0	0	0	0	12	6
77	60	1.0	0	0	0	7	3
78	60	1.0	0	0	0	13	7
79	60	1.0	0	0	0	14	7
80	220	1.0	0	100	56	157	107
81	220	1.0	0	0	0	0	0
82	220	1.0	0	0	0	75	36

83	220	1.0	0	230	120	70	51
84	220	1.0	0	0	0	46	34
85	220	1.0	0	0	0	45	22
86	220	1.0	0	0	0	0	0
87	220	1.0	0	0	0	32	15
88	90	1.0	0	0	0	46	22
89	90	1.0	0	0	0	34	17
90	90	1.0	0	0	0	18	9
91	90	1.0	0	0	0	44	21
92	90	1.0	0	0	0	10	5
93	90	1.0	0	0	0	0	0
94	220	1.0	0	0	0	48	23
95	220	1.0	0	0	0	35	17
96	220	1.0	0	0	0	0	0
97	220	1.0	0	0	0	42	20
98	220	1.0	0	100	30	13	6
99	220	1.0	0	0	0	105	50
100	220	1.0	0	550	50	33	16
101	220	1.0	0	360	50	50	24
102	220	1.0	0	0	0	34	16
103	220	1.0	0	0	0	66	32
104	220	1.0	0	0	0	18	9
105	220	1.0	0	0	0	0	0
106	220	1.0	0	0	0	64	31
107	220	1.0	0	0	0	65	37
108	220	1.0	0	0	0	22	11
109	220	1.0	0	180	85	37	18
110	220	1.0	0	0	0	13	6
111	220	1.0	0	200	85	94	56
112	220	1.0	0	0	0	24	12
113	220	1.0	0	0	0	23	11
114	220	1.0	0	0	0	24	12

Tableau (C.2) Données des lignes (Réseau Algérien 114 nœuds)

Désignation de la ligne	Résistance* (p.u.)	Réactance* (p.u.)	Susceptance* (p.u.)
3-2	0.0085	0.0403	0.0303
6-2	0.0122	0.0578	0.0436
3-6	0.0140	0.0498	0.0355
1-42	0.0274	0.1295	0.0976
1-42	0.0139	0.0121	0.1474
1-4	0.0033	0.0158	0.0482
5-4	0.0028	0.0189	0.0294
5-1	0.0018	0.0126	0.0197
1-7	0.0144	0.0678	0.0512

15-16	0.0038	0.0135	0.0097
16-4	0.0041	0.0144	0.0103
16-14	0.0013	0.0045	0.0032
8-42	0.0171	0.0629	0.0454
8-1	0.0184	0.0870	0.0657
10-7	0.0150	0.0709	0.0535
10-11	0.0228	0.1076	0.0811
7-6	0.0157	0.0740	0.0558
11-42	0.0170	0.0806	0.0608
6-4	0.0288	0.1012	0.0730
9-3	0.0042	0.0284	0.0442
9-4	0.0088	0.0600	0.0933
13-12	0.0501	0.2365	0.1784
10-13	0.0464	0.2190	0.1652
17-20	0.0065	0.0244	0.0176
17-21	0.0073	0.0278	0.0202
17-72	0.0197	0.0732	0.0530
17-27	0.0046	0.0237	0.1003
17-31	0.0061	0.0311	0.0617
31-28	0.0017	0.0088	0.0746
17-64	0.0198	0.0727	0.0525
21-44	0.0240	0.0861	0.0615
60-31	0.0037	0.0253	0.0393
21-60	0.0056	0.0263	0.0198
60-44	0.0122	0.0578	0.0436
58-44	0.0121	0.0569	0.0429
72-101	0.0213	0.1007	0.0760
72-58	0.0183	0.0863	0.0651
58-75	0.0148	0.0701	0.0528
75-107	0.0185	0.0876	0.0660
75-74	0.0006	0.0026	0.0026
44-42	0.0248	0.0903	0.0649
44-42	0.0183	0.0864	0.0651
42-48	0.0074	0.0506	0.0786
48-44	0.0025	0.0158	0.0245
107-101	0.0334	0.1577	0.1189
64-97	0.0178	0.0654	0.0470
72-96	0.0152	0.0540	0.0386
96-98	0.0203	0.0720	0.0515
96-95	0.0015	0.0070	0.0053
18-22	0.0290	0.1397	0.0017
18-37	0.0256	0.1233	0.0015
37-22	0.0171	0.0822	0.0010
19-26	0.0058	0.0077	0.0017
19-26	0.0058	0.0077	0.0017

19-34	0.0019	0.0126	0.0001
20-18	0.1348	0.2944	0.0013
20-24	0.0376	0.1390	0.0006
20-24	0.0368	0.1361	0.0006
20-29	0.0319	0.1178	0.0005
20-35	0.0428	0.1528	0.0006
35-29	0.0458	0.1639	0.0007
20-32	0.0708	0.2365	0.0010
22-32	0.0342	0.1142	0.0005
22-24	0.0239	0.0799	0.0003
22-24	0.0239	0.0799	0.0003
23-30	0.0239	0.0799	0.0003
23-36	0.0136	0.0457	0.0002
36-30	0.0273	0.0913	0.0004
33-18	0.0205	0.0685	0.0003
32-33	0.0239	0.0799	0.0003
26-25	0.0139	0.0517	0.0002
24-25	0.0164	0.0608	0.0003
26-34	0.0049	0.0318	0.0002
29-26	0.0119	0.0158	0.0034
29-39	0.0126	0.0820	0.0004
38-34	0.0047	0.0307	0.0002
18-73	0.1557	0.3427	0.0015
18-73	0.0854	0.3028	0.0012
62-18	0.0508	0.1941	0.0008
20-52	0.0873	0.2162	0.0011
20-52	0.0875	0.2167	0.0011
54-59	0.1188	0.3063	0.0015
52-59	0.0360	0.1014	0.0005
57-51	0.1227	0.4098	0.0018
57-77	0.1366	0.4566	0.0020
52-53	0.0937	0.1788	0.0007
53-54	0.0937	0.1788	0.0007
52-30	0.0722	0.1789	0.0009
71-70	0.1599	0.3148	0.0013
40-41	0.0586	0.1623	0.0008
40-50	0.1343	0.3645	0.0016
71-69	0.1093	0.3653	0.0016
70-68	0.1204	0.2180	0.0009
44-45	0.1025	0.3425	0.0015
51-43	0.2067	0.3556	0.0015
54-55	0.1196	0.3996	0.0018
55-43	0.1708	0.5708	0.0025
73-62	0.0410	0.1370	0.0006
73-67	0.3347	0.7007	0.0031

68-67	0.1648	0.3569	0.0015
29-26	0.0119	0.0158	0.0034
73-66	0.1623	0.5752	0.0023
63-66	0.0683	0.2283	0.0010
63-65	0.0557	0.1861	0.0008
63-65	0.0557	0.1861	0.0008
56-54	0.1025	0.3425	0.0015
57-56	0.1196	0.3996	0.0018
57-56	0.1196	0.3996	0.0018
47-50	0.1196	0.3996	0.0018
47-46	0.0342	0.1142	0.0005
67-66	0.1128	0.2794	0.0014
49-41	0.1265	0.4225	0.0019
19-78	0.0042	0.0055	0.0012
19-79	0.0105	0.0139	0.0030
59-61	0.0513	0.1816	0.0007
45-46	0.0171	0.0605	0.0002
85-87	0.0158	0.0745	0.0562
85-86	0.0139	0.0657	0.0495
85-81	0.0099	0.0467	0.0352
87-106	0.0105	0.0495	0.0373
87-82	0.0056	0.0266	0.0200
87-99	0.0322	0.1249	0.0909
103-105	0.0130	0.0613	0.0462
105-101	0.0171	0.0806	0.0608
105-104	0.0015	0.0070	0.0053
103-106	0.0208	0.0983	0.0741
81-82	0.0303	0.1075	0.0768
80-82	0.0319	0.1129	0.0807
80-84	0.0191	0.0676	0.0483
84-83	0.0051	0.0180	0.0129
82-83	0.0191	0.0676	0.0483
100-98	0.0102	0.0598	0.0754
100-97	0.0111	0.0759	0.1179
98-97	0.0121	0.0448	0.0325
99-100	0.0231	0.1089	0.0821
87-100	0.0102	0.0694	0.0105
100-84	0.0065	0.0442	0.0687
84-80	0.0074	0.0506	0.0786
86-81	0.0055	0.0379	0.0589
98-99	0.0163	0.0580	0.0414
101-102	0.0116	0.0547	0.0413
99-102	0.0116	0.0547	0.0413
99-101	0.0111	0.0759	0.1179
98-94	0.0357	0.1275	0.0918

94-82	0.0056	0.0263	0.0198
92-93	0.1624	0.4088	0.0099
93-91	0.0304	0.1074	0.0021
93-91	0.0379	0.1342	0.0027
90-89	0.0776	0.2400	0.0052
90-89	0.1354	0.4100	0.0089
90-93	0.1852	0.3189	0.0068
103-110	0.0185	0.0876	0.0660
110-112	0.0185	0.0876	0.0660
103-114	0.0419	0.1979	0.1493
109-108	0.0148	0.0701	0.0528
109-107	0.0388	0.1833	0.1382
112-114	0.0190	0.0896	0.0675
112-111	0.0297	0.1402	0.1057
113-111	0.0167	0.0787	0.0608
80-88	0.0123	0.3140	0.0
81-90	0.0062	0.1452	0.0
86-93	0.0012	0.0742	0.0
42-41	0.0012	0.0742	0.0
58-57	0.0012	0.0742	0.0
44-43	0.0029	0.1053	0.0
60-59	0.0014	0.0516	0.0
64-63	0.0019	0.0700	0.0
72-71	0.0012	0.0742	0.0
18-17	0.0014	0.0516	0.0
21-20	0.0016	0.0525	0.0
27-26	0.0024	0.1484	0.0
28-26	0.0024	0.1484	0.0
31-30	0.0007	0.0495	0.0
48-47	0.0012	0.0742	0.0
74-76	0,1197	4,4904	0.0

* Résistance, réactance et susceptance en *p.u.* sur la base de 100000 KVA.

Tableau (C.3) Données des Transformateurs (Réseau Algérien 114 nœuds)

Désignation du Transformateur	Rapport de Transformation
80-88	0.9800
81-90	0.9500
86-93	1.0300
42-41	1.0300
58-57	1.0300
44-43	1.0300
60-59	1.0300
64-63	1.0300
72-71	0.9200

18-17	1.0300
21-20	1.0300
27-26	1.0300
28-26	1.0300
31-30	1.0300
48-47	1.0300
74-76	1.0300

Annexe D

Résultats de l'écoulement de puissance du réseau Algérien

Tableau (D.1) Résultats de l'écoulement de puissance du réseau Algérien.

Nœud N°	V(p.u)	δ (rad)	P _G (MW)	Q _G (MVar)	P _D (MW)	Q _D (MVar)
1	1,05	0,0000	575,0852	308,7927	125	94
2	1,00920056	-0,0694	0	0	0	0
3	1,00897805	-0,0690	0	0	36	17
4	1,03800835	-0,0170	0	0	64	31
5	1,04138451	-0,0087	300,0000	200,0000	335	250
6	1,00800228	-0,0694	0	0	78	37
7	1,01887686	-0,0576	0	0	55	26
8	1,02723475	-0,0184	0	0	50	24
9	1,01460452	-0,0591	0	0	40	19
10	1,01920628	-0,0735	0	0	42	21
11	1,05	-0,0105	160,0000	84,4587	96	47
12	0,96227446	-0,2433	0	0	31	15
13	0,99763116	-0,1704	0	0	13	6
14	1,03913966	-0,0139	0	0	0	0
15	1,04	-0,0109	60,0000	64,4413	36	65
16	1,03913217	-0,0139	0	0	0	0
17	1,05216108	0,0714	640,0000	400,0000	0	0
18	1,01304711	-0,0100	0	0	0	0
19	0,96575136	-0,0411	100,0000	60,0000	11	5
20	0,97150068	-0,0256	0	0	14	9
21	1,01473326	0,0205	0	0	70	52
22	0,98349508	-0,0363	60,0000	50,0000	42	25
23	0,95764746	-0,0308	0	0	23	11
24	0,96363931	-0,0463	0	0	60	36
25	0,96025679	-0,0482	0	0	17	8
26	0,96416117	-0,0415	0	0	55	26
27	1,04246119	0,0583	0	0	0	0
28	1,01802316	0,0212	0	0	0	0
29	0,95868429	-0,0440	0	0	37	18
30	0,97176129	-0,0148	0	0	30	15

31	1,01981663	0,0244	0	0	0	0
32	0,96653175	-0,0483	0	0	40	24
33	0,98285237	-0,0366	0	0	29	14
34	0,96233029	-0,0456	0	0	29	14
35	0,94388555	-0,0592	0	0	33	16
36	0,95816648	-0,0303	0	0	17	8
37	0,99166074	-0,0306	0	0	11	5
38	0,9581298	-0,0517	0	0	20	10
39	0,94724957	-0,0607	0	0	20	10
40	0,93293564	-0,0913	0	0	21	10
41	0,95892459	-0,0679	0	0	53	32
42	1,02942717	-0,0045	0	0	0	0
43	0,94813697	-0,0466	0	0	31	18
44	1,01183856	0,0011	0	0	0	0
45	0,95020706	-0,0569	0	0	12	6
46	0,95620358	-0,0501	0	0	0	0
47	0,9678454	-0,0375	0	0	21	10
48	1,01333727	-0,0049	0	0	0	0
49	0,9120541	-0,1222	0	0	13	6
50	0,94375029	-0,0726	0	0	4	2
51	0,93979152	-0,0394	0	0	1	1
52	0,96947686	-0,0283	80,0000	50,0000	56	27
53	0,91572473	-0,0682	0	0	16	8
54	0,89475847	-0,0856	0	0	21	10
55	0,87755466	-0,1139	0	0	18	9
56	0,87615813	-0,0929	0	0	33	20
57	0,93480393	-0,0308	0	0	35	21
58	0,99942147	0,0296	0	0	0	0
59	0,95962664	-0,0312	0	0	36	17
60	1,01113635	0,0112	0	0	0	0
61	0,91775759	-0,0794	0	0	27	13
62	0,9603076	-0,0546	0	0	22	11
63	0,95491037	0,0066	0	0	49	29
64	1,02408574	0,0741	0	0	0	0
65	0,94678528	-0,0032	0	0	11	5
66	0,90035177	-0,0692	0	0	35	21
67	0,91101091	-0,0742	0	0	10	5
68	0,94323087	-0,0569	0	0	11	5
69	1,0191247	-0,0323	0	0	20	10
70	0,99013679	-0,0289	0	0	7	3
71	1,07785166	0,0243	0	0	36	22
72	1,02577179	0,0752	0	0	0	0
73	0,94734045	-0,0590	0	0	36	22
74	1,0035356	0,0733	0	0	0	0
75	1,00376168	0,0736	0	0	0	0

76	0,97136956	0,0677	0	0	12	6
77	0,9091274	-0,0638	0	0	7	3
78	0,96478947	-0,0415	0	0	13	7
79	0,96323436	-0,0424	0	0	14	7
80	1,01493334	0,1119	100,0000	60,0000	157	107
81	0,95456646	0,0254	0	0	0	0
82	1,00674759	0,0895	0	0	75	36
83	1,05	0,1498	230,0000	116,7884	70	51
84	1,04242011	0,1422	0	0	46	34
85	0,96330207	0,0321	0	0	45	22
86	0,95125183	0,0142	0	0	0	0
87	1,01234201	0,0930	0	0	32	15
88	0,94571738	-0,0333	0	0	46	22
89	0,89313216	-0,1056	0	0	34	17
90	0,94102766	-0,0540	0	0	18	9
91	0,88458928	-0,0623	0	0	44	21
92	0,86595624	-0,0764	0	0	10	5
93	0,90738002	-0,0340	0	0	0	0
94	1,00790928	0,0893	0	0	48	23
95	1,02908856	0,0921	0	0	35	17
96	1,03073821	0,0941	0	0	0	0
97	1,04905908	0,1247	0	0	42	20
98	1,05382015	0,1398	100,0000	0,0000	13	6
99	1,05243862	0,1308	0	0	105	50
100	1,08	0,1841	550,0000	243,9263	33	16
101	1,08	0,1613	360,0000	183,6291	50	24
102	1,06128192	0,1386	0	0	34	16
103	1,00676699	0,0807	0	0	66	32
104	1,03449915	0,1102	0	0	18	9
105	1,03535052	0,1113	0	0	0	0
106	0,99739015	0,0698	0	0	64	31
107	1,01457635	0,1380	0	0	65	37
108	1,04130634	0,3320	0	0	22	11
109	1,05	0,3450	180,0000	23,0612	37	18
110	1,00349894	0,0944	0	0	13	6
111	1,02	0,2336	200,0000	55,6099	94	56
112	1,00247716	0,1197	0	0	24	12
113	1,00990539	0,2173	0	0	23	11
114	0,99968262	0,0929	0	0	24	12

Tableau (D.2) Résultats de flux de puissance et des pertes dans les lignes du réseau Algérien.

De nœud N°	Au nœud N°	Ligne N°	P _{FLOW} (MW)	Q _{FLOW} (MVar)	P _{LOSS} (MW)	Q _{LOSS} (MVar)
2	3	1	-0,410944	0,214817	0,000024	-0,101591
15	16	2	24,000000	-0,558657	0,020237	-0,976383

66	73	3	-3,315648	-6,505085	0,104322	0,173294
66	63	4	-31,774793	-10,970591	0,951328	3,093789
65	63	5	-5,500000	-2,500000	0,022570	0,003077
65	63	6	-5,500000	-2,500000	0,022570	0,003077
56	54	7	-2,830776	-3,962572	0,031061	-0,013830
57	56	8	15,537587	9,384429	0,452975	1,365715
57	56	9	15,537587	9,384429	0,452975	1,365715
50	47	10	-8,896750	-2,966815	0,117476	0,228039
47	46	11	12,102064	6,283135	0,067994	0,180768
67	66	12	-0,073697	3,450956	0,016743	-0,073369
4	16	13	-23,957863	-1,797332	0,021900	-1,034070
49	41	14	-13,000000	-6,000000	0,310315	0,870047
78	19	15	-13,000000	-7,000000	0,009801	-0,098975
79	19	16	-14,000000	-7,000000	0,027508	-0,242659
61	59	17	-27,000000	-13,000000	0,546471	1,872776
46	45	18	12,034070	6,102368	0,034070	0,102368
85	87	19	-88,729643	-44,765461	1,643123	2,260307
85	86	20	27,462290	9,783814	0,134830	-3,898964
81	85	21	-16,216334	-15,977879	0,051020	-2,996232
106	87	22	-51,410533	-20,524988	0,315764	-2,277995
82	87	23	-17,252185	-18,531051	0,033400	-1,879728
14	16	24	0,000000	0,000000	0,000000	-0,345536
87	99	25	-37,908329	-26,775866	0,605220	-7,344469
103	105	26	-59,070381	-35,965226	0,592537	-2,023535
101	105	27	78,875222	41,283315	1,206699	-1,116872
104	105	28	-18,000000	-9,000000	0,005606	-0,541505
103	106	29	12,632245	3,236178	0,042778	-7,238834
81	82	30	-64,701569	-29,759148	1,621377	-1,638583
80	82	31	20,757721	-2,435758	0,134353	-7,770547
84	80	32	55,112550	24,905718	0,667103	-2,750846
83	84	33	54,470492	28,247626	0,176043	-0,790666
82	83	34	-103,320182	-34,831636	2,209326	2,709156
42	8	35	22,822367	-4,857813	0,085018	-4,488167
98	100	36	-89,278875	-33,224736	0,809537	-3,837946
97	100	37	-92,545252	-33,083567	0,935180	-6,968915
97	98	38	-37,474479	-2,534135	0,154464	-3,021074
99	100	39	-58,304649	-17,333666	0,743064	-5,831863
87	100	40	-153,476320	-70,148218	2,826653	18,081927
84	100	41	-116,975637	-72,919241	1,104833	-0,226324
80	84	42	-69,669840	-48,035776	0,487696	-4,983962
81	86	43	27,417535	1,835577	0,046607	-5,027185
98	99	44	16,563993	-4,366856	0,040898	-4,446073
101	102	45	53,063790	23,833873	0,348521	-3,091011
1	8	46	27,468446	18,254615	0,205794	-6,115031
102	99	47	18,715270	10,924884	0,054157	-4,357722

101	99	48	50,366913	25,670574	0,342222	-11,065334
94	98	49	-48,128291	-26,419034	0,980340	-6,259043
82	94	50	-0,127211	-5,423089	0,001080	-2,004055
92	93	51	-10,000000	-5,000000	0,262969	-0,116786
93	91	52	24,725564	12,469808	0,283942	0,834523
91	93	53	-19,558378	-9,364715	0,226800	0,586288
90	89	54	21,991308	11,905207	0,552851	1,272213
90	89	55	12,890734	6,614784	0,329191	0,247779
90	93	56	0,324202	9,493302	0,200847	-0,235173
7	10	57	22,157994	-7,754274	0,074523	-5,203442
103	110	58	-14,373277	3,555184	0,046397	-6,448250
112	110	59	27,567657	-9,942216	0,147983	-5,938782
103	114	60	-5,188587	-2,826136	0,020418	-14,930200
108	109	61	-22,000000	-11,000000	0,075100	-5,417493
107	109	62	-115,760999	10,185543	5,163901	9,664252
112	114	63	29,373508	-6,092902	0,164503	-5,988839
111	112	64	82,903164	-5,583157	1,961999	-1,548038
111	113	65	23,096836	5,193009	0,096836	-5,806991
11	10	66	66,365114	13,486009	0,977509	-4,069741
6	7	67	-18,673044	-13,589303	0,071749	-5,392980
11	42	68	-2,365114	23,972711	0,115987	-6,023233
4	6	69	58,583844	11,592238	0,981799	-4,191452
2	6	70	0,410944	-0,214817	0,000502	-4,432950
3	9	71	-37,726030	-16,484040	0,067076	-4,071320
4	9	72	78,370974	25,524114	0,577868	-5,888606
12	13	73	-31,000000	-15,000000	0,544533	-14,566961
10	13	74	45,471077	-5,995083	0,926544	-12,428122
17	21	75	218,635279	88,089852	3,676858	11,844187
17	72	76	4,261679	33,861592	0,244159	-4,814784
17	31	77	177,312768	75,034500	2,071505	3,937571
17	27	78	66,300270	25,036095	0,221529	-9,860393
28	31	79	-40,487864	-16,730642	0,029604	-7,591715
17	64	80	6,563350	35,944348	0,277659	-4,639476
3	6	81	1,315063	-0,199553	0,000593	-3,608427
21	44	82	22,403575	-5,775269	0,118575	-5,889128
31	60	83	57,880988	24,837932	0,144895	-3,061891
60	21	84	-37,622100	-6,660178	0,079275	-1,659252
44	60	85	-16,785180	2,629877	0,036390	-4,288343
44	58	86	-43,847056	29,931876	0,349210	-2,696454
72	101	87	-100,881726	-33,826563	2,240278	2,160650
72	58	88	58,375742	16,749161	0,663456	-3,547412
75	58	89	61,700317	-8,091102	0,563543	-2,627629
74	75	90	-12,002283	-6,085662	0,001070	-0,257266
75	107	91	-73,703670	2,262706	1,003177	-1,971599
1	42	92	6,937367	9,840919	0,069540	-10,222970

44	42	93	0,953496	-23,274776	0,096653	-6,409154
44	42	94	2,263267	-24,391332	0,080183	-6,403345
48	42	95	-5,513806	-35,451279	0,073315	-7,698913
48	44	96	-36,630067	14,267714	0,038535	-2,268527
101	107	97	24,572071	32,854158	0,626222	-10,097079
64	97	98	-86,713048	-15,867547	1,306682	-0,249844
72	96	99	-36,747268	-0,769622	0,195301	-3,387403
96	98	100	-71,963879	-13,919484	1,013427	-2,000945
95	96	101	-35,000000	-17,000000	0,021310	-0,462735
18	22	102	22,282193	16,963503	0,222452	0,902157
1	42	103	105,603435	49,174662	1,819971	-14,351272
18	37	104	19,601826	13,596974	0,142487	0,535551
37	22	105	8,459339	8,061423	0,023882	0,017269
19	26	106	12,730901	10,276756	0,016748	-0,136059
19	26	107	12,730901	10,276756	0,016748	-0,136059
19	34	108	36,500889	20,788122	0,035949	0,229103
20	18	109	-9,482887	-9,388735	0,252693	0,423821
20	24	110	14,428901	1,707773	0,084142	0,254883
20	24	111	14,736585	1,746385	0,085903	0,261529
35	20	112	-23,028979	-10,296334	0,305439	1,035404
29	20	113	-16,148569	-5,946470	0,102691	0,332643
1	4	114	128,551394	51,182475	0,581403	-2,470019
29	35	115	10,038672	5,882414	0,067651	0,178748
20	32	116	8,851963	-0,553911	0,058972	0,103090
23	30	117	-21,681468	-10,295918	0,150060	0,473744
32	22	118	-13,086168	-10,401487	0,102123	0,293473
24	22	119	-17,485174	-18,671137	0,168279	0,534134
24	22	120	-17,485174	-18,671137	0,168279	0,534134
36	23	121	1,318862	0,686837	0,000329	-0,017245
36	30	122	-18,318862	-8,686837	0,122132	0,371201
33	18	123	-47,256739	-28,681330	0,648316	2,136440
33	32	124	18,256739	14,681330	0,135898	0,425816
4	5	125	-49,026964	-12,666526	0,065655	-2,734883
26	25	126	13,067947	3,799113	0,027703	0,084524
25	24	127	-3,959756	-4,285410	0,006034	-0,005391
34	26	128	-12,560649	-3,589687	0,009026	0,040021
29	26	129	-25,480132	-14,178112	0,109519	-0,168864
39	29	130	-20,000000	-10,000000	0,070162	0,420281
38	34	131	-20,000000	-10,000000	0,025589	0,148707
73	18	132	-18,078915	-9,681182	0,727401	1,456752
73	18	133	-19,645612	-14,689997	0,571107	1,909534
62	18	134	-27,176449	-18,518969	0,595012	2,195523
52	20	135	-1,301903	-0,431996	0,001709	-0,099372
1	5	136	84,267502	59,001641	0,174882	-0,930002
52	20	137	-1,298901	-0,431129	0,001705	-0,099382

59	54	138	20,233750	12,820404	0,742488	1,785235
59	52	139	-5,358195	-7,438689	0,032722	0,045647
57	51	140	1,382828	-1,622477	0,006032	-0,137991
77	57	141	-7,000000	-3,000000	0,095050	0,147677
53	52	142	-26,704550	-13,168316	0,989757	1,826426
54	53	143	-10,546322	-4,923753	0,158228	0,244563
52	30	144	-6,484419	1,384048	0,033863	-0,000882
70	71	145	-25,274478	-14,335075	1,374083	2,565960
40	41	146	-16,141031	-8,994842	0,229463	0,563931
1	7	147	97,257054	27,338430	1,354267	0,896381
50	40	148	4,896750	0,966815	0,037781	-0,038343
69	71	149	-20,000000	-10,000000	0,524440	1,576741
70	68	150	18,274478	11,335075	0,569157	0,946381
51	43	151	0,376796	-2,484486	0,014018	-0,109546
55	54	152	-6,112293	-1,939536	0,063454	0,070646
55	43	153	-11,887707	-7,060464	0,420994	1,198296
73	62	154	-5,139215	-7,449144	0,037234	0,069825
67	73	155	-3,359395	-3,233043	0,084378	-0,091099
68	67	156	6,705321	5,388695	0,138412	0,170782
29	26	157	-25,480132	-14,178112	0,109519	-0,168864
80	88	158	46,357566	31,128097	0,357566	9,128097
72	71	159	83,270773	56,523400	0,097773	6,045624
18	17	160	-166,319150	-119,642759	0,607504	22,390854
27	26	161	66,078741	34,896488	0,130835	8,089969
28	26	162	40,487864	16,730642	0,047151	2,915474
31	30	163	76,842806	37,120069	0,052002	3,677299
48	47	164	42,143873	21,183565	0,027583	1,705576
74	76	165	12,002283	6,085662	0,002283	0,085662
81	90	166	53,500367	43,901450	0,294122	6,888156
86	93	167	54,698388	20,545540	0,048032	2,969989
42	41	168	82,800628	55,837605	0,119819	7,408786
21	20	169	84,853472	25,020008	0,129014	4,233271
58	57	170	74,652793	47,461431	0,099742	6,167373
44	43	171	43,031870	31,754455	0,085947	3,120755
60	59	172	78,536624	41,478222	0,114597	4,223730
64	63	173	92,998739	56,451370	0,227480	8,380837

Annexe E

E.1 La méthode primale-duale (PD)

Il est intéressant de noter que l'IPM combine trois concepts: la fonction de barrière logarithmique pour gérer les contraintes d'inégalité, la théorie de Lagrange de l'optimisation soumise aux contraintes d'égalité et la méthode de Newton [CAP05]. Le principe de l'algorithme primal-dual est de rajouter à la fonction objective une fonction logarithmique « barrière » incluant des contraintes et qui décroît

progressivement au fil de l'optimisation pour tendre vers 0. Typiquement, considérons un problème de la forme [QUI00], [SLI09], [QUI99]:

$$\text{Min } f(x) \text{ avec } h(x) \geq 0 \quad (\text{E.1})$$

On peut théoriquement transformer ce problème contraint, en incorporant les contraintes inégalités dans la fonction objectif, en un problème non contraint:

$$\text{Min } f_\mu(x, \mu^k) \text{ avec } f_\mu(x, \mu^k) = f(x) - \mu^k \sum_i \ln h_i(x) \quad (\text{E.2})$$

Où $\mu^k > 0$ est un paramètre de pénalisation qui tend vers 0 au fil des itérations par remise à jour appropriée. Le choix de la valeur initiale de μ^0 ainsi que sa procédure de remise à jour doivent être choisis de manière judicieuse pour éviter les problèmes de divergence.

a) Formulation du problème et conditions d'optimalité

La première étape transforme les contraintes d'inégalité $\underline{h} \geq h(x) \geq \bar{h}$ en contraintes d'égalité en rajoutant des vecteurs tampons aux contraintes d'inégalité, comme suit [QUI00], [SLI09], [QUI99]:

$$\begin{aligned} &\text{Min } f(x) \\ &\text{avec} \\ &s - z - \underline{h} + \bar{h} = 0 \\ &-z - h(x) + \bar{h} = 0, \quad s \geq 0 \text{ et } z \geq 0 \\ &g(x) = 0 \end{aligned} \quad (\text{E.3})$$

Deuxièmement, les conditions de non-négativité ($s \geq 0$ et $z \geq 0$) sont implicitement traitées en les ajoutant à la fonction objective comme termes de barrière logarithmique de cette façon:

$$\begin{aligned} &\text{Min } f(x) - \mu^k \sum_i \ln s_i - \ln z_i \\ &\text{avec} \\ &s - z - \underline{h} + \bar{h} = 0 \\ &-z - h(x) + \bar{h} = 0, \quad s \geq 0 \text{ et } z \geq 0 \\ &g(x) = 0 \end{aligned} \quad (\text{E.4})$$

Les termes logarithmiques imposent une condition de stricte positivité du vecteur s et z . Pour résoudre le problème décrit par la relation (E.4), on peut utiliser la méthode de Newton. On associe donc au problème formulé un Lagrangien qui est donné par:

$$\begin{aligned} L(y) &= f(x) - \mu^k \sum_i (\ln(s_i) - \ln(z_i)) - \lambda^T g(x) - \pi^T (-s - z - \underline{h} + \bar{h}) - \hat{v}^T (-z - h(x) + \bar{h}) \\ y &= [s, z, \pi, \hat{v}, x, \lambda] \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

Où λ, π, \hat{v} sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange (aussi appelés variables duales) et y le vecteur définissant l'état du point courant ainsi que des différentes variables où multiplicateurs. Ce Lagrangien doit bien sûr satisfaire les conditions de KKT qui s'écrivent:

$$\nabla L(y) = \begin{bmatrix} \pi - \mu^k S^{-1} e \\ \hat{v} - \mu^k Z^{-1} e \\ -s - z - \underline{h} + \bar{h} \\ -h(x) - z + \bar{h} \\ \nabla f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T v \\ -g(x) \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{E.6})$$

Où $S = \text{diag}(s_1, \dots, s_m)$, $Z = \text{diag}(z_1, \dots, z_m)$, $e = [1, \dots, 1]^T$ et $\hat{v} = v + \pi$.

Les conditions de KKT exprimées en (E.6) peuvent être interprétées comme suit: le troisième, quatrième et sixième terme de (E.6) avec la condition ($s \geq 0$ et $z \geq 0$) assure la faisabilité dite « primale ». Le cinquième terme avec la condition ($\hat{v} \geq 0$ et $\pi \geq 0$) assure la faisabilité dite « duale »; enfin, le premier et le second terme représentent les conditions complémentaires avec $\mu^k \neq 0$.

L'algorithme primal-dual IP ne sollicite pas nécessairement un point initial strictement faisable, mais des conditions de stricte positivité pour les vecteurs s , z , π et \hat{v} doivent être respectées pour tous les points. Pour préserver cette condition les itérations successives de l'algorithme suivent une trajectoire placée dans l'aire positive de l'espace défini par le produit $z_i s_i$. Les méthodes de point Intérieur primales-duales appliquent la méthode de Newton pour calculer le point suivant au cours de l'optimisation et résoudre le système de KKT, remettent à jour les variables et réduisent μ^k .

b) Résolution suivant les directions de Newton

Bien que le système de KKT exprimé en (E.6) soit non linéaire, on calcule en général une valeur approchée de sa solution en effectuant une itération de la méthode de Newton. On obtient alors le système suivant [QUI00], [SLI09], [QUI99]:

$$\mathbf{H} * \begin{bmatrix} \Delta s \\ \Delta z \\ \Delta \pi \\ \Delta \hat{v} \\ \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \xi_s \\ \xi_z \\ \xi_\pi \\ \xi_{\hat{v}} \\ \xi_x \\ \xi_\lambda \end{bmatrix} \quad (\text{E.7})$$

Où

$$\begin{aligned} \xi_s &= S\pi + \mu^k e \\ \xi_z &= Z\pi + \mu^k e \\ \xi_\pi &= -s - z - \underline{h} + \bar{h} \\ \xi_{\hat{v}} &= -h(x) - z + \bar{h} \\ \xi_x &= -\nabla_x f(x) + J_g(x)^T \lambda - J_h(x)^T v \\ \xi_\lambda &= -g(x) \end{aligned} \quad (\text{E.8})$$

Le calcul de $\nabla_x^2 L_\mu$ implique de connaître le Hessien de la fonction objectif f , ainsi que celui des contraintes d'égalité et d'inégalité:

$$\nabla_x^2 L_\mu(y) = \nabla_x^2 f(x) - \sum_{i=1}^n \lambda_i \nabla_x^2 g_i(x) + \sum_{j=1}^m \nu_j \nabla_x^2 h_j(x) \quad (\text{E.9})$$

c) Remise à jour des variables

Les nouvelles variables sont calculées comme suit:

$$\begin{aligned} X^{k+1} &= X^k + \alpha_p^k \Delta x & \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha_D^k \Delta \lambda \\ S^{k+1} &= S^k + \alpha_p^k \Delta s & \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha_D^k \Delta \pi \\ Z^{k+1} &= Z^k + \alpha_p^k \Delta z & \hat{\nu}^{k+1} &= \hat{\nu}^k + \alpha_D^k \Delta \hat{\nu} \end{aligned} \quad (\text{E.10})$$

Où les scalaires $\alpha_p^k \in [0,1]$ et $\alpha_D^k \in [0,1]$ sont déterminés par ces relations:

$$\begin{aligned} \alpha_p^k &= \min \left\{ 1, \gamma * \min \left\{ \frac{-s_i^k}{\Delta s_i}, \Delta s_i < 0, \frac{-z_i^k}{\Delta z_i}, \Delta z_i < 0 \right\} \right\} \\ \alpha_D^k &= \min \left\{ 1, \gamma * \min \left\{ \frac{-\pi_i^k}{\Delta \pi_i}, \Delta \pi_i < 0, \frac{-\hat{\nu}_i^k}{\Delta \hat{\nu}_i}, \Delta \hat{\nu}_i < 0 \right\} \right\} \end{aligned} \quad (\text{E.11})$$

Le scalaire $\gamma \in [0,1]$ est le facteur de « sûreté » destiné à assurer que le point suivant respecte les conditions de stricte positivité; une valeur typique est $\gamma = 0.99995$.

Pour la remise à jour de μ^k , on peut utiliser une procédure qui a prouvé son efficacité pour les problèmes de programmation non linéaire en général. Tout d'abord, on calcule un « écart complémentaire » ρ qui s'exprime ainsi:

$$\rho^k = (s^k)^T \pi^k + (z^k)^T \hat{\nu}^k \quad (\text{E.12})$$

Le paramètre ρ^k tend vers 0 au fur et à mesure que l'algorithme converge vers x^* . La réduction de μ^k peut alors se faire sur la base d'une réduction prédite de l'écart complémentaire comme ceci:

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{2m} \quad (\text{E.13})$$

Où σ^k est le paramètre de « centrage » compris entre 0 et 1. Choisir $\sigma^k = 1$ définit une direction « centrale », tandis que prendre $\sigma^k = 0$ revient à définir une évolution basée uniquement sur le principe de la méthode de Newton. Un bon compromis entre ces deux extrêmes serait de choisir σ^k tel que $\sigma^k = \max\{0.99\sigma^{k-1}, 0.1\}$ avec $\sigma^0 = 0.2$.

d) Test de convergence

L'algorithme convergera si on remplit les conditions suivantes:

$$\begin{aligned}
v_1^k &\leq \varepsilon_1 & \mu^k &\leq \varepsilon_\mu \\
v_2^k &\leq \varepsilon_2 & \text{ou bien } \|\Delta x\|_\infty &\leq \varepsilon_2 \\
v_3^k &\leq \varepsilon_3 & \|g(x^k)\|_\infty &\leq \varepsilon_1 \\
v_4^k &\leq \varepsilon_4 & v_4^k &\leq \varepsilon_2
\end{aligned} \tag{E.14}$$

Où

$$\begin{aligned}
v_1 &= \max \{ \max\{h - h(x)\}, \max\{h(x) - \bar{h}\}, \|g(x)\|_\infty \} \\
v_2 &= \frac{\|\nabla_x f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T \nu\|_\infty}{1 + \|x\|^2} \\
v_3 &= \frac{\rho}{1 + \|x\|^2} \\
v_4 &= \frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|}
\end{aligned} \tag{E.15}$$

Les tolérances typiques que l'on peut appliquer sont $\varepsilon^1 = 10^{-4}$, $\varepsilon^2 = 10^{-2}\varepsilon^1$, et $\varepsilon^\mu = 10^{-12}$

E.2 La méthode de prédiction-correction (PC)

Le but de cette méthode est de fournir une direction de recherche améliorée en incorporant des informations d'ordre supérieur en (E.6), et cela avec peu d'effort de calcul supplémentaire [CAP05].

Maintenant, au lieu de mettre à jour itérativement le vecteur inconnu, disons y comme dans la méthode de Newton, nous introduisons tout simplement le nouveau point $y^{k+1} = y^k + \Delta y$ directement dans le système de Newton (E.7), obtenant:

$$\mathbf{H} \begin{bmatrix} \Delta s \\ \Delta z \\ \Delta \pi \\ \Delta \hat{\nu} \\ \Delta \lambda \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu S^{-1} e - \pi - S^{-1} \Delta S \Delta \pi \\ \mu Z^{-1} e - \hat{\nu} - Z^{-1} \Delta Z \Delta \hat{\nu} \\ h(x) + h(\Delta x) - \underline{h} - S \\ -h(x) - h(\Delta x) + \bar{h} - Z \\ g(x) + g(\Delta x) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x) \lambda^T + \nabla h(x) (\pi^T - \hat{\nu}^T) \end{bmatrix} \tag{E.16}$$

Ce qui diffère par rapport au système de Newton (E.7) sont les termes Δ de la droite et les termes diagonaux des deux premières lignes relatives aux contraintes de complémentarité.

Notez que ce système ne peut pas être résolu directement parce que les termes d'ordre supérieur dans (E.16) ne sont pas connus à l'avance. Mehrotra propose une procédure en deux étapes.

a) L'étape de prédiction

L'objectif de l'étape de prédiction est double: approximer les termes d'ordre supérieur dans (E.16) et estimer dynamiquement le paramètre de barrière μ . Pour cela, on résout le système (E.16) en négligeant dans sa droite les termes d'ordre supérieur et μ (l'échelle affine), c'est-à-dire:

$$\mathbf{H} \begin{bmatrix} \Delta \tilde{S} \\ \Delta \tilde{Z} \\ \Delta \tilde{\pi} \\ \Delta \tilde{\hat{v}} \\ \Delta \tilde{\lambda} \\ \Delta \tilde{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\pi \\ -\hat{v} \\ h(x) - \underline{h} - S \\ -h(x) + \bar{h} - Z \\ g(x) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x)\lambda^T + \nabla h(x)(\pi^T - \hat{v}^T) \end{bmatrix} \quad (\text{E.17})$$

L'écart complémentaire affine $\tilde{\rho}$ est alors estimé:

$$\tilde{\rho}^k = (s^k + \tilde{\alpha}_p \Delta \tilde{s})^T (\pi^k + \tilde{\alpha}_d \Delta \tilde{\pi}) + (z^k + \tilde{\alpha}_p \Delta \tilde{z})^T (\hat{v}^k + \tilde{\alpha}_d \Delta \tilde{\hat{v}}) \quad (\text{E.18})$$

Enfin, une estimation $\tilde{\mu}^k$ pour $\tilde{\mu}^{k+1}$ est obtenue à partir de:

$$\tilde{\mu}^k = \min \left\{ \left(\frac{\tilde{\rho}^k}{\rho^k} \right)^2, 0.2 \right\} \frac{\tilde{\rho}^k}{2m} \quad (\text{E.19})$$

b) L'étape de correction

L'étape actuelle de Newton est calculée à partir de:

$$\mathbf{H} \begin{bmatrix} \Delta S \\ \Delta Z \\ \Delta \pi \\ \Delta \hat{v} \\ \Delta \lambda \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +\tilde{\mu}^k S^{-1} e - \pi - S^{-1} \Delta \tilde{S} \Delta \tilde{\pi} \\ +\tilde{\mu}^k Z^{-1} e - \hat{v} - Z^{-1} \Delta \tilde{Z} \Delta \tilde{\hat{v}} \\ h(x) + h(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) - \underline{h} - S \\ -h(x) - h(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) + \bar{h} - Z \\ g(x) + g(\tilde{\alpha} \Delta \tilde{x}) \\ -\nabla f(x) + \nabla g(x)\lambda^T + \nabla h(x)(\pi^T - \hat{v}^T) \end{bmatrix} \quad (\text{E.20})$$

Il est intéressant de noter que la procédure prédiction-correction implique à chaque itération la solution de deux systèmes linéaires d'équations avec des côtés droits différents tout en s'appuyant sur la même factorisation matricielle (effectuée sur l'étape prédictive). La charge de calcul supplémentaire par rapport à la méthode primale-duale (PD) n'est qu'une solution du système correcteur d'équations avec la matrice déjà factorisée et le test supplémentaire pour calculer $\tilde{\mu}^k$. En règle générale, cette augmentation du temps écoulé par itération est en grande partie compensée par une réduction du temps de calcul global, grâce à une diminution du nombre d'itérations [CAP05].

Annexe F

Données du réseau IEEE 30 nœuds [MOU12], [SLI09]

Tableau (F.1) Données des lignes de transport du réseau IEEE 30 nœuds

Du nœud N°	Au nœud N°	Résistance (p.u.)	Réactance (p.u.)	Susceptance (p.u.)	Du nœud N°	Au nœud N°	Résistance (p.u.)	Réactance (p.u.)	Susceptance (p.u.)
1	2	0.02	0.06	0.03	15	18	0.11	0.22	0
1	3	0.05	0.19	0.02	18	19	0.06	0.13	0
2	4	0.06	0.17	0.02	19	20	0.03	0.07	0

3	4	0.01	0.04	0	10	20	0.09	0.21	0
2	5	0.05	0.2	0.02	10	17	0.03	0.08	0
2	6	0.06	0.18	0.02	10	21	0.03	0.07	0
4	6	0.01	0.04	0	10	22	0.07	0.15	0
5	7	0.05	0.12	0.01	21	22	0.01	0.02	0
6	7	0.03	0.08	0.01	15	23	0.1	0.2	0
6	8	0.01	0.04	0	22	24	0.12	0.18	0
6	9	0	0.21	0	23	24	0.13	0.27	0
6	10	0	0.56	0	24	25	0.19	0.33	0
9	11	0	0.21	0	25	26	0.25	0.38	0
9	10	0	0.11	0	25	27	0.11	0.21	0
4	12	0	0.26	0	28	27	0	0.4	0
12	13	0	0.14	0	27	29	0.22	0.42	0
12	14	0.12	0.26	0	27	30	0.32	0.6	0
12	15	0.07	0.13	0	29	30	0.24	0.45	0
12	16	0.09	0.2	0	8	28	0.06	0.2	0.02
14	15	0.22	0.2	0	6	28	0.02	0.06	0.01
16	17	0.08	0.19	0					

Tableau (F.2) Données des jeux de barres du réseau IEEE 30 nœuds

Nœud N°	Code	Module (p.u.)	Angle de phase (Deg)	Charge (MW)	Charge (MVar)	Nœud N°	Code	Module (p.u.)	Angle de phase (Deg)	Charge (MW)	Charge (MVar)
1	Ref.	1.06	0.0	0.0	0.0	16	PQ	1	0	3.5	1.8
2	PV	1.0	0.0	21.70	12.7	17	PQ	1	0	9.0	5.8
3	PQ	1.0	0.0	2.4	1.2	18	PQ	1	0	3.2	0.9
4	PQ	1.06	0.0	7.6	1.6	19	PQ	1	0	9.5	3.4
5	PV	1.0	0.0	94.2	19.0	20	PQ	1	0	2.2	0.7
6	PQ	1.0	0.0	0.0	0.0	21	PQ	1	0	17.5	11.2
7	PQ	1.0	0.0	22.8	10.9	22	PQ	1	0	0	0.0
8	PV	1.0	0.0	30.0	30.0	23	PQ	1	0	3.2	1.6
9	PQ	1.0	0.0	0.0	0.0	24	PQ	1	0	8.7	6.7
10	PQ	1.0	0.0	5.8	2.0	25	PQ	1	0	0	0.0
11	PV	1.0	0.0	0.0	0.0	26	PQ	1	0	3.5	2.3
12	PQ	1.0	0	11.2	7.5	27	PQ	1	0	0	0.0
13	PV	1.0	0	0	0.0	28	PQ	1	0	0	0.0
14	PQ	1	0	6.2	1.6	29	PQ	1	0	2.4	0.9
15	PQ	1	0	8.2	2.5	30	PQ	1	0	10.6	1.9

Annexe G Paramètres du générateur éolien [SRED10]

Tableau (G) Paramètres du générateur éolien.

Paramètres	Valeurs
Puissance, tension et fréquence de base [MVA, kV, Hz]	[2, 69, 50]
Résistance du stator R_s , réactance du stator X_s [p.u., p.u.]	[0.01, 0.10]
Résistance du rotor R_r , réactance du rotor X_r [p.u., p.u.]	[0.01, 0.08]

Réactance de magnétisation X_m [p.u.]	[3.00]
Gain de contrôle K_p , constant du temps T_p [p.u.,s]	[10, 3]
Gain de contrôle de tension K_v , constant de temps de contrôle de puissance T_e [p.u, s]	[10, 0.01]
Nombre de pôles, rapport boîte de vitesse [int, -]	[4, 1/89]
Longueur de pale, nombre [m, int]	[75.00, 3]
P_{max} et P_{min} [p.u, p.u.]	[0.50, 0.00]
Q_{max} et Q_{min} [p.u, p.u.]	[0.7, -0.7]
Nombre de générateurs	25
Vitesse du vent nominal, densité de l'air [m/s, kg/m ³]	[5, 1.225]
Constante de temps de filtrage, temps d'échantillonnage [s, s]	[4, 0.1]
Constants de Weibull C and K	[20, 2]
Constants de la rampe t_{sr} , t_{er} and A_{wr} [s, s, m/s]	[5, 15, 1]
Constants de rafale t_{sg} , t_{eg} and A_{wg} [s, s, m/s]	[5, 15, 0]