

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 :

GUENTRI Hocine

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux Electriques

Intitulé de la thèse :

Contribution à l'étude des réseaux électriques intelligents et développement de la nouvelle économie de l'énergie.

Présenté devant le jury composé de :

Dr. HADJERI Samir	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Dr. LAKDJA Fatiha	MCA	(U. Saida)	Directeur de thèse
Dr. GHERBI Fatima Zohra	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Co- directeur
Dr. BOUZBOUDJA Hamid	Professeur	(USTO Oran)	Examineur
Dr. MEZIANE Rachid	Professeur	(U. Saida)	Examineur

Soutenu en : Janvier 2018

Résumé:

Pour faire face à l'augmentation de la consommation d'énergie, il est considéré nécessaire d'augmenter la puissance électrique produite, Cette augmentation à un effet non seulement sur l'augmentation des coûts de production mais aussi sur l'environnement. Pour ce faire, nous procédons à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Pour faciliter cela, nous contrôlons l'intégration des sources des énergies renouvelables et la gestion de la production de puissances des différentes sources de manière optimale afin de réduire les coûts de production et favoriser l'utilisation des énergies renouvelables.

Notre travail se focalise sur l'intégration des sources d'EnR dans un réseau public, en outre, le contrôle de tous les dispositifs nécessaires a cette intégration, la gestion optimale de la production de puissances électriques des sources d'EnR et le réseau public, en favorisant l'utilisation des sources des EnR, sans oublier la chose qui est toujours primordial, c'est le fruit de ce travail qui est l'aspect économique de cette gestion.

Mots clés : Energie renouvelable, Intégration, Contrôle, Gestion, Réseau public, Aspect économique ;

Abstract:

To face the increase in power consumption, it is considered necessary to increase the electrical power produced, this increase in an effect not only on increasing production costs but also on the environment. To do this, we proceed to use the integration of renewable energy in electricity grids. To facilitate this, we control the integration of the renewable energies sources and the power flow management in an optimal way to reduce production costs and promote the use of renewable energy.

Our work focuses on integrating renewable energy sources into an electricity grid, in addition, the control of all devices necessary for this integration, the optimal management of the production of electric power from renewable sources and the public network, by promoting the use of renewable sources, without forgetting the thing that is always primordial, it is the fruit of this work, which is the economic aspect of this management.

Key words: Renewable Energy, Integration, Control, Management, Utility grid, Economic aspect;

ملخص :

لمواكبة الزيادة في استهلاك الطاقة الكهربائية، يعتبر من الضروري زيادة الطاقة الكهربائية المنتجة، هذه الزيادة في الإنتاج ليس لها تأثير على زيادة تكاليف فحسب، بل على البيئة أيضا . للقيام بذلك، نقوم بدمج الطاقات المتجددة في شبكات الكهرباء . ولتسهيل ذلك، نراقب دمج مصادر الطاقة المتجددة وتسيير تدفق الطاقة على النحو الأمثل من أجل خفض تكاليف الإنتاج وتشجيع استخدام الطاقات المتجددة .

ويركز عملنا على دمج مصادر الطاقات المتجددة داخل شبكة الكهرباء العمومية، بالإضافة إلى ذلك، التحكم في جميع الأجهزة اللازمة لهذا الدمج، والتسيير الأمثل للاستطاعة الكهربائية المتولدة من مختلف مصادر الطاقات المتجددة و كذلك الشبكة العمومية، عن طريق تشجيع استخدام مصادر الطاقات المتجددة، ناهيك عن الشيء المهم دائما، الذي هو ثمرة هذا العمل الذي يتمثل في الجانب الاقتصادي لهذا التسيير .

مفاتيح: الطاقات المتجددة, الدمج, المراقبة, التسيير, الشبكة العمومية, الجانب الاقتصادي .

A la mémoire de mon père

à ma mère

à mon épouse

à mes enfants

à mes frères

à mes sœurs

et

mes amis

Table des matières

Table des matières.....	i
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	ix
Nomenclature	x
Remercîments	xiii
Introduction Générale.....	1

Chapitre I : Evolution des réseaux électriques

I.1 Introduction.....	5
I.2 Survol historique	5
I.2.1 Les premiers pas	5
I.2.2 Le règne du continu.....	6
I.2.3 Le passage à l'alternatif.....	6
I.2.4 Centralisation et concentration.....	7
I.2.5. La redéfinition des stratégies électriques.....	7
I.3 Généralités	9
I.4 Organisation d'un réseau électrique	10
I.4.1. Les réseaux de transport et d'interconnexion	10
I.4.2. Les réseaux de répartition	11
I.4.3 Les réseaux de distribution	12
I.5 Influence de la structure des réseaux	12
I.6 Problématiques du transport de l'énergie électrique	14
I.7 L'acheminement de la puissance dans une ligne électrique	14
I.8 Puissance transmissible dans une ligne	15

I.9 Les dispositifs FACTS.....	16
I.9.1 Définition des FACTS S.....	16
I.9.2 Rôle des dispositifs FACTS.....	17
I.9.3 Applications pratiques des dispositifs FACTS	17
I.9.4 Classification des FACTS selon leurs connexions	18
I.9.5 Synthèse des types de FACTS	18
I.10 Transport à courant continu (HVDC)	20
I.10.1 Historique sur le développement du transport HVDC	20
I.10.2 Les composants des systèmes de transmission HVDC	23
I.10.3 Les avantages des systèmes de transmission HVDC	24
I.10.4 HVAC ou HVDC : critères de choix	24
I.11 Réseau électrique en Algérie	26
I.11.1 Historique	26
I.11.2 Structure du réseau Algérien.....	27
I.11.3 Le palier 400 kV.....	28
I.11.4 Interconnexions électriques internationales.....	29
I.11.5 Liaisons électriques réalisées avec le Maroc et la Tunisie.....	29
I.12 Conclusion	30

Chapitre II : Energies renouvelables

II.1 Introduction.....	32
II.2 Définition des énergies renouvelables	32
II.3 Historique des énergies renouvelables	32
II.4 Enjeux et défis	33
II.5 Les avantages des énergies renouvelables	35
II.6 Production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables	36
II.7 Les différents types des énergies renouvelables	38
II.7.1 L'énergie hydraulique	38
II.7.2 L'énergie solaire	39
II.7.3 L'énergie éolienne	47

II.7.4 L'énergie géothermique	51
II.7.5 La biomasse	53
II.8 Les perspectives des énergies renouvelables en Algérie	55
II.8.1 Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	55
II.9 Programme des énergies renouvelables en Algérie.....	58
II.10 Conclusion.....	61

Chapitre III : Réseau intelligent

III.1 Introduction.....	63
III.2 Définition	63
III.3 Evolution du système électrique : émergence du concept de Smart Grids	68
III.3.1 Une demande croissante.....	68
III.3.2 La préoccupation environnementale.....	69
III.3.3 L'intégration des nouvelles sources décentralisées.....	70
III.3.4 Le coût d'énergie.....	70
III.4 Comparaison des réseaux traditionnels et intelligents.....	70
III.4 .1 Flux d'énergie	72
III.4 .2 Flux de données	72
III.4 .3 Mix de production	74
III.5 Réseau intelligent Visions, feuilles de route et développements	75
III.6 Avantages des réseaux intelligents	76
III.7 Architecture des réseaux intelligents	77
III.7.1 Infrastructure des systèmes intelligents	77
III.7.2 Système intelligent de management	77
III.7.3 Système intelligent de protection	77
III.8 Technologie Smart Grid.....	79
III.8.1 Réseau de transmission intelligent	79
III.8.2 Technologies de l'information et de la communication (TIC).....	79
III.8.3 Technologie de compteur intelligent	80
III.8.4 Les énergies boxes dans le Smart Grid	81

III.8.5 Le Véhicule Electrique dans le Smart Grid	82
III.9 Rendre le réseau classique en réseau intelligent	83
III.10 Exemple: un pas vers le réseau intelligent du réseau ouest Algérie 2012.....	83
III.10.1 Calcul du transit de puissance sans dispositifs	84
III.10.2 Problématique du réseau Ouest-Algérie.....	86
III.11 Conclusion	90

Chapitre IV : Contrôle et gestion des puissances

IV.1 Introduction	93
IV.2 Modèle de Stratégie de gestion des puissances ou instructions d'opération.....	93
IV.2.1 Présentation du système	94
IV.3 Le système de Contrôle	94
IV.3.1 Contrôle MPPT	94
IV.3.2 Contrôle de l'onduleur.....	95
IV.3.3 Contrôle du bus continu	96
IV.4 Modèle de la gestion de puissances	97
IV.5 Procédure de dimensionnement des composantes du système	98
IV.6 Modèle mathématique de la gestion de puissances	99
IV.7 Simulation	102
IV.7.1 La puissance consommée	103
IV.7.1.1 La charge résidentielle	103
IV.7.1.2 La charge industrielle	104
IV.7.2 Dimensionnement du système	106
IV.8 Résultats et discussion	107
IV.8.1 Côté résidentiel	107
IV.8.2 Côté industriel	111
IV.9 Interprétation des résultats	112
IV.10 Conclusion.....	113

Chapitre V : Aspect économique

V.1 Introduction	116
V.2 Les fonctions coût	116
V.2.1 Les fonctions coût côté résidentiel.....	117
V.2.2 Les fonctions coût côté industriel.....	120
V.3 Résultats côté résidentiel	122
V.4 Résultats côté industriel	127
V.5 Bilan financier global	131
V.6 Conclusion	131
Conclusion Générale	134
Référence bibliographique	137
Annexes	

Liste des figures

Figure (I-1) : Appellations normalisées des différents niveaux de tension.....	10
Figure (I-2) : Réseau de transport.....	11
Figure (I-3) : Exemple d'un réseau de répartition.....	12
Figure (I-4) : Exemple d'un réseau de distribution.....	12
Figure (I-5) : Réseau en antenne.....	13
Figure (I-6) : Réseau maillé.....	13
Figure (I-7) : Schéma monophasé équivalent.....	15
Figure (I-8) : Diagramme vectoriel des tensions.....	16
Figure (I-9) : Principaux dispositifs FACTS.....	19
Figure (I-10) : Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Vastervik et Ygne.....	21
Figure (I-11) : Principales liaisons HVDC installées dans le monde.....	23
Figure (I-12) : Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde.....	23
Figure (I-13) : Schéma synoptique d'une transmission DC (HVDC).....	24
Figure (I-14) : Comparatif de coûts par rapport à la distance d'interconnexion.....	25
Figure (I-15) : Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2015.....	28
Figure (I-16) : Réseau de transport électrique Algérien.....	30
Figure (II-1) : La production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelable.	35
Figure (II-2) : Perspectives de la demande énergétique par source (1990-2040).....	37
Figure (II-3) : Production mondiale d'électricité (2010-2040).....	37
Figure (II-4) : Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique.....	38
Figure (II-5) : Le schéma de principe de la centrale thermo-solaire Noor1 au Maroc.....	40
Figure (II-6) : Exemple d'un système hybride (photovoltaïque et générateur diesel).....	41
Figure (II-7) : La plus grande centrale PV au monde (USA).....	42
Figure (II-8) : Puissance installée mondiale en photovoltaïque.....	45
Figure (II-9) : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	48

Figure (II-10) : Coucher de soleil sur le parc éolien de Guazhou, en Chine, qui comprend plus de 200 éoliennes.....	48
Figure (II-11) : Capacité (puissance installée en MW) éolienne cumulée, de 1995 à 2015 dans le monde.....	51
Figure (II-12) : Geysers en Island.....	52
Figure (II-13) : Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique.....	53
Figure (II-14) : Sources de la biomasse.....	54
Figure (II-15) : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011).....	56
Figure (II-16) : Carte du Vent Annuel Moyen à 10m (Période 2004-2014).....	57
Figure (III-1) : Le réseau intelligent.....	64
Figure (III-2) : architecture des smart grids.....	66
Figure (III-3) : Le modèle conceptuel du NIST pour le réseau intelligent.....	68
Figure (III-4) : Evolution de la consommation mondiale.....	69
Figure (III-5) : Flux d'énergie du réseau existant.....	72
Figure (III-6) : Flux énergétique du réseau intelligent.....	72
Figure (III-7) : Flux de données dans le réseau classique.....	73
Figure (III-8) : Flux de données du réseau intelligent.....	74
Figure (III-9) : Mix de production électrique des États-Unis en 2015.....	75
Figure (III-10) : Architecture du réseau intelligent Avec des systèmes et sous-systèmes associé.....	78
Figure (III-11) : Types de technologies de l'information et de la communication (TIC)	80
Figure (III-12) : Réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositifs.....	84
Figure (III-13) : Les tensions nodales du réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositif.....	85
Figure (III-14) : Les pertes actives du réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositifs.....	85
Figure (III-15) : Réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.....	87
Figure (III-16) : Les tensions nodales du réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.....	88
Figure (III-17) : Les pertes actives du réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.....	88
Figure (III-18) : La tension au niveau du nœud de raccordement de l'éolienne du nœud 187 avant l'utilisation du STATCOM des énergies renouvelables.....	89
Figure (III-19) : La tension au niveau du nœud de raccordement de l'éolienne du nœud 187 après l'utilisation du STATCOM des énergies renouvelables.....	89

Figure (IV-1) : Configuration du modèle de système.....	94
Figure (IV-2) : Conductivité incrémentale modifiée avec régulateur intégral.....	95
Figure (IV-3) : Contrôle côté onduleur.....	96
Figure (IV-4) : Régulateur V_{dc}	97
Figure (IV-5) : L'algorithme la gestion de puissances côté industriel.....	100
Figure (IV-6) : L'algorithme la gestion de puissances côté résidentiel.....	101
Figure (IV-7) : Ensoleillement d'une journée typique.....	102
Figure (IV-8) : La vitesse du vent d'une journée typique.....	103
Figure (IV-9) : Profil de la charge résidentielle.....	106
Figure (IV-10) : Profil de la charge industrielle.....	106
Figure (IV-11) : La gestion de puissances côté résidentiel.....	108
Figure (IV-12) : Les tensions côté résidentiel.....	110
Figure (IV-13) : La gestion de puissances côté industriel.....	111
Figure (IV-14) : Les tensions côté industriel.....	112
Figure (V-1) : Coût des différentes sources durant une journée côté résidentiel (Matlab).	122
Figure (V-2) : Coût des différentes sources durant une journée côté résidentiel.....	124
Figure (V-3) : Comparaison entre le coût total de production et sans intégration des EnR durant une journée côté résidentiel.....	125
Figure (V-4) : Gain entre la production avec et sans intégration des EnR durant une journée côté résidentiel.....	125
Figure (V-5) : Taux du coût des différentes sources durant une journée côté résidentiel...	126
Figure (V-6) : Taux du coût des différentes sources des énergies renouvelables durant une journée côté résidentiel.....	126
Figure (V-7) : Taux du coût des énergies renouvelables et fossile durant une journée côté résidentiel.....	127
Figure (V-8) : Coût des différentes sources durant une journée côté industriel Matlab.....	127
Figure (V-9) : Coût des différentes sources durant une journée côté industriel.....	129
Figure (V-10) : Comparaison entre le coût total de production avec et sans intégration des EnR durant une journée côté industriel.....	130
Figure (V-11) : Gain entre la production avec intégration des énergies renouvelables et sans intégration durant une journée côté industriel.....	130
Figure (V-12) : Taux du coût des différentes sources durant une journée côté industriel.	131

Liste des tableaux

Tableau (I-1) : Les différents niveaux de tension du réseau électrique.....	9
Tableau (I-2) : Dispositifs FACTS installés dans le monde et leurs puissances totales....	18
Tableau (I-3) : Comparaison des applications de contrôleur FACTS.....	20
Tableau (I-4) : Développement du réseau de transport d'électricité entre la période 2000 et 2021.....	27
Tableau (II-1) : Les 20 plus grandes centrales PV au monde en 2016.....	43
Tableau (II-2) : Production d'électricité solaire photovoltaïque (TWh).....	45
Tableau (II-3) : Les capacités cumulées du programme EnR, par type et phase, sur la période 2015 - 2030.....	59
Tableau (III-1) : Comparaison: Réseau intelligent et réseau conventionnel.....	70
Tableau (III-2) : Les puissances dans le réseau sans dispositifs.....	85
Tableau (III-3) : Les puissances dans le réseau avec dispositifs.....	88
Tableau (III-4) : Comparaison des résultats sans et avec dispositifs.....	90
Tableau (IV-1) : Liste des charges d'un foyer.....	104
Tableau (IV-2) : Les charges résidentielle et industrielle pendant une journée.....	105
Tableau (V-1) : Le calcul du coût de production côté résidentielle pendant une journée	123
Tableau (V-2) : Le calcul du coût de production côté industriel pendant une journée.....	128
Tableau (V-3) : Le bilan financier des deux côtés pendant une journée	131

Liste des symboles et abréviations

<i>HTB</i>	Haute tension B
<i>HTA</i>	Haute tension A
<i>BTB</i>	Basse tension B
<i>BTA</i>	Basse tension A
<i>TBT</i>	Très Basse tension
<i>HVDC</i>	High Voltage Direct Curent
<i>DC</i>	Direct Curent
<i>AC</i>	Alternatif Curent
<i>Z</i>	Impédance de la ligne de transport
<i>R</i>	Résistance de la ligne de transport
<i>X_L</i>	Réactance de la ligne de transport
<i>X_C</i>	Réactance capacitive de la ligne de transport
<i>I_k</i>	Courant au nœud k
<i>I_m</i>	Courant au nœud m
<i>Y_{km}</i>	L'admittance de la ligne km
<i>V_R</i>	Tension au nœud R
<i>V_S</i>	Tension au nœud S
<i>θ</i>	Angle de charge entre V _m et V _k
<i>FACTS</i>	Flexible alternatif current transmission systems.
<i>GTO</i>	Gate thyristor off-on
<i>IGBT</i>	Insulated Gate Bipolar Transistors
<i>IGCT</i>	Insulated Gate Commutated Thyristors
<i>MLI</i>	Modulation par largeur d'impulsion

<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>STATCOM</i>	Static Synchronous Compensator
<i>TCSC</i>	Thyristor Controlled Serie Capacitor
<i>TSSC</i>	Thyristor Switched Serie Capacitor
<i>GCSC</i>	Gate Controlled Serie Capacitor
<i>TCSR</i>	Thyristor Controlled Serie Reactor
<i>TSSR</i>	Thyristor Switched Serie Reactor
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensator
<i>DVR</i>	Dynamic Voltage Restorer
<i>V_{se}</i>	Amplitude de la tension (série) injecté par le SSSC.
<i>δ_{se}</i>	La phase de la tension (série) injecté par le SSSC.
<i>TCPST</i>	Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer
<i>SPS</i>	Static Phase Shifter
<i>TCPAR</i>	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
<i>UPFC</i>	Unified Power Flow Controller
<i>IPFC</i>	Interline Power Flow Controller
<i>VSC</i>	Voltage Source Converter
<i>pu (indice)</i>	La grandeur en unité relative (grandeur réduite)
<i>SONELGAZ</i>	Groupe de l'électricité et gaz en Algérie
<i>GRTE</i>	Société de Gestion du Réseau de Transport d'Electricité
<i>CSP</i>	Centrale Solaire Pilote
<i>EnR</i>	Energie renouvelable
<i>GIEC</i>	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

EGS	Emission de gaz à effet de serre
TIC	Technologies d'Information et Communication
GRD	Gestionnaire des Réseaux de Distribution
VE	Véhicule Electrique
V2G	Vehicle to Grid
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Proportionnel Intégrateur
V_{dc}	La tension du bus continu (V)
P_{pv}	La puissance du champ photovoltaïque (Watt)
P_{windom}	La puissance de l'éolienne coté résidentiel (Watt)
$P_{windind}$	La puissance de l'éolienne coté industriel (Watt)
P_{fc}	La puissance de la pile à combustible coté résidentiel (Watt)
$P_{gridind}$	La puissance du réseau public coté industriel (Watt)
P_{gridom}	La puissance du réseau public coté résidentiel (Watt)
P_{loadom}	La puissance de la charge coté résidentiel (Watt)
$P_{loadind}$	La puissance de la charge industriel (Watt)
P_{grid}	La puissance global du réseau public (Watt)
C_{pv}	Le cout de la production du champ photovoltaïque (Dollars)
C_{windom}	Le cout de la production de l'éolienne coté résidentiel (Dollars)
$C_{windind}$	Le cout de la production de l'éolienne coté industriel (Dollars)
C_{fc}	Le cout de la production de la pile à combustible (Dollars)
$C_{gridind}$	Le cout de la production du réseau public coté industriel (Dollars)
C_{gridom}	Le cout de la production du réseau public coté résidentiel (Dollars)

Remerciements

J'aimerais remercier mon directeur de thèse, Docteur LAKDJA Fatiha, pour son appui tout au long de ce travail et pour le temps qu'elle a consacré à relire et commenter mon travail.

Je remercie aussi mon co-directeur, le professeur GHERBI Fatima Zohra qui a bien voulu diriger ce travail et n'a cessé de me témoigner confiance et sympathie, trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

Je tiens à remercier vivement Monsieur HADJERI Samir, Professeur de l'Université Djillali Liabes, Sidi Bell Abbes, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Je tiens ensuite à remercier Monsieur MEZIANE Rachid, Professeur à l'université Docteur Moulay Tahar, Saida et Monsieur BOUZEBODJA Hamid, Professeur à l'université science et technologie, Oran, qui ont acceptés d'être examinateurs de mon travail.

J'exprime mes sincères remerciements à mon cher ami, Monsieur GANA Mokhtar chef de département de production au niveau de l'entreprise nationale des produits électrochimiques de Sougueur pour sa collaboration morale.

Comme je tiens à remercier aussi Monsieur ALLAOUI Tyab, Professeur à l'université Ibn Khaldoune, Tiaret, pour les conseils qu'il m'a prodigués tout au long de ce travail.

Sans oublier, Monsieur Bendjelloul Abdelkader ex cadre comptable pour sa collaboration.

Je ne pourrais clore ces remerciements sans une pensée très personnelle à toute ma famille pour leur soutien et encouragement.

Enfin, je ne saurais oublier mon épouse qui m'a apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

Introduction Générale

Introduction générale

L'accès accru à l'électricité a éclairé les coins du monde qui étaient autrefois sombres. Ce sont des dires des grands opérateurs de développement de l'électricité appuyé par les économistes, l'accès facile à l'électricité est une spécificité des sociétés avancées, qui présente une condition fondamentale du progrès économique [WOR.2017]. "À côté de l'importance croissante des hydrocarbures comme sources d'énergie," l'économiste Erich Zimmermann a écrit en 1951, "La montée de l'électricité est la caractéristique la plus particulière de la soi-disant deuxième révolution industrielle".[ZIM.1951] Au cours des dernières années, les populations de plusieurs pays ont connu une augmentation du niveau de vie, la plupart des gens aujourd'hui peuvent utiliser l'électricité pour garder leurs maisons et leurs écoles fraîches pendant les étés torrides, pour réfrigérer les aliments qui auraient autrement été avariés, et pour purifier l'eau qui aurait autrement été dangereuse à boire.

L'histoire de la production d'électricité a été effectivement commencé par la création de la première centrale électrique par Thomas Edison en 1879 à Manhattan, ensuite la généralisation de l'électricité à travers l'Europe, en remplaçant la vapeur pour faire tourner les machines, puis il est venu une nouvelle époque connue par la découverte de nouvelles sources d'énergies électriques comme l'éolienne, et l'apparition de la première centrale nucléaire en 1963, enfin la découverte de l'électricité d'origine solaire.

Néanmoins, malgré toutes ces découvertes la production électrique reste en deçà de la demande qui ne cesse d'augmenter.

En réalité, le développement technologique de l'énergie électrique ne cible pas seulement la satisfaction de la demande, mais aussi il traite les problèmes de la pollution et l'effet de serre. Des recherches ont été réalisées dans ce sens, qui sont abouties à l'utilisation des énergies renouvelables comme une solution alternative à la place des énergies fossiles.

Les énergies renouvelables proviennent de phénomènes naturels réguliers ou constants causés par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), la Terre (énergie géothermique), mais aussi la Lune (marée). Les énergies renouvelables sont également plus « propres » (moins d'émissions de CO₂, moins de pollution) que les énergies issues de sources fossiles.

Ces sources d'énergies sont les plus dynamiques pour la production d'électricité, avec des augmentations annuelles en moyenne, de 2.8% par année de 2010 à 2040.

Il est à noter, que les EnR ont également leurs petits défauts. Leur coût d'investissement est relativement important, aussi sujettes de la nature. En effet, des journées sans vent ou sans grande luminosité peuvent contrarier fortement la production de l'éolien et du solaire. En plus, le rendement des énergies renouvelables reste toujours faible, à cause de son utilisation dans les endroits isolés ou décentralisés.

Pour rentabiliser les EnR, le défi a été d'intégrer ces dernières dans les réseaux électriques, ce qui est généralement n'est pas facile, car il faut réunir plusieurs conditions entre autres:

- Le redimensionnement du réseau classique pour s'adapter aux nouvelles installations d'EnR;
- L'adaptation des infrastructures à l'intégration des EnR sur les réseaux électriques (dispositifs de contrôle, de communication ...etc.);
- Les gestionnaires de réseau doivent garantir une bonne intégration des EnR pour arriver à une gestion optimale du réseau électrique;
- Assurer une bonne stabilité du réseau électrique.

La réunion des actions précédentes permettent de concevoir le réseau intelligent, qui est un réseau capable de s'adapter et faciliter l'intégration des EnR sans contraintes, un réseau qui dispose les moyens de communication entre les différents intervenants, qui gère et contrôle l'ensemble des dispositifs.

Notre travail se focalise sur l'intégration des sources d'EnR dans un réseau électrique public, en outre, le contrôle de tous les dispositifs nécessaires à cette intégration. Et la gestion optimale de la production de puissances électriques à partir des sources d'EnR et le réseau public, en favorisant l'utilisation des sources des EnR.

Un autre point ciblé dans cette étude, il s'agit de l'aspect économique de la gestion de puissance produite par les différentes sources.

L'objectif de cette thèse est la réalisation d'un réseau électrique intelligent muni des sources d'énergie propres, qui aura pour finalité:

- ✓ Faciliter l'intégration des énergies propres;
- ✓ Accompagner la croissance de la demande sur l'électricité;
- ✓ Réduire les coûts de production de l'électricité.

L'organisation générale du présent travail est divisée en cinq chapitres.

- Le premier chapitre est consacré à la description de l'évolution des réseaux électriques, avec un exemple de cas réel celui de l'Algérie.
- Le deuxième chapitre traite l'étude bibliographique des différentes sources d'énergies renouvelables, avec une étude d'application d'intégration des EnR en Algérie.
- Le troisième chapitre expose l'étude détaillée des réseaux intelligents, appuyé par une simulation, qui consiste à rendre le réseau Ouest Algérie 2012, commandable et contrôlable, en constituant un pas vers le réseau intelligent.
- Dans Le quatrième chapitre, un autre exemple de simulation est présenté sur la gestion des puissances et le contrôle de l'intégration des EnR dans un réseau électrique type.
- Le cinquième chapitre est une suite d'idée du chapitre précédent, il enrichie l'exemple étudié par une analyse économique et une optimisation des coûts de production de différentes sources intégrées.
- Enfin, une conclusion générale résume les résultats finaux de cette étude et des perspectives.

Chapitre I

**Evolution des réseaux
électriques**

I.1. Introduction

Depuis de nombreuses années, le développement de l'énergie électrique dans le monde a conduit à un vaste système de production, transport et distribution d'énergie électrique. Ce système a été en très grande partie conditionné par une contrainte très forte : l'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle doit être acheminée en temps réel des centres de production vers les consommateurs finaux, industriels ou domestiques [MEN-2013].

Aujourd'hui, l'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion très longues, de l'adoption des nouvelles technologies tels que les FACTS et HVDC, l'intégration des énergies renouvelables, des contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs de donner une grande importance à l'installation d'un nouveau réseau ou l'amélioration du réseau existant.

Les réseaux de transport et d'interconnexion assurent l'acheminement de l'énergie depuis ces unités vers les lieux de consommation à travers des lignes électriques (aériennes/ou souterraine).

Ainsi avant d'aborder le concept d'amélioration des réseaux électriques, il est nécessaire de définir la structure du réseau électrique ainsi que les différents éléments qui la composent. Ce chapitre sera donc consacré aux définitions générales nécessaires à la compréhension de la description des réseaux électriques et leurs composantes.

I.2. Survol historique [DAU-1978], [FAY-1991], [RET-2003]

I.2.1. Les premiers pas

Le développement de l'électricité accompagna celui des systèmes de production, de communication et de transport. Ainsi, le télégraphe s'avéra être une des premières applications électriques et permit des avancées dans les domaines des matériaux isolants et conducteurs et des appareils de commutation. L'invention du procédé électrochimique de galvanoplastie en 1838 fût aussi à la source du développement des sources d'énergie de forte puissance (batteries) dans les années 1860.

Vers la même époque, de nouveaux besoins d'énergie électrique se firent sentir avec les débuts de l'éclairage (la première expérience d'éclairage public avec des lampes à arc eut lieu en 1844 sur la Place de la Concorde). Ainsi, c'est pour alimenter ces lampes que furent

réalisées les premières génératrices magnétoélectriques (inducteur fixe à aimants permanents et induit tournant). Cependant, à cette époque, en l'absence de machines suffisamment puissantes, il fallait une génératrice par lampe ce qui augmentait fortement le coût de revient de l'éclairage électrique au profit de l'éclairage gaz.

On peut déjà noter que c'est essentiellement sous la forme décentralisée que fût tout d'abord utilisée l'énergie électrique. De même, pour la petite histoire, la cogénération (génération simultanée d'électricité et de chaleur qui se développe actuellement pour des raisons d'économie d'énergie puisque le rendement global de l'installation est ainsi fortement augmenté) fit ses premiers pas en 1870 avec la pile thermoélectrique de Clamond qui sous l'effet de la combustion de bois générait de l'électricité tout en produisant de la chaleur pour le chauffage.

I.2.2. Le règne du continu

En 1872, Gramme proposa la première génératrice à courant continu. L'année suivante la réversibilité de la génératrice fût utilisée lors d'une expérience à l'exposition d'électricité de Vienne. Les développements de la motorisation électrique n'allèrent dès lors plus s'arrêter. En 1879, Siemens proposa l'utilisation d'un moteur à courant continu de son invention pour le transport urbain. La traction électrique s'imposa définitivement dans les années 1885-1890 avec l'invention du bogie-moteur qui permettait de limiter les vibrations du moteur.

Ce n'est qu'au début des années 1880 que le transport de l'énergie électrique pu s'effectuer sur de longues distances. La démonstration décisive eut lieu en 1884 entre Vizille et Grenoble. L'énergie électrique était produite dans une centrale hydraulique à Vizille puis transportée à Grenoble pour alimenter d'une part un circuit d'éclairage installé aux Halles de la ville et d'autre part des moteurs électriques entraînant des machines outils.

A la même époque (1879), Edison proposa sa première lampe à incandescence et surtout imagina un système complet de distribution d'énergie électrique pour l'éclairage d'habitations. Ce réseau était constitué de postes sources, de câbles souterrains, d'interrupteurs, de fusibles et même de compteurs pour la tarification de la consommation. Il fut installé et testé à partir de 1881 dans un quartier de New-York.

I.2.3. Le passage à l'alternatif

Une étape importante dans l'utilisation généralisée du courant alternatif fut la conception des premiers transformateurs en 1882 par Gaulard et Gibbs. C'est en 1891 lors de l'exposition

d'Electricité de Francfort que le transport eut lieu pour la première fois en triphasé. La tension délivrée par l'alternateur était tout d'abord élevée à 8500 V par un transformateur. L'énergie électrique était ensuite transportée du site de production au lieu de l'exposition par une ligne d'une longueur de 177 km. En bout de ligne 1000 lampes à incandescence et un moteur asynchrone triphasé étaient installés et alimentés sous 65V par des transformateurs abaisseurs. Le rendement global était de 75%.

I.2.4. Centralisation et concentration

A partir du début du 20^{ème} Siècle, le rythme de l'électrification et de l'interconnexion des divers réseaux d'énergie et moyens de production s'accélère. Cette tendance lourde à l'interconnexion et à la centralisation répond au besoin d'une rationalisation de la production et de l'utilisation de l'énergie électrique pour répondre aux besoins énergétiques croissants et prévenir les incidents. En Europe, cette interconnexion des réseaux régionaux de chaque pays s'étendit bientôt aux pays entre eux.

Ce mouvement s'accompagna d'une diminution du nombre des opérateurs de réseaux (une vingtaine au début du siècle dans la région parisienne) et du regroupement des opérateurs restant au sein de fédérations. Ceci aboutit à la création d'EDF en 1946.

I.2.5. La redéfinition des stratégies électriques

Paradoxe de l'histoire, on assiste depuis quelques années à un retour à des conceptions et des techniques dont les prémisses étaient apparues dès les premiers pas de l'utilisation de l'énergie électrique. Ce retour se trouve, en grande partie, impulsé par la Communauté Européenne.

En décembre 96, la recommandation de la Communauté Européenne offre en effet le choix à des clients éligibles de choisir leur fournisseur d'énergie et libéralise la production. Ceci induit un mouvement de décentralisation caractérisé par la multiplication des opérateurs réseau, la diversification des sources de production, la diminution de leur taille et leur rapprochement des consommateurs.

La conjugaison de la décentralisation et de l'intérêt pour les énergies renouvelables amène un intérêt croissant pour les unités de production de petite et de moyenne puissance (microcentrales hydrauliques, unités de micro cogénération, éoliennes, piles à combustible...) raccordées aux réseaux de distribution [FRA-2002]. Une étude anglaise envisage même la possibilité d'installer un million de micro générateurs (puissance électrique inférieure à 3 kW)

par an à travers l'Europe [HAR-2001]. Effet d'annonce ou pas, de tels chiffres traduisent avec netteté la redéfinition radicale des stratégies électriques qui s'est amorcée ces dernières années.

Cette redéfinition ne se limite pas aux réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique. En effet, l'énergie électrique est de plus en plus souvent utilisée pour des applications dans lesquels l'hydraulique, le pneumatique, le thermique étaient encore omniprésents il y a peu. C'est ainsi que le début des années 90 a vu éclore les concepts de véhicule routier tout électrique mais aussi de navire et d'avion tout électrique, voire de maison tout électrique avec l'explosion de la domotique [DOS-2000a], [DOS-2000b], [PET-2001].

Enfin, le développement de l'électronique et du numérique grand public renforce la place privilégiée tenue par les dispositifs électriques dans de nombreux domaines : industriels, tertiaire ou domestique. Si ces domaines étaient traditionnellement rattachés à une compétence électronique, la multiplication de ces dispositifs et l'accroissement de leurs performances nécessitent de faire appel à des technologies dérivées des applications plus fortes puissances et étend d'autant le champ d'interventions possibles de l'électrotechnicien.

Une telle généralisation de l'électricité se trouve justifiée par les points suivants:

- ✓ le haut rendement offert par l'ensemble de la chaîne de conversion de l'énergie de la source primaire à l'utilisateur final (et plus particulièrement la possibilité d'ajuster le fonctionnement pour obtenir un rendement maximal dans toutes les conditions);
- ✓ la simplicité et la continuité offerte dans la transmission et la conversion de l'énergie électrique;
- ✓ la faculté d'intégrer dans un même dispositif, intelligence et puissance puisqu'il n'y a pas de changement de nature entre l'information et l'action mais simplement une conversion.

Bien entendu, cette généralisation n'a pu être envisagée qu'avec les progrès constants de l'électronique de puissance depuis l'apparition du thyristor en 1957 jusqu'à celle de l'IGBT en 1983 [PET-2001].

Cependant, la mutation ne pourra être complète sans une réflexion sur les problèmes posés par la mise en réseau d'un nombre croissant de dispositifs électriques, de plus en plus complexes, et le refus simultané d'une centralisation excessive. Ainsi, qu'en est-il réellement de l'intérêt énergétique de tels systèmes, de leur fiabilité, de leur sûreté, de leur conduite, de leur maintenance et plus généralement de leur conception? Autant de questions auxquelles peu de réponses sont encore apportées.

I.3. Généralités

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Le rôle essentiel d'un réseau électrique est de garantir les puissances actives et réactives demandées par les équipements variés qui y sont connectés. Les points de production et de consommation sont reliés entre eux par des lignes de transmission.

Un réseau électrique est caractérisé par le type de courant utilisé, continu ou alternatif. Une fois le choix de type est fixé, ceci permettra de faire les modifications ou l'exploitation du réseau [CHI-2010].

Les différents niveaux de tension du réseau électrique sont classés selon le tableau suivant.

Tableau (I.1) : Différents niveaux de tension

Nom	Abréviation	Valeur en courant continu	Valeur en courant alternatif
Haute tension B	HTB	>75Kv	>50Kv
Haute tension A	HTA	1500V < HTA < 75Kv	1000V < HTA < 50Kv
Basse tension B	BTB	750V < BTB < 1500V	500V < BTB < 1000V
Basse tension A	BTA	120V < BTA < 750V	50 V < BTA < 500V
Très Basse tension	TBT	<120V	<50V

Les appellations normalisées des différents niveaux de tension sont présentées dans la figure (I.1).

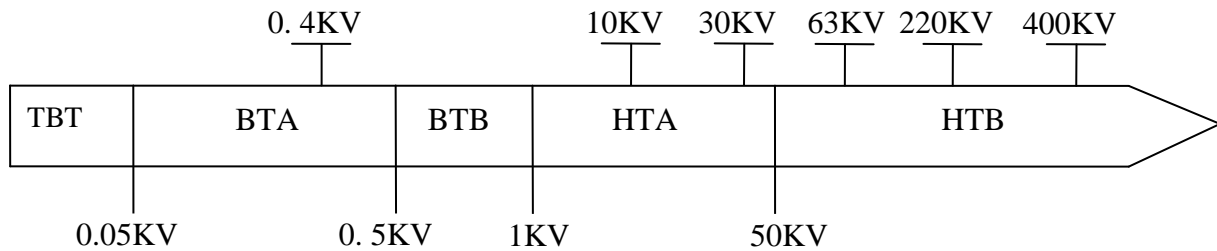


Figure (I-1) : Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension. En Algérie, les niveaux de tension les plus employés sont : 400kV/220 Kv pour le transport, 60Kv pour la répartition et 30Kv/380V pour la distribution [HAM-2010].

I.4. Organisation d'un réseau électrique

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes : [WIL-2005]

1. Assurer au client la puissance dont il a besoin;
2. Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10 \%$ de la tension nominale;
3. Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 1 \text{ Hz}$;
4. Fournir l'énergie à un prix acceptable;
5. Maintenir des normes de sécurité rigoureuses;
6. Veiller à la protection de l'environnement.

Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

I.4.1. Les réseaux de transport et d'interconnexion

Qui ont pour mission de collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer avec les flux les plus importants possibles vers les zones de consommation afin de permettre une exploitation sûre et économique des moyens de production. C'est le réseau où sont branchées les centrales de grandes puissances ($> 300 \text{ MW}$).

Les protections des réseaux de transport doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou de dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [OUZ-2011].

Le niveau de tension dépend du pays, mais normalement, le niveau de tension est établi entre 220 Kv et 800 Kv, exemple 220 Kv la ligne de transport qui alimente SAIDA à partir de la centrale de TARGA voir figure (I-2).

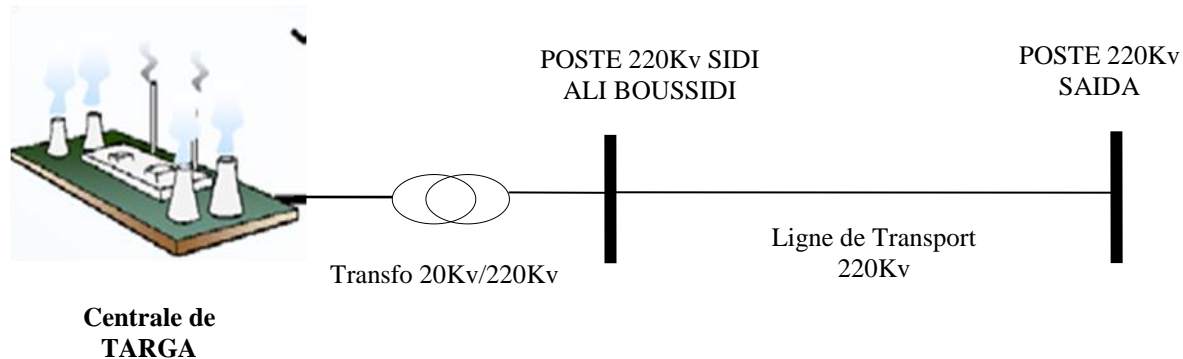


Figure (I. 2) : Réseau de transport du poste 220KV Sidi Ali Boussidi vers SAIDA.

Les missions des réseaux de transport sont :

- Le transport d'énergie : Une fonction de transmission avec l'objectif est d'acheminer l'électricité depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation ;
- L'interconnexion nationale : Une fonction d'interconnexion nationale qui gère la distribution en reliant la production avec la situation géographique et la nature des demandes temporaires ;
- L'interconnexion internationale : Une fonction d'interconnexion internationale pour échanger des puissances et favoriser la solidarité des systèmes en cas d'urgence entre les pays voisins.

I.4.2. Les réseaux de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation.

Ces centres de consommation sont : **[CHR-1991]**

- soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à ≈ 10 MVA) livrés directement en HT.

Le niveau de tension de ces réseaux est entre 45 Kv et 160 Kv, ils assurent la desserte des points de livraison à la distribution. En Algérie le niveau de tension des réseaux de répartitions le plus utilisé est le 60 Kv, voir figure (I-3).

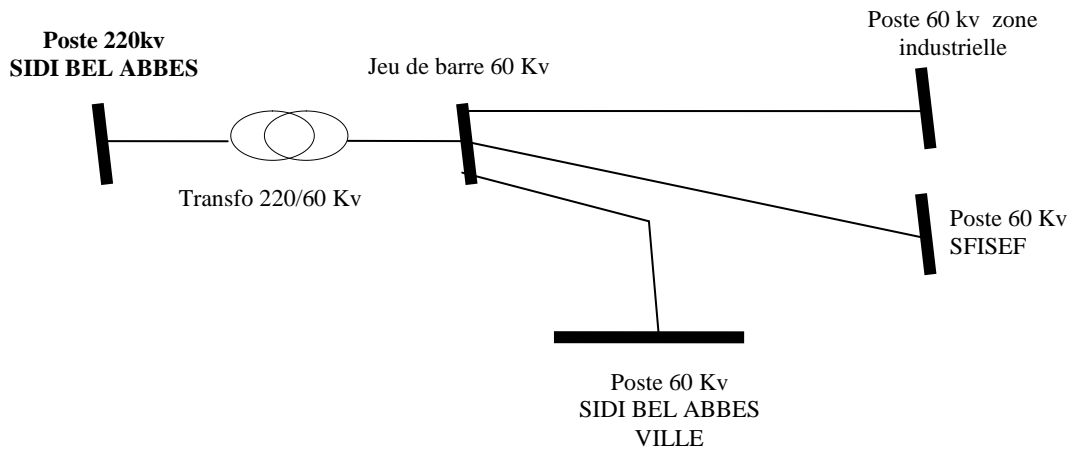


Figure (I. 3) : Exemple d'un réseau de répartition d'un petit tronçon de la wilaya de Sidi Bel Abbès.

I.4.3. Les réseaux de distribution

Ils desservent les postes de distribution public, alimentant les réseaux en basse tension, et les postes clients. Le niveau de tension est entre 4 Kv à 45 Kv pour la moyenne tension et quelques centaines de volts pour la basse tension (220/380 V). En Algérie on utilise la tension 30 Kv en aérien, 30 et 10 Kv en souterrain pour la moyenne tension et (220/380V) pour la basse tension comme montré dans la figure (I-4).

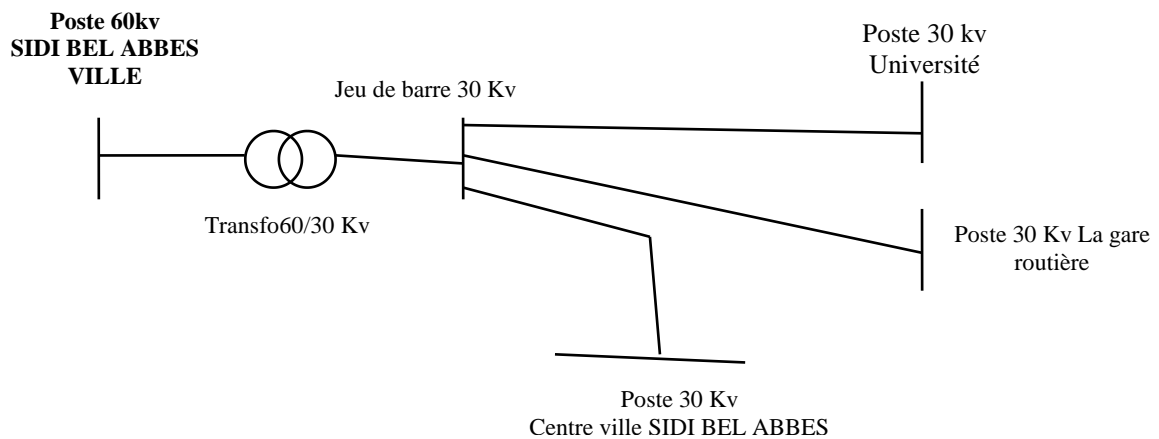


Figure (I. 4) : Exemple d'un réseau de distribution d'un petit tronçon de la ville de Sidi Bel Abbès.

I.5. Influence de la structure des réseaux [LAS-2005]

Les réseaux électriques sont construits à partir de contraintes communes, présentent des différences constitutionnelles liées aux sources d'énergie primaires utilisées, à la géographie, à l'histoire et à l'économie des différentes régions. On distingue deux types de structures des réseaux électriques.

- **Réseau en antenne** : Ils sont constitués principalement de grandes lignes qui relient les centrales de production à des lieux de fortes consommations éloignées et dispersées (cas de Tindouf ou Tamenrasset en Algérie).

En conséquence, les impédances de lignes sont importantes. Les chutes de tension ont tendance à être fortes et il est nécessaire de prévoir de la compensation dans ces types de lignes. La figure (I-5) représente la structure de principe d'une partie d'un tel réseau.

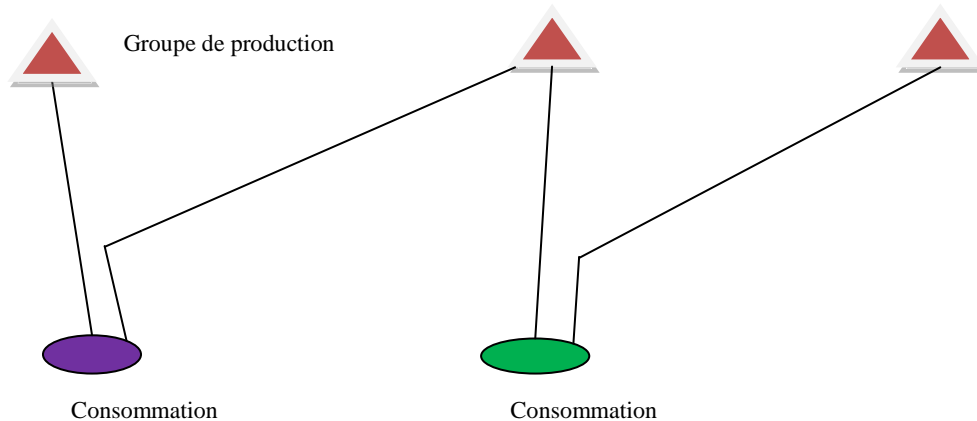


Figure (I. 5) : Réseau en antenne

- **Réseau maillé** : Ils sont constitués principalement de lignes multiples et bouclées qui relient des groupes assez bien répartis à des groupes des lieux de forte consommation proche et également répartis. Les chutes de tension ont tendance à rester faible. La figure (I-6) représente la structure de principe d'une partie d'un tel réseau [ALV-2009].

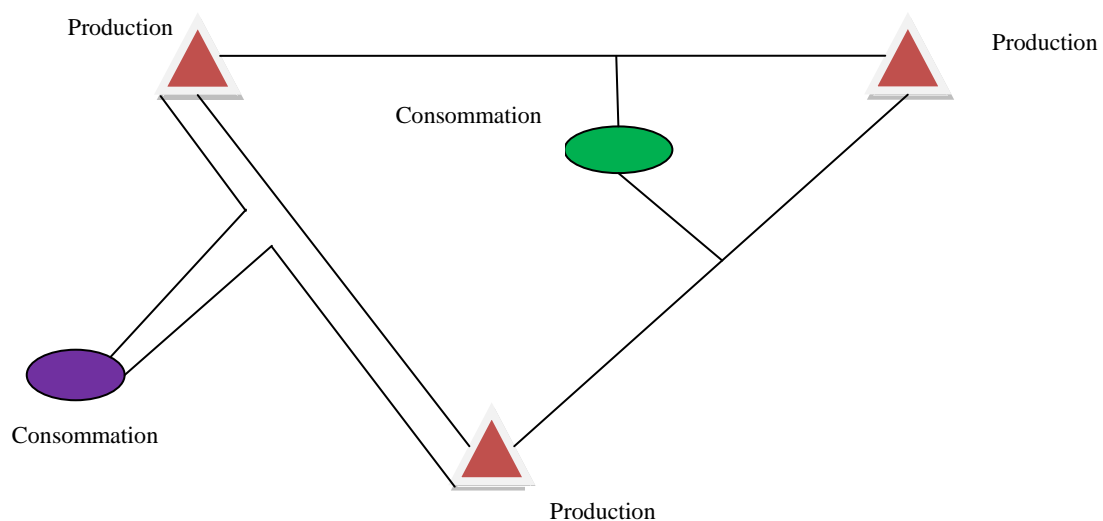


Figure (I. 6) : Réseau maillé

I.6. Problématiques du transport de l'énergie électrique

L'électricité a un rôle important dans notre vie quotidienne que soit industrielle ou résidentielle, possède les caractéristiques suivantes : [LOU-2009]

1. **L'énergie électrique est impossible de la stocker sur le réseau:** ce qui nécessite un réglage de la production pour l'équilibrer avec la demande à tout instant. Tout déséquilibre entre production et consommation influe sur la fréquence du réseau. La production doit aussi s'adapter à la variation de la charge au cours de la journée et au cours des saisons.
2. **Les transits de puissance :** l'écoulement de puissance obéit aux lois de KIRCHOFF et au même temps suit le chemin le plus court. Il y a conservation de la puissance active et réactive à tout point du réseau.
3. **Le facteur de puissance :** Le cosinus de l'angle entre le courant et la tension est appelé facteur de puissance, il caractérise l'échange de puissance et constitue un facteur de qualité dans la mesure où une valeur différente de l'unité entraîne pour le réseau un accroissement de courant et donc une surcharge et des pertes, ainsi que des chutes de tension.

I.7. L'acheminement de la puissance dans une ligne électrique

Il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau afin de résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans un réseau maillé.

En général, la production doit faire face à la demande à travers la puissance acheminée vers les lieux de consommation en respectant les contraintes technico-économique d'exploitation (satisfaire la demande avec le moindre coût et le minimum de perte, respecter les limites thermiques des ouvrages, maintenir la tension dans certaines plages en chaque nœud du réseau, être capable de faire face le plus rapidement possible à certains types de défaillance...).

Contrairement à ce qu'un abus de langage pourrait laisser croire, l'objectif du réglage des réseaux n'est pas de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation (les lois de Kirchhoff s'en chargent dans la mesure où f (fréquence) et V (tension) restent dans certaines plages qui correspondent aux conditions nécessaires de fonctionnement, en particulier de stabilité dite statique). Par contre, l'objectif des réglages est de maintenir la fréquence et la

tension dans des limites contractuelles qui sont plus contraignantes que les limites imposées par les conditions nécessaires de fonctionnement [BON-2005] .

I.8. Puissance transmissible dans une ligne

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas le facteur thermique des conducteurs qui est le seul qui limite la puissance transmissible à travers une ligne [BON-2007].

Pour cela, on considère la figure (I.7) qui représente un dipôle simplifié, d'impédance $Z = R + jX$, une ligne destinée pour alimenter la charge \bar{Z}_l .Nous supposons, que cette charge est alimentée à travers une ligne de transport, alors, la résistance R de la ligne est négligeable devant la réactance X, Nous supposons aussi que la charge est purement résistive.

On désigne par θ l'angle entre les deux tensions V_s et V_r , nous avons :

$$XI = V_s \sin \theta \quad (\text{I-1})$$

Puisque la charge est purement résistive le courant I est en phase avec la tension \bar{V}_r , comme est montée sur le diagramme vectoriel de la figure (I.8).

La puissance active est :

$$P_s = P_r = \frac{V_s V_r}{X} \sin \theta \quad (\text{I-2})$$

On a en général $V_s = V_r$, La puissance active devient :

$$P_s = P_r = \frac{V_s^2}{X} \sin \theta \quad (\text{I-3})$$

Cette valeur est maximale pour $\theta=45^\circ$.

$$P_{\max} = \frac{V_s^2}{X} \quad (\text{I-4})$$

Pour améliorer la capacité de transfert des réseaux, on voit donc qu'il est essentiel de diminuer la réactance de la ligne de transport ou d'augmenter la tension.

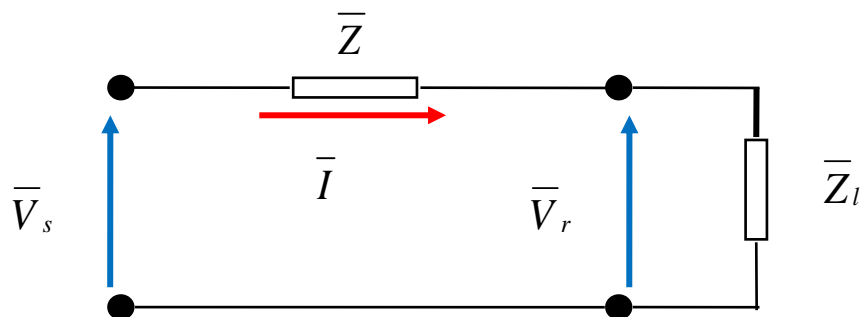


Figure (I. 7) : Schéma monophasé équivalent

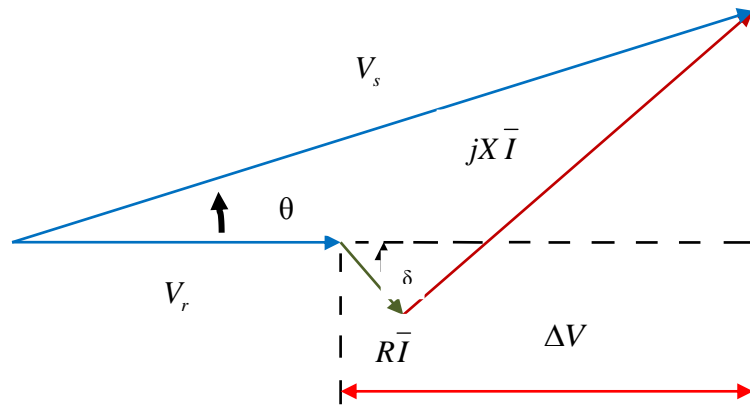


Figure (I. 8) : Diagramme vectoriel des tensions

I.9. Les dispositifs FACTS

I.9. 1. Définition des FACTS

“FACTS” est un terme générique qui caractérise l’ensemble des équipements mettant en jeu de l’électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT.....), Ces éléments jouent le rôle d’interrupteurs très rapides ; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau : tension, impédance, la phase du réseau....

Ils sont utilisés pour améliorer, d’une façon générale les performances d’un réseau (stabilité, capacité de transport....) Les FACTS (abréviation anglaise de Flexible AC Transmission Systems), sont définis comme suit :

Ceux sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d’électronique de puissance et d’autres contrôleurs statiques pour l’amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance. Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l’exploitation des réseaux électriques.

Il est possible d’augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l’angle de transport entre les deux systèmes, en réduisant artificiellement l’impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions

créés par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions [SEB-2008], [MES-2013].

I.9.2. Rôle des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semis-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO [GER-2003].

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales [CHE-2013].

Ces possibilités résulte par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler plusieurs paramètres qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie dans une ligne tel que les impédances séries, impédances shunts, courant , tension angle de phase comme indiqué dans l'équation suivante:[BEN-2012]

$$P = \frac{V_R V_S}{X} \sin \delta \quad (I.5)$$

Par cette action les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un sinon plusieurs des bénéfiques suivants: [GEO-2011], [ZHA-2006]:

1. Contrôle de l'écoulement de puissance dans les réseaux électrique.
2. Augmenter les possibilités de chargement des lignes près de leurs limites thermiques.
3. Améliorer la limite de stabilité transitoire pendant les éventualités.
4. Réduire le niveau de puissance de court-circuit.
5. Compenser la puissance réactive.
6. Améliorer la stabilité dynamique de tension.
7. Atténuation des oscillations de la puissance.
8. Atténuer le déséquilibre de tension dû aux charges monophasées

I.9.3. Applications pratiques des dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS sont reconnus comme une nouvelle technologie dans le monde, d'où, de centaines dispositifs sont insérés dans les réseaux électriques, plus particulièrement le SVC qui est utilisé depuis 1970 avec une puissance totale de 90.000 MVAR.

Le tableau (I.2) montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installés dans le monde avec les puissances totales installées [ZHA-2005], [BOU-2014] .

Tableau (I.2) : Dispositifs FACTS installés dans le monde et leurs puissances totales (2014)

Type	Nombre	Puissance installée MVA
SVC	600	90.000
STATCOM	15	1.200
TCSC	10	2.000
HVDC	41	14.000
UPFC	2-3	250

I.9.4. Classification des FACTS selon leurs connexions

La figure (I.9) représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques ; la première colonne contient les compensateurs traditionnels constitués de composants de base (R, L et C) et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteurs mécaniques. Les deux autres colonnes contiennent les dispositifs FACTS avec les mêmes composants mais rapidement commander avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance.

I.9.5. Synthèse des types de FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entrèrent également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau (I.3) synthétise les principaux avantages techniques des différentes technologies de FACTS. Le nombre "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif [ZHA-2006], [MEZ-2011], [HAI-2009].

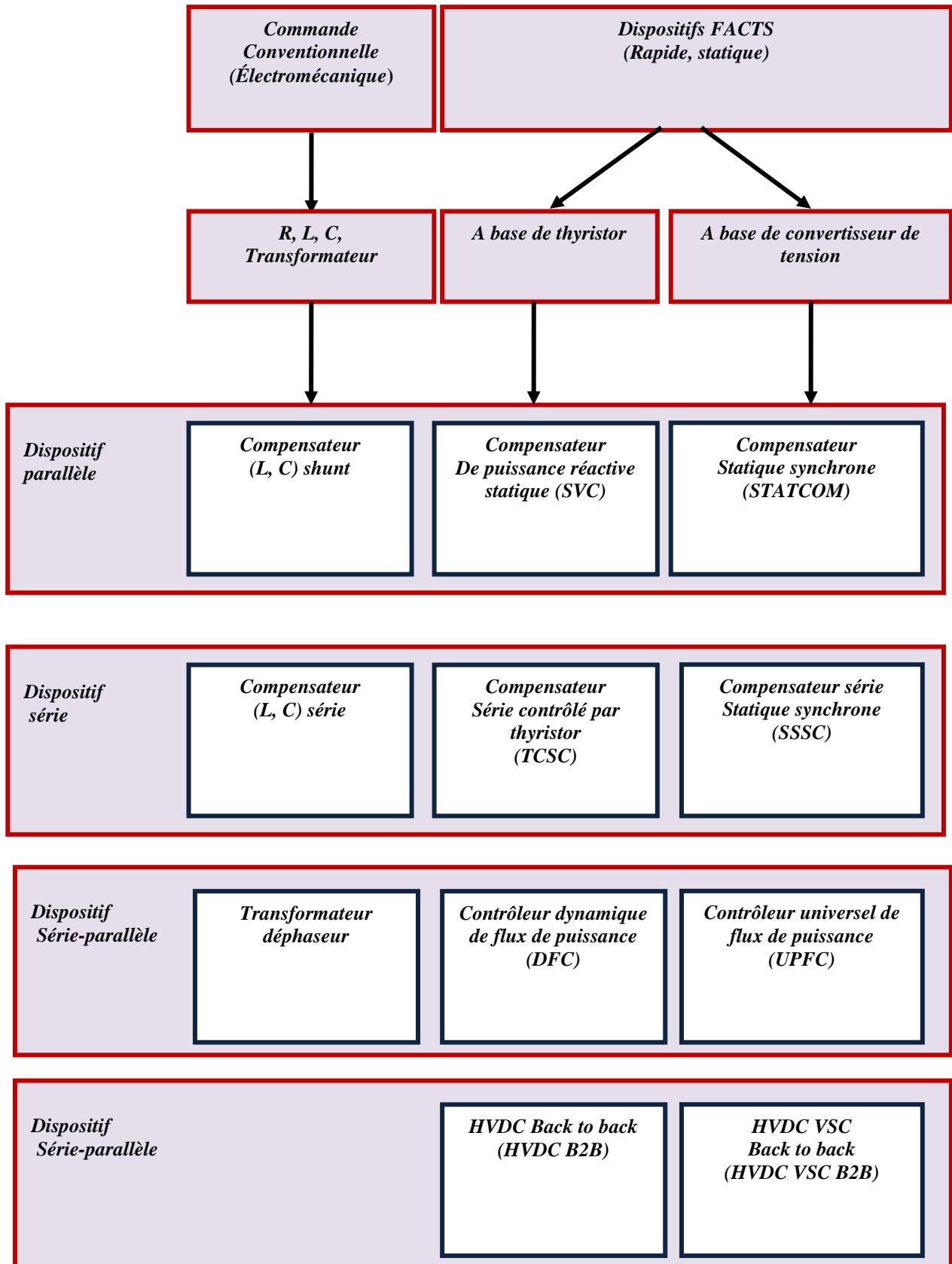


Figure (I. 9) : Principaux dispositifs FACTS

Tableau (I. 3) : Comparaison des applications de contrôleur FACTS

Contrôleurs FACTS	Contrôle de la tension	Atténuation des oscillations	Contrôle de la stabilité	Contrôle de l'écoulement de puissance	Limitation des courts-circuits
SVC	+++	++	+		
STATCOM	+++	++	+		
TCSC	+	++	+++	++	+
TCSR		+	+		+
SSSC	+	++	+++	+++	+
TCPAR	++	++	+	+++	
TCPST	+	+	++	+++	
UPFC	+++	+++	+++	+++	
IPFC	+	+	+++	+++	+

I.10. Transport à courant continu (HVDC)

Le transport d'énergie électrique par courant continu haute tension s'est réellement développé lors de l'introduction sur le marché de composants d'électronique de puissance comme les ampoules à vapeur de mercure et, plus tard, les thyristors puis les IGBTs, afin d'élever la tension à des niveaux satisfaisants. Le principe est de convertir, grâce à ces composants de puissance, un courant alternatif en courant continu (redresseur), transporter cette puissance sur de grandes distances, puis reconvertir la puissance en sens inverse (onduleur).

I.10.1 Historique sur le développement du transport HVDC

En 1882, un système de transmission présentant les caractéristiques types du HVDC a été dévoilé pour la première fois à l'exposition électrotechnique en Allemagne. Le système devait fonctionner à une tension de 2 kV et était destiné à relier les villes de *Munich* et *Miesbach* distantes d'environ 57 km [TIK-2014]. Il connut une défaillance après quelques jours seulement. Par la suite, le recours à l'utilisation des systèmes de transmission HVDC, avec notamment le système *Thury* [WOR-2007] (courant constant-tension variable), s'est répandu en Italie, Suisse, Espagne, Hongrie, Russie et en France pendant les années 1888 à 1912.

En 1889, un système de transmission de 630 kW sous 14 kV DC fut installé sur une distance de 120 km en Italie. En France, le développement de systèmes de transmission HVDC est marqué par la construction en 1906, d'une liaison de 180 km entre la centrale électrique de *Moutiers* et la ville de *Lyon*. Opérant à une tension supérieure à 125 kV, celle-ci permettait le transport d'une puissance jusqu'à 30 MW [WOR-2007].

Toutefois, les principales limites du système Thury étaient que la distribution du transformateur en série implique un risque accru de coupure de courant puisque le courant doit traverser chaque appareil pour se rendre au suivant. Si le circuit est rompu dans l'une des machines, l'alimentation est coupée. Malgré les avantages reconnus de la transmission HVDC, en absence de systèmes de conversion efficaces et sûrs, la transmission HVDC a été délaissée dans les premières décennies du 20^{ème} siècle. Dès lors, les systèmes de transmission à courant alternatif (HVAC) se sont développés rapidement: par exemple, les liaisons 220 kV ont été réalisées dans les années 1920, et 287 kV en 1936 (Boulder Dam, Colorado, Etats-Unis).

Ces systèmes sont fiables, économiques et ont le monopole dans le monde entier à cette période [THU-2014].

Ce sont en particulier les liaisons électriques sous-marines qui ont permis au HVDC de démontrer sa compétitivité pour la première fois en s'affranchissant des effets capacitifs des lignes [DAN-2012]. Ainsi, en 1954, un système de transmission HVDC sous-marin a été mis en service en Suède Figure (I.10) pour relier l'île de Gotland et la côte suédoise avec une tension DC de 100 kV. Le câble mesurait alors 100 km de long et la capacité de transmission était de 20 MW. Après 16 ans de service, la tension est passée à 150 kV et le système était capable d'acheminer une puissance pouvant atteindre 30 MW [WOR-2007], [LIU-2013]. Ce système est répertorié comme étant la première liaison de transmission DC sous-marine de type commercial au monde.



Figure (I.10) : Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Vastervik et Ygne (2014)

Exploitée depuis les années 1960, la technologie HVDC est désormais une technologie mature et joue un rôle essentiel dans le transport sur de longues distances et les interconnexions entre différents réseaux. La liaison *Cook Strait* ou *Inter Island Pole 1*, en Nouvelle Zélande, fait partie des premiers projets conçus pendant cette période. Celle-ci pouvait transmettre une puissance de 600 MW et fonctionnait à une tension de 250 kV [LON-2007].

La transmission s'effectuait par l'intermédiaire d'une ligne aérienne et un câble sous-marin, traversant le *détroit de Cook*, pour connecter la centrale hydroélectrique de *Benmore* au sud de la Nouvelle Zélande et le nord du *détroit de Cook*.

Au cours des années 1970, notamment grâce au développement de l'électronique de puissance, le recours à l'utilisation des ponts de conversion à base de valves à thyristors s'est rapidement généralisé. La première liaison de transmission d'envergure utilisant des lignes aériennes HVDC, la liaison Pacific DC Intertie assure l'alimentation de la région de Los Angeles en électricité, produite par les centrales hydroélectriques de Columbia River situées dans le Nord-Ouest des Etats-Unis. Avec une longueur de 1362 km et une puissance de 1440 MW, il s'agissait d'une liaison record en termes de longueur et de puissance de transmission. La liaison Pacific DC Intertie a été assemblée en plusieurs étapes et la capacité actuelle est de 3100 MW [HEY-2010]. Le Cahora Bassa HVDC fait également partie des premiers systèmes utilisant des redresseurs à valves à thyristors. Ce système est caractérisé par une puissance de 1920 MW, une tension de 533 kV et une distance de 1456 km. Il fut construit entre 1975 et 1979 pour assurer la transmission d'électricité produite dans la centrale hydroélectrique située sur la rivière Zambèze au Mozambique vers l'Afrique du Sud. Il a aussi été le premier système HVDC opérationnel en Afrique, et le premier à fonctionner au dessus de 500 kV dans le monde.

Après plus de 50 ans de recherche et de développement, les systèmes de transmission HVDC assurent aujourd'hui le transport d'énergie dans de nombreux pays Figure (I.11), et sont marqués par des augmentations au cours du temps de la puissance Figure (I.12), de la longueur de la liaison et de la tension de service.

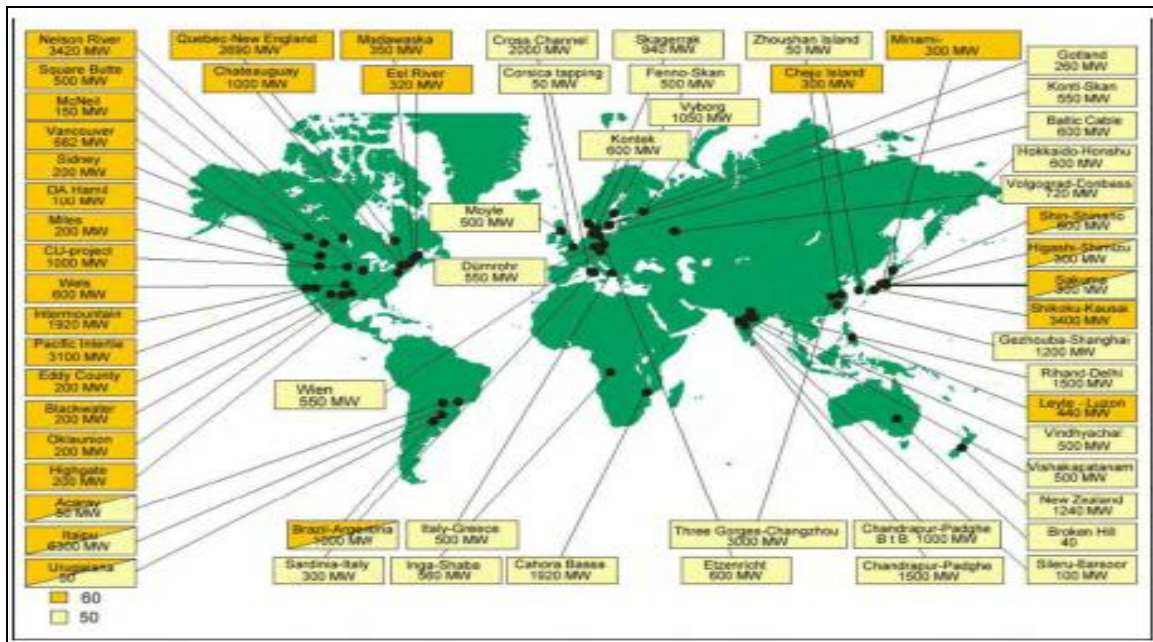


Figure (I.11) : Principales liaisons HVDC installées dans le monde (2000) [COV-2008]

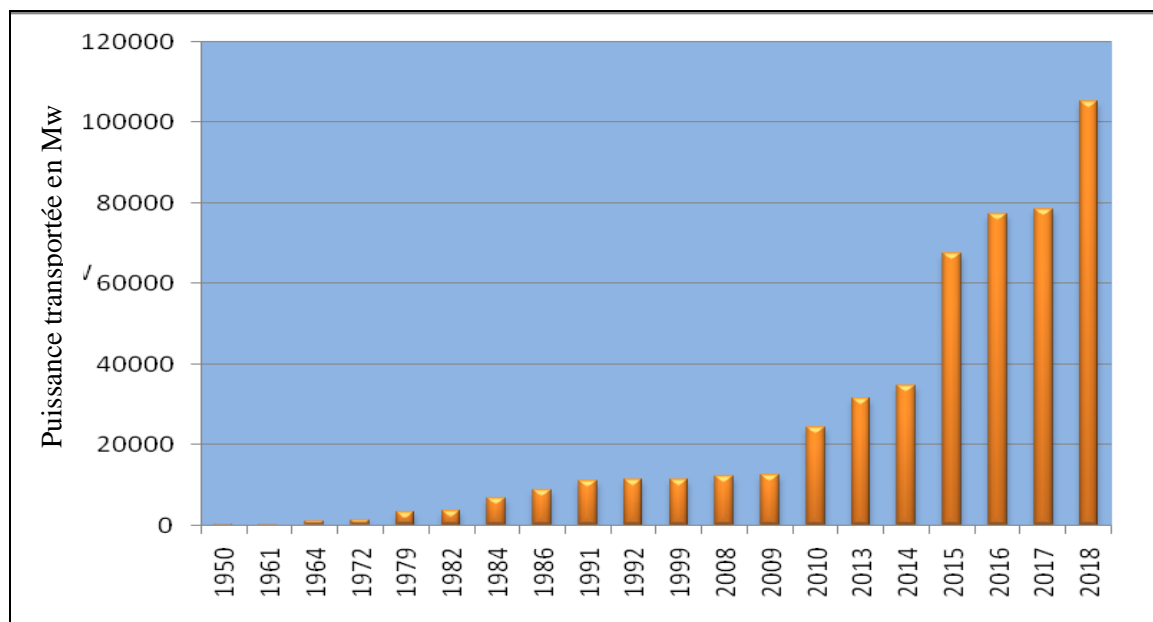


Figure (I.12) : Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde (2015) [HVD-2017]

I.10.2. Les composants des systèmes de transmission HVDC

Un système typique de transmission HVDC est constitué de convertisseurs, les transformateurs et les réacteurs en phase, AC filtres, des lignes DC et disjoncteurs, et les condensateurs à courant continu et les filtres, comme illustré sur la figure. (I.13) [BAH-2003].

Les transformateurs, les filtres et des condensateurs auxiliaires sont situés à l'extérieur. Le convertisseur et son système de commande sont placés à l'intérieur d'un bâtiment à air conditionné. Le système HVDC est installé dans des stations compactées, convient aux endroits où l'espace est une préoccupation en raison des restrictions concernant l'impact sur l'environnement, la pénurie de terre ou pour des raisons économiques [LAR-2005], [KOR-2016].

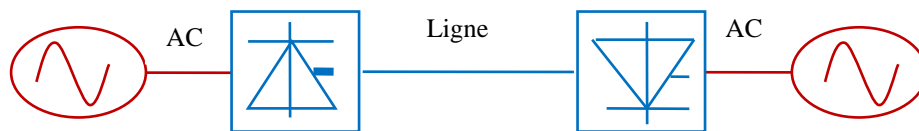


Figure (I.13) : Schéma synoptique d'une transmission DC (HVDC)

I.10.3. Les avantages des systèmes de transmission HVDC

Les liens HVDC offrent de nombreux avantages environnementaux [GRI-2007], y compris la puissance électrique transmise, champs électromagnétiques neutre et les stations de convertisseurs compacts. La puissance transmise dans une ligne HVDC est l'une des principales composantes d'un système d'alimentation électrique HVDC.

Sa fonction principale est de transporter l'énergie électrique, avec un minimum de pertes, des sources d'énergie vers les centres de charge, habituellement séparés par de longues distances. Les pertes sont seulement 3% pour 1000 km à un coût standard (pertes peuvent encore être réduites à 0,3% pour 1000 km mais à un coût plus élevé). Les applications possibles comprennent: [SAB-2016]

- ✓ Relier les parcs éoliens aux réseaux électriques,
- ✓ Liaisons électriques souterraines,
- ✓ Fournir des blocs d'alimentation à terre aux îles et pétrole offshore et de gaz des plates-formes,
- ✓ Connecté des connexions asynchrone.

I.10.4. HVAC ou HVDC : critères de choix

Un avantage des liaisons HVDC réside dans le fait de la diminution du coût des lignes et des câbles DC :

- ✓ deux conducteurs (et quelquefois un seul) au lieu de trois en AC

- ✓ les pertes par effet joules sont 25% inférieures en DC, pour une même puissance transitée, en comparant une ligne triphasée à trois conducteurs et une ligne DC à deux conducteurs [ERE-2000].
- ✓ En DC, il n'existe pas de pertes à effet de peau et de pertes diélectriques, estimées à 15% selon [MON-2012].

Il en résulte que la ligne DC est plus économique. Aussi, la liaison DC ne consomme pas de puissance réactive.

Cependant, l'inconvénient principal est lié à l'utilisation de convertisseurs à base d'électronique de puissance pour les liaisons HVDC. Ceux-ci coûtent chers et induisent des pertes supplémentaires. De plus, ils sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure HVAC sans convertisseurs.

La comparaison des liaisons HVAC et HVDC n'est pas évidente et dépend complètement du cas d'étude : distance de la liaison, puissance considérée, Cependant des études génériques ont été réalisées dans le but de chercher quelle solution est préférable selon différents critères.

La « break even distance » est la distance à partir de laquelle une liaison HVDC devient économiquement plus intéressante qu'une liaison HVAC.

Ainsi, les interconnexions de type « aérien », cette limite est fixée entre 500 et 800 km selon [SIE-2013], [SAB-2007].

Pour les interconnexions de type « souterrain/sous-marin », la distance est estimée entre 70 et 100 km selon [ERE-2000], [ENT-2013] voir figure (I.14).

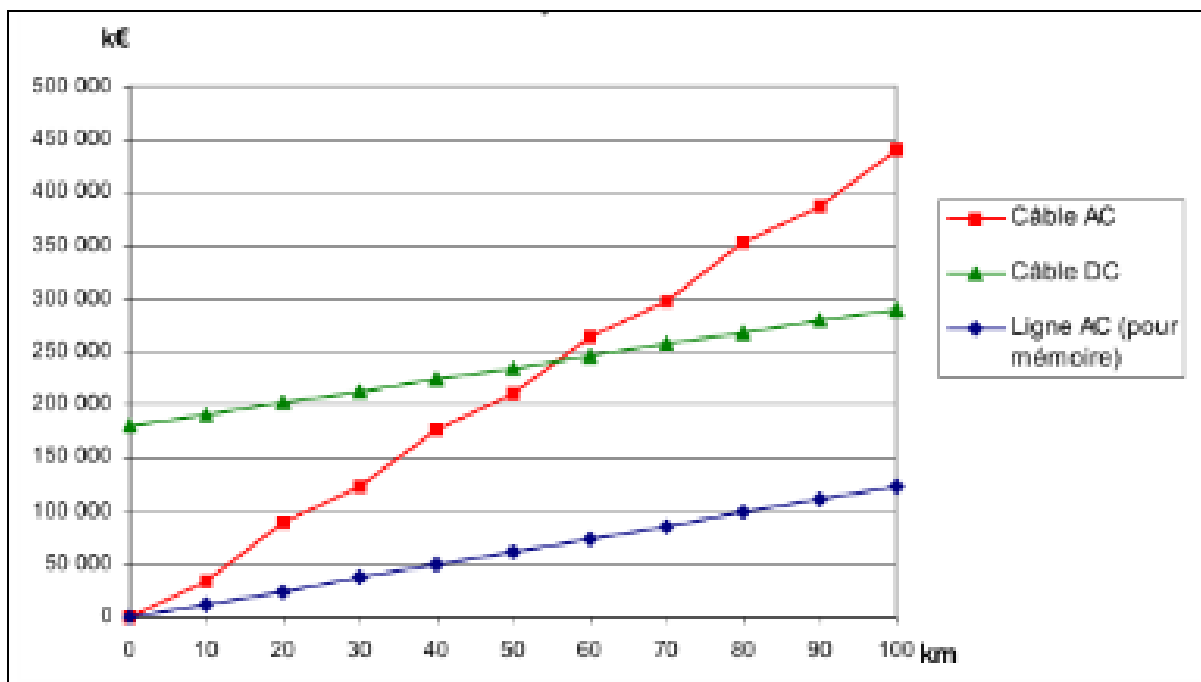


Figure (I.14) : Comparaison des coûts de lignes souterraines AC et DC [SIE-2013] .

I.11. Réseau électrique en Algérie

I.11.1. Historique

Dès son indépendance, en 1962, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques et gazières. Cette politique prévoit l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays. La charte nationale en 1976, annonça la volonté de généralisation de l'électrification des ménagers à travers tout le territoire national.

Ces dernières années, la demande en électricité a connu une évolution importante et particulièrement en périodes estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel.

Conscient de cet enjeu et de l'importance de l'accès à l'électricité pour les citoyens, le secteur s'est fixé comme priorité de développer tous les axes permettant de garantir la couverture à long terme, des besoins en électricité et en gaz du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz.

Jusque-là, l'entreprise Sonelgaz détenait le monopole sur la production, le transport, la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz. Sonelgaz en tant qu'entreprise publique au terme du monopole conféré par l'Etat, assumait seule la mission de service public dans le domaine de la distribution de l'électricité et du gaz.

La promulgation de la nouvelle loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations a donné le coup d'envoi pour la réorganisation du secteur et l'ouverture du marché électrique à la concurrence, dominé jusque-là par l'entreprise publique Sonelgaz.

La promulgation de cette Loi a également permis la réorganisation de Sonelgaz qui s'est achevée en 2011, avec la création de la société holding « Sonelgaz » ainsi que l'ensemble de ses sociétés filiales. Sonelgaz est aujourd'hui érigé en Groupe industriel composé de 39 filiales et 5 sociétés en participation. Des filiales métiers sont chargés des activités de production de l'électricité, de transport et de la distribution de l'électricité et du gaz par canalisations.

Cette loi a également permis la création de la commission de régulation de l'électricité et du gaz « CREG » installée en 2005, qui encadre et régule les activités du secteur de l'électricité et gaz. [GOV-2016a]

I.11.2. Structure du réseau Algérien

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes:

- **Le Réseau Interconnecté National (RIN)** : s'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaia, 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, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.
- **Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun** : 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.
- **Les Réseaux Isolés du Sud** : Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des TG (Turbines à Gaz) compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

La longueur totale du réseau national de transport de l'électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV), dont la gestion est confiée au Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) est estimée à fin 2021 à 41 286 km, soit un accroissement de 21.3 % par rapport à 2010 voire tableau (I.4).

Tableau (I.4) : Développement du réseau de transport d'électricité entre la période 2000 et 2021 en Algérie.

Année	2000	2010	2021
Nombre de postes de transformation	147	227	456
Longueur du réseau	13 722 km	21 639 km	41286 km
Puissance de transformation	16 842 MVA	35111 MVA	74851 MVA

La consistance du réseau en longueur de lignes et nombre de postes devrait doubler à l'issue de la période 2010-2021, comme indiqué dans la figure (I.15).

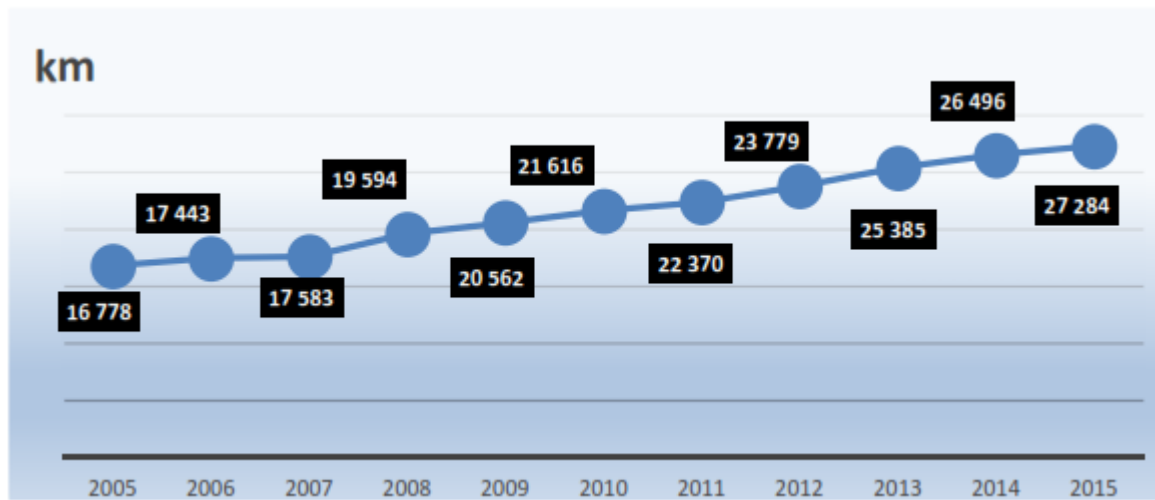


Figure (I.15) : Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2015 en Algérie

Le développement du réseau de GRTE, permet ainsi de faire face à une forte croissance de la demande d'électricité et d'assurer le transport de l'énergie électrique dans les meilleures conditions de qualité de service. Chaque année, GRTE investit plus du double de son chiffre d'affaire.

I.11.3. Le palier 400 kV

La mise sous tension du premier poste en 400 kV a eu lieu dans la région de Annaba, le 09 juin 2005 au poste de Ramdane Djamel relié à la centrale de Skikda par une ligne de 20 km.

Elle fut suivie dans le même mois par la mise sous tension du poste blindé 400 kV de Hassi Ameur dans la région d'Oran.

Le réseau de transport 400 kV est aujourd'hui constitué de la dorsale EST-OUEST, appelée communément « L'autoroute électrique » d'une longueur de 1758 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 au Maroc.

Ce réseau sera renforcé prochainement par la mise en service de la dorsale Nord – Sud qui sera constituée de 3 nouveaux postes 400/220 kV en passant par les pôles de Hassi Messaoud, Hassi Rmel et ultérieurement par la dorsale Grand sud avec 4 postes 400/200 kV.

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.

I.11.4. Interconnexions Electriques Internationales

Le réseau de transport électrique Algérien est relié au deux réseaux marocain et tunisien via plusieurs lignes électrique, dont les plus récentes sont deux lignes 400 kV. Ces nouvelles interconnexions entre les trois pays confortent les liens traditionnels déjà existants depuis de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique.

Elle permet également de faciliter les échanges électriques en renforçant d'avantage la sécurité du système électrique et en sécurisant l'approvisionnement en énergie de ces trois pays.

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.

Du point de vue technique, l'interconnexion avec les pays frontaliers se fait à travers un réseau électrique Très Haute Tension (THT- 400 kV).

I.11.5. Liaisons électriques réalisées avec le Maroc et la Tunisie: [GRT-2016]

a) Avec 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)

b) Avec le Maroc :

- Ghazaouet-Oujda en 220 kV (1988).
- Tlemcen-Oujda en 220 kV (1992).
- Hassi Ameer –Bourdim en 400 kV (2010).

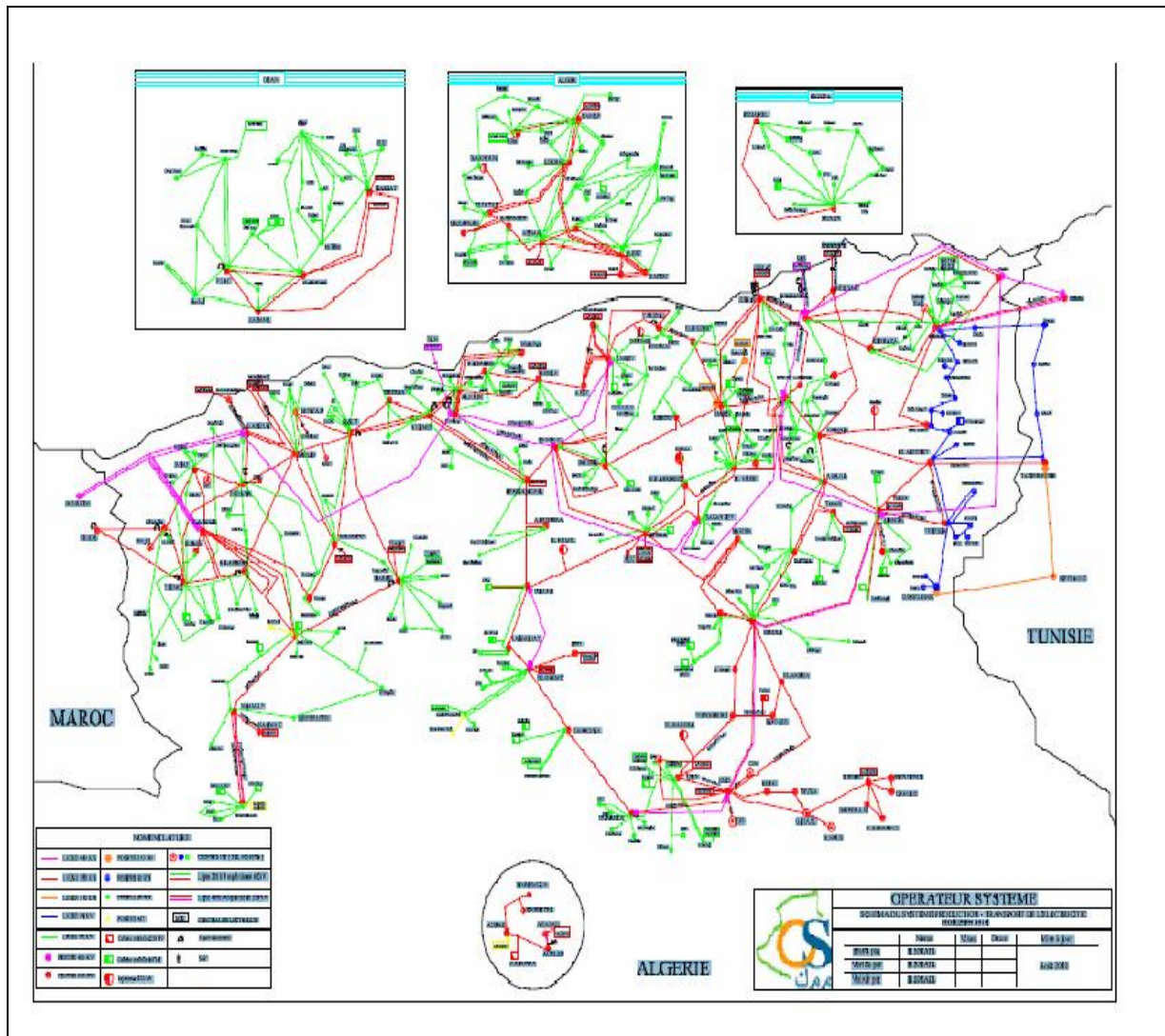


Figure (I.16) : Réseau de transport électrique Algérien (2014)

I-12. Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons vu la définition d'un réseau électrique, sa constitution et les nouvelles technologies intégrés dans les réseaux électriques tels que les FACTS et HVDC, comme nous avons vu un bref sur la topologie du réseau Algérien et ses interconnexions. Le réseau électrique autant qu'une structure complexe en évolution sans cesse suite à la demande croissante de l'énergie électrique et suite aussi aux exigences des clients, Nous sommes obligé de donner les différentes topologies ainsi que leurs utilisations.

Le réseau électrique actuel comprend plusieurs type de centrales de production classique ainsi que les centrales des énergies renouvelables surtout solaire et éolienne. Dans ce contexte le prochain chapitre est consacré pour l'étude de différentes sources des énergies renouvelables.

Chapitre II

Energies renouvelables

II.1. Introduction

Les énergies renouvelables sont gratuites, fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux. En outre, n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Les énergies renouvelables participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO₂ dans l'atmosphère, Elles facilitent la gestion raisonnable des ressources locales et génèrent des nouveaux emplois.

Parmi les différentes formes des énergies renouvelables on trouve le solaire, l'hydraulique, l'éolien, la biomasse, la géothermieetc.

Ce chapitre nous permet d'entrez dans l'univers des énergies renouvelables : Quelles sources d'énergies ? Pour quels besoins ? Comment les capter, les transformer et sous quelle forme les utiliser ?et on va terminer par une perspective de l'énergie renouvelable en Algérie.

II.2. Définition des énergies renouvelables

L'énergie renouvelable est une source d'énergie se renouvelant assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humain [ROB-2008]. Les énergies renouvelables proviennent des phénomènes naturels réguliers ou constants causés par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), la Terre (énergie géothermique), mais aussi la Lune (marée).

Les énergies renouvelables sont également plus « propres » (moins d'émissions de CO₂, moins de pollution) que les énergies issues de sources fossiles [CHA-2014].

Les principales énergies renouvelables sont :

- ✚ L'énergie hydraulique;
- ✚ L'énergie solaire;
- ✚ L'énergie éolienne;
- ✚ La géothermie;
- ✚ L'énergie de biomasse.

II.3. Historique des énergies renouvelables

Si le terme «énergie renouvelable» est relativement récent " apparition en 1970", la plupart de ce type d'énergie existe pratiquement depuis l'origine de la terre et leur utilisation par l'humanité remonte à plusieurs centaines ou même des milliers d'années. Par exemple, La forme la plus ancienne d'énergie renouvelable est la biomasse qui était utilisé grâce au feu.

L'énergie de la biomasse, c'est-à-dire l'énergie mobilisée sous forme chimique par les êtres vivants, venait de trouver ses premières applications. [**BON-2007**]

Ensuite, vient le vent. On date les premiers bateaux à voile de 3000 ans avant Jésus Christ. L'utilisation de l'énergie éolienne venait de naître. Les premiers moulins à vent font leur apparition chez les Perses, vers 200 avant Jésus-Christ.

Après les moulins à vent, arrivent les moulins à eau. Les moulins à eau remontent également à l'antiquité. Ils sont les premiers représentants de la domestication de l'énergie hydraulique. On les utilisait pour les mêmes besoins que les moulins à vent. Les barrages existent aussi depuis très longtemps. Il servait tout d'abord à stocker l'eau pour les cultures ainsi que pour la consommation humaine et animale. Ce n'est qu'après la découverte de l'électricité qu'ils ont servi à produire de l'énergie.

Ces sources d'énergie anciennes restent plus que jamais utilisées de nos jours, avec des technologies plus performantes. Mais d'autres formes sont entrées en scène, les énergies modernes. Modernes, oui, même si elles ne sont plus toutes jeunes. Ce sont d'abord les énergies qui ont permis les deux grandes révolutions industrielles : le charbon (de bois dans un premier temps), au XIXe siècle, et le pétrole (et le gaz) au XXe siècle. C'est grâce à ces combustibles fossiles qu'on a pu, dans les pays riches, mettre à la disposition de tout le monde des quantités d'énergie telles qu'elles ont énormément changé la vie de tous.

Le premier choc pétrolier en 1973 joue un rôle important sur le développement des convertisseurs qui sont susceptibles de capter le potentiel des énergies provenant directement ou indirectement de l'énergie solaire et géothermique fut lancés ou réactivés.

On leur donna pour l'occasion le nom énergies renouvelables et on les présenta comme étant une alternative à la domination hégémonique des sources fossiles dans le bilan énergétique mondial.

II.4. Enjeux et défis

Les enjeux énergétiques deviennent essentiels dans un monde où la croissance démographique et économique tire à la hausse les besoins énergétiques et où les émissions de gaz à effet de serre induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique de la planète. L'agence internationale de l'énergie annonce un accroissement de la demande mondiale en énergie primaire de 45 % et de celui de la demande d'électricité de 80 %, entre 2006 et 2030 [**IEA-2010**]. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indique que 85 % de l'énergie primaire, moteur de l'économie mondiale, provient de la combustion de ressources fossiles, et que la consommation de ces combustibles

représente 56,6 % des émissions de gaz à effet de serre (EGS). Cette augmentation des émissions de EGS liée à la prestation de services énergétiques est la cause majeure du réchauffement climatique [GIE-2007]. La croissance des besoins soulève la question de la sécurité d’approvisionnement, le changement climatique celle de la durabilité du système énergétique, l’ensemble devant être appréhendé en tenant compte des enjeux économiques et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement.

Un changement majeur dans la manière de produire et de consommer l’énergie est nécessaire pour maintenir à la fois une économie durable, capable de fournir des biens et des services essentiels à la population et un système climatique mondial favorable [DIAG-2015].

Dans le nouveau scénario énergétique, les combustibles fossiles vont céder de plus en plus la place aux énergies renouvelables. Cette transition implique des changements importants dans l’organisation, la structuration et la gestion, à tous les niveaux, des systèmes d’approvisionnement en électricité. Le solaire et l’éolien, sources d’énergie renouvelables abondantes et disposant de technologies matures pour les transformer en électricité, sont potentiellement intéressants pour la production de l’électricité dans le futur. Le principal inconvénient de ces sources d’énergie renouvelables dites intermittentes est leur forte variabilité dans le temps et dans l’espace. Les énergies renouvelables intermittentes, à savoir celles issues de la conversion du rayonnement solaire ou de la vitesse du vent, présentent des caractéristiques de production fondamentalement différentes de celles produites à partir de sources d’énergie conventionnelles (par exemple, les combustibles fossiles). Alors que la production d’énergie à partir de sources conventionnelles peut facilement être adaptée à la demande d’électricité, la disponibilité des énergies renouvelables intermittentes est largement déterminée par les conditions météorologiques. Cette intermittence représente un défi majeur à leur intégration dans le réseau électrique et nécessite l’introduction de nouvelles méthodes pour équilibrer l’offre et la demande. La figure suivante montre la production mondiale d’électricité basée sur les énergies renouvelables [MAT-1999].

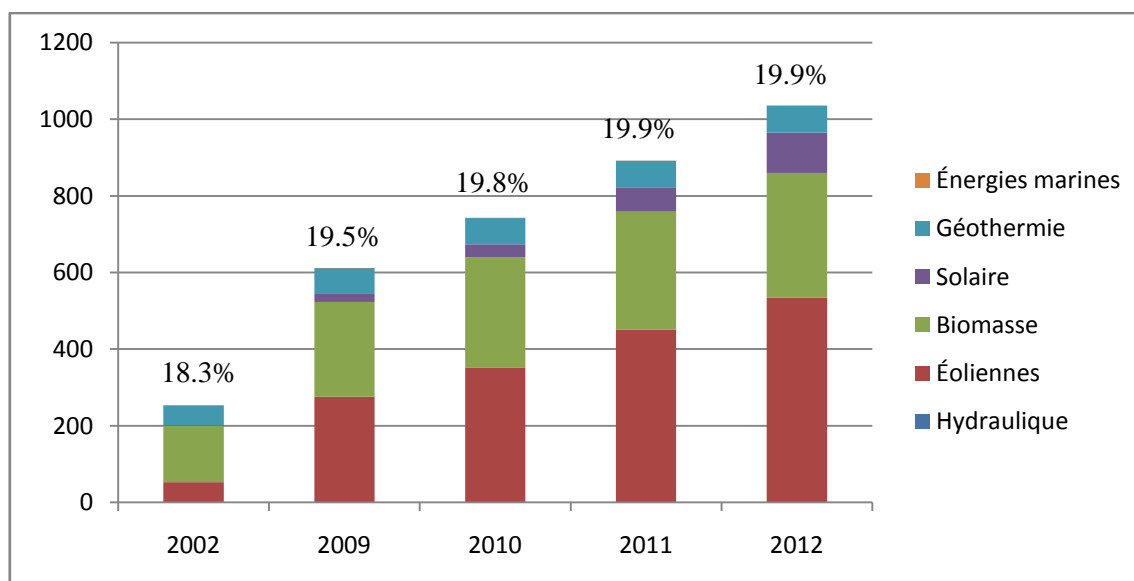


Figure (II.1): La production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables en TWh [EVO-2017].

II.5. Les avantages des énergies renouvelables

a) Sur le plan environnemental :

Les énergies renouvelables :

- Contribuent à la réduction des émissions des gaz à effet de serre;
- Réduisent la pollution de l'air, de l'eau, du sol et de la biosphère (pas d'émission de gaz de combustion, CO₂, SO₂, NO_x,...);
- Ne nécessitent pas d'extraction ni de transport de combustibles et limitent ainsi les risques d'accident (marées noires, explosions ...);
- Ne génèrent pas de déchets dangereux;
- Préservent les stocks de ressources naturelles et énergétiques.

b) Sur le plan social :

Les installations utilisant les énergies renouvelables induisent généralement la création d'emplois durables et difficilement dé-localisables. Leur caractère diffus et décentralisé permet par ailleurs aux populations locales de maîtriser la production d'énergie nécessaire à leurs besoins, tout en permettant une réorientation de l'activité économique. Ainsi par exemple, la production de biomasse-énergie constitue une possibilité de diversification assurant par là des revenus complémentaires pour les secteurs agricole et sylvicole. Dans le domaine du bois énergie, par exemple, l'association Valbiom a montré que les filières bois peuvent générer de 10 à 28 fois plus d'emplois directs qu'une filière fuel, en fonction de leur degré de mécanisation [SCH-2005].

c) Sur le plan économique

Les énergies renouvelables permettent de mieux stabiliser les prix de l'énergie, en rendant le marché de l'énergie nettement moins sensible aux fluctuations des combustibles fossiles, et diminuent la dépendance énergétique. Par ailleurs, elles contribuent à l'activité économique locale via les entreprises actives dans le secteur (fabricants, installateurs, équipementiers, ou encore entreprises chargées de l'exploitation, l'entretien ou la maintenance des installations). Dans les conditions actuelles, le prix de revient des énergies renouvelables peut cependant être plus élevé que celui des énergies fossiles.

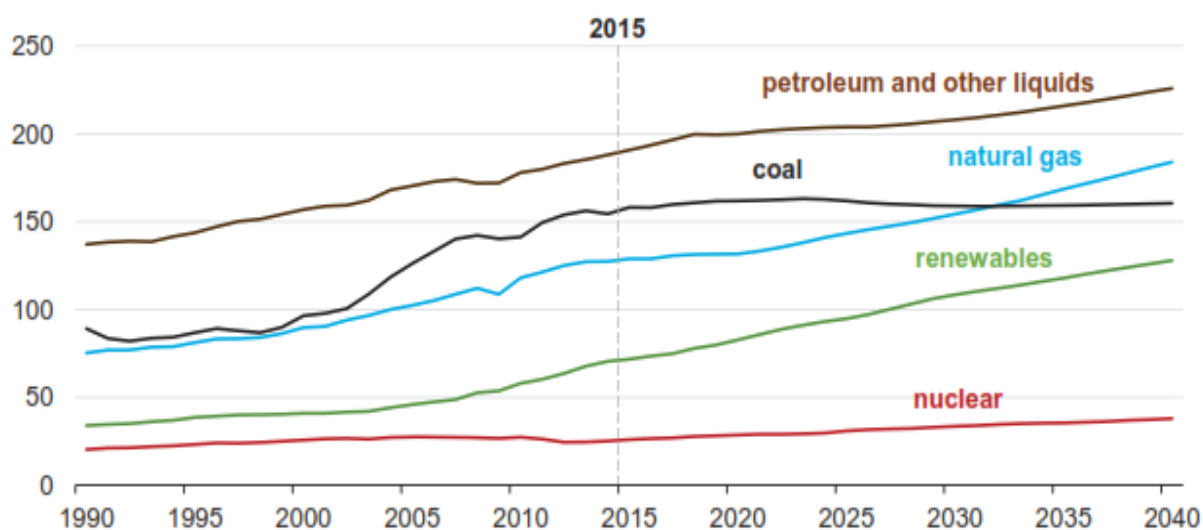
Ainsi, les mécanismes de soutien financier aux énergies renouvelables sont un juste rééquilibrage économique dans un marché libéralisé qui n'intègre ni les externalités de la production énergétique classique, c'est-à-dire le coût des effets sur l'environnement et la santé (gaz à effet de serre, marées noires, déchets dangereux), ni les aides indirectes accordées au secteur de l'énergie (recherche et développement, infrastructures, remise en état de sites), ni les bénéfices pour la société liés au développement des énergies renouvelables (indépendance énergétique, renforcement économique local, emplois).

II.6. Production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables

L'inconvénient majeur des sources traditionnelles c'est son éloignement par rapport au lieu de consommation comme les usines et les distributeurs, cet éloignement qui influe directement sur les coûts. Par contre, le lieu de l'extraction de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. C'est cette propriété très importante qui donne un autre avantage de l'utilisation de l'énergie renouvelable pour la production d'énergie électrique [BEN-2014], [MIR-2005].

Durant 2013, l'utilisation des énergies renouvelables continue de progresser sensiblement dans l'ensemble des secteurs de la consommation: l'électricité, le chauffage, le refroidissement et le transport [NGU-2014]. La figure (II.2) montre les prévisions d'évolution de l'utilisation des énergies renouvelables de 1990 à 2040.

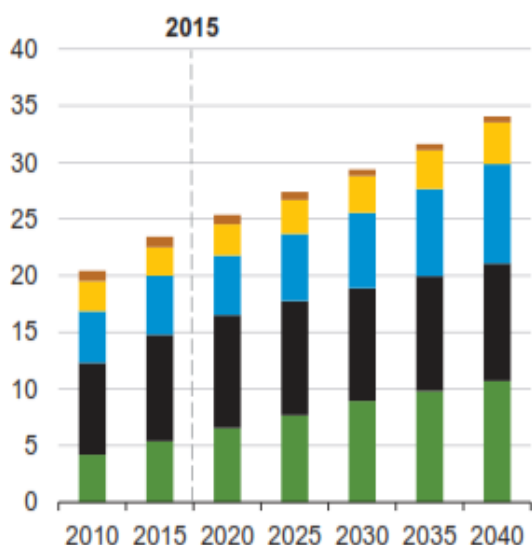
Consommation d'énergie mondiale par source d'énergie quadrillion Btu



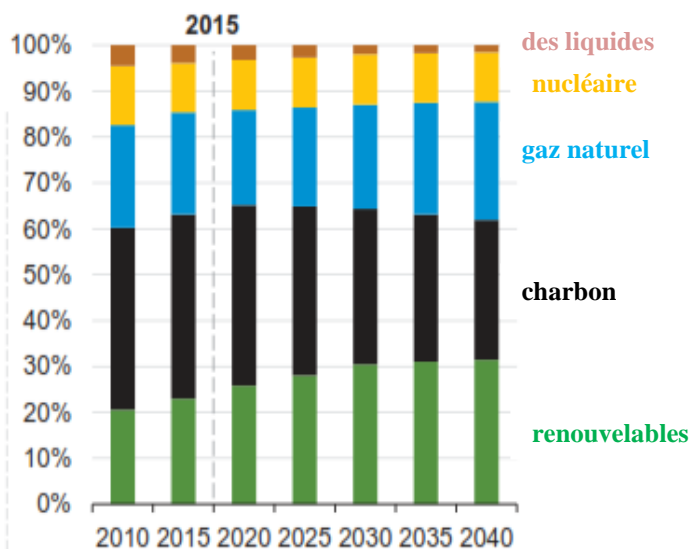
Figure(II.2): Perspectives de la demande énergétique par source (1990-2040) [EIA-2017]

Les sources d'énergies renouvelables sont les plus dynamiques pour la production d'électricité, avec des augmentations annuelles en moyenne, de 2.8% par année de 2010 à 2040 figure (II.3). Les énergies renouvelables, qui représentent 4% du marché de la production en 2010, doivent voir leur part du marché croître à 9% en 2040, avec une grande partie de cette croissance provenant de l'énergie éolienne.

Production nette mondiale d'électricité par carburant trillion de kilowattheures



Part du pourcentage net de production d'électricité



Figure(II.3): Production mondiale d'électricité (2010-2040) [EIA-2017].

II.7. Les différents types d'énergies renouvelables

I.7.1. L'énergie hydraulique

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, couplées à des générateurs électriques figure (II.4).

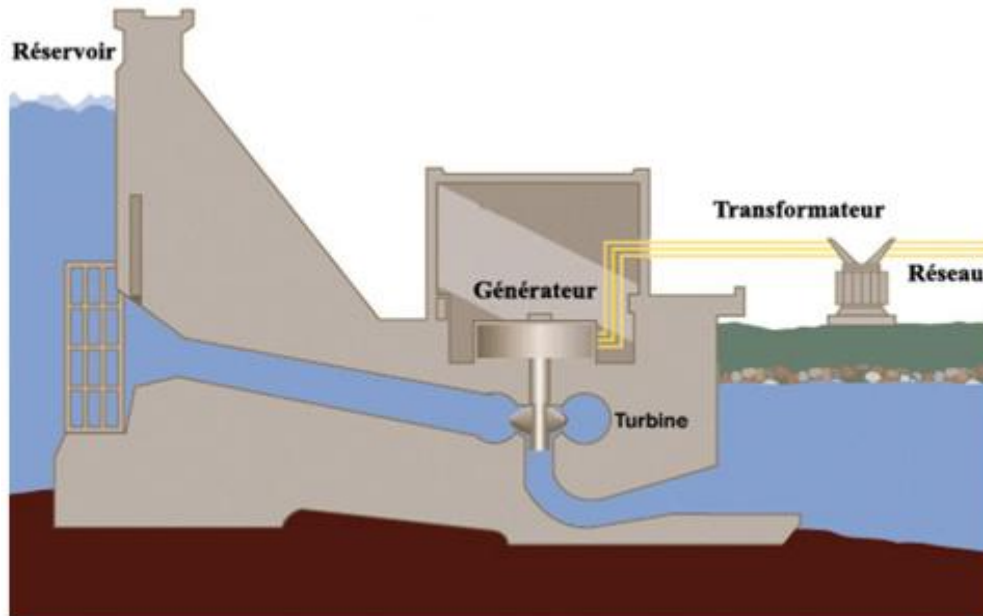


Figure (II.4): Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [HYD-2010]

La puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Il y a trois types principaux de centrales hydroélectriques [KAN-2014]:

- **Les centrales dites gravitaires** pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement issus du cours d'eau par gravitation,
- **Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (S.T.E.P.)** aussi connues sous l'appellation centrales hydrauliques à réserve pompée ou centrale de pompage turbinage, qui permettent de pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Elles sont souvent utilisées comme une forme de stockage : pompage durant le creux de la demande à partir d'électricité produite par des équipements de base (nucléaire) et production d'électricité par turbinage durant la pointe, en substitution ou en complément à celle, plus coûteuse, des équipements de pointe,
- **Les usines marémotrices** au sens large qui utilisent l'énergie du mouvement des mers, qu'il s'agisse du flux alterné des marées (marémotrice au sens strict), des courants marins permanents (dites aussi hydroliennes) ou du mouvement des vagues.

Les centrales gravitaires et celles de transfert d'énergie par pompage peuvent aussi être classées en trois types selon la hauteur de la chute de l'eau :

- **Chute haute** (> 200 m),
- **Chute moyenne** (entre 50 et 200 m),
- **Chute basse** (< 50 m).

Malgré des coûts de réalisation généralement élevés, les coûts de maintenance sont raisonnables, les installations sont prévues pour fonctionner longtemps et l'énergie de l'eau est gratuite et renouvelable si elle est bien gérée. Donc le bilan est plutôt positif, et les centrales hydrauliques sont parmi les systèmes de production d'électricité les plus rentables.

Les impacts environnementaux varient avec le type et la taille de la structure mise en place : ils sont faibles s'il s'agit des barrages de taille modérée, des courants marins, des vagues, mais ils peuvent devenir importants s'il s'agit de créer des grands barrages. Dans ce dernier cas, la critique est généralement sur la disparition de terres agricoles et de villages, ainsi que la perturbation du déplacement de la faune (pas seulement aquatique) et globalement de l'écosystème environnant.

II.7. 2. L'énergie solaire

Les ressources de l'énergie solaire sur la terre sont énormes, non polluant, et pratiquement inépuisable. De plus, l'énergie solaire est le mécanisme d'entraînement derrière d'autres sources d'énergie renouvelables telles que le vent, l'hydroélectricité, la biomasse...etc [FRA-2008]. Il s'agit de l'énergie renouvelable par excellence surtout pour les pays qui bénéficient d'un ensoleillement presque continu comme l'Algérie.

a) L'énergie solaire thermique: Couramment appelée en anglais CSP (Concentrating Solar Power Plant). Cette technologie consiste à utiliser des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire direct sur un point focal afin d'obtenir de très haute température (de 200 °C à 1000 °C). Cette température chauffe un médium pour produire de la vapeur qui est utilisé pour entrainer une turbine couplée à un alternateur et produire de l'électricité [BAG-2014]. Le schéma de principe de la centrale thermo-solaire Noor1 à Ouarzazate au sud du Maroc inaugurée le 04 février 2016 d'une capacité de 160 MW voir figure (II.5).

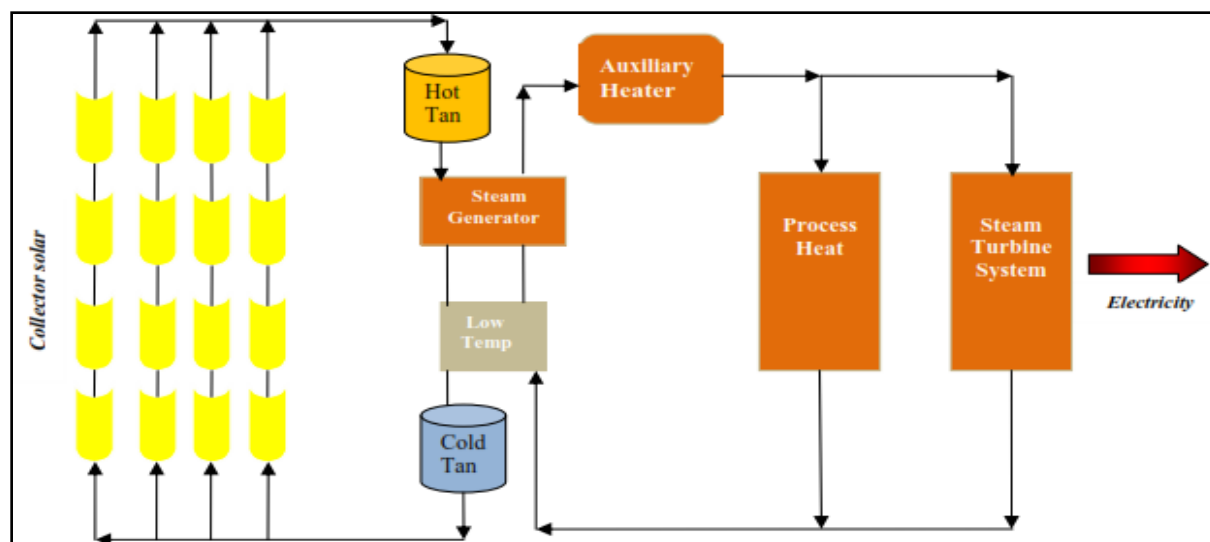


Figure (II.5): Le schéma de principe de la centrale thermo-solaire Noor1 au Maroc.

b) L'énergie solaire photovoltaïque : Le principe de l'obtention du courant par les cellules photovoltaïques s'appelle l'effet photoélectrique [LU-2010]. Quand la lumière atteint la cellule, cela crée un champ électrique à travers les couches, créant ainsi un flux électrique.

Plus la lumière est intense, plus le flux électrique est important. Une cellule photovoltaïque est constituée d'une ou deux couches de matériau semi-conducteur, le plus souvent le silicium. Elle est soit tranchée à partir de lingots, soit sous forme de rubans de silicium, soit en couches minces déposées sur un support à bas coût. Sa performance se mesure en termes de rendement de transformation de la lumière du soleil en électricité. Dans le commerce, les cellules solaires les plus répandues ont un rendement de 13-15% [MES-2004]. Ce qui signifie qu'environ un sixième de la lumière du soleil frappant une cellule produit de l'électricité.

Donc, améliorer le rendement tout en poursuivant la réduction des coûts de production est un objectif important pour l'industrie photovoltaïque [MES-2004].

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en trois types: autonomes, hybrides et reliés au réseau.

- **Systèmes autonomes:** c'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique, dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie.

Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau [MAO-2005].

- **Systèmes hybrides:** Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendantes des réseaux de distribution d'électricité.

En pratique, le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie voir figure (II.6) [PAN-2004].

Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée [OUL-2008].

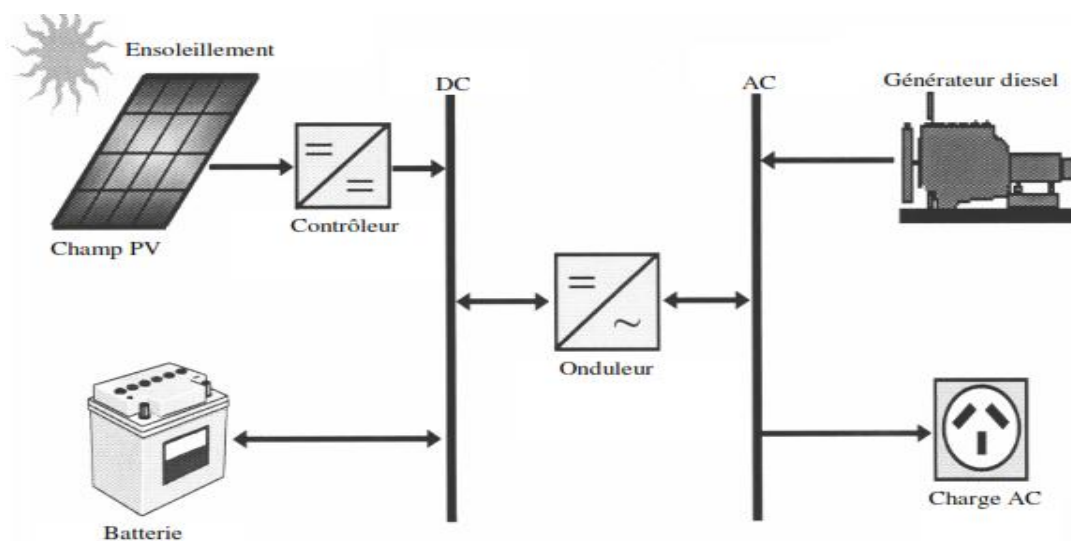


Figure (II.6): Exemple d'un système hybride (photovoltaïque et générateur diesel).

- **Systèmes connectés aux réseaux électriques:** Les systèmes photovoltaïques sont couplés au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur continu-alternatif (DC-AC). L'intégration des systèmes photovoltaïque aux réseaux électriques est très compliquée car il est nécessaire de synchroniser les fréquences, les amplitudes et les phases du système avec celle du réseau électrique. Ces systèmes sont utilisés soit pour l'alimentation résidentielle ou bien une centrale photovoltaïque de grande puissance.
- **Les systèmes photovoltaïques résidentiels:** Ce sont des systèmes attachés à un consommateur d'électricité qu'il soit maisons (individuelles ou collectifs) ou professionnel (bureaux, commerces, industrie, agriculture). Les systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux injectent soit la totalité de la puissance produite aux réseaux électriques soit le surplus de la puissance produite.
- **Centrales photovoltaïques de grande puissance:** Dans les systèmes électriques actuels, la majorité de l'énergie photovoltaïque est injectée à partir de centrales de

grande puissance sur le réseau HT et une exploitation centralisée permet d'optimiser la gestion de la production.

La plus grande et la plus puissante centrale solaire du monde vient d'être connectée au réseau électrique en Californie (Etats-Unis). Cette centrale solaire a désormais une puissance de 550 MW [CAL-2016].

Cette centrale solaire est capable de délivrer 550 megawatts (MW) de puissance, c'est l'équivalent d'un sixième d'un réacteur nucléaire [CAL-2016]. Elle fournit suffisamment d'électricité pour alimenter quelque 160 000 foyers.

Cette prouesse technologique occupe tout de même une surface de 25 kilomètres carrés - un quart de la taille de Paris - et se compose de neuf millions de panneaux solaires surélevés de seulement 1,7 mètre, ce qui limite l'atteinte au paysage voir figure (II.7).



Figure (II.7): La plus grande centrale PV au monde (USA) [CAL-2016].

La liste suivante présente les plus importantes centrales photovoltaïques au monde. Sur les dix plus puissantes, six se trouvent dans les déserts du Sud-Ouest des États-Unis. Fin 2014 [LES-2015].

Tableau (II.1): Les 20 plus grandes centrales PV au monde en 2016 [WIK-2016]

N°	MWc	PAYS	LOCALISATION	ANNEE
1	579	Etats-Unis	Solar Star, Californie	2015
2	550	Etats-Unis	Topaz Solar Farm, comté de San Luis Obispo, Californie	2014
3	550	Etats-Unis	Desert Sunlight (en), Californie	2015
4	320	Chine	Longyangxia Solar-hydro, province de Qinghai	2013
5	317	Chine	Parc solaire de Golmud	2014
6	300	France	Centrale solaire de Cestas	2015
7	290	Etats-Unis	Agua Caliente (en), Arizona	2014
8	274	Inde	Charanka (en), district de Patan, dans le complexe solaire de Gujarat	2014
9	250	Etats-Unis	California Valley (en), Californie	2013
10	206	Etats-Unis	Mount Signal, Imperial Valley, Californie	2014
11	200	Chine	Gonghe industrial park, Xian de Gonghe, province de Qinghai	2013
12	200	Etats-Unis	Imperial Valley, Imperial Valley, Californie	2013
13	170	Etats-Unis	Centinela, El Centro, Comté d'Imperial, Californie	2013
14	168	Allemagne	Senftenberg/Schipkau (Meuro), Brandebourg	2011
15	150	Etats-Unis	Copper Mountain (en), Nevada	2013
16	150	Etats-Unis	Mesquite, Arlington, Comté de Maricopa, Arizona	2013
17	145	Allemagne	Neuhardenberg, Brandebourg	2012
18	143	Etats-Unis	Projet solaire Catalina, comté de Kern, Californie	2013
19	128	Allemagne	Templin/Groß Dölln 4, Templin, Brandebourg	2013
20	115	France	Centrale photovoltaïque de Toul-Rosières, Meurthe-et-Moselle	2012















- **Capacité photovoltaïque mondiale connectée au réseau:**

En 2014, la production mondiale d'électricité solaire photovoltaïque atteignait 189,7 TWh, soit 0,8 % de la production totale d'électricité [**WOR-2016**]. selon [BPS-2016] la production solaire mondiale 2015 (solaire thermodynamique inclus) est estimé à 253 TW voir figure (II.8)..

En 2012, la production mondiale d'électricité solaire atteignait 104,5 TWh, dont 100,4 TWh de photovoltaïque et 4,1 TWh de solaire thermodynamique. Sa contribution à la production d'électricité mondiale était de 0,5 % et sa part dans la production électricité renouvelable de 2,2 %. L'essentiel de la production provient de l'Europe de l'Ouest : 65,3 % ; les deux autres grandes régions de production sont l'Amérique du Nord (14,6 %) et l'Asie de l'Est et du Sud-Est (13,4 %) ; l'Europe Centrale commence à percer (3,3 %) comme indiqué dans le tableau (II.2). La croissance de la filière solaire a été de 70 % en 2012 (84 % en 2011), et de 50,6 % par an en moyenne depuis 2002. Les cinq premiers pays producteurs totalisent 77,4 % de la production ; avec les cinq suivants, ce taux atteint 91,4 %. Dans les régions développées, se fait par connexion des centrales au réseau électrique ; dans les régions en développement elle répond d'avantage à des besoins décentralisés : électrification rurale, télécommunications, pompes d'irrigation, etc ; mais l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient ont annoncé des projets de grande ampleur : 25 GW en Arabie saoudite, 7 GW en Algérie ; le Maroc et l'Iran ont également annoncé des projets importants dans le solaire thermodynamique [**PRO-2014**].

À la fin de 2015, la puissance installée mondiale en photovoltaïque dépassait 227 GWc. La puissance installée dans l'année est estimée à 50 GWc, en progression de 25 % par rapport aux 40 GWc installés en 2014 ; la Chine à elle seule a installé 15,2 GWc et le Japon 11 GWc

Tableau (II.2): Production d'électricité solaire photovoltaïque (TWh) [WOR-2016]

Pays	2010	2011	2012	2013	2014	% 2014	2015p*
 Chine	0,7	2,6	6,4	15,5	29,2	15,4 %	39,2
 Allemagne	11,7	19,6	26,4	31,0	36,1	19,0 %	38,4
 États-Unis	3,1	5,3	9,2	14,9	21,9	11,6 %	35,4
 Japon	3,8	5,2	7,0	14,3	24,5	12,9 %	30,9
 Italie	1,9	10,8	18,9	21,6	22,3	11,8 %	22,8
 Espagne	6,4	7,4	8,2	8,3	8,2	4,3 %	8,3
 Royaume-Uni	0,04	0,2	1,4	2,0	4,0	2,1 %	7,6
 France	0,6	2,1	4,0	4,7	5,9	3,1 %	6,7
 Inde	0,1	0,8	2,1	3,4	4,9	2,6 %	6,6
 Australie	0,4	1,5	2,6	3,8	4,9	2,6 %	6,1
 Grèce	0,2	0,6	1,7	3,6	3,8	2,0 %	3,8
 Corée du Sud	0,8	0,9	1,1	1,6	2,6	1,3 %	3,8
 Belgique	0,6	1,2	2,1	2,6	2,9	1,5 %	2,9
 République tchèque	0,6	2,2	2,1	2,0	2,1	1,1 %	2,3
Reste du monde	2,1	3,5	6,8	10,1	16,4	8,6 %	
Monde	32,4	63,3	98,8	140,4	189,7	100 %	253,0

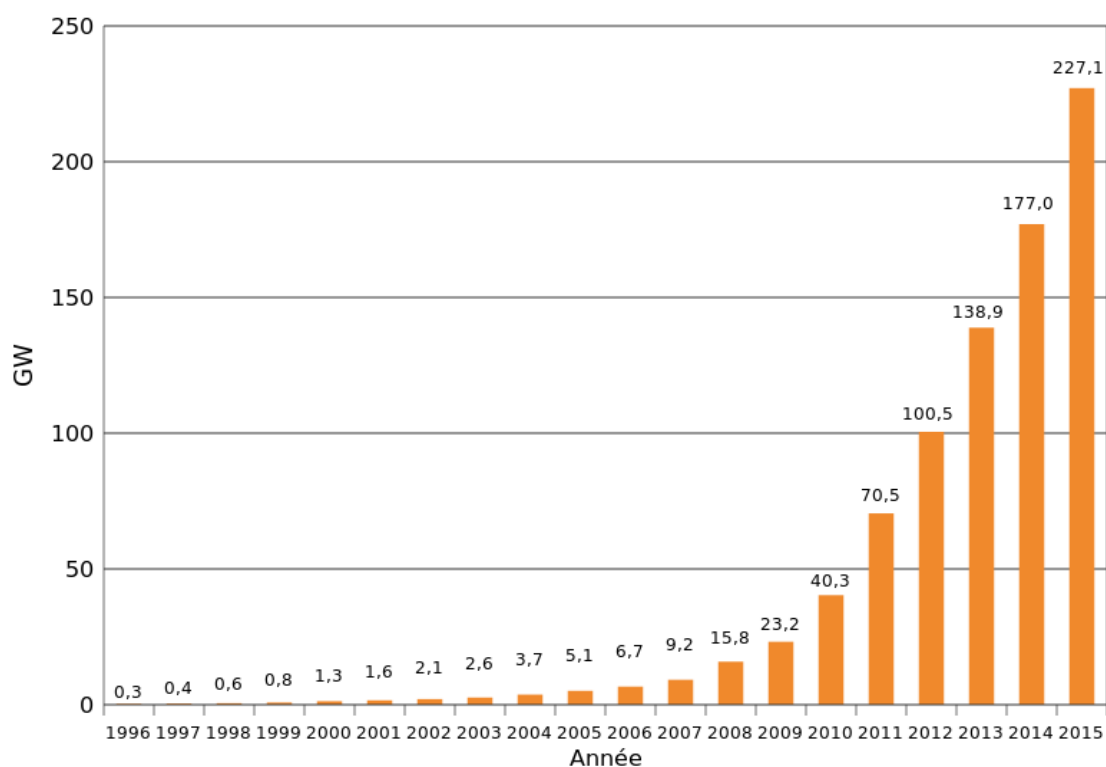


Figure (II.8): Puissance installée mondiale en photovoltaïque.

- **Le système photovoltaïque a beaucoup d'avantages :[ABB-2012]**
 - Il est très sûr et d'une grande fiabilité. L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Au-delà, la puissance d'une cellule reste néanmoins supérieure à 80% de la puissance initiale. Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs par des standards de qualité très élevés au niveau européen.
 - Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés. Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.
 - L'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance. Des modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.
 - L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments (BIPV, Building integrated photovoltaics). Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique. Les législations européennes sur les bâtiments sont en cours de révision afin d'intégrer des impératifs d'énergies renouvelables pour les édifices publics et les logements. Celles-ci permettent d'accélérer le développement des éco-bâtiments et des bâtiments à énergie positive (E+ Bâtiments) et ouvrent la voie vers une meilleure intégration des systèmes photovoltaïques dans le bâti.
 - Le temps de retour énergétique d'un module diminue constamment. Cela signifie que le temps mis par un module photovoltaïque pour générer autant d'énergie qu'il en a fallu pour le produire est assez court. Sur sa durée de vie, un module produit plus d'énergie qu'il n'en faut pour le fabriquer.

c) **L'Energie solaire passive** est une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire qui consiste à utiliser directement la lumière pour le chauffage.

II.7. 3. L'énergie éolienne

Depuis l'antiquité, les moulins à vent convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique, généralement utilisée pour moudre du grain . De nos jours, on trouve encore des éoliennes couplées à des pompes à eau, souvent utilisées pour irriguer des zones sèches, ou abreuver le bétail. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à « Poul La Cour » en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark, 1300 éoliennes).

Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. Cette technologie a été quelque peu délaissée par la suite et il faudra attendre la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes [**BEN-2014**].

a) Définition

L'énergie d'origine éolienne fait partie des énergies renouvelables. Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice voir figure (II.9) [**DJO-2011**]. L'énergie éolienne est une énergie non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [**MAR-2008**]. Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De

plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue deux grands types d'éoliennes :

- ✓ Les éoliennes à axe vertical ;
- ✓ Les éoliennes à axe horizontal.

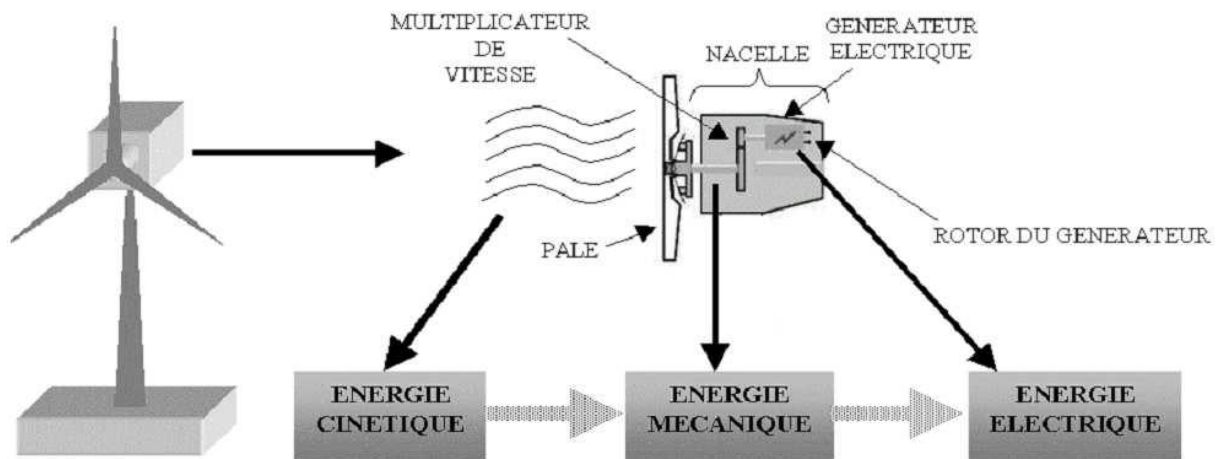


Figure (II.9): Conversion de l'énergie cinétique du vent

b) Production d'énergie électrique

Une des caractéristiques importantes des éoliennes est leur puissance électrique nominale. Ainsi faire référence à une éolienne de 2 MWc (mégawatt) signifie qu'elle est capable de fournir une puissance électrique maximale de $2 \times (10^6 \text{ watts})$. La vitesse de vent minimale pour atteindre cette puissance maximale est de l'ordre de 15 m/s: en dessous de cette vitesse, l'éolienne produit moins d'énergie ; au-dessus, la production n'est pas plus importante et quand la vitesse du vent atteint le seuil de sécurité (souvent aux alentours de 25 à 35 m/s – 90 à 126 km/h), l'éolienne est bridée voire mise à l'arrêt [EOL-2015]. La production réelle d'énergie électrique est donc fonction de la distribution statistique de la vitesse du vent sur le site. En 2009, l'éolien représentait 1,3 % de la production mondiale d'électricité.



Figure (II.10): Coucher de soleil sur le parc éolien de Guazhou, en Chine, qui comprend plus de 200 éoliennes.

Aujourd'hui le taux de pénétration des parcs éoliens devient plus en plus significatif dans les réseaux HTA. Ils se sont repartis dans le réseau électrique et leur intégration majeure va changer la circulation des flux de puissance qui va engendrer des impacts sur [AHM-2010]:

- Les transits de puissance et les courants de court-circuit, ce qui va influencer les réglages des relais de protection ;
- La tension, ce qui va influencer par exemple le fonctionnement des régulateurs en charge;
- La stabilité du réseau et les temps d'élimination critiques des défauts, ce qui va encore une fois influencer les réglages des relais de protection.

Le système éolien est non polluant et constitue un bon complément du système photovoltaïque. Il est bien adapté pour les sites isolés ventés. Cependant, certaines limites sont à prendre en considération :

- La sécurité: le mât doit être robuste et l'éolienne bien fixée pour éviter les accidents. Dans les régions froides, la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes, causer de fortes vibrations et être projetée à grande distance. De même l'obligation, pour le propriétaire ou les personnes chargées de l'entretien, de grimper sur les tours des éoliennes peut engendrer un risque. Il faut également prendre des précautions particulières pour que les enfants n'aient pas accès à l'installation.
- Le coût: il reste encore élevé en comparaison avec celui des panneaux.
- Climat extrême: dans certaines parties du pays, le climat extrême met les systèmes éoliens à rude épreuve et de telles conditions sont susceptibles d'engendrer des problèmes de fonctionnement et de durabilité.
- Voisins: avant de faire l'acquisition d'un système éolien, il faut discuter avec ses voisins de la présence d'une éolienne à proximité de chez eux. Ils risquent d'être préoccupés aussi bien par la taille du système que par le bruit qu'il produit.
- Esthétique: le système éolien risque de gâcher la vue que nos voisins ont du paysage, voire celle que nous en avons-nous-mêmes. Cela est particulièrement grave, si celui-ci est historique.
- Corrosion: l'installation du système dans les régions côtières expose certaines pièces à la corrosion.
- Restrictions dues au zonage et à d'autres obstacles juridiques potentiels: l'administration municipale doit pouvoir fournir les renseignements concernant les restrictions émises, quant au niveau sonore de l'installation et à la hauteur permise des tours, par exemple.

- Faune ailée locale: les systèmes de grande taille doivent être conçus de manière à ce que les oiseaux ne puissent s'y percher ou y construire leurs nids, et pour réduire au minimum les dangers potentiels qu'ils encourent, il faut éviter d'installer le système éolien sur un parcours migratoire ou à un endroit où de nombreux oiseaux font leurs nids ou se nourrissent.
- Interférences électromagnétiques: les systèmes éoliens produisent parfois des interférences électromagnétiques qui compromettent la réception des programmes radiophoniques ou de télévision. Ces problèmes sont habituellement causés par le générateur, l'alternateur ou des pales métalliques. On peut remédier à la situation en installant des pièces blindées, munies de filtres, ou fabriquées en bois, en plastique ou en fibre de verre.
- Connaissances techniques et entretien: le propriétaire doit assurer l'entretien du système éolien de façon régulière pour en augmenter la durée de vie du système et approcher une longévité proche de celle des panneaux.
- Les assurances, les normes de construction et les restrictions aux actes de propriété sont autant de facteurs dont il faut également tenir compte.

c) Puissance installée et production éolienne:

En 2014, la production mondiale d'électricité éolienne a atteint 717,8 TWh, en augmentation de 11,1 % par rapport à 2013 après +21,8 % de 2012 à 2013 ; elle représentait 3,0 % de la production totale d'électricité [**WOR-2016**].

L'énergie éolienne est la deuxième source d'électricité renouvelable après l'hydraulique. L'Europe de l'Ouest est en 2012 la première région productrice avec 36,8 %, devant l'Amérique du Nord (28,6 %) et l'Asie de l'Est et du Sud-Est (23,3 %) ; l'Asie du Sud (5,6 %), l'Europe Centrale (2,1 %) et l'Océanie (1,5 %) ont amorcé leur démarrage depuis quelques années ; l'Amérique centrale (0,7 %), l'Afrique du Nord (0,4 %), l'Afrique Subsaharienne (0,04 %) et le Moyen-Orient (0,04 %) sont encore peu impliqués. La production a été multipliée par dix en une décennie ; les taux moyen de croissance sur dix (10) ans sont particulièrement élevés en Asie de l'Est et du Sud-Est (+57,5 % par an) et en Amérique du Nord (+30,4 %), qui rattrapent rapidement l'Europe de l'Ouest (+18,4 %). En 2012, la filière éolienne a été, après l'hydraulique, la seconde par sa contribution à la croissance de la production d'électricité renouvelable (30 %).

À la fin 2015, le total mondial de la puissance installée éolienne atteignait 432,4 GW (369,7 GW fin 2014), en augmentation de 63,0 GW en un an (+17 % après +16,2 % en 2014 et +12,4 % en 2013). La Chine a installé à elle seule 30,5 GW, soit 48,4 % du total 2015 (45,2 % en 2014), et représente 33,6 % du parc mondial fin 2015 contre 31 % fin 2014 voir figure (II.11).

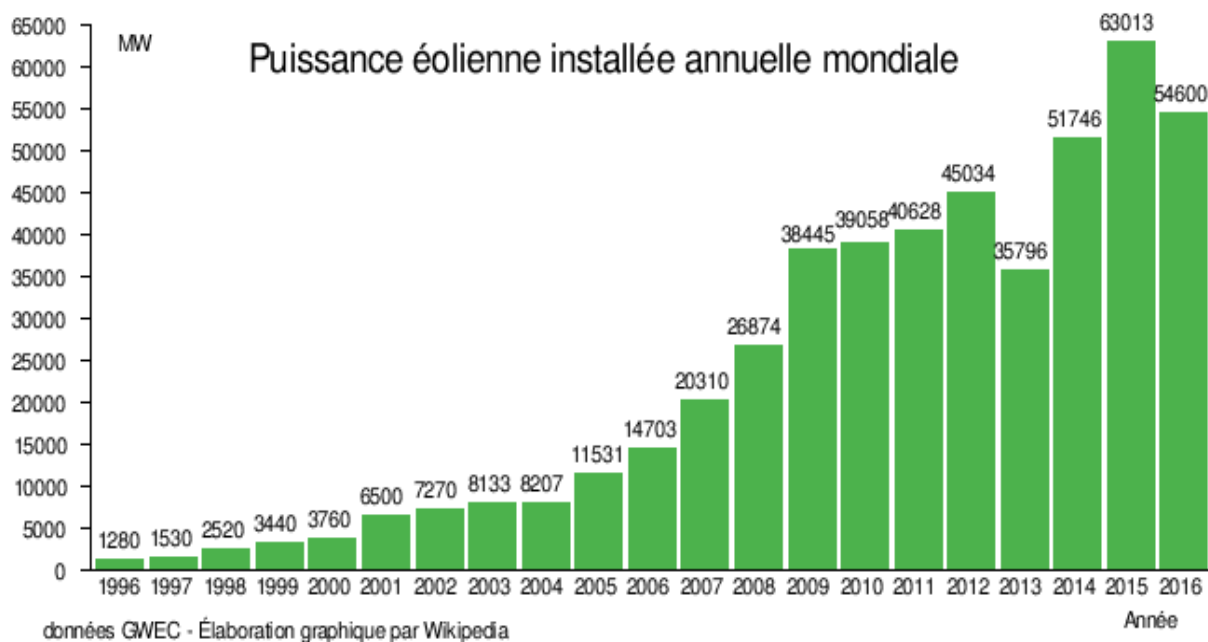


Figure (II.11): Capacité (puissance installée en MW) éolienne cumulée, de 1996 à 2016 dans le monde.

II.7. 4. L'énergie géothermique

a) Définition de la géothermie

La géothermie, du grec γη (Géo = la terre) et θερμος (thermie = la chaleur), est la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre et la technique qui vise à l'exploiter. Par extension, la géothermie désigne aussi l'énergie géothermique issue de l'énergie de la terre qui est convertie en chaleur. 99% de la masse de la Terre se trouve à des températures supérieures à 1000°C et seulement 0,1% à des températures inférieures à 100°C. Les volcans, les geysers (voir la figure ci-dessous) et les sources thermales qui sont les manifestations en surface les plus spectaculaires.

Lorsque l'on s'enfonce d'un kilomètre dans le sol, la température augmente, en moyenne, d'environ 30°C. C'est une source d'énergie renouvelable ayant été largement utilisée par les Romains pour obtenir de l'eau chaude dans les thermes. Elle est surtout intéressante dans les régions volcaniques où la température augmente plus vite lorsqu'on descend.



Figure (II.12): Geysier en Californie

b) Caractéristiques générales et typologie de la géothermie:

La géothermie est une énergie renouvelable qui s'adresse aux deux grandes filières énergétiques :

- production de chaleur;
- production d'électricité.

c) Production de l'électricité par la géothermie:

Pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle, de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure. Le principe d'utilisation de la géothermie pour générer l'électricité est présenté sur la figure (II.13).

Les centrales géothermiques sont semblables aux autres turbines à vapeur centrales thermiques: la chaleur fournie par une source chaude (dans le cas de la géothermie, le cœur de la Terre) est utilisée pour chauffer de l'eau ou un autre fluide. Ce fluide est ensuite utilisé pour actionner une turbine d'un générateur, afin de produire l'électricité. Le fluide est ensuite refroidi et renvoyé à la source chaude.

Le groupe de centrales géothermiques le plus important du monde est situé à The Geysers, un champ géothermique en Californie [CAL-2009]. En 2004, cinq pays (El Salvador, Kenya,

Philippines, Islande et Costa Rica) produisaient plus de 15% de leur électricité grâce à la géothermie [ING-2013].

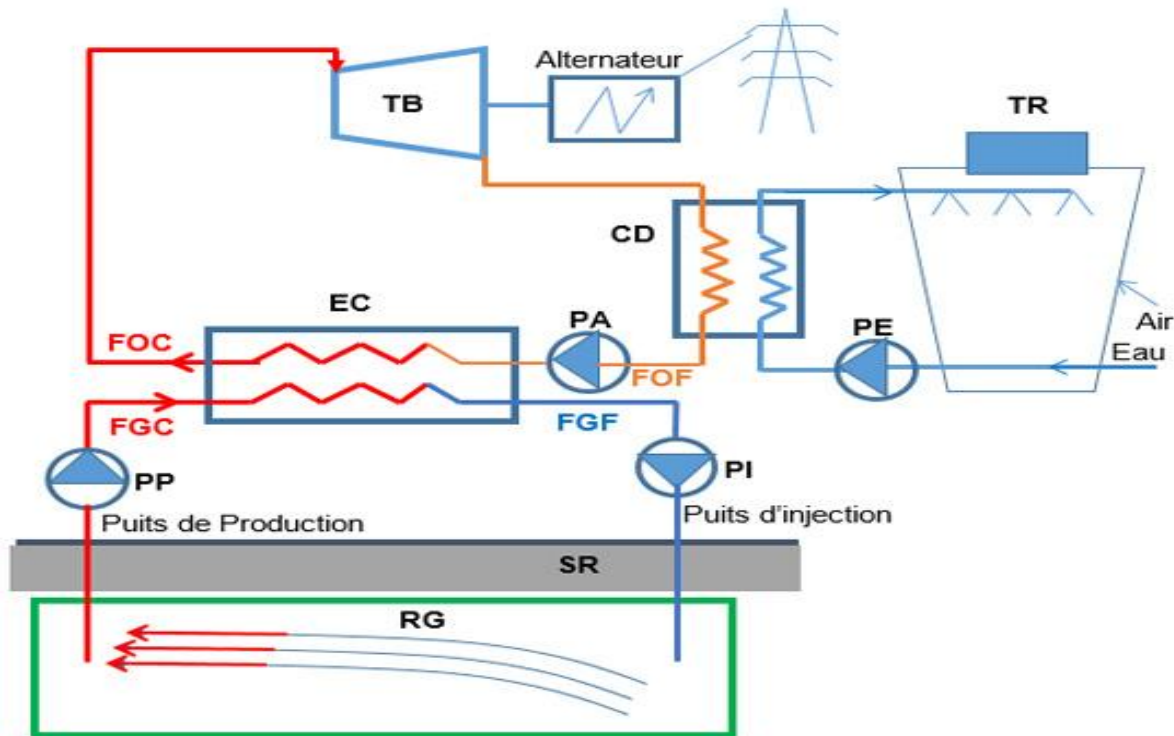


Figure (II.13): Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique [JOE-2015].

Ou:

EC: Echangeur de chaleur, **TB:** Turbine, **CD:** Condenseur, **PE:** Pompe d'eau de refroidissement, **TR:** Tour de refroidissement, **PA:** Pompe d'alimentation, **PP:** Pompe de production, **PI:** Pompe d'injection **RG:** Réservoir géothermique, **FGC:** Fluide géothermique chaud, **FGF:** Fluide géothermique froid, **FOC:** Fluide organique chaud, **FOF:** Fluide organique froid, **SR:** Sous-sol rocheux.

II.7. 5. La biomasse

En toute rigueur, c'est l'ensemble de la matière d'origine vivante. Réunit le bois, la paille, les rafles de maïs, le biogaz et les biocarburants. Le bois énergie représente 14 % de la consommation énergétique mondiale. Issu des déchets de la forêt ou des industries du bois, il est brûlé pour produire de la chaleur voir figure (II.14) [ENE-2016]. Le biogaz est issu de la fermentation des déchets organiques. Sa combustion produit de la chaleur, mais également de l'électricité par cogénération. Les biocarburants proviennent de plantes cultivées (tournesol, betterave, colza...)[CHA-2014].



Figure (II.14): Sources de la biomasse.

a) Les applications de la biomasse

La vapeur d'eau dégagée par la combustion de matières végétales ou animales dans une centrale biomasse met en mouvement une turbine reliée à un alternateur et produit de l'électricité. La biomasse est brûlée dans une chambre de combustion et dégage de la chaleur qui chauffe de l'eau dans une chaudière, qui se transforme en vapeur, envoyé sous pression vers des turbines qui alimentent un alternateur et produisent de l'électricité. Une partie de la vapeur est récupérée pour être utilisée pour le chauffage. C'est ce que l'on appelle la cogénération.

b) Les inconvénients [ENE-2016]

- ❖ Leur rendement énergétique est assez faible;
- ❖ Pour produire de l'énergie biomasse il faut occuper des terres arables et donc baisser la production agricole;
- ❖ Dégage du CO₂;
- ❖ Une surexploitation de la biomasse peut entraîner une déforestation importante et donc un danger pour l'environnement;
- ❖ Provoque la pollution des eaux et des sols;
- ❖ Les coûts et les impacts du transport pour amener le bois là où la ressource manque.

c) Les avantages de l'énergie de la biomasse: [BIO-2017]

- ❖ C'est une matière première qui est renouvelable. Elle peut être produite indéfiniment en l'utilisant raisonnablement et de façon durable;
- ❖ Biodégradable rapidement;
- ❖ Produits issus de la biomasse sont souvent non-toxiques;
- ❖ Elle dégage autant de CO₂ qu'elle n'en absorbe (les plantes absorbent du CO₂ lors de la photosynthèse);
- ❖ La biomasse est l'une des énergies renouvelables les plus rentables;
- ❖ La biomasse est disponible partout;
- ❖ La biomasse peut être transformée en différentes sources d'énergie.

II.8. Les perspectives des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement Algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme des énergies renouvelables dans sa version actualisée, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

II.8. 1. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie: [GOV-2016b]**a) Potentiel Solaire :**

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

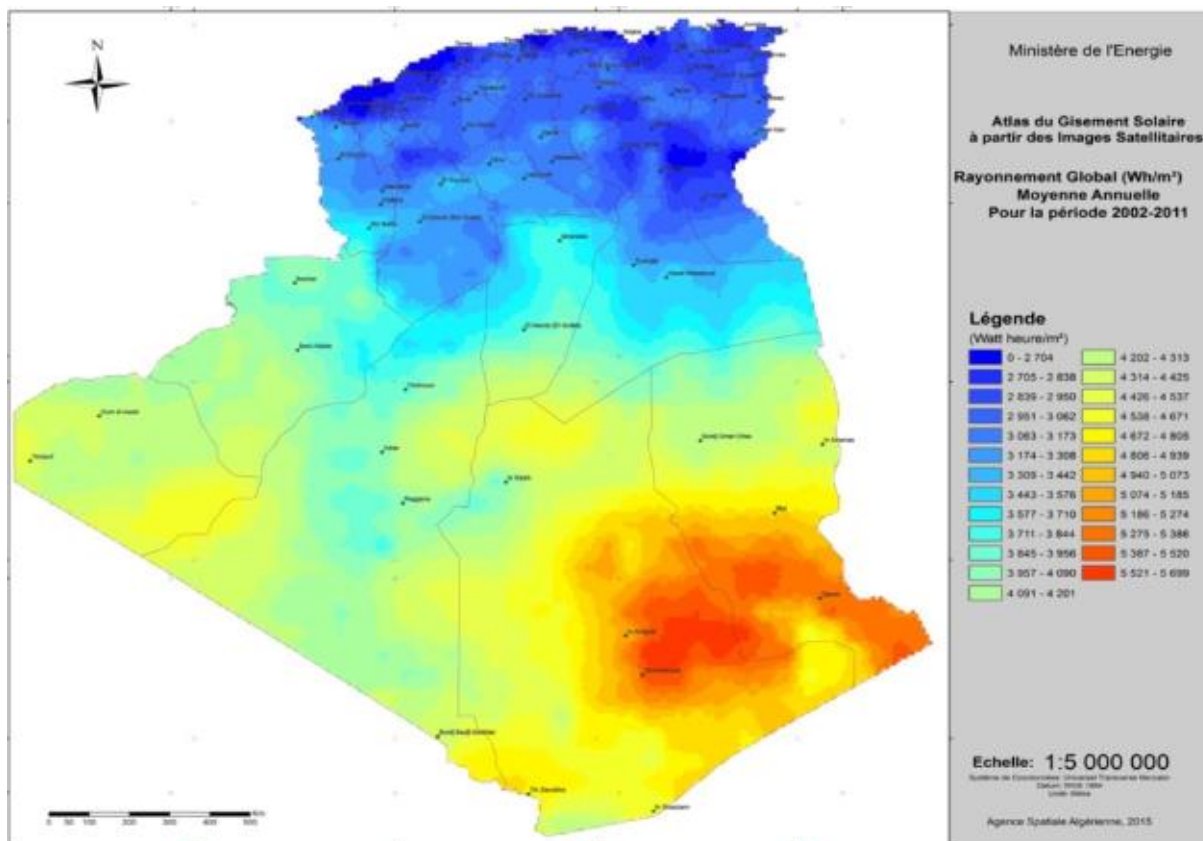


Figure (II.15): Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011).

b) Potentiel éolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 6 m/s et qui dépassent la valeur de 6.5 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, M'sila et Elbayadh (5 à 6 m/s), et le Grand Sud (>6.5m/s) voir figure (II.16).

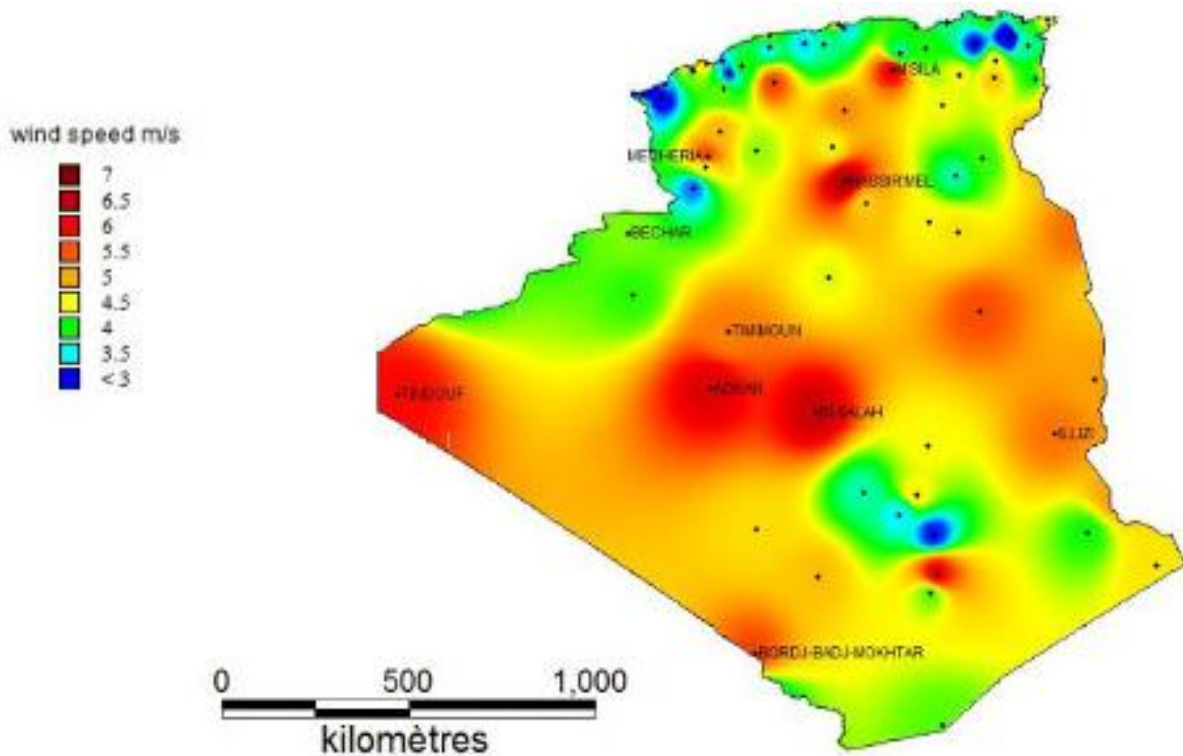


Figure (II.16): Carte du Vent Annuel Moyen à 10m (Période 2004-2014) [DAA.2018].

c) Potentiel de l'énergie géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis d'identifier plus de deux cent (200) sources chaudes qui ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100m

- Zone de Relizane et Mascara;
- Zone de Aïne Boucif et Sidi Aissa;
- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

d) Potentiel hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire Algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays: nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont

environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation.

e) Potentiel de la Biomasse

- **Potentiel de la forêt:[BIO-2017]**

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

- **Potentiel national des déchets ménagers et assimilés [SEM-2014] :**

05 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de TEP/an.

II.9. Programme des énergies renouvelables en Algérie: [SON-2016]

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

D'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

Les projets Energies Renouvelables (EnR) de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes:

- ✓ **Première phase 2015 - 2020 :** Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4000 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 500 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.
- ✓ **Deuxième phase 2021 - 2030 :** 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 et leurs intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable. Le tableau suivant donne les capacités cumulées du programme EnR, par type et phase, sur la période 2015 - 2030:

Tableau(II.3): Les capacités cumulées du programme EnR, par type et phase, sur la période 2015-2030

Puissance installée en [Mw]	1^{ère} phase 2015-2020	2^{ème} phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22000

a) Bilan des réalisations:

❖ **Projets EnR réalisés dans le cadre du Programme d'électrification rurale 1995-1999**

Electrification 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.

❖ **Projets EnR initiés par la fondation Sonatrach – Tassili**

La stratégie de la Fondation Sonatrach Tassili s'inscrit dans le cadre d'actions qui prolongent les efforts déjà engagés par Sonatrach sur l'ensemble du territoire national dans une perspective de développement durable, de protection et de préservations des patrimoines naturels et culturels, ainsi que de l'amélioration des conditions de vie des populations démunies et / ou isolées.

- ✓ Projet d'électrification à l'énergie solaire d'un village de Oued Torset (Tassili);
- ✓ Projet de Motorisation de quatre (04) Puits d'Eau de Parcours (Messtni, Tintourha, Adjrou, Arikine, Issindilene) dans la wilaya de Illizi;
- ✓ Projet de Motorisation de 14 Puits d'Eau de Parcours, d'Électrification d'Ecoles et Salles de Soins par Energie Solaire ;

❖ **Projets et actions de la phase 2011-2016 du Programme national des énergies renouvelables:**

La phase d'expérimentation du programme (2011-2016) a connu la réalisation de plusieurs projets et actions:

- La Centrale électrique hybride (gaz-solaire) de Solar Power Plant (SPP1) à Hassi R'Mel de 150 MW dont 25 MW en solaire thermique (CSP), mise en service en juillet 2011 ;

- La ferme éolienne de 10 MW de la Société Algérienne de Production de l'Electricité dénommée SPE dans la région d'Adrar, mise en service en juin 2014;
- La centrale pilote photovoltaïque de 1,1 MWc à Ghardaïa, mise en service en juin 2014 ;
- La Centrale photovoltaïque 03 MW de Djanet (Illizi), mise en service en février 2015;
- La Centrale photovoltaïque 20 MW de Adrar (Adrar), mise en service en octobre 2015
- La Centrale photovoltaïque 03 MW de Kabertene (Adrar), mise en service en octobre 2015 ;
- La Centrale photovoltaïque 13 MW de Tamanrasset (Tamanrasset), mise en service en novembre 2015 ;
- La Centrale photovoltaïque de 09 MW Tindouf (Tindouf), mise en service en décembre 2015 ;
- La Centrale photovoltaïque de 06 MW Z.Kounta (Adrar), mise en service en janvier 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 09 MW de Timimoune (Adrar), mise en service en février 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 05 MW de Reggane (Adrar), mise en service en janvier 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 05 MW d'In-Salah (Tamanrasset), mise en service en février 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 05 MW d'Aoulef (Adrar), mise en service en mars 2016
- La Centrale photovoltaïque 20 MW d'Ain El-Ibel (Djelfa), mise en service en avril 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 20 MW de Khnag (Laghouat), mise en service en avril 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 15 MW d'Oued El-Kebrit (Souk Ahras), mise en service en avril 2016 ;
- La Centrale photovoltaïque 20 MW de Sedrate Leghzal (Nâama), mise en service en mai 2016 ;

II.10. Conclusion

Le développement des énergies renouvelables jouent un rôle très important non seulement sur l'environnement mais aussi sur l'économie des pays. Pour cela, les pays doivent impérativement prendre des mesures afin de favoriser l'utilisation de ces énergies propres. La production d'électricité à partir de sources renouvelables constitue une réelle opportunité d'investissement dont la viabilité économique.

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un potentiel solaire au sud, éolienne à plusieurs endroits du pays et un potentiel géothermique au nord plus un potentiel biomasse et hydraulique. Pour cela l'Algérie lance un programme de réalisations des centrales électriques à base des énergies renouvelables d'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

La rentabilité d'utilisation des énergies renouvelables dépendent d'une façon directe de la maîtrise de leurs intégrations dans les réseaux électriques. Ce point sera détaillé dans les chapitres qui suivent.

Chapitre III

Réseau intelligent

III.1. Introduction

Avec l'ultimatum croissant de l'énergie électrique, la qualité et la continuité de service ont été la primauté primordiale pour tous les grands secteurs d'utilité de pouvoir à travers le monde. Le réseau intelligent est principalement proposé comme un saut quantique dans l'utilisation des technologies de communication et d'information pour améliorer la fiabilité du réseau électrique, et pour permettre l'intégration de diverses ressources telles que l'énergie renouvelable, et l'amélioration de la réponse à la demande, le stockage et le transport électrique. Ce qui a généré un espace de concurrence entre les fournisseurs, permettant une plus grande utilisation de ressources de puissance intermittentes, établir les capacités d'automatisation et de surveillance à grande échelle nécessaires à la fois pour la transmission sur de grandes distances et la production d'énergie distribuée, adoptant une gestion plus efficace des pannes [PAZ-2011].

La technologie du réseau intelligent confirme la présence d'une bonne politique, une réglementation et un marché efficace, des coûts maîtrisés, en restructurant le scénario énergétique mondial dans une approche très dynamique.

Les préoccupations du réseau intelligent sont la communication sécurisée, la gestion avancée des bases de données et une architecture efficace avec échange éthique de données.

III.2. Définition

Il n'existe pas de définition globale du réseau intelligent [CLA-2011]. La Commission électrotechnique internationale définit "Le réseau intelligent est le concept de la modernisation du réseau électrique [HAD-2015]. L'objectif principal est mis sur une observabilité accrue et contrôlabilité du réseau électrique " [IEC-2010]. Les réseaux intelligents ont également été définis en termes d'une plus large gamme de fonctionnalités et de fonctions sociaux, environnementaux et économiques [DEC-2009]. La définition de la plate-forme technologique européenne des réseaux intelligents est «les réseaux électriques capables d'intégrer intelligemment les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont connectés- les producteurs, les consommateurs et ceux qui font les deux - Afin de fournir efficacement des approvisionnements durables, économiques et sûrs en électricité "[NEM-2014].

Les réseaux intelligents sont une évolution des réseaux électriques conventionnels qui utilisent l'infrastructure pour la production, la distribution de l'énergie d'une manière plus efficace, afin de gérer la relation entre l'offre et la demande d'énergie [ILI-2007], [CAP-2014].

IEEE P2030 définit le réseau intelligent (Smart Grid) comme étant la puissance, les communications, et Technologie de l'information pour une amélioration d'une infrastructure électrique, tout en assurant une continuité d'évolution des applications pour l'utilisation finale.

IEEE P2030 définit également Smart Grid comme «système de systèmes» (SoS), car le réseau intelligent est un système complexe composé de systèmes inter reliés [FAN-2012], [HOS-2013] voir figure (III.1).



Figure (III.1): Le réseau intelligent.

De manière générale, les définitions employées pour désigner la technologie smart grid vont varier en fonction des politiques et des industries, mais elles se rejoignent sur l'utilisation élargie de technologies digitales, moyens de communication et systèmes de contrôle à distance appliqués tant aux réseaux électriques basse tension qu'auprès des sites de consommation avec équipements de comptage intelligent. Selon l'endroit où les compteurs sont implantés (zone rurale, urbaine, accès à l'internet etc.), les opérateurs ont le choix d'utiliser les infrastructures de télécommunication déjà disponibles. Le lien entre infrastructures de communication et le système de comptage intelligent permet le transfert des données de comptage entre le compteur et les acteurs autorisés du marché (les fournisseurs ou prestataires de services énergétiques indépendants) [DEV-2016].

L'objet smart grids est ainsi protéiforme et répond en cela à une logique de recherche de bénéfices ou d'avantages spécifiques [KRA-2011], son fonctionnement soumis aux deux grandes approches, l'approche des composantes techniques ou l'approche des fonctionnalités mobilisées.

La première approche renvoie aux problématiques de conception de la technologie où les technologies d'information et communication TIC sont appliquées à l'activation des réseaux et des consommateurs. Ainsi, d'un point de vue technique, les smart grids sont composés de plusieurs couches qui intègrent chacune diverses technologies et systèmes provenant des champs de la communication, de l'information et de l'énergie. Les équipements avancés de communication constituent la colonne vertébrale des smart grids. C'est à partir de ces équipements que les divers acteurs peuvent être intégrés et que les informations, clé d'une gestion optimisée, peuvent transiter de manière dynamique.

On peut aussi représenter l'architecture des réseaux intelligents par l'ajout de technologies TIC aux infrastructures électriques (Figure III.2). Les opérateurs de réseaux de transport et les producteurs sont depuis longtemps équipés de réseaux de communication locaux (LAN pour Local Area Network) et à grande distance (WAN pour Wide Area Network). Ces réseaux permettent la communication et la collecte de données de production et de transit sur les lignes jusqu'aux réseaux de répartition. L'émergence des smart grids étend la couche communication à l'aval de la chaîne électrique pour inclure la couverture des réseaux de distribution via l'infrastructure avancée de comptage (AMI pour Advanced Metering Infrastructure) et la couverture des sites de détail de consommation à travers le réseau domestique de communication (HAN pour Home Area Network). L'intégration des systèmes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est nécessaire pour l'automatisation des réseaux de distribution. Ces systèmes collectent et reportent les niveaux de voltage et autres données de flux, les niveaux de charge, l'état des équipements etc. Ils permettent aux opérateurs de déclencher certaines fonctionnalités techniques à distance et contribuent largement à la fois à la gestion plus performante des actifs et à un acheminement de qualité de l'énergie.

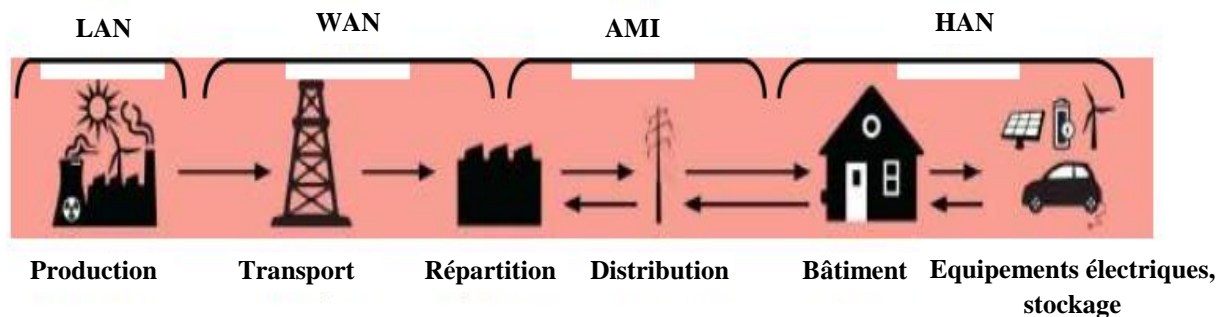


Figure (III.2): Architecture des smart grids

Avec:

LAN: Local Area Network;

WAN: Wide Area Network;

AMI: Advanced Meter Infrastructure;

HAN: Home Area Network Source.

La seconde approche [KRA-2011], permet d'identifier quelles sont les fonctionnalités économiques des smart grids et de déterminer les gains d'efficacité qui peuvent en être attendus.

L'élargissement de la technologie sur l'aval de la chaîne électrique a ainsi la double capacité d'activer les réseaux de distribution dans la gestion en temps réel des flux et l'adaptation des réseaux comme d'activer les consommateurs finals de détail dans leurs modes de consommation avec le développement du comptage intelligent et des programmes de gestion de la demande. En effet, les sites résidentiels et tertiaires représentent des gisements d'efficacités énergétiques importants étant donné leur poids dans l'évolution de la demande et leurs caractéristiques de pointe. Le développement de systèmes de comptage intelligents est un pré requis au développement de programmes de gestion de la demande par systèmes de comptage intelligents, nous entendons l'ensemble des équipements pouvant être installés directement sur le site de consommation.

Il s'agit d'une part des équipements de comptage intelligent. Ceux-ci peuvent être plus ou moins sophistiqués en fonction de la technologie utilisée. Il est courant de distinguer les systèmes de type AMR (Automated Meter Reading) et AMI (Advanced Metering Infrastructure). La différence majeure étant que le premier n'autorise qu'une communication depuis le compteur vers l'opérateur là où le second permet une communication bidirectionnelle [BER-2015].

D'autre part, d'autres équipements complètent le système de comptage intelligent tels que les interfaces permettant l'affichage des données de prix, de consommation, d'émissions de

CO₂ ou encore les systèmes de pilotage pouvant être installés sur certains appareils électriques et qui ont pour utilité de renforcer l'incitation à modifier les comportements de consommation. Cette entière activation de la chaîne électrique devrait à son tour déboucher sur une série de bénéfices répartis entre divers acteurs [MAR-2013].

- Tout d'abord les GRD bénéficient directement d'une gestion active et d'un meilleur contrôle de leurs réseaux. Ils profitent d'un degré de fiabilité et de qualité supérieure ainsi que d'informations plus fines sur les courbes de charge des consommateurs, facilitant ainsi la planification de leurs investissements.
- Les consommateurs tirent bénéfice de l'amélioration de la qualité de fourniture et de la baisse probable des durées et fréquences de coupures. Ils sont en mesure d'adapter leur production (selon la source d'énergie utilisée), leurs capacités de stockage et de rationaliser leurs consommations en fonction des prix de marché. Ce dernier aspect peut à son tour potentiellement induire une baisse des factures.
- L'opérateur-système bénéficie de services d'équilibrages additionnels et potentiellement moins coûteux.
- Les fournisseurs peuvent utiliser les informations de courbes de charge pour améliorer leurs portefeuilles de services énergétiques, leurs achats d'énergie, et éviter des potentielles pénalités d'écarts.
- Les producteurs sont en mesure d'avoir une meilleure connaissance des besoins de la demande qui doit leur permettre d'optimiser les ressources de production.
- Le régulateur tire lui aussi bénéfice d'une meilleure connaissance des profils de charge des consommateurs qui lui permettent de mieux anticiper les futurs besoins en investissements des opérateurs.
- Enfin, de manière générale, la société bénéficie de l'intégration facilitée de sources renouvelables et de la gestion de la demande, qui a un impact positif sur la réduction des émissions de CO₂ et sur le prix de l'énergie.

Figure (III.3) ci-dessous représente le modèle conceptuel NIST (National Institute of Standards and Technology) pour le réseau intelligent. Selon le modèle, le flux bidirectionnel de puissance et de communication prends place entre les différentes productions, transmission, distribution et client. Marchés et opérations sont tous contrôlés via un flux bidirectionnel d'informations sécurisées.

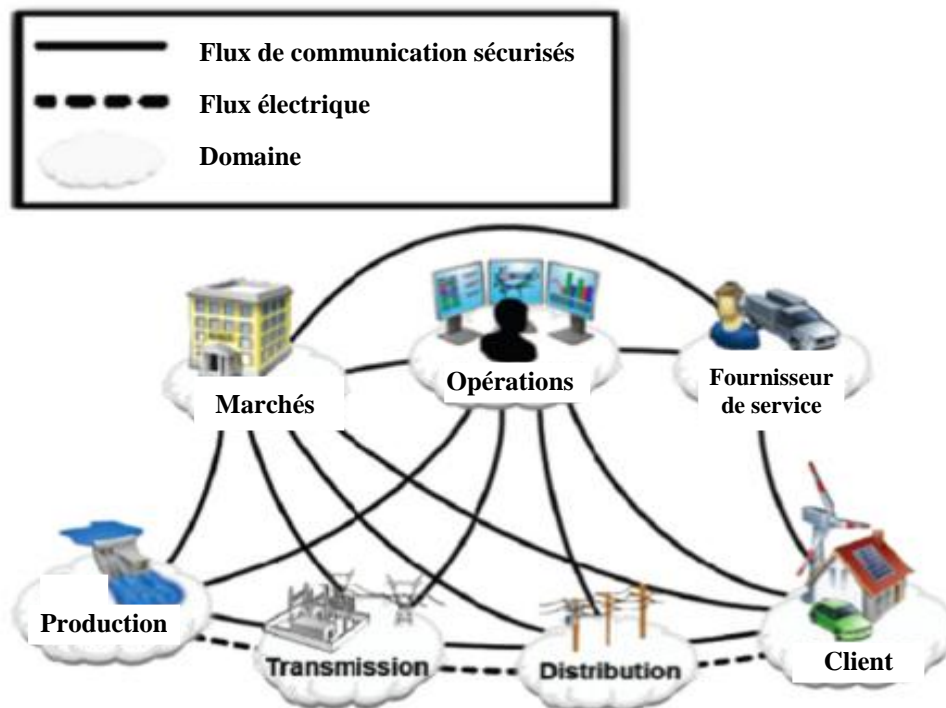


Figure (III.3): Le modèle conceptuel du NIST pour le réseau intelligent [ILI-2007].

III.3. Evolution du système électrique : émergence du concept de Smart Grids

Le secteur électrique est confronté à de nouvelles contraintes: un besoin de renouvellement des infrastructures de réseaux, une volonté d'accroître les moyens de production décentralisée et/ou intermittente et une augmentation de la demande électrique, particulièrement aux périodes de pointe [DRO-2011]. Une des pistes pour pouvoir répondre à ces nouvelles contraintes est de développer un système électrique plus intelligent à travers les technologies de Smart Grids [BOU-2013].

III.3.1. Une demande croissante

La consommation mondiale d'électricité en 2013 est de 21 538 TWh. Elle a été triplée durant les 40 ans voir figure (III.4). Divers scénarios prédisent aussi un manque à venir de pétrole d'ici environ 20 ans d'après l'International Energy Agency [GUE-2014]. Ce manque devra être compensé par l'augmentation de la ressource électrique.

L'apparition de nouvelles technologies, tels que l'arrivée massive des voitures électriques, va stimuler la croissance de la demande, par conséquent le réseau électrique actuel deviendra obsolète. En effet, il est difficile de greffer de nouveaux équipements face à de nouvelles demandes sur un réseau déjà existant et qui n'a pas été adapté pour cet usage. Par exemple le cas de la gestion des énergies renouvelables.

Le problème de ces énergies est leur intermittence de fonctionnement qui dépend des conditions climatiques et météorologiques. Il est donc difficile d'assurer une fourniture stable d'électricité aux consommateurs en se basant uniquement sur des énergies de ce type. De plus, les heures de production ne correspondent pas toujours à des demandes en électricité. L'électricité produite, sans solution de stockage est perdue.

De plus, le réseau électrique actuel est basé sur une infrastructure vieillissante, la perte d'énergie et d'information lors des processus de transmission et distribution n'est pas contrôlable. Les flux d'informations sont pauvres. Enfin, face à l'enjeu mondial du réchauffement climatique, en plus, il faut diminuer les émissions de gaz à effet de serre, optimiser l'intégration des énergies renouvelables, et baisser la consommation énergétique.

Ces mesures ne sont possibles qu'après mise en place d'un réseau intelligent capable de connaître en tout point l'état du système et de le gérer de manière efficace.

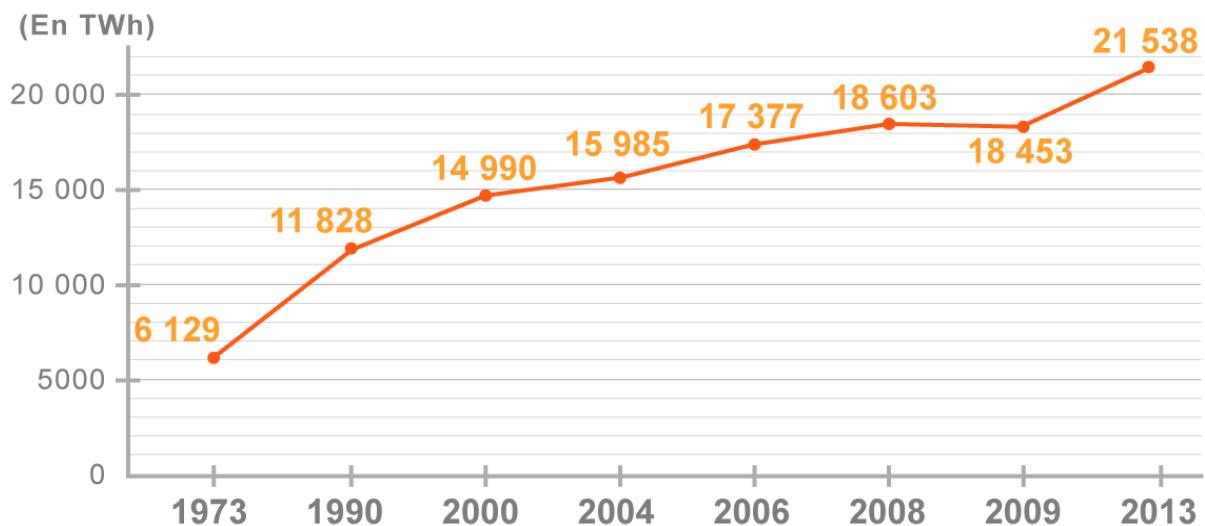


Figure (III.4): Evolution de la consommation mondiale [ECM-2016].

III.3.2. La préoccupation environnementale

Selon les rapports du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat), les changements climatiques sont sans équivoque. Depuis les années 1950, beaucoup des changements observés sont sans précédent sur les dernières décennies à millénaires. Le GIEC annonce également comme très probable le fait que ces changements soient dus à une influence humaine. Le groupe cite notamment : le réchauffement océanique, la diminution des masses des calottes glaciaires, l'augmentation du niveau de la mer, l'augmentation de la concentration des NO_x dans l'atmosphère.

III.3.3. L'intégration des nouvelles sources décentralisées

Les réseaux électriques actuels ont été conçus pour transporter l'énergie de gros producteurs, que sont les centrales productrices, aux consommateurs. L'intégration des nouvelles sources décentralisées amène des modifications structurelles et comportementales sur le réseau. Les sources d'énergie renouvelable, telles que les panneaux photovoltaïques et les éoliennes, produisent de manière stochastique, irrégulière, et peuvent donc amener une instabilité sur le réseau.

III.3.4. Le coût d'énergie

L'épuisement prévisible des ressources en énergies fossiles ainsi que le début des démantèlements des centrales nucléaires va impliquer une augmentation du prix de l'énergie. Pour compenser, de nouvelles sources d'énergie ont été développées, mais celles-ci ont un prix de production plus élevé. Cette hausse de prix sera forcément répercutée sur les factures des consommateurs. Il va donc falloir trouver de nouveaux comportements sur le marché pour réduire cette augmentation de tarif afin que l'énergie puisse encore être accessible au plus grand nombre [BAS-2013].

III.4. Comparaison des réseaux traditionnels et intelligents

Bien que le réseau intelligent soit défini différemment dans le monde, il est clair qu'il existe une grande différence entre ce dernier et le système d'alimentation traditionnel. D'une manière générale, le réseau intelligent est efficace, fiable, interactif et compatible.

Dans le tableau (III.1), leurs différences sont comparées en termes d'efficacité, de fiabilité, de compatibilité, d'interaction et d'ouverture [BHA-2014].

Tableau (III.1) : Comparaison: Réseau intelligent et réseau conventionnel [YUA-2014].

Caractéristiques	Réseau conventionnel	Réseau intelligent
Efficacité	Mauvaise 'intégration des données opérationnelles et de gestion.	<ul style="list-style-type: none"> fonctionnement efficace: Accroître l'acquisition de données et accorder une attention particulière à la prévention des accidents afin de réduire l'impact négatif sur les clients et d'améliorer l'efficacité opérationnelle. Optimisation des actifs: Introduire des

		technologies avancées d'information et de surveillance pour optimiser l'utilisation des ressources et de l'équipement, réduire les coûts d'exploitation et d'entretien.
Fiabilité	La capacité d'auto-rétablissement est pauvre et il ne peut pas bien faire face aux catastrophes naturelles.	<ul style="list-style-type: none"> • auto-rétablissement: L'évaluation continue peut détecter, analyser, réagir et même restaurer les équipements de puissance ou de fonctionnement anormal dans les réseaux locaux. • Sécurité: Résister efficacement aux dommages causés par les attaques externes du système physique ou des systèmes informatiques.
Compatibilité	Il est conçu principalement pour la production d'énergie concentrée et n'est pas adapté à l'énergie distribuée.	Un grand nombre de sources d'énergie renouvelables distribuées peuvent être facilement accessibles au réseau.
Ouverture	Appliquer l'admission stricte aux équipements.	Permettre le libre accès au réseau et l'interaction entre les équipements et le réseau.
Interactivité	Il est unilatéral et les clients doivent accepter quel que soit le service.	Informers les clients et encourager les utilisateurs à participer au marché de l'électricité. Le client n'est plus un utilisateur passif et a le pouvoir de choisir parmi les fournisseurs de services.

Comme ils existent aussi trois catégories de différences principales dans les fonctions du réseau classique et les réseaux intelligents, qui sont: [VON-2011]

1. Flux d'énergie;
2. Flux de données
3. Mix de production

III.4. 1. Flux d'énergie;

La figure (III.5) illustre le flux d'énergie du réseau existant. L'énergie circule dans un sens, des installations de production, par les lignes de transmission de réseau et, finalement, aux consommateurs via les lignes de distribution.

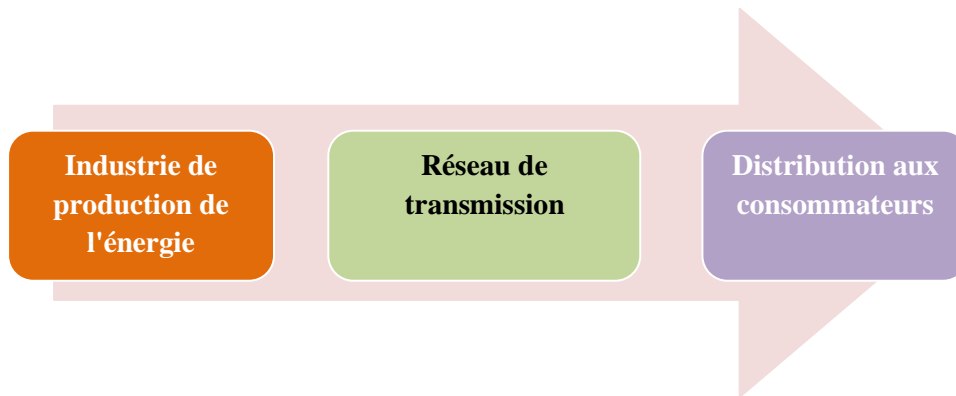


Figure (III. 5): Flux d'énergie du réseau existant.

La figure (III.6) illustre le flux d'énergie du réseau intelligent. Les technologies de réseau intelligent permettent à l'énergie de circuler dans une boucle dans laquelle l'énergie peut être échangée entre les parties prenantes. Les consommateurs ont la possibilité de rejoindre les fournisseurs d'énergie dans un rôle accru en consommateurs / générateurs d'énergie.

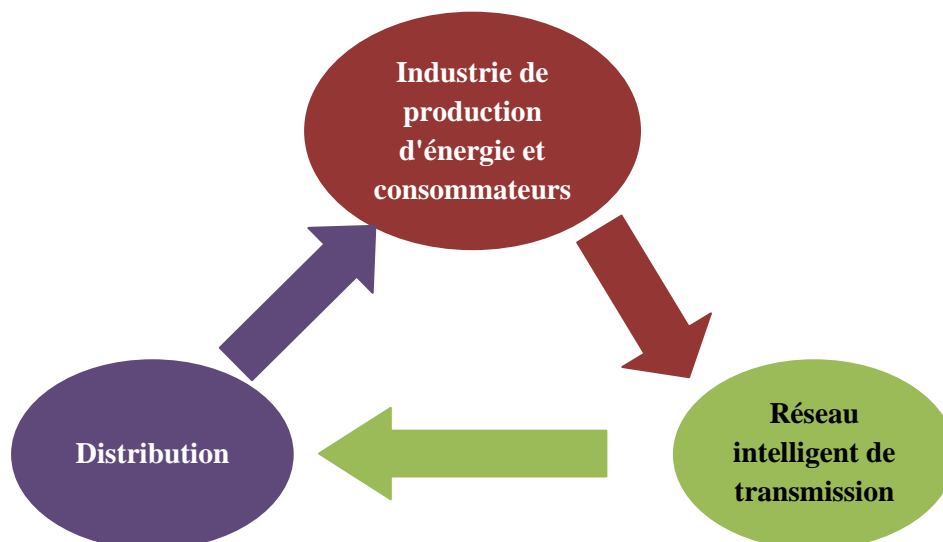


Figure (III. 6): Flux énergétique du réseau intelligent

III.4.2. Flux de données

La figure (III.7) illustre le flux de données du réseau existant. Les données circulent dans une seule direction allant du consommateur au fournisseur, sans rétroaction en temps réel. Les fournisseurs d'énergie rassemblent les informations manuellement ou à distance en lisant des

compteurs de consommation, et les consommateurs reçoivent une facture après l'opération de facturation. Les consommateurs participent passivement au flux de données actuel parce qu'ils n'ont pas la capacité d'identifier des modèles d'utilisation d'énergie spécifiques en temps réel.

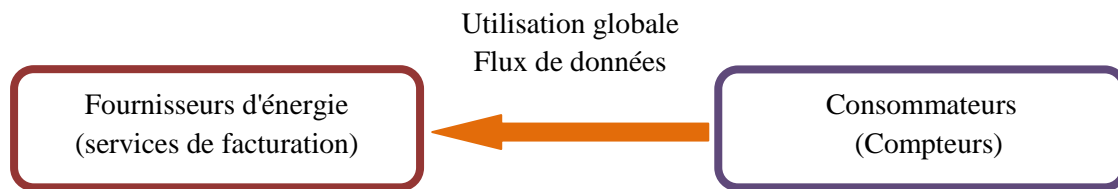


Figure (III. 7): Flux de données de réseau actuel

Le flux de données se déplace dans des directions multiples, et est accessible par les consommateurs ainsi que les entreprises de l'énergie comme information contrôlable comme indiqué dans la figure (III.8). Les mesures effectuées à l'aide de technologies de communications par réseaux intelligents sont synchronisées avec précision, prises plusieurs fois par seconde et affichées numériquement, facilitant ainsi l'action des consommateurs en permettant aux consommateurs de réagir activement en ajustant la consommation. Les technologies de réseau intelligent lu automatiquement les compteurs, enregistrer les habitudes de consommation d'énergie et supporter la télécommande. Les consommateurs disposent d'options pour choisir l'électricité à faible coût, niveau de consommation de quantité d'électricité entre les heures de pointe et les heures creuses. Et réserve l'électricité pour une utilisation d'urgence. Les coûts d'énergie en temps réel, les habitudes de consommation d'énergie, et les suggestions d'utilisation de l'énergie sont toutes accessibles grâce aux technologies de réseaux intelligents.

Le rôle des consommateurs est élargi, les consommateurs ayant le potentiel de devenir consommateurs / producteurs. Les technologies de réseau intelligent facilitent l'intégration des sources intermittentes telles que le vent, l'énergie solaire au réseau électrique, et véhicule électrique, par l'utilisation de ces sources pendant les périodes de pointe et la reconstitution pendant des heures creuses. Les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels ont accès à leurs quantités d'émissions de carbone et à des suggestions de réduction. Les technologies de réseau intelligent ont la capacité de fournir une transparence d'utilisation dans laquelle des données d'utilisation en temps réel sont disponibles pour les consommateurs, consommation / générateurs, fournisseurs d'énergie, et les bénéficiaires de tiers.

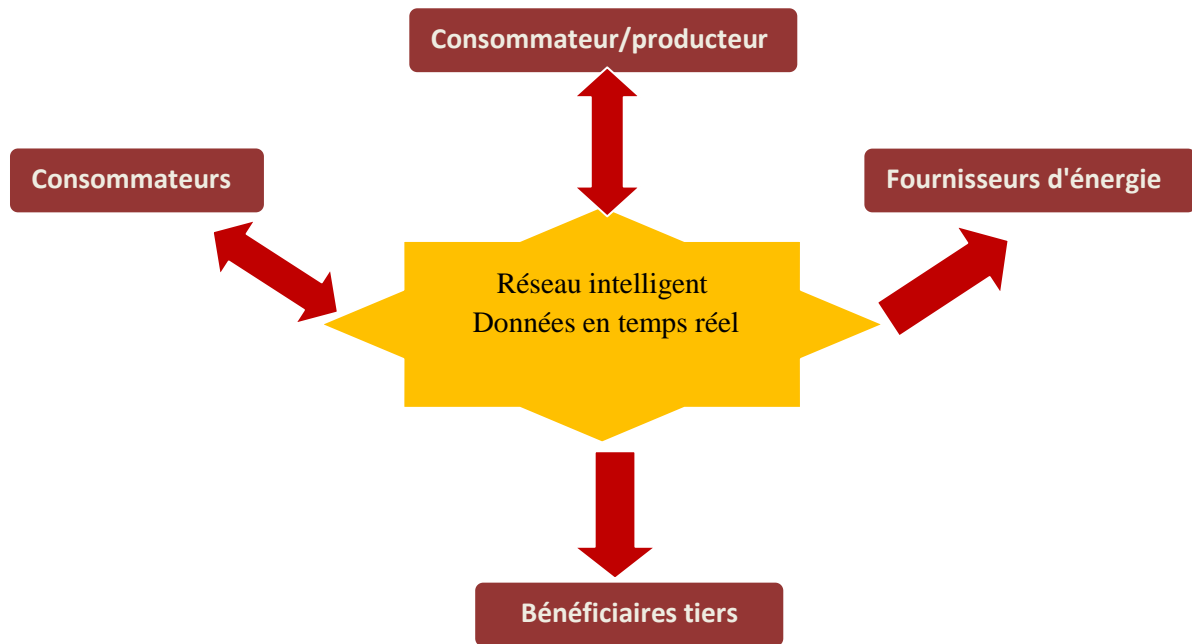


Figure (III. 8): Flux de données du réseau intelligent

III.4.3. Mix de production

La figure (III. 9) illustre à titre d'exemple le mix de production des États-Unis en 2015 [USA-2016]. Les fournisseurs d'énergies telles que les entreprises énergétiques et les grands groupes électrogènes indépendants fournissent l'électricité au réseau, les sources de combustibles restent principalement contrôlés par les grandes entreprises de services publics. Les sources primaires - le charbon, le gaz naturel et le nucléaire - sont des carburants non renouvelables.

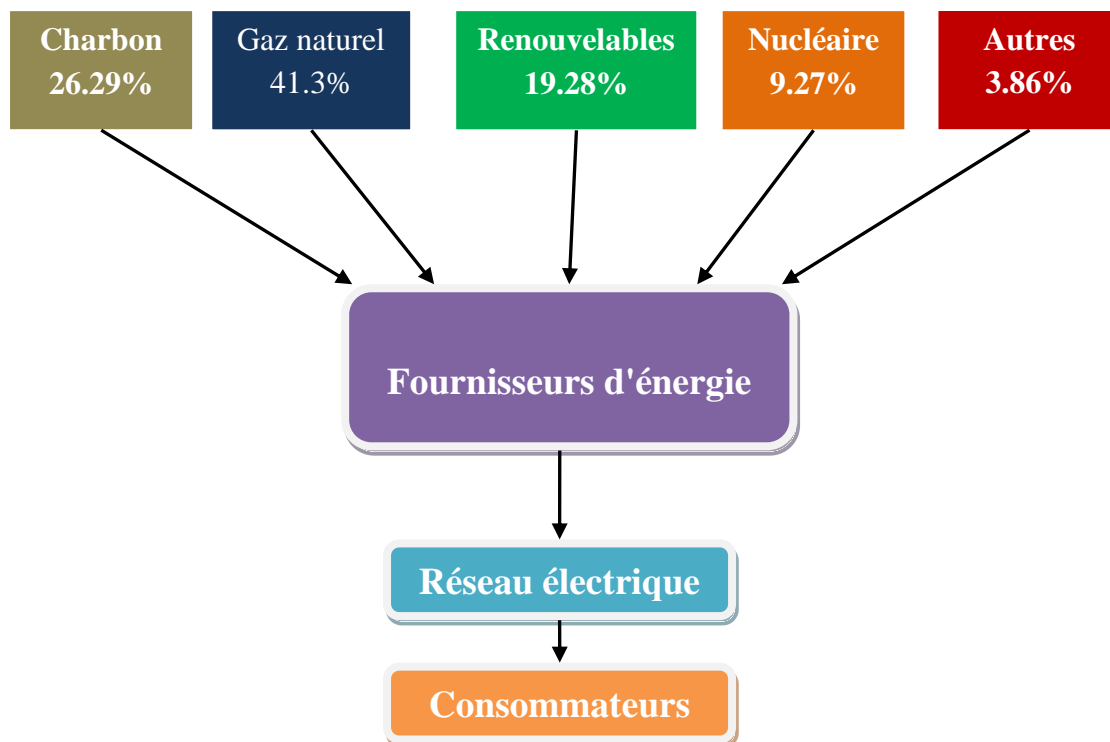


Figure (III. 9): Mix de production électrique des États-Unis en 2015

III.5. Réseau intelligent Visions, feuilles de route et développements

Malgré la vision commune que l'industrie de l'électricité entrerait dans la phase de développement du réseau intelligent, La recherche sur le réseau intelligent est encore en phase d'évolution. Environnement de développement différent et la force motrice, l'entreprise de réseau électrique de différents pays et les organisations de comprendre le concept de réseau intelligent à leur manière. En fait, le concept de réseau intelligent lui-même est en cours de développement, enrichi et éclairé tous les jours.

Les recherches et les approches pratiques, méthodologies sont souvent divergents, en raison de la différence de lieu géographique et l'avancement de la technologie.

Aux Etats-Unis, grâce l'American Recovery and Reinvestment Act (ARRA), le ministère de l'énergie a investi plus de 31 milliards de dollars pour soutenir un large éventail de projets d'énergie propre à l'échelle nationale - d'investir dans le réseau intelligent et de développer le remplacement des véhicules à carburant pour aider les propriétaires et les entreprises à réduire leurs coûts énergétiques, et le déploiement des technologies de stockage et capture de carbone [DOE-2016].

En Asie, la Corée du sud, le Japon et la Chine envisagent des développements des réseaux intelligents, dans leur acceptation large, à l'échelon national. L'Australie, l'Inde et l'Indonésie

semblent plutôt s'orienter vers l'amélioration de l'efficacité des réseaux existants au travers des programmes de taille plus limitée [BEN-2010].

En Europe les initiatives se sont centrées principalement sur l'intégration des sources des EnR dans le mix de production, tout en s'attachant à accroître l'implication des utilisateurs finaux, au travers la gestion de la demande et le déploiement d'infrastructure de comptage communicant. En 2005, une plateforme technologique des "smart grids" a été mise en place sous l'égide de la commission Européenne, regroupant les principaux acteurs (électricien, régulateurs, constructeurs de matériels, fournisseur de solutions informatiques, universitaire...). L'objectif était de faire émerger une vision commune et de mettre en place un agenda stratégique de recherche permettant d'articuler les programmes de recherches européens [BOU-2015].

III.6. Avantages des réseaux intelligents

Selon NIST, les avantages du réseau intelligent sont:

- ✚ Amélioration de la fiabilité et de la qualité de la puissance;
- ✚ Optimisation de l'utilisation des installations et éviter la construction de nouvelles centrales de secours (charge de pointe);
- ✚ Amélioration de la capacité et de l'efficacité des réseaux électriques existants;
- ✚ Améliorer la résistance aux perturbations;
- ✚ Permettre la maintenance prédictive et les réponses auto- rétablissement aux perturbations du système;
- ✚ Faciliter le déploiement élargi des sources d'énergie renouvelables;
- ✚ Adaptation aux sources de production réparties;
- ✚ Automatisation de la maintenance et de l'exploitation;
- ✚ Réduire les émissions de gaz à effet de serre en permettant aux véhicules électriques et aux nouvelles sources d'énergie;
- ✚ Réduire la consommation de carburant en réduisant le besoin de production inefficace pendant les périodes d'utilisation de pointe;
- ✚ Présenter les opportunités d'améliorer la sécurité du réseau;
- ✚ Activation de la transition vers le plug-in de véhicules électriques et de nouvelles options de stockage d'énergie;
- ✚ Augmenter le choix du consommateur;
- ✚ Permettre de nouveaux produits, services et marchés.

III.7. Architecture des réseaux intelligents

La figure (III.10) ci-dessous présente l'architecture du réseau intelligent avec les systèmes associés et les sous-systèmes. L'architecture globale du réseau intelligent pourrait être divisée en trois grands systèmes: Système d'infrastructure intelligente, un système de gestion intelligent et un système de protection intelligent.

III.7.1. Infrastructure des systèmes intelligents

Les systèmes intelligents sont basés sur l'infrastructure de l'énergie, l'information et infrastructure de communication qui supportent le réseau intelligent:

- Production, livraison et consommation d'électricité avancées;
- Comptage, surveillance et management avancées de l'information;
- Technologies de communication avancées.

Le système d'infrastructure intelligente a été divisé en trois sous-systèmes: Sous-système intelligent d'énergie, Système intelligent d'information, et le sous-système intelligent de communication.

III.7.2. Système intelligent de management

Le système intelligent de management est le sous-système de réseau intelligent qui fournit des services avancés de management et de contrôle, ce système a été également scindé en deux sous-systèmes: les objectifs de management, les méthodes et les outils de management.

III.7.3. Système intelligent de protection

Le système intelligent de protection est le sous-système de réseau intelligent qui fournit une analyse avancée de la fiabilité du réseau, protection contre les défaillances et les services de protection de la vie privée.

Le système intelligent de protection a été également scindé en deux sous-systèmes: la fiabilité du système, la protection contre les pannes et la sécurité personnelle.

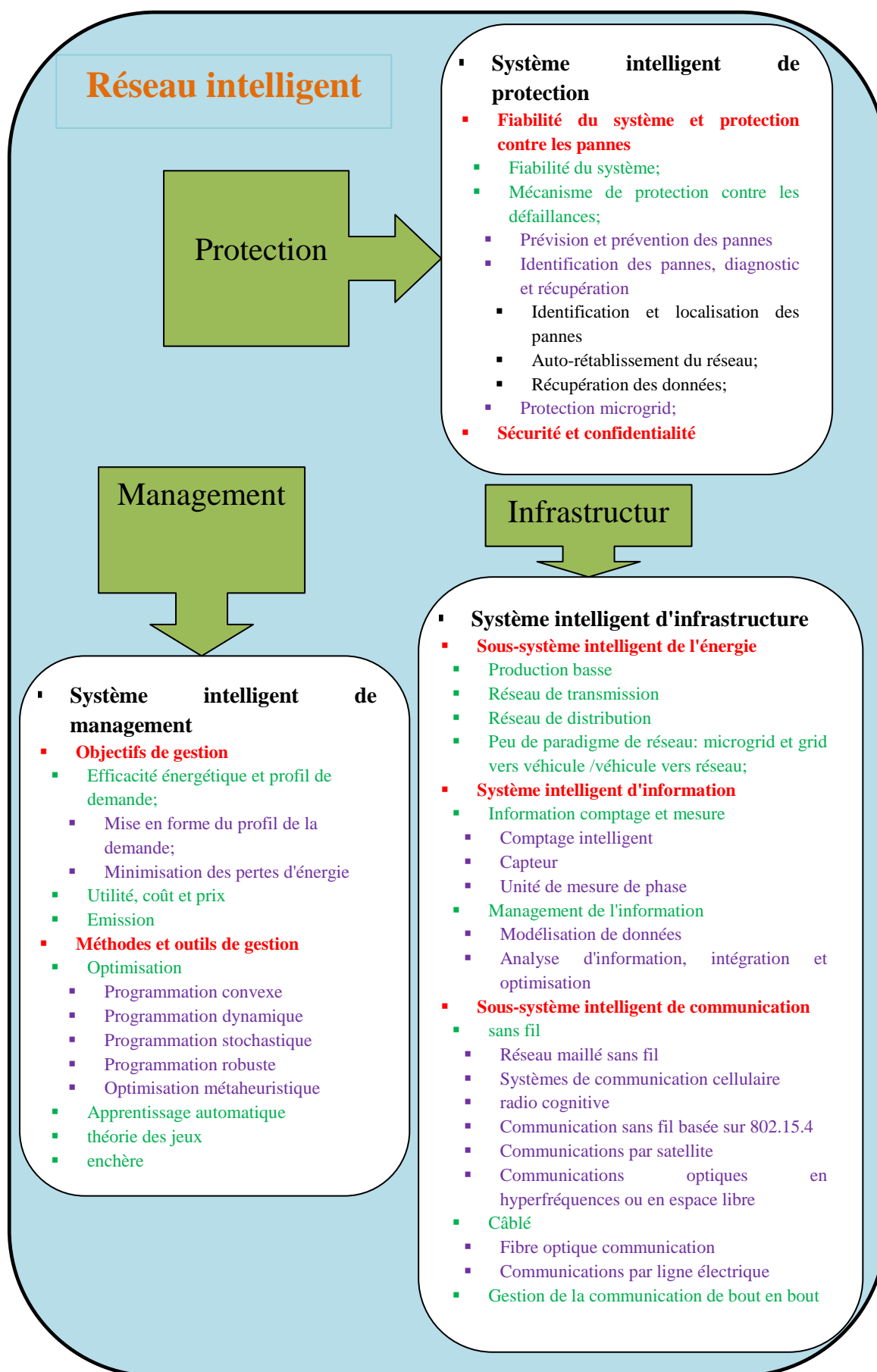


Figure (III.10): Architecture du réseau intelligent avec des systèmes et sous-systèmes associés [ILI-2007].

III.8. Technologie Smart Grid

Smart Grid a été déployé dans différents pays avec l'impact de la technologie de pointe, Il reste encore quelques éléments essentiels à accentuer pour essayer un système opérationnel enraciné. Trois technologies très novatrices et cruciales sont discutées avec éclat dans cette section.

III.8.1. Réseau de transmission intelligent

La ligne électrique dorsale pour livrer l'énergie électrique de la station de production aux charges et aux consommateurs, le réseau de transmission a joué un rôle vital et a été hautement reconnu comme une entité de l'ingénierie du système électrique. La ligne de transmission a été diversifiée de la transmission HVAC à HVDC à différents niveaux de tension avec des topologies de réseau complexes. Amélioration du réseau de transport en augmentant la haute capacité des lignes multi-circuit / faisceau conducteur, ligne de chargement d'impédance de surtension élevée, système HVDC haute capacité..etc. Amélioré la qualité de transmission de puissance avec le point crucial de la fiabilité et de l'économie du système [RTD-2016]. Mais les défis et les problèmes encore en plein essor auxquels sont confrontés les réseaux de transmission tel que; Les défis environnementaux, les besoins du marché / client, les défis en matière d'infrastructure et les technologies innovantes.

Avec l'état de l'art des progrès technologiques dans les domaines de la détection, la communication, le contrôle, l'informatique et les technologies de l'information, il est envisagé une vision unique des futurs réseaux de transmission intelligents en identifiant les principales caractéristiques intelligentes et les caractéristiques de performance pour gérer les défis [JIA-2009].

III.8.2 Technologies de l'information et de la communication (TIC)

Dans le réseau intelligent, l'information cohérente est le facteur clé pour la livraison fiable de l'énergie électrique de l'unité de production aux utilisateurs finaux. Manque d'analyse automatisée, mauvaise visibilité, réponse lente des interrupteurs mécaniques, et la pénurie de conscience de la situation étaient quelques-uns des inconvénients du système classique de puissance. Avec l'intégration de technologies et d'applications de pointe, l'architecture de réseau intelligent augmente la capacité et la flexibilité du réseau et fournit une détection et un contrôle avancés grâce à des protocoles de communication et des topologies modernes. Les modes filaire et sans fil sont respectés pour la transmission et la communication de données et

d'informations entre les consommateurs intelligents et les secteurs d'utilité. Chacun des modes de la communication a ses propres avantages et inconvénients, en fonction des différents facteurs tels que l'emplacement géographique, investissement en capital, économie d'utilisation, etc. Figure (III.11) illustre certains des types de communications câblées et sans fil [FAN-2011].

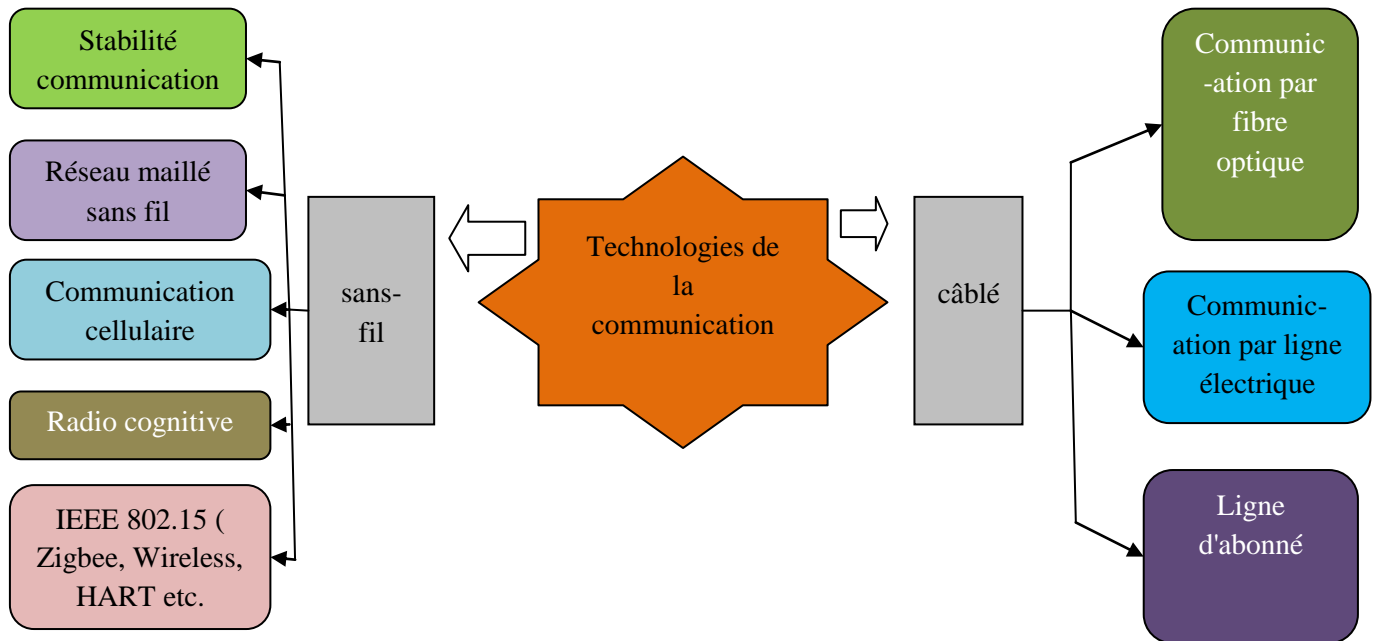


Figure (III.11): Types de technologies de l'information et de la communication (TIC).

Les flux bidirectionnels d'électricité et d'information constituent l'infrastructure de base du réseau intelligent. Le sous-système de communication intelligente ou les TIC constituent un secteur dynamique de l'infrastructure du réseau intelligent. L'infrastructure visualise principalement le modèle de communication dans deux conduits, capteur et appareil électrique à des compteurs intelligents, d'ailleurs entre les compteurs intelligents et centre de données d'utilité. L'infrastructure de communication entre la production, le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie nécessite des communications bidirectionnelles [GUN-2011].

III.8.3 Technologie de compteur intelligent

Un compteur intelligent est un équipement de comptage installé chez le consommateur et capable de mesurer en temps réel l'électricité qui est consommée. En fonction de la performance de l'appareil, le compteur intelligent est aussi capable de collecter d'autres données (émissions de CO₂ qualité de l'électricité etc...) et d'assurer une communication

bidirectionnelle avec le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) ou le tiers autorisé [PAP-2014].

Le rôle des compteurs intelligents, ou communicants, est capital dans le Smart Grid. En effet, ce sont eux qui permettent au GRD d'obtenir des informations, des mesures, en très grande quantité et en provenance de multiples points du réseau. Ces compteurs sont capables, pour la plupart, de mesurer en temps réel le module de la tension en leur point de connexion ainsi que les puissances active et réactive consommées par le client. Cependant, étant donné le nombre d'abonnés connectés au réseau de distribution, il est évident que l'intégralité de ces mesures ne peut pas être transmise en temps réel au GRD [ERF-2016].

Les données collectées permettent au GRD de mieux exploiter son réseau, d'identifier des zones à risque de dépassements de contrainte (tension ou courant), d'aider à planifier les investissements, etc. Dans de nombreux travaux expérimentaux, les données temps réel des compteurs intelligents sont les paramètres d'entrée permettant au GRD de déterminer des consignes de flexibilité (délestages diffus de charges, consignes de recharge, ou en report à la charge des véhicules électrique, stockages, etc.). De plus, les interventions du GRD sur les compteurs peuvent être réalisées à distance sans contrainte de rendez-vous et la facturation est appliquée à partir de la consommation réelle.

III.8.4. Les energy boxes dans le Smart Grid

Dans une approche Smart Grid, l'Energy box se traduit du point de vue du réseau par une charge capable de recevoir des consignes et de modifier sa consommation en conséquence. Placée chez le particulier, l'Energie box pilote les appareils domestiques en fonction des choix du consommateur et des consignes qu'elle reçoit. Ainsi, en cas de consigne de diminution de la consommation, elle coupe sur une période prédéterminée les appareils impactant peu le confort du client. Inversement, il est possible d'imaginer des consignes incitant à la consommation, ou au stockage, durant les périodes de faible consommation ou de forte production des GRD. Les récepteurs permettant d'appliquer facilement ces consignes sont principalement les systèmes de chauffage, de climatisation et d'eau chaude sanitaire.

L'énergy box est un outil de flexibilité important dans la démarche de lissage et de maîtrise de la consommation énergétique. Bien qu'elle soit encore d'avantage au stade de la recherche que du déploiement, elle apparaît comme un élément primordial dans un futur proche pour permettre au réseau de distribution d'accueillir massivement des GRD. Son fonctionnement implique des moyens de communication avec le réseau et le GRD et/ou le fournisseur d'énergie, elle est dès lors fortement liée au compteur communicant.

III.8.5. Le véhicule électrique dans le Smart Grid

La forte croissance annoncée du véhicule électrique (VE) dans les prochaines années est un facteur important à prendre en considération dans le développement du réseau électrique du futur. Bien que la voiture électrique ne soit pas un concept nouveau, des prototypes existant depuis la fin du XIX siècle, les progrès réalisés sur les batteries et l'autonomie, l'évolution des mentalités et les incitations politiques ont permis au marché du VE de devenir plus attractif. Lors de l'exposition internationale de l'automobile en 2014, plus de 20 constructeurs présentaient des modèles 100 % électriques ou hybrides rechargeables. Sur le territoire français, entre septembre 2013 et septembre 2014, les ventes de VE ont augmenté de 135 %. Les perspectives de croissance des VE divergent fortement selon les sources, cependant, d'ici 2020, les VE devraient représenter quelques pourcents de la part de vente des véhicules neufs.

La plupart des VE peuvent être rechargés de deux façons, une dite « normale » et une dite « rapide ». Bien que la puissance absorbée durant un chargement varie d'un véhicule à un autre, globalement une recharge normale absorbe autour de 3 kW et jusqu'à 50 kW pour une recharge rapide.

En considérant prochainement un parc de VE important, la charge supplémentaire que devra alors fournir le réseau de distribution est considérable. De plus, sans pilotage intelligent des recharges, la puissance soutirée sur le réseau par un parc de VE est fortement concentrée dans des périodes de la journée et tend à accentuer les pics de consommation journaliers. Par exemple pour un quartier résidentiel, une forte concentration de VE risque d'augmenter le pic de consommation du soir à cause des recharges de la majorité des véhicules en fin de journée. Afin d'éviter ce phénomène, de nombreuses études sont menées dans l'objectif de piloter la recharge des VE, par exemple par étalement dans le temps, de manière à ce qu'ils deviennent des outils de flexibilité.

Pour le réseau, le VE peut être perçu de deux façons, comme une charge, ou comme un moyen de stockage de l'énergie. Dans le premier cas, le pilotage de la recharge consiste à décaler dans le temps la consommation des VE, afin de limiter les pics de puissance sur le réseau, ou de faire coïncider la recharge avec les périodes de forte production des GRD. Dans le deuxième cas, il s'agit d'utiliser la batterie des VE pour absorber ou fournir de l'énergie en fonction des prix du marché, de la disponibilité des GRD ou de la consommation du particulier. C'est le concept du « véhicule électrique pour le réseau », ou plus communément appelé en Anglais : Vehicle to Grid (V2G) [MER-2015].

III.9. Rendre le réseau classique en réseau intelligent:

Pour des raisons économiques, pratiquement nous ne pouvons pas construire un réseau intelligent, mais il est possible de rendre le réseau actuel en réseau intelligent, en intégrant les sources des énergies renouvelables, les dispositifs de commande des réseaux électriques tels que les FACTS, HVDC, les dispositifs de protection des réseaux électriques et enfin les dispositifs de communication entre les différents acteurs des réseaux électriques qui sont les producteurs, les consommateurs et les consommateurs/producteurs et le gestionnaire des réseaux électriques.

L'opération de conversion en réseau intelligent est un investissement à long terme qui nécessite des efforts à longue haleine qui pourra durer entre dix (10) et vingt (20) ans. Chaque étape est caractérisée par des investissements spécifiques.

Dans le premier temps nous commençons par l'installation des dispositifs de commande des réseaux électriques comme les FACTS, HVDC ...etc pour assurer un bon contrôle du réseau afin d'améliorer en permanence les paramètres de ce réseau tels que les tensions nodales, le transit de puissance active et la réduction des pertes actives.

Dans le second temps d'investissement, nous allons procéder à l'installation des dispositifs de protection pour assurer un bon contrôle de la protection des réseaux.

Terminons par l'installation d'un système fiable de communication entre les acteurs des réseaux électriques qui sont les producteurs, les consommateurs, les consommateurs/producteurs et le gestionnaire des réseaux électriques.

III.10. Exemple: Un pas vers le réseau intelligent du réseau ouest Algérie 2012

L'objectif de cet exemple est de montrer comment faire pour commencer à investir dans les réseaux intelligent c.-à-d. comment faire le premier pas vers les réseaux intelligents [GUE-2017].

Le réseau unifilaire Ouest Algérie se compose de sept (07) machines synchrones, dont trois (03) sont utilisées comme compensateurs synchrones pour compenser la puissance réactive. Il y a cent deux (102) nœuds de charge de 1683,82MW de puissance active et 659,83MVAR de puissance réactive. Le nœud 1 ou elle est connectée la centrale de Terga est pris comme nœud de référence, voir figure (III.12).

III.10.1. Calcul du transit de puissance sans Dispositifs

L'analyse de notre réseau est réalisée à l'aide de logiciel PSAT (Power System Analyzis Tool box). Ce dernier, permet le calcul de l'écoulement de puissance. Il inclut aussi le fonctionnement et la commande du dispositif FACTS, HVDC et les sources des énergies renouvelables. En plus c'est un logiciel performant est gratuit.

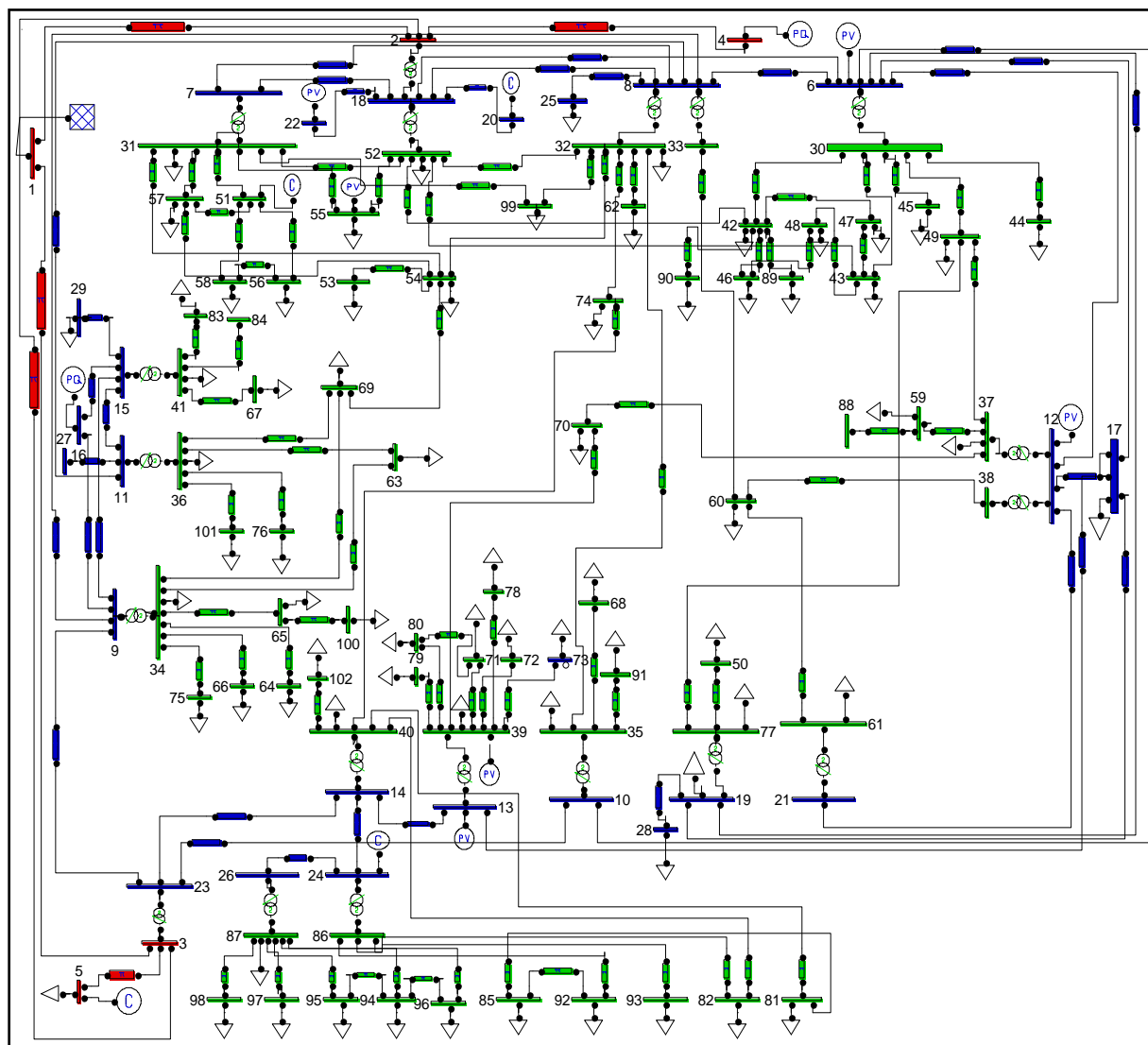


Figure (III.12): Réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositifs.

❖ Résultats de simulation :

Après que nous avons inséré le réseau Ouest Algérie 2012 dans le logiciel PSAT, nous lançons la simulation pour calculer l'écoulement de puissance, nous choisissons la méthode de Newton Raphson (régler dans les paramètres de ce logiciel) avec une incertitude de 10^{-3} , La répartition des puissances a convergé après douze (12) itérations. Les résultats obtenus sont montrés dans les figures ci-dessous.

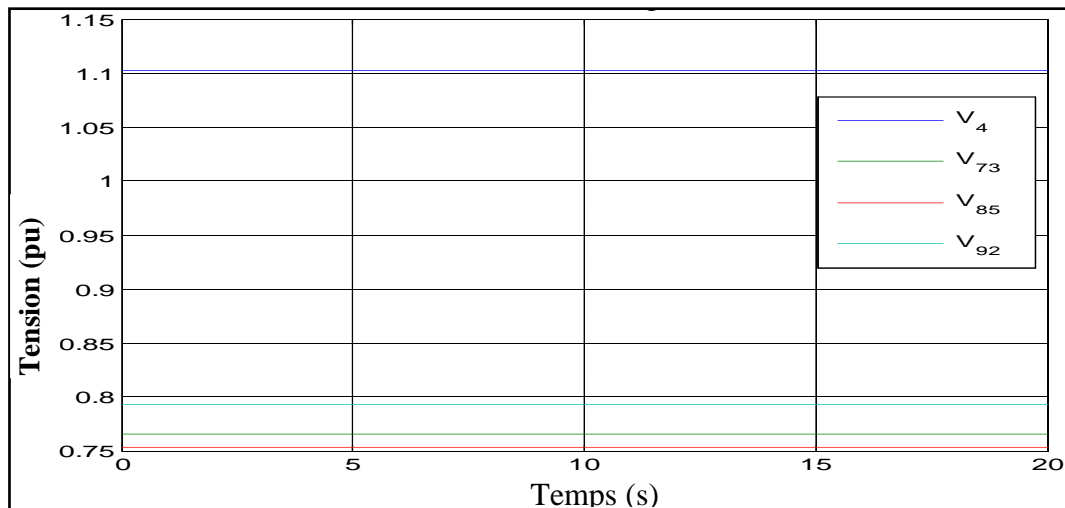


Figure (III.13): Les tensions nodales où nous avons enregistré un problème ,du réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositifs.

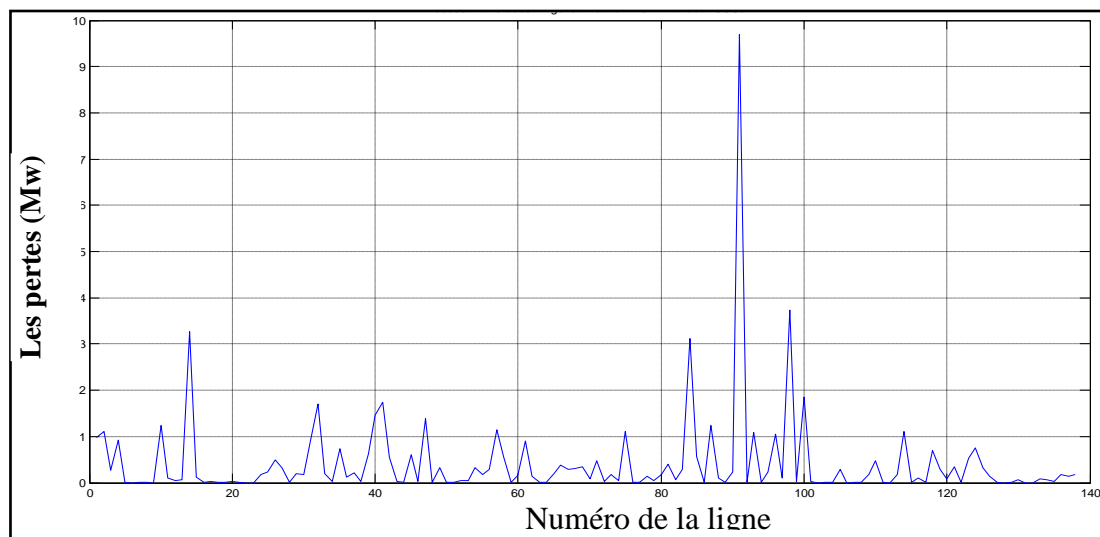


Figure (III.14): Les pertes actives du réseau Ouest-Algérie 2012 sans dispositifs.

Le tableau (III.2) présente les différentes puissances dans le réseau ouest Algérie 2012 sans dispositifs.

Tableau (III.2): Les puissances dans le réseau sans dispositifs.

	Puissance Active [MW]	Puissance Réactive [MVar]
Production totale	1747.28	540.93
Charge totale	1689.01	658.75
Pertes totales	58.27	117.82

III.10.2 Problématique du réseau Ouest-Algérie

D'après les résultats de l'écoulement de puissances obtenues précédemment, on peut déduire les constatations suivantes :

1. Le réseau a un problème de chute de tension au niveau des nœuds suivants : 4, 73, 85, et 92. Au nœud 73 la tension diminue jusqu'à 40,48 Kv;
2. Le réseau Ouest souffre du problème des pertes de la puissance active surtout dans les lignes, SAIDA-NAAMA, NAAMMA-BECHAR, SAIDA-SIDI ALI BOUSSIDI, MARSAT EL HADJADJ-OUED SLY, MARSAT ELHADJADJ-RELIZANE et MARSAT ELHADJADJ-MOSTAGANEM et aussi pour le réseau 60KV, on enregistre la plus grande quantité des pertes dans les lignes 37-59, 39-73 et 86-92.
3. Le dernier problème c'est que le département d'Adrar n'est pas connectée au réseau Ouest Algérie;

Donc, puisque on a un problème important de transit de puissance qui affecte la stabilité de la tension, et qui influe sur l'augmentation de pertes. Pour cela, la solution proposée s'oriente vers l'utilisation des contrôleurs FACTS, HVDC et les énergies renouvelables.

On insère les FACTS de type série, pour des raisons économiques nous avons choisi un TCSC, nous avons inséré ce dispositif dans les lignes où nous avons un problème de transit de puissance pour améliorer à la fois le transit de puissance et les tensions nodales. nous avons insère aussi les FACTS de type parallèle, nous avons installé un STATCOM au niveau des points de raccordement des énergies renouvelables avec le réseau électrique pour stabiliser en permanence la tension de raccordement.

En outre, pour bénéficier des conditions climatiques météorologiques solaires et vitesse du vent au niveau de cette région comme Tiaret, Bechar et Adrar, on va installer un champ photovoltaïque à Bechar et une ferme éolienne à Tiaret.

Puisque Adrar n'est pas raccordée au réseau Ouest Algérie et elle est à 650km de Bechar le point le plus proche de ce réseau, on utilise une connexion HVDC pour à la fois bénéficier du parc éolienne qui existe au niveau d'Adrar et raccordée Adrar au réseau Ouest Algérie 2012, voir figure (III.15).

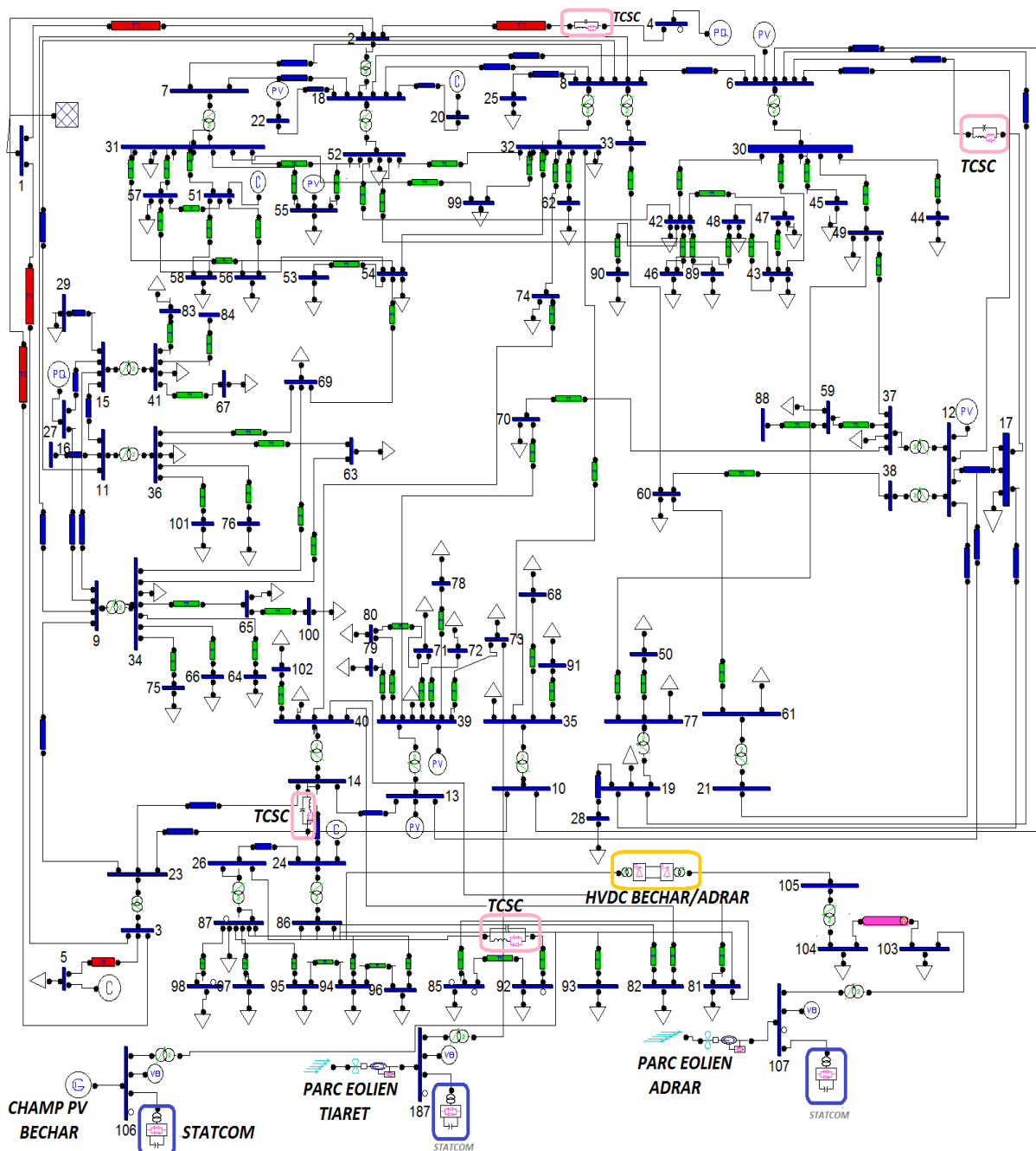


Figure (III.15): Réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.

Les calculs de l'écoulement de puissance après l'insertion des FACTS (TCSC et STATCOM), HVDC et énergies renouvelables sont illustrés dans les figures (III.16), (III.17), (III.18) et (III.19).

Le tableau (III.3) ci-dessous présente les différentes puissances du réseau ouest Algérien 2012 avec insertion des dispositifs.

Tableau (III.3): Les puissances dans le réseau avec dispositifs.

	Puissance Active [MW]	Puissance Réactive [MVar]
Production fossile totale	1690.05	621.15
Production ferme éolienne d'Adrar	55.479	7.698
Production ferme éolienne Tiaret	61.264	11.687
Production centrale solaire de Bechar	32.312	0.597
Charge totale	1799.11	681.55
Pertes totales	39.989	-40.417

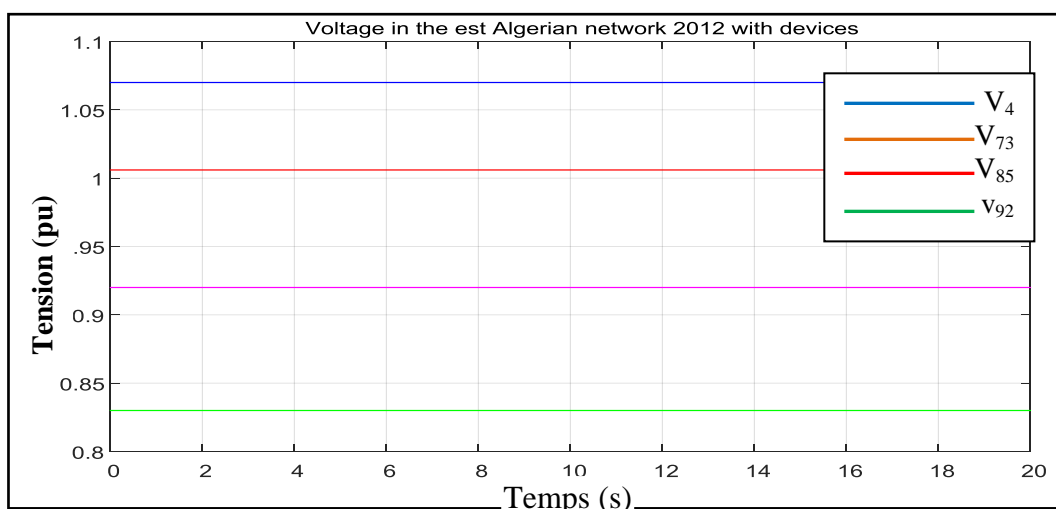


Figure (III.16): Les tensions nodales du réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.

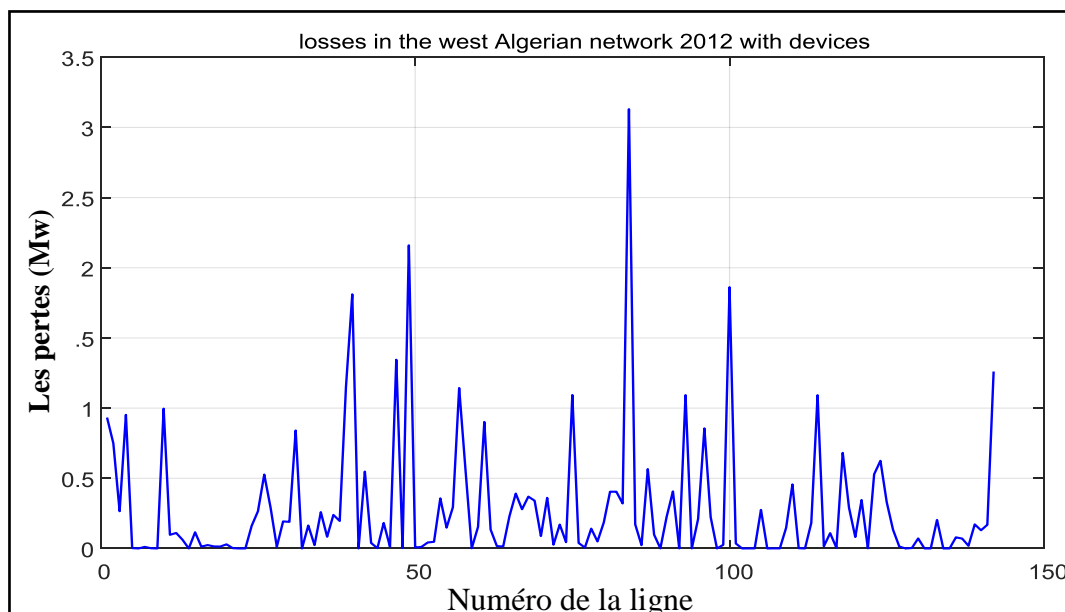


Figure (III.17): Les pertes actives du réseau Ouest-Algérie 2012 avec insertion des dispositifs.

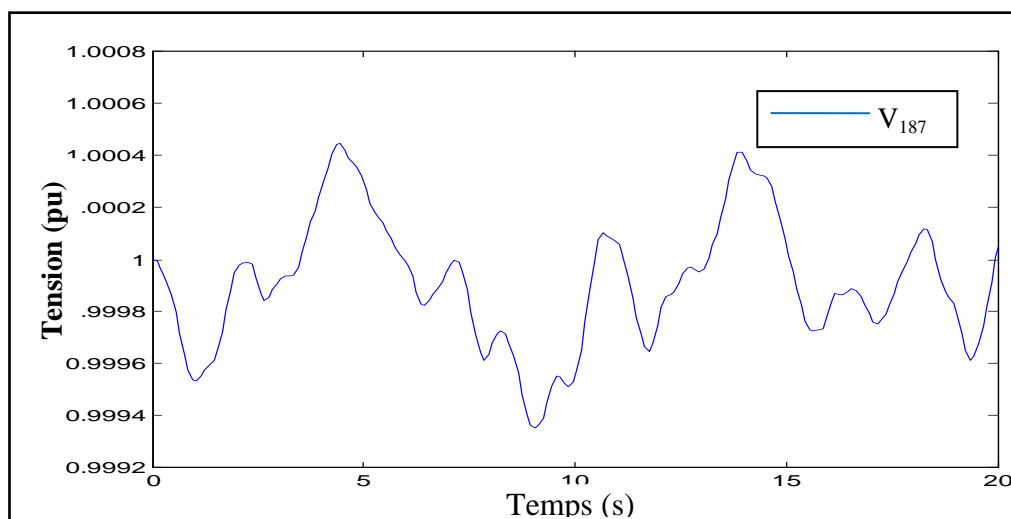


Figure (III.18): La tension au niveau du nœud de raccordement de l'éolienne du nœud 187 avant l'utilisation du STATCOM.

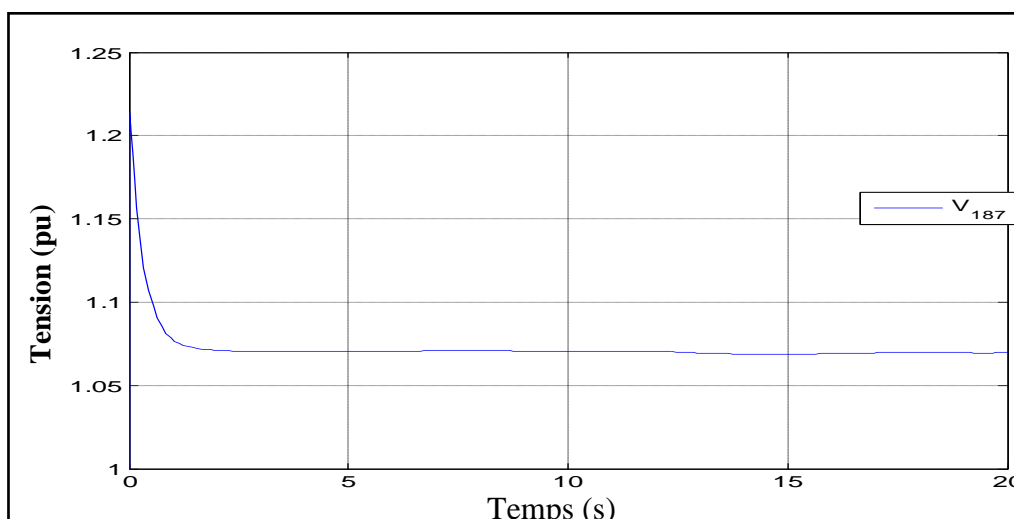


Figure (III.19): La tension au niveau du nœud de raccordement de l'éolienne du nœud 187 après l'utilisation du STATCOM.

❖ Interprétation des résultats

Selon les résultats obtenus dans le tableau (III.4), nous avons constaté que les pertes totales du système diminuent de 58,2715 MW à 39,989MW, c-a-d une réduction de 18,2825 MW. Cette réduction est obtenue grâce à l'insertion des dispositifs TCSC dans les lignes (2-4), (39-73), (6-17) et (86-92). En plus, la qualité de la tension a été améliorée au nœud 4 de 1.103 à 1.07pu, dans le nœud 73 de 0,77 à 0,93 pu et au nœud 85 de 0,75 à 0,84pu et enfin au nœud 92 de 0,79 à 0,91pu.

Grace aussi à l'intégration des parcs éoliens et champ photovoltaïques dans le réseau Ouest Algérien 2012 aux points d'Adrar, Tiaret et Bechar avec une contribution de 149.055 MW. Le support de tension au point de connexion du parc éolien a été réalisé par un STATCOM.

La connexion du département d'Adrar au réseau Ouest d'Algérie 2012 en utilisant un HVDC a été effectuée pour deux raisons : Premièrement, cette région était isolée, deuxièmement, nous avons bénéficié de son excellent potentiel éolien.

Tableau (III.4): Comparaison des résultats sans et avec dispositifs (FACTS, HAVDC et énergies renouvelables).

Résultats	Sans dispositifs	Avec dispositifs
Pertes actives totales [pu]	0.582715	0.39989
Tension au nœud (4) [pu]	1.103	1.07
Tension au nœud (73) [pu]	0.77	0.93
Tension au nœud (85) [pu]	0.75	0.84
Tension au nœud (92) [pu]	0.79	0.91
Production fossile [pu]	17.472815	16.9005

III.11 Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte de cette thèse a été présenté, ainsi que l'état de l'art sur les réseaux intelligents.

L'accroissement de la consommation énergétique mondiale et les changements climatiques sont les raisons principales de la recherche de nouvelles technologies de génération d'électricité qui ne sont pas dépendantes des carburants fossiles et qui ne menacent pas l'environnement. Les sources d'énergie renouvelable peuvent jouer un rôle principal pour

satisfaire une grande partie des besoins énergétiques de l'humanité. Etant donné que les secteurs résidentiel et industriel sont parmi les plus grands consommateurs d'énergie électrique, une simple augmentation de la part des énergies renouvelables peut aussi avoir des effets néfastes pour la stabilité et le bon fonctionnement de la totalité du système électrique.

A la fin de ce chapitre nous avons donné un exemple de simulation pour faire un premier pas de rendre le réseau Ouest Algérien comme un réseau intelligent. Nous avons montré comment rendre possible le contrôle en permanence des paramètres du réseau Ouest Algérien tels que les tensions nodales, le transit de puissance et le raccordement des différentes sources des énergies renouvelables.

Les générateurs actuels, basés sur des sources d'énergie renouvelables ne peuvent pas participer aux services système et leur production a un caractère parfois difficilement prévisible. C'est pourquoi nous allons considérer des générateurs à base d'énergie renouvelable actifs, c'est-à-dire interfacé avec un gestionnaire de réseau. Ces derniers seront présentés dans le chapitre suivant. Ce nouveau type de générateur doit encore être intégré dans la gestion des réseaux. Des pistes seront proposées au chapitre 4.

Chapitre IV

Contrôle et gestion des puissances

IV.1 Introduction:

Pour faire face à l'augmentation de la puissance consommée, il est jugé nécessaire d'augmenter la puissance électrique produite, cette augmentation à un effet non seulement sur l'accroissement des coûts de production mais aussi sur l'environnement. Pour ce faire, on procède au recours à l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Pour faciliter cette opération, on contrôle l'intégration et la gestion de la circulation de puissance d'une manière optimale, pour diminuer les coûts de production et favoriser l'utilisation des énergies renouvelables.

Ce chapitre consiste à la conception d'un micro-grid, d'un réseau utilitaire avec l'intégration des énergies renouvelables par le biais des convertisseurs, en plus, nous avons construit un système pour contrôler tous les dispositifs, finalement nous avons instauré un algorithme de management de circulation de puissance.

IV.2. Modèle de Stratégie de gestion des puissances ou instructions d'opération

Un ensemble d'instructions ou de conditions de fonctionnement doit être identifié dans le cadre de modèle de gestion de puissances. Ces instructions sont basées sur des contraintes et des résultats de simulation. L'un des plus importants éléments d'instructions est le programme d'opération de ce système.

Certaines questions doivent être analysées dans le cadre de la définition de la stratégie du modèle de gestion de puissances:

- Qu'est ce qui se produit lorsque la puissance produite par les sources énergies renouvelables est supérieure à la puissance consommée par la charge domestique?
- Que peut faire le système lorsque la puissance produite par les sources énergies renouvelables est plus petite que la puissance consommée par la charge domestique?
- qu'est ce qui se produit lorsque la puissance produite par les sources énergies renouvelables est supérieure à la puissance consommée par la charge industrielle?
- Que peut faire le système lorsque la puissance produite par les sources énergies renouvelables est plus petite que la puissance consommée par la charge industrielle?
- Quelles sont les contraintes techniques qui peuvent être associées à l'opération de ce système?
- Ces contraintes affectent-elles le processus de conception de ce modèle?

IV.2.1. Présentation du système

Le système proposé est illustré dans la figure (IV.1). Ce système se compose de deux parties, La première est résidentielle tandis que la deuxième est industrielle.

La partie résidentielle se compose d'un champ photovoltaïque, un convertisseur boost DC/DC qui contrôle le point de fonctionnement du champ photovoltaïque, une petite éolienne munie d'un convertisseur non commandé AC/ DC et enfin une pile à combustible. L'ensemble est raccordé à un bus DC, qui par son tour lié à un onduleur qui sert à faciliter la connexion de cette partie avec le réseau utilitaire.

La partie industrielle est composée d'une ferme éolienne de grande taille liée à une charge industrielle. Les deux parties sont connectées au même réseau utilitaire.

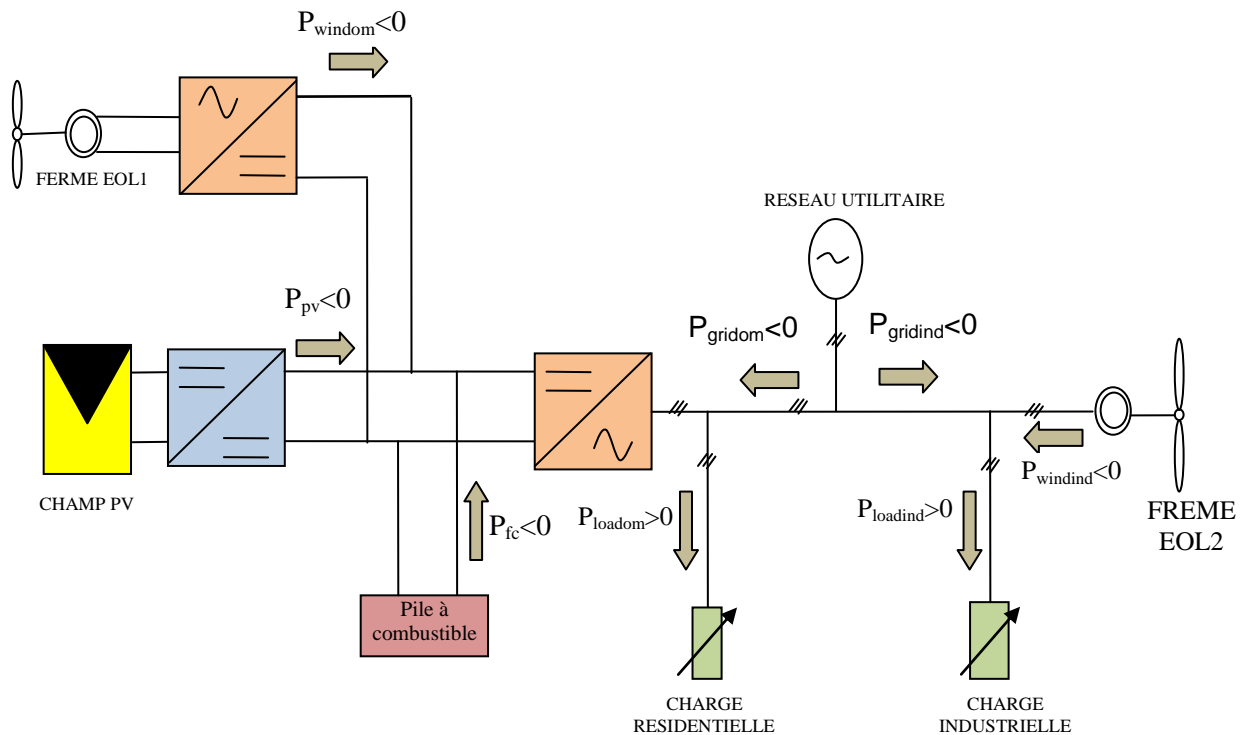


Figure (IV. 1): Configuration du modèle de système.

IV.3 Le système de Contrôle

IV.3.1 Contrôle MPPT

Il existe de nombreuses techniques MPPT (maximum power point tracking) disponibles dans la littérature, telles que la conductance incrémentale (INC), Tension constante (CV) et perturbation et observation.

La méthode de conductance incrémentale (INC) est un type d'algorithme MPPT. Cette méthode utilise la conductance incrémentale (dI / dV) du champ photovoltaïque pour calculer le signe du changement de puissance par rapport à la tension (dP / dV). La méthode INC fournit un suivi rapide du MPPT (tracking power point maximum) même dans des conditions d'irradiation en évolution rapide avec une précision supérieure à celle de la méthode Perturbe et d'observation [HIP-2015]. Dans ce travail, l'algorithme a été modifié afin d'inclure un régulateur intégré [KAR-2014].

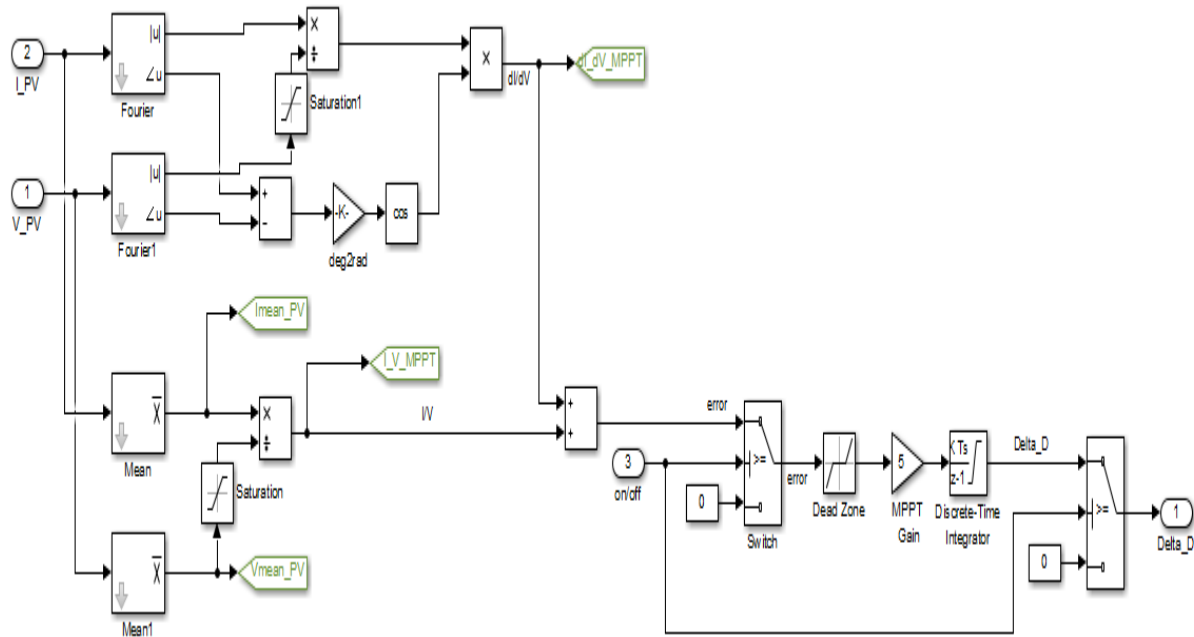


Figure (IV.2): Conductivité incrémentale modifiée avec régulateur intégral.

IV.3.2 Contrôle de l'onduleur

La conversion continu-alternatif dans notre système est assurée par un onduleur triphasé. On dispose d'une tension continue délivrée par le bus continu DC à condensateur, et si l'on relie les deux bornes de ce condensateur à l'entrée de l'onduleur, grâce à ses semi-conducteurs il fournit aux équipements du réseau une tension sinusoïdale triphasée 220V/60Hz [TAH-2013].

Dans cet ordre, Le système PV , la ferme éolienne et la pile à combustible sont considérés comme un générateur conventionnel. Un dispositif de contrôle non linéaire unifié est conçu, pour maintenir la tension du terminal proche de sa valeur nominale [BOU-2013b].

La synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau est une partie indispensable pour la réalisation du système de commande. La synchronisation a pour objectif d'estimer l'angle de tension du réseau à tout moment figure (IV.3). Cet angle

estimé est alors utilisé dans la commande du générateur pour générer les grandeurs sinusoïdales. Comme plusieurs perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, harmoniques, déséquilibre), le système de synchronisation établi vise à reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.

La méthode choisie consiste à réaliser un générateur de signaux(x) dont le rôle est d'extraire la tension ou le système de tension direct avec un minimum de distorsion, à partir de la tension mesurée. Le système permet un asservissement de la fréquence et de la phase et donc une synchronisation, C'est la boucle à verrouillage de phase, en anglais Phase Locked Loop (PLL) [RAD-2008], [ANT-2009].

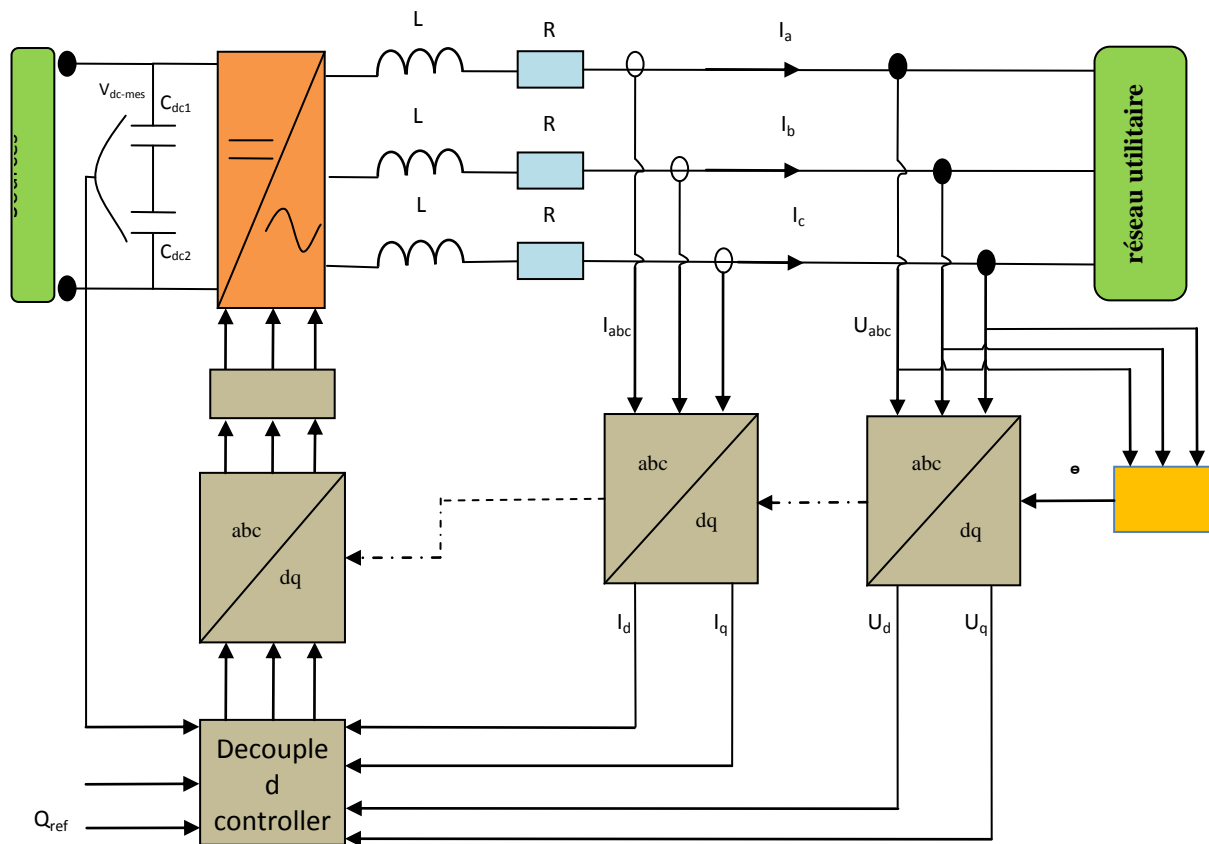


Figure (IV.3): Contrôle coté onduleur.

IV.3.3 Contrôle du bus continu

Muni d'un réservoir de stockage d'énergie, le bus continu devient le point de rencontre de puissance de la chaîne de conversion où tous les éléments peuvent être dimensionnés afin d'être adaptés précisément aux conditions existant et ainsi des performances maximales peuvent être obtenues.

Le bus continu DC est lié au bus AC via un ou plusieurs convertisseurs de puissance bidirectionnels DC à l'interconnexion AC [KWA-2011], [ANA-2013]. Une stratégie de contrôle appropriée et continu est la clé pour assurer une bonne qualité d'alimentation et un fonctionnement stable du bus continu DC ou même de l'ensemble du système DC / AC de micro-grid. Si le bus continu DC n'est pas contrôlé correctement, La perturbation de la tension du bus continu DC entraînerait l'extinction du convertisseur et la protection du système DC, voir figure (IV.4) [XIA-2013].

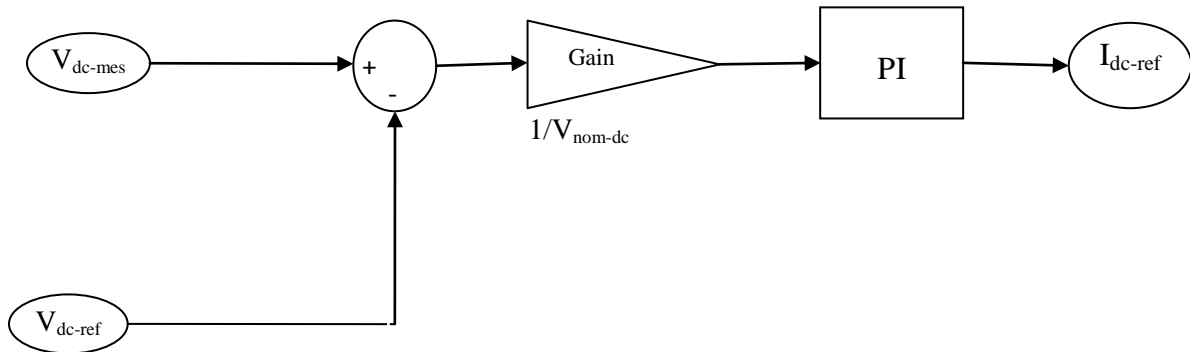


Figure (IV.4): Régulateur du bus continu V_{dc} .

IV.4. Modèle de la gestion de puissances

Le modèle de la gestion de puissance est un moyen pour gérer la production de puissances des différentes sources tels que, la source photovoltaïque, l'éolienne, la pile à combustible et le réseau utilitaire.

Les principales variables d'entrées / sorties sont les suivantes:

P_{pv} : la puissance de sortie du champ photovoltaïque;

P_{windom} : la puissance de sortie de la ferme éolienne petite taille côté résidentiel;

P_{loadom} : la puissance consommée par la charge domestique;

$P_{windind}$: la puissance de sortie de la ferme éolienne grande taille côté industriel;

$P_{loadind}$: la puissance consommée par la charge industrielle;

MGP : Modèle de gestion de puissance / module.

Le modèle de la gestion de puissances comporte les composantes suivantes:

1. Modèle mathématique de la gestion de puissances: Celui ci peut être divisé en deux équations, la première concerne l'équilibre des puissances dans le système global, et la deuxième identifier le modèle mathématique des sous-systèmes, tels que ,le modèle

mathématique du champ photovoltaïque, de la ferme éolienne grande et petite taille et aussi de la pile à combustible.

2. Schéma de circulation de puissances: Le diagramme de bloc du système global explique l'écoulement de puissance entre les différentes composantes du système voir figure (IV.1).
3. Instructions générales: Des instructions générales sont établies en fonction des conditions initiales, les exigences des charges et le programme de fonctionnement.

En s'appuyant sur les composantes ci-dessus, il est facile de formuler une stratégie de gestion de puissance, qui commence souvent par l'étape d'enregistrement de toutes les conditions initiales qui sont nécessaires à l'exploitation du système. Ces conditions seront expliquées ultérieurement dans ce chapitre. L'un des objectifs le plus important du processus de conception du modèle de gestion de puissance est l'obtention d'un programme de fonctionnement du système hybride .

les variables de ce système sont comme suit:

P_{fc} : la puissance de sortie de la pile à combustible;

P_{loadom} : la puissance consommée par la charge domestique;

P_{gridom} : la puissance qui circule entre le côté résidentiel et réseau utilitaire;

$P_{gridind}$: la puissance qui circule entre le côté industriel et réseau utilitaire;

P_{grid} : la puissance produite par le réseau utilitaire;

$P_{loadind}$: la puissance consommée par la charge industrielle;

IV.5. Procédure de dimensionnement des composantes du système

La conception du modèle de la gestion de puissances, est basée sur les points suivants:

- Les deux charges domestiques et industrielles sont variables dans le temps durant une journée, de 00h00 jusqu'à 24h00, expliqué ultérieurement;
- La charge est toujours active;
- L'irradiation solaire doit être l'une des variables d'entrée du système, Les données d'irradiation solaire sont présentées plus tard dans ce chapitre pour une journée typique (24h);

- La vitesse du vent doit être aussi l'une des variables d'entrée du système que ce soit l'éolienne de petite taille côté résidentiel ou soit de grande taille côté industriel, et sont présentées plus tard dans ce chapitre pour une journée typique (24h);
- La tension continue du bus (DC) est déterminée avant le dimensionnement de toutes les composantes;
- L'opération de dimensionnement de la source photovoltaïque, des fermes éoliennes dans les deux côtés industriel et résidentiel plus la pile à combustible doit être effectuée en utilisant le profil des deux charges correspondantes pendant vingt quatre heures (24h);
- l'utilisation d'un système de suivi d'extraction du maximum de puissance (MPPT) est placé à la sortie de la source photovoltaïque;
- La puissance consommée par les équipements auxiliaires qui font partie du système est négligée pour tous les processus de calcul, cette hypothèse est également faite afin de simplifier la complexité de la conception.

IV.6. Modèle mathématique de la gestion de puissances

Sur la base des hypothèses précédentes, nous avons pu établir le modèle mathématique ci-après. celui-ci peut être divisé en équations d'équilibre de puissance et équations qui caractérisent la source photovoltaïque, éolienne et la pile à combustible.

Le système fonctionne comme suit: premièrement pour le côté résidentiel, l'hypothèse de fonctionnement que l'ensemble des puissances produites par les sources des énergies renouvelables destinées uniquement à la satisfaction de la charge résidentielle. La puissance générée par la source PV si disponible, est utilisée en priorité pour couvrir les besoins domestiques, Lorsque la puissance PV n'est pas suffisante, nous faisons appel au parc éolien de petite taille, à son indisponibilité, nous faisons recours au réseau public.

Pendant la période de nuit, et les heures de pointes, systématiquement la pile à combustible remplace la source photovoltaïque. Fonctionnant conjointement avec la source éolienne et le réseau public [GUR-2009].

Sur le côté de la charge industrielle c'est la même chose, le système fonctionne comme suit: La puissance générée par la ferme éolienne grand modèle est utilisée en priorité pour alimenter la charge industrielle. Lorsque la puissance de cette dernière est insuffisante, nous faisons recours au réseau utilitaire.

Compte tenu de la convention de signes sur la figure (V.1), l'équilibre de puissance du système du côté domestique est présenté par l'équation suivante:

$$P_{gridom} = P_{PV} + P_{windom} + P_{fc} + P_{loadom} \quad (IV.1)$$

Et l'équilibre de puissance dans le côté de la charge industrielle, nous avons:

$$P_{gridind} = P_{windind} + P_{loadind} \quad (IV.2)$$

Pour le réseau utilitaire global, nous avons:

$$P_{grid} = P_{gridom} + P_{gridind} \quad (IV.3)$$

A partir de ces équations et les hypothèses de fonctionnement du système, nous avons les algorithmes suivants:

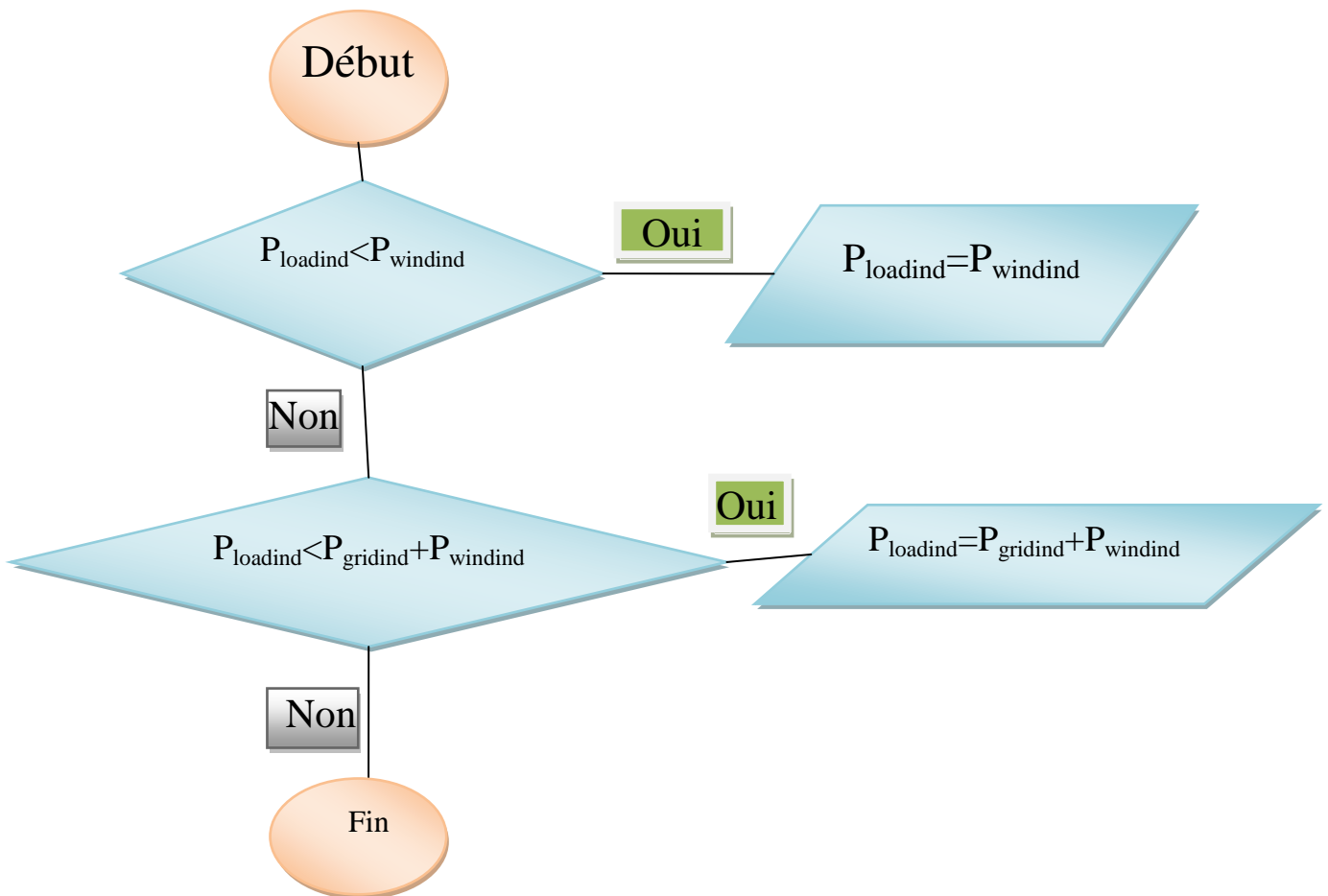


Figure (IV.5): L'algorithme de la gestion de puissances côté industriel.

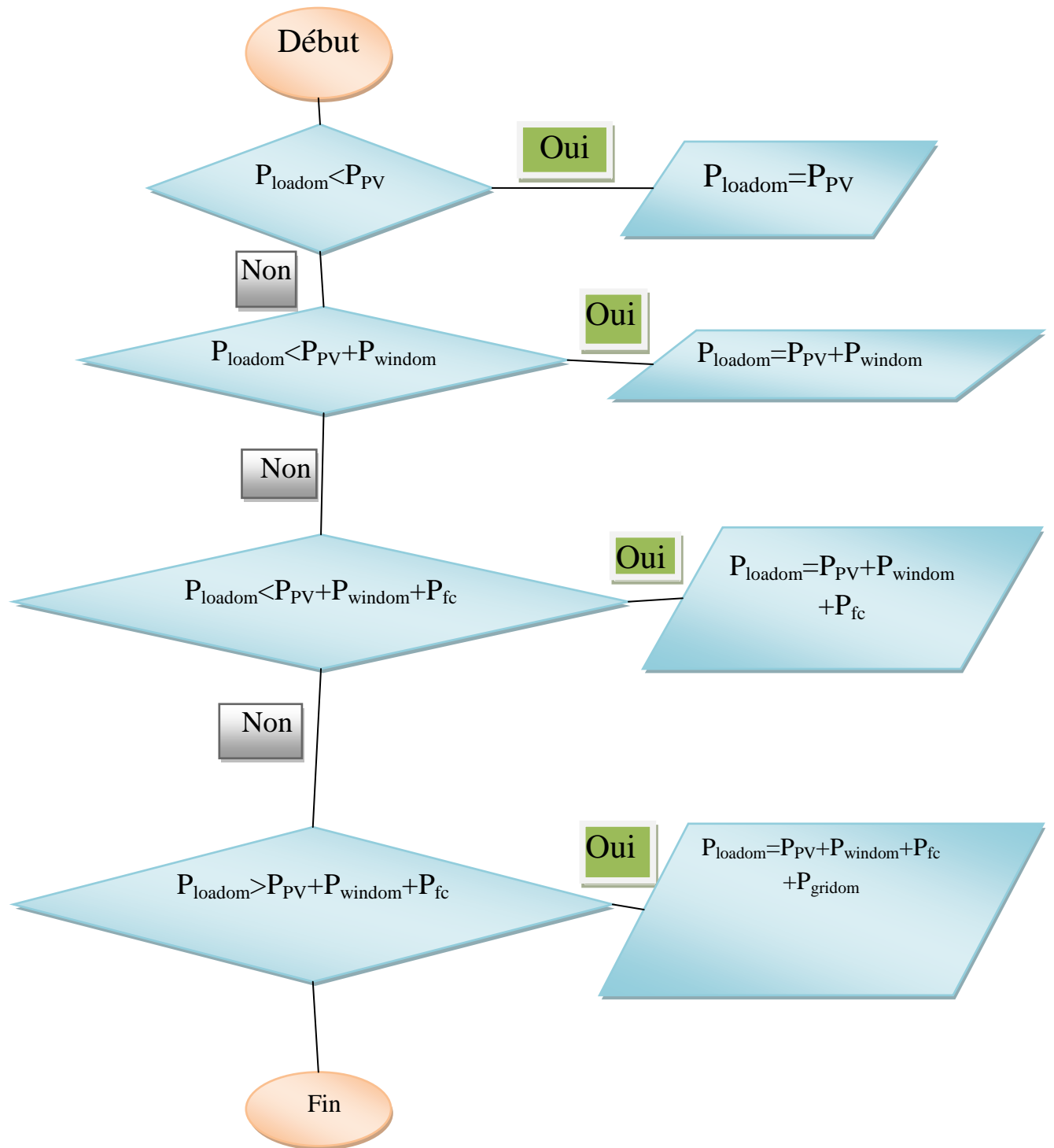


Figure (IV.6): L'algorithme de la gestion de puissances côté résidentiel.

IV.7 Simulation

Des études de simulation ont été effectuées à l'effet de vérifier et analyser la performance du système de gestion de puissance suscité. Dans cette partie, les résultats de simulation de notre approche sont présentés. Le système représenté précédemment a été modélisé et simulé par simulation dynamique dans MATLAB / Simulink en utilisant un modèle global non linéaire des différents composants du système énergétique hybride (voir la figure en annexe). Nous avons considéré deux côtés, Le côté résidentiel et le côté industriel, Le premier est composé d'un champ photovoltaïque d'une puissance produite entre 0 et 45 kW, selon l'irradiation solaire, et une ferme éolienne de petite taille d'une puissance produite entre 0 et 24 kW, selon la vitesse du vent, soutenu par un système de stockage pendant la nuit. Tous ces dispositifs alimentent une charge variable résidentielle définie dans la partie suivante.

Le deuxième côté, nous avons défini une ferme éolienne de grande taille d'une puissance produite entre 0 et 9 MW alimentant une charge industrielle variable définie dans la partie suivante. Les deux côtés sont soutenus par le même réseau utilitaire. la simulation de l'ensemble du système est portée pour une durée d'une journée (24 heures).

Les données de la charge résidentielle et industrielle et les données météorologiques réelles telles que la vitesse du vent, et l'irradiation solaire sont collectées à partir d'un site rural typique à Ksar chelala à Tiaret.

L'ensoleillement et la vitesse du vent horaire collectés sont indiqués dans les figures (IV-7) et (IV- 8).

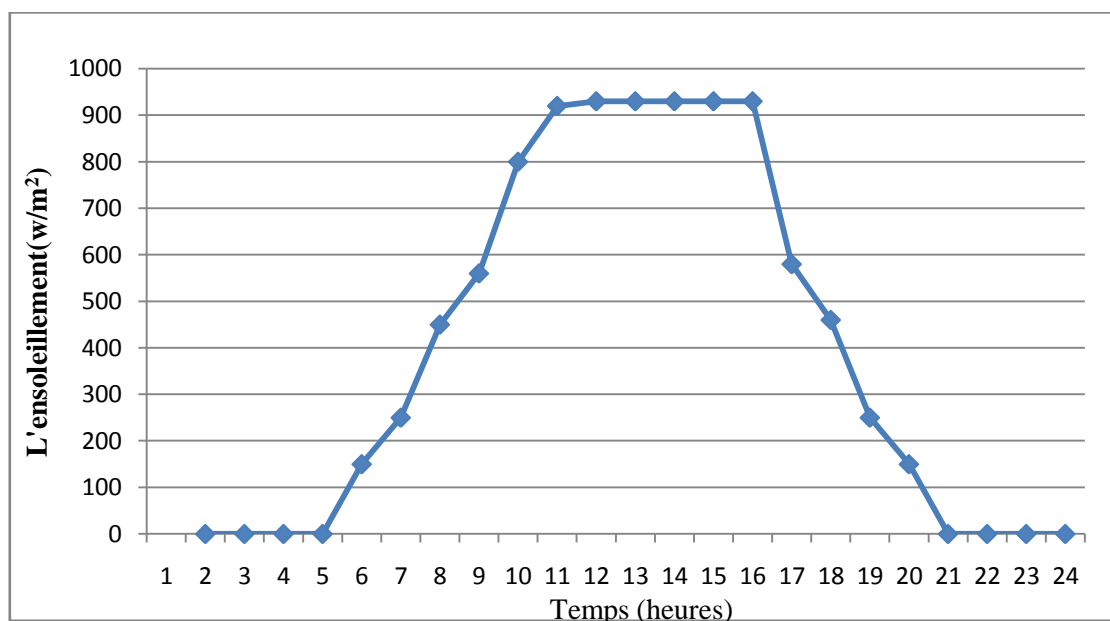


Figure (IV-7): Ensoleillement.

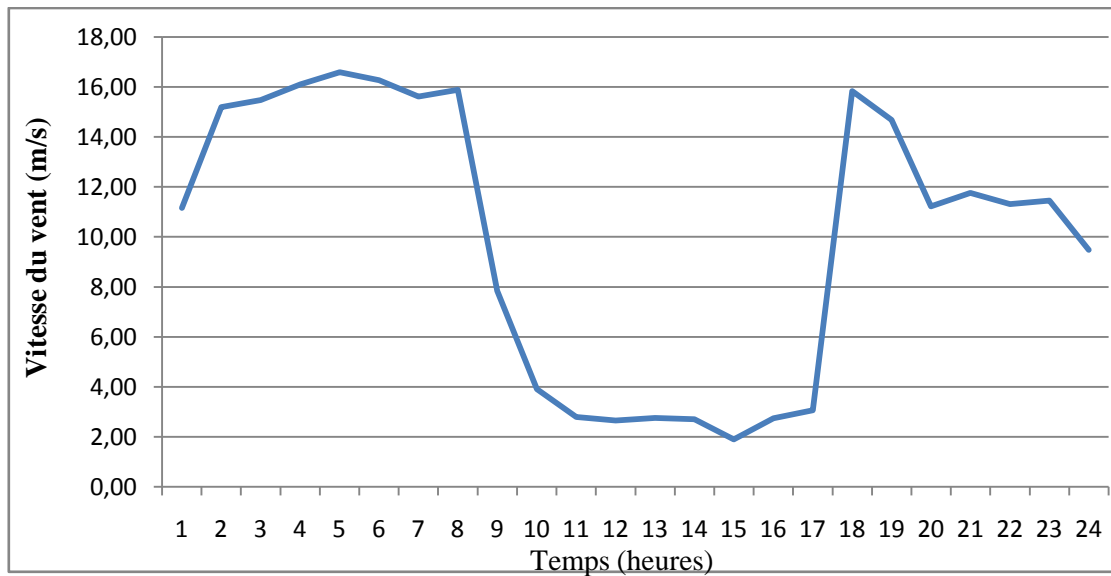


Figure (IV.8): La vitesse du vent d'une journée typique du 04/04/2016

IV.7.1. La puissance consommée

IV.7.1.1. la charge résidentielle

L'agglomération résidentielle est composée de vingt (20) maisons, Chacune se caractérise par une faible consommation d'énergie à une courte durée comme indiqué dans [VID-2014], [GHA-2016]. Nous adoptons un système qui correspond à un cas réel menant tous les dispositifs nécessaires pour un foyer, cités dans le tableau (IV.1).

Ces appareils et dispositifs fonctionnent selon leurs priorités d'utilisation pendant la journée. L'utilisation de ces derniers se fait en fonction de l'utilité et les caractéristiques de chaque appareil on prend en compte les heures de pointes et les heures creuses de la consommation d'énergie électrique. La possibilité qu'un tel appareil puisse être utilisé à plusieurs reprises ou que son utilisation puisse être interrompue au cours de la journée est également envisagée.

L'utilisation de ces dispositifs est différer entre un foyer et un autre, néanmoins, une utilisation d'une manière rationnelle sur une période de 24 heures dans la période du printemps, et chaque fois que nous additionnons la charge, nous avons obtenu le tableau (IV.2).

Selon le tableau (IV.2) la charge résidentielle a une demande de puissance moyenne de 41052,5 W et un pic maximum de 126 700 W.

Tableau (IV-1): Liste des charges d'un foyer.

Dispositifs	Consommation (Watt)
Lumières dans le salon (35 W) x2	70
Lumière dans les toilettes	11
Réfrigérateur	90
Congélateur	225
Lumière dans la cuisine	24
Lumière dans la pièce 2 x 24	48
Machine à laver	750
Aspirateur	1200
Air conditionné (climatiseur)	516
Pompe à eau	100
Ordinateur	125
Four micro onde	1050
Le fer à repasser	1200
Imprimante	44
Télévision	65
Lave-vaisselle	800
sèche-cheveux	1000
DVD ou démo	12

IV.7.1.2. La charge industrielle

La charge industrielle concerne une usine de production de grande consommation d'énergie, l'exemple pris dans ce cas est une usine distant de 19km de l'agglomération résidentielle avec une consommation répartie sur une durée de 24 heures, fonctionnant de 08h à 16h, la production commence à 08h avec un pic de puissance de 20 MW nécessaire pour démarrer les machines, puis diminue à un niveau normal de 15 MW, l'usine cesse l'activité à 12h et reprend à 13h avec un nouveau pic de consommation, revenu à son tour à l'état normal de 15MW, jusqu'a la fin de travail à 16h. Au-delà de cette heure, la consommation d'énergie concerne l'éclairage intérieur et extérieur, Voir le tableau (IV-2).

Tableau (IV-2): Les charges résidentielle et industrielle pendant une journée.

Temps	Consommation horaire (Watt)	
	Charge résidentielle	Charge industrielle
00h	7576	1000000
01h	7400	1000000
02h	7620	1000000
03h	7400	1000000
04h	7400	1000000
05h	8100	1000000
06h	51460	1000000
07h	70980	1000000
08h	22900	20000000
09h	38700	15000000
10h	62700	15000000
11h	28400	15000000
12h	53720	6000000
13h	19260	20000000
14h	22400	15000000
15h	46640	10000000
16h	67640	8000000
17h	86760	7000000
18h	63640	6000000
19h	65620	3000000
20h	126700	1000000
21h	82700	1000000
22h	24740	1000000
23h	7640	1000000

Nous avons aussi présenté ces charges sous forme de graphe voir figure (IV.9) et figure (IV.10).

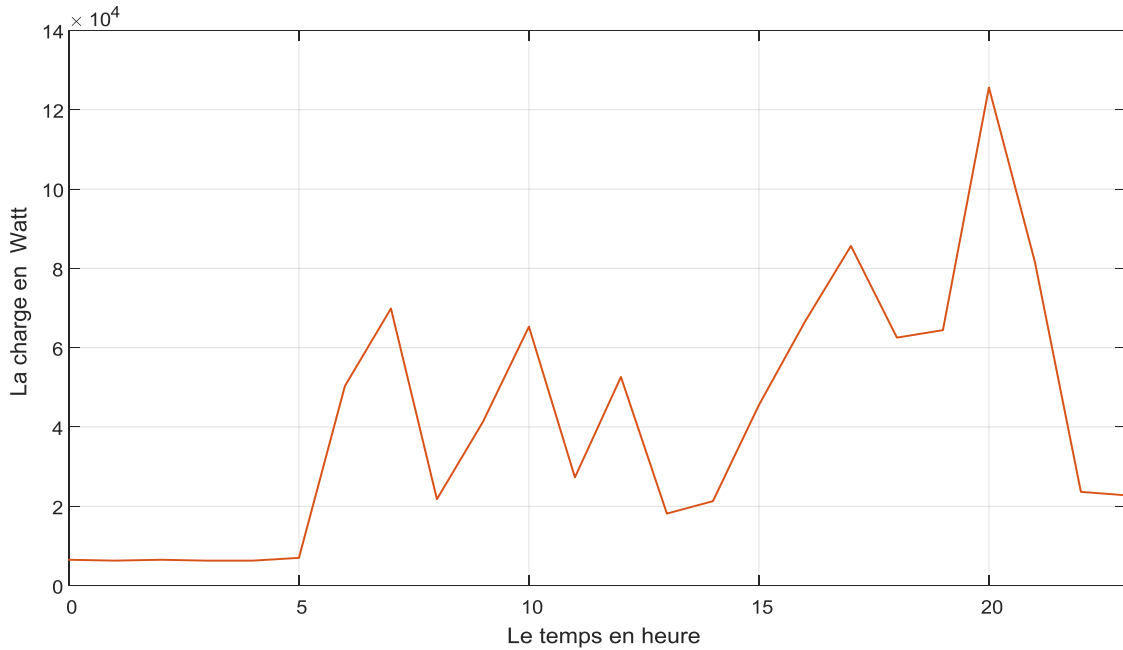


Figure (IV.9): Profil de la charge résidentielle.

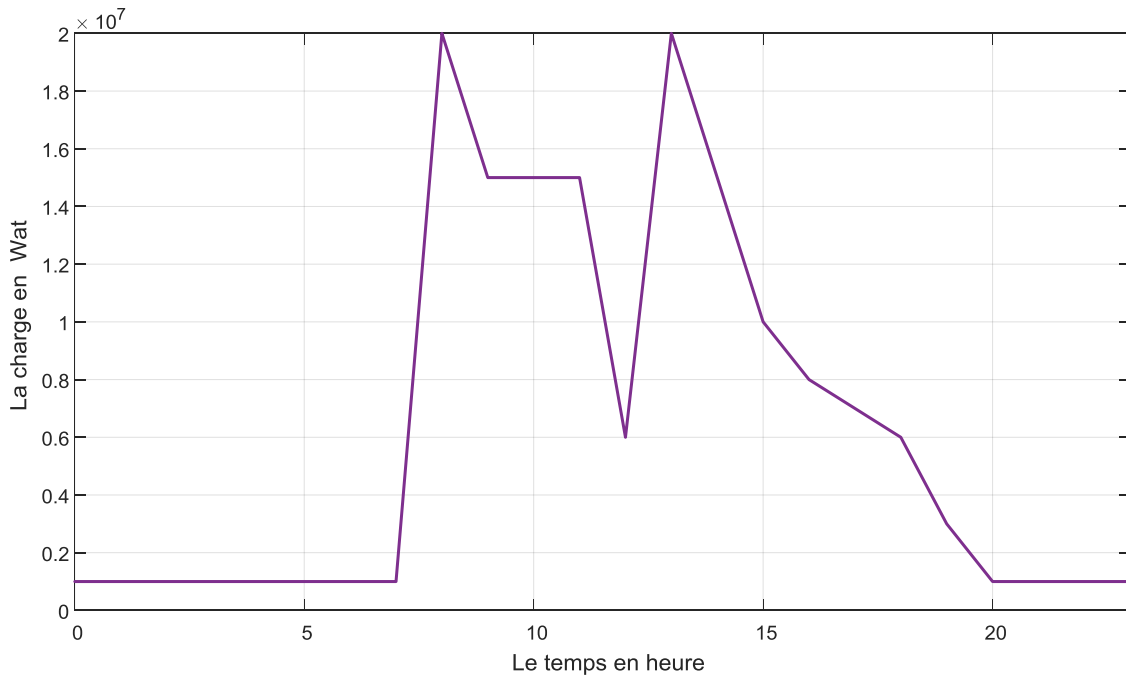


Figure (IV.10): Profil de la charge industrielle.

IV.7.2. Dimensionnement du système

Le modèle suggéré dans ce cas d'étude, a une charge résidentielle d'une puissance moyenne de 41052,5 W avec une valeur maximale (pic) 126 700, nous avons installé un champ photovoltaïque de puissance maximale 40.5 kW pour le maximum d'ensoleillement et

un parc éolien de petite taille fournissant une puissance maximale de 24 kW pour le maximum de vitesse du vent, tous les deux pour couvrir la demande de puissance moyenne de la charge résidentielle. Pendant les heures de pointe (pic) et l'insuffisance des deux sources, le recours au réseau utilitaire est obligatoire. L'ensemble est soutenu par un système de stockage qui est la pile à combustible.

Concernant le dimensionnement de la charge industrielle, on utilise un grand parc éolien qui fournit 2x5MW pour couvrir la demande moyenne de la puissance qui est d'ordre de 7 MW, Le manque de la puissance lorsque la demande dépasse la moyenne et durant les heures de pointes est pourvu par le réseau d'utilité public.

IV.8. Résultats et discussion

Notre modèle a été traité sur le logiciel Matlab Simulink, contenue toutes les données des composantes constituant, tels que les sources de puissances (PV, éolienne, pile à combustible et réseau utilitaire) et les dispositifs du contrôle et de mesure, avec l'intégration du programme de gestion de puissances et nous avons obtenus les résultats suivants:

IV.8.1. Côté résidentiel

A l'effet de faciliter la compréhension de ces résultats voir figure (IV.11), ces derniers ont été traités pendant les vingt quatre heures (la journée).

Malgré nos efforts déployés et notre investigation profonde pour assurer un matériel adéquat à la simulation de notre étude, nous n'avons pas réussi à le trouver, cette contrainte nous a obligé d'utiliser les moyens disponibles et adapter et réduire le temps de simulation jusqu'à 2.4 seconde, de telle sorte que chaque 0.1 seconde correspond à une heure :

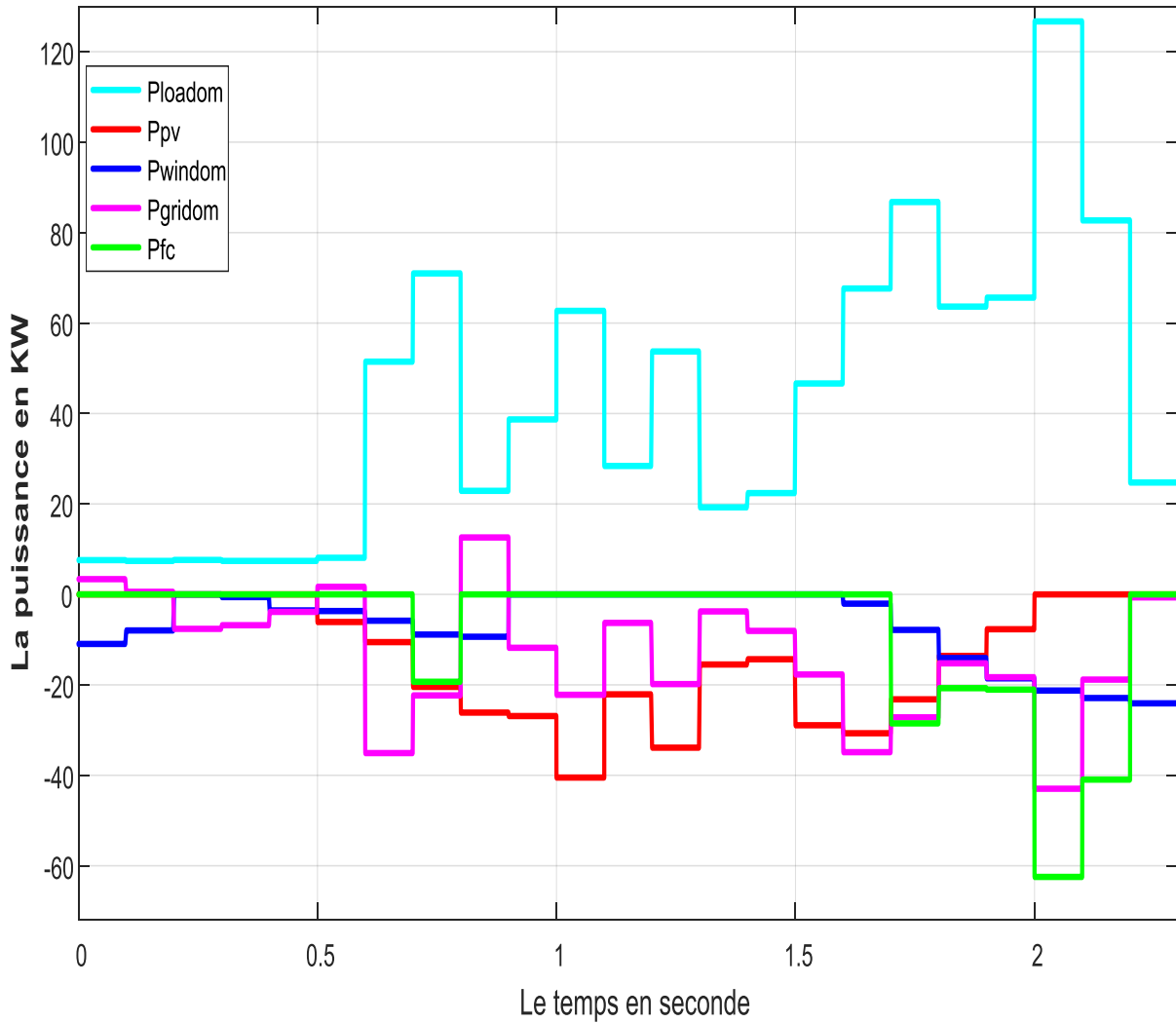


Figure (IV.11): La gestion de puissances côté résidentiel.

- de 00h jusqu'à 02h00: la période de nuit, la charge est au minimum, elle varie entre 7.2kW à 7.4kW, La puissance est assurée par l'éolienne, le surplus de la puissance est consommé par le réseau utilitaire.
- de 02h jusqu'à 03h00: la période de nuit, la charge est de l'ordre de 7.4kW, cette charge est supportée complètement par le réseau utilitaire.
- de 03h00 jusqu'à 05h00: la charge est de l'ordre de 7.4kW, elle est supportée par l'éolienne et le manque est assuré par le réseau utilitaire.
- de 05h00 jusqu'à 06h00: la charge est toujours de l'ordre de 7.4kW, cette fois ci nous observons clairement l'introduction d'une nouvelle source qui est la photovoltaïque, commence avec le début de la journée, donc la charge est supportée par les deux sources, éolienne et photovoltaïque, le surplus de la puissance produite est consommé par le réseau public.

- de 06h00 jusqu'à 07h00: le début de la journée, une augmentation de la charge est observée de l'ordre de 50kW, cette dernière est supportée par les deux sources photovoltaïque et éolienne, le manque de la puissance est compensé par le réseau public.
- de 07h00 jusqu'à 08h00: la préparation de commencement de la journée, d'où les foyers enregistrent une consommation arrivant à 71kW, c'est la première heure de pointe de la journée, Dans cette période la pile à combustible est introduite pour supporter cette heure de pointe. Les foyers sont alimentés par les trois sources, l'éolienne, le champ photovoltaïque et la pile à combustible, le manque de la puissance comme d'habitude est compensé par le réseau public.
- de 08h00 jusqu'à 09h00: après le passage de la première heure de pointe, la charge diminue jusqu'à 20kW, dans cette période la charge est supportée par les deux sources, éolienne et photovoltaïque, le surplus de la puissance est absorbé par le réseau public.
- de 09h00 jusqu'à 16h00: le milieu de la journée la charge est variable entre 20kW et 60kW, dans cette période cette dernière est supportée essentiellement par la source photovoltaïque, le reste de la puissance est livré par le réseau utilitaire, cette période comprend la période d'entretien journalière de l'éolienne.
- de 16h00 jusqu'à 17h00: la charge est toujours en augmentation, dans cette période nous constatons la réintroduction à nouveau la source éolienne, durant cette phase la charge est soutenue par la source photovoltaïque et l'éolienne, le manque de la puissance est compensé par le réseau public.
- de 17h00 jusqu'à 22h00: la phase des heures de pointes de la journée, ou la charge continue à augmenter jusqu'à une valeur maximale de 127kW. dans cette période nous remarquons de nouveau l'enclenchement de la pile à combustible, la charge est soutenue par les trois sources, éolienne, photovoltaïque et pile à combustible, l'insuffisance comme toujours est comblé par le réseau utilitaire.
- de 22h00 jusqu'à 23h00: la période de la nuit, la charge est au minimum possible, dans cette période la charge est assistée par la source éolienne, une légère puissance est compensée par le réseau public.
- de 23h00 jusqu'à 24h00: la période de la nuit, la charge est à son niveau minimum, durant cette période la charge est alimentée par la source éolienne, le surplus de la puissance est absorbé par le réseau public.

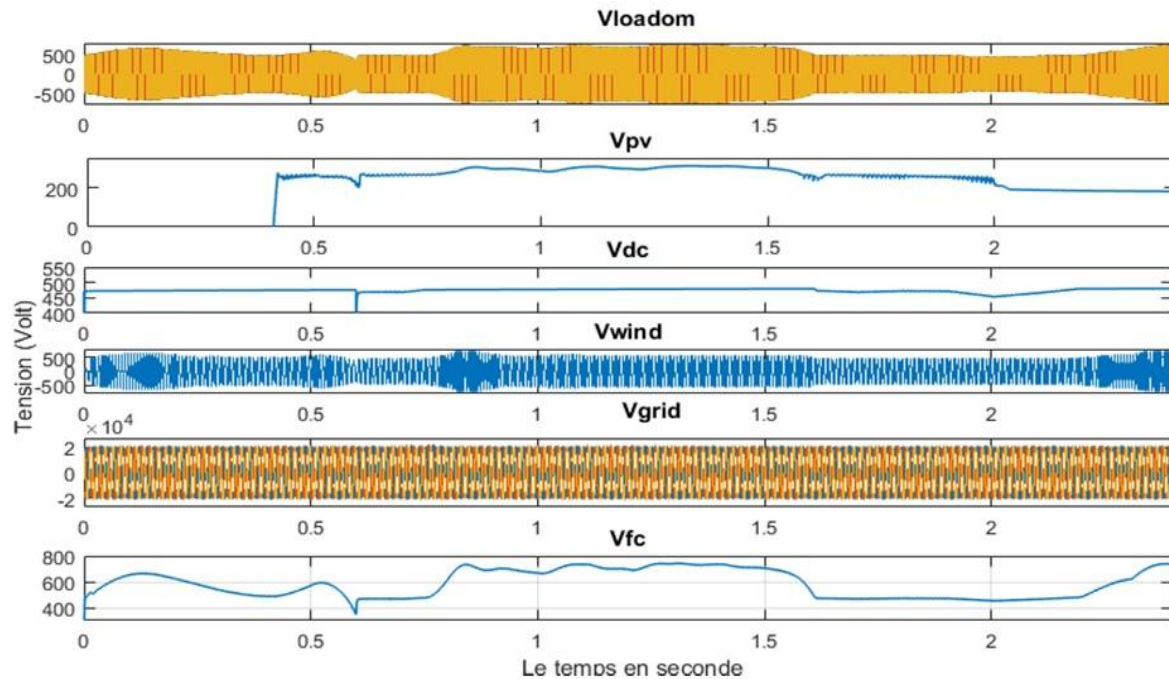


Figure (IV.12): Les tensions côté résidentiel.

À propos des tensions des sources et la charge, côté résidentiel, voir figure (IV.12), La tension V_{dc} du bus continu est toujours proche de 500V, c'est intéressant car nous avons intégré une boucle de régulation de cette valeur, pour ne pas perturbé la sortie de l'onduleur. La tension V_{fc} de la pile à combustible, elle a une valeur de 500V, c'est une tension continue connectée aussi au bus continu, pour cette raison, il est également utile de contrôler cette valeur pour ne pas perturbé le bus continu.

La tension de la source photovoltaïque est en fonction de l'ensoleillement, pendant la nuit en l'absence du soleil cette tension égale à 0V, le reste de la journée cette valeur atteint la valeur de 300V, amplifiée ensuite par le boost DC pour avoir la valeur 500V, pour pouvoir être raccordée au bus DC.

Concernant la tension de l'éolienne de petite taille est une tension alternative avec une valeur maximale de 500V, Nous avons installé un convertisseur (redresseur non commandé) DC/DC pour aboutir à une tension continu d'une valeur de 500V.

La tension du réseau est une tension sinusoïdale de valeur maximale 25000V, raccordée à un convertisseur de puissance (onduleur) par l'intermédiaire d'un transformateur abaisseur, qui réduit cette tension jusqu'a une valeur de 260V.

Finalement, la tension au borne de la charge résidentielle est une tension sinusoïdale de valeur maximale de l'ordre de 260V, néanmoins il y a la contrainte de la variation de la charge, qui n'est pas importante et n'influe pas sur le fonctionnement du système.

IV.8.2. Côté industriel

Même raisonnement suivi, nous allons traiter la simulation pendant toute la journée voir figure (IV.13).

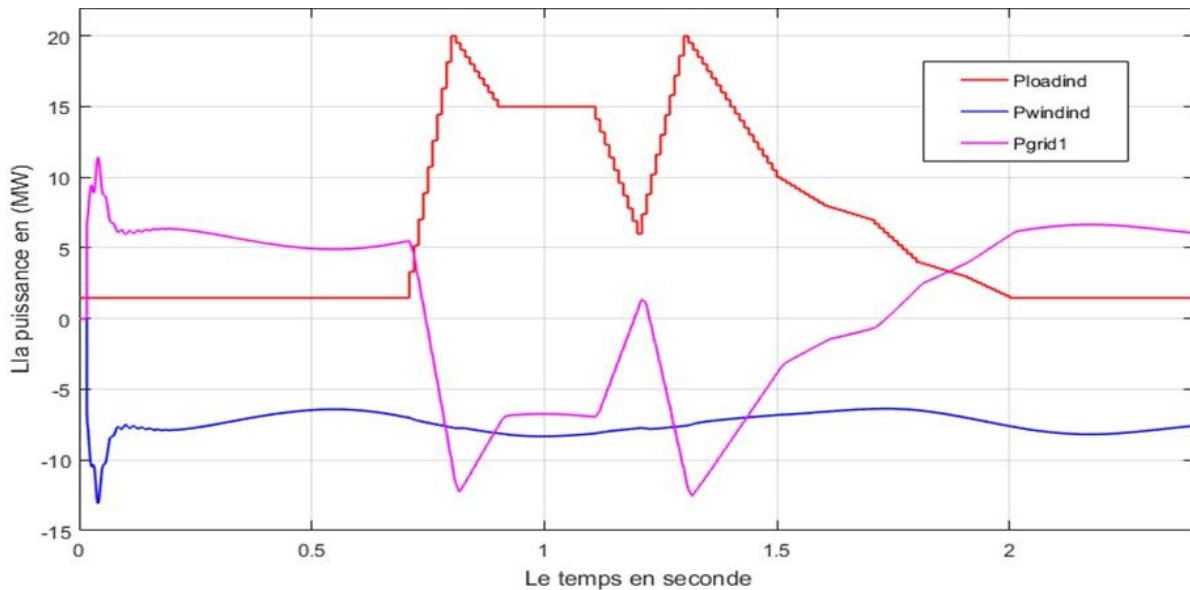


Figure (IV.13): La gestion de puissances côté industriel.

- Pendant la nuit l'usine est à l'arrêt, a cet effet la charge est uniquement de l'éclairage externe et interne elle est de l'ordre de 1.47MW, durant cette période la charge est alimentée par la source éolienne de grande taille, le surplus est consommé par le réseau public.
- Pendant les heures de travail, qui commencent à 08h00 du matin, phase de démarrage des machines qui nécessitent plus de puissance, c'est la première heure de pointe avec une consommation maximale qui arrive jusqu'à 20MW, la charge est soutenue par l'éolienne avec une puissance livrée de 8MW, le reste de la puissance est débitée par le réseau public.
- après cette période difficile, la consommation des machines devient normale avec une valeur de 15MW, la moitié assurée par l'éolienne et le reste compensé par le réseau public, jusqu'à midi d'ou la production de l'usine est arrêtée, phase de pause, pendant cette période la consommation baisse jusqu'à 7MW, pendant ce temps la charge est soutenue uniquement par la ferme éolienne.
- Avec le redémarrage de la production, on enregistre une nouvelle heure de pointe de 20MW, cette consommation est soutenue par l'éolienne, le reste est compensé par le réseau public. après cette période les machines retournent à la consommation

nominale, pendant cette période la charge est assurée par la ferme éolienne, le reste de la puissance est compensé par le réseau public, jusqu'a la fermeture de l'usine à 16h00.

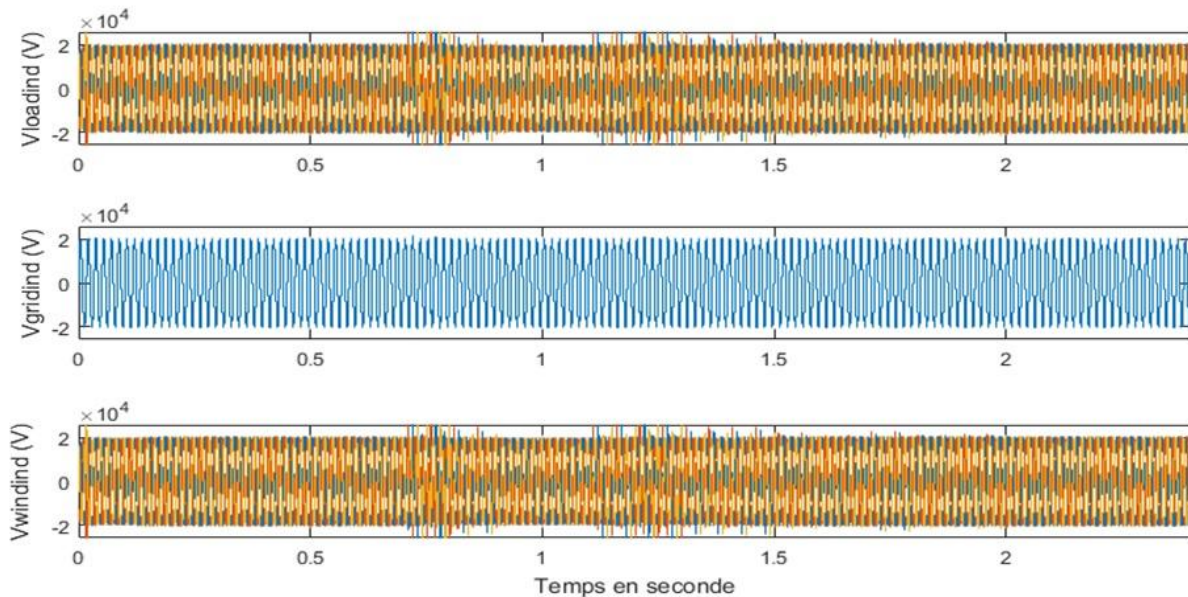


Figure (IV.14): Les tensions côté industriel.

Concernant les tensions du réseau utilitaire, la charge et la ferme éolienne, ce sont des tensions alternatives de valeur maximale de l'ordre de 25000V, on enregistre une légère variation au niveau des tension de la charge et l'éolienne pendant les heures de pointes, qui est relativement acceptable, généralement ne dépasse pas les limites et qui n'influe pas sur le fonctionnement normal du système.

IV.9. Interprétation des résultats

Notre système est composé de deux parties principales, la première est la partie DC, ou l'ensemble des sources des énergies renouvelables sont connectées. Ce bus DC est très sensible dans notre système pour maintenir la tension fixe à l'entrée de convertisseur DC/AC, à défaut de variation de cette tension, une dégradation se produira dans tout le système. la deuxième partie est la partie alternative, doit avoir une forme très proche de la forme sinusoïdale pour ne pas perturber aussi le fonctionnement du système. les deux parties sont connectées par un convertisseur de puissance DC/AC (onduleur), ce qui prouve que ce dispositif joue un rôle très important dans l'ensemble du système.

D'après les résultats obtenus, que ce soit pour le côté industriel ou résidentiel, nous remarquons que l'installation d'un outil de gestion et contrôle de l'écoulement de puissance

nous a permis d'atteindre un gain considérable de la production d'électricité allant jusqu'à 50% à partir des énergies renouvelables.

Pour le côté résidentiel, La première heure de pointe du matin, la charge arrive jusqu'à 70kW, le réseau utilitaire ne couvre que moins de 20kW, le reste de la puissance consommée est assurée par les énergies renouvelables, c.-à-d. plus de 50kW produite par les énergies renouvelables.

La deuxième heure de pointe du soir, la consommation arrive jusqu'à 130kW, le réseau public ne couvre que moins de 40kW, le reste de la puissance est produite par les sources des énergies renouvelables qui est de l'ordre de plus 90kW.

Pour le côté industriel, La puissance débitée par la source éolienne grand modèle à tout moment de la journée, représente 50% de la puissance consommée par la charge.

IV.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par la présentation de notre système qui est composé de deux parties, la première est la partie résidentielle, constituée d'une agglomération de vingt (20) foyers, d'une charge variable pendant toute la journée, et d'une source photovoltaïque, d'une source éolienne de petite taille et d'une unité de stockage qui est la pile à combustible, l'ensemble est connecté à un bus DC.

La deuxième partie est la partie industrielle constituée d'une usine de production et une source éolienne de grande taille. Les deux parties sont raccordées par un convertisseur DC/AC, et sont connectées au même réseau utilitaire.

Nous avons réalisé ce système global dans Matlab Simulink, avec la fixation des variables initiales de chaque composants. En plus, nous avons installé un processus de contrôle de tous les variables du système, tels que le contrôle de la tension du bus DC, le contrôle du MPPT, le contrôle du convertisseur DC/AC pour la synchronisation de la sortie AC avec le réseau public. comme nous avons installé un programme de gestion de puissance de toutes les sources que soit dans la partie résidentielle ou dans la partie industrielle.

Enfin, la simulation est lancée dans une durée de 24 heures (une journée), les résultats obtenus sont satisfaisants de fait que, les fonctions suivantes sont assurées:

- ✓ Le contrôle des composantes et des variables du système facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux publics, et garantit un fonctionnement même dans des cas défavorables.

- ✓ L'installation d'un bon programme de gestion de puissances joue un rôle très important non seulement pour favoriser l'utilisation des énergies renouvelables mais aussi la réduction du recours au réseau public pendant les heures de pointes.

A l'effet de rémunérer ce travail, une étude économique est présentée dans le chapitre qui suit, qui va illustrer l'aspect économique, et l'évolution des coûts de production dans les deux côtés résidentiel et industriel.

Chapitre V

Aspect économique

V.1. Introduction

Les calculs de coûts de production concernent les entreprises industrielles qui transforment des matières premières en produits intermédiaires ou produits semi-finis ou en produits finis. Ce sont des coûts auxquels une entreprise doit faire face afin d'assurer sa production de biens ou d'équipements.

La connaissance des coûts est indispensable pour prendre des décisions telles que:

- ✓ fixer un prix de vente (prix catalogue, établissement d'un devis, réponse à un appel d'offre,...);
- ✓ gérer un portefeuille de produits (décider quels produits développer ou arrêter);
- ✓ choisir d'internaliser ou d'externaliser une fabrication;
- ✓ déterminer sur quels éléments faire porter les efforts de réduction des coûts; décider de lancer une nouvelle activité.

V.2. Les fonctions coût

Étant donné que la mise en œuvre du modèle de gestion de puissance a un effet sur la taille des composants du système et donc sur les coûts d'exploitation, la stratégie de contrôle doit être rigoureusement tenue en considération. Les outils de programmation du logiciel MATLAB ont été appliqués afin de trouver les puissances optimales de chaque source que ce soit pour le côté industriel ou résidentiel.

Le modèle de gestion de puissance proposé dans notre étude est conçu à l'effet de satisfaire d'une manière optimale la charge électrique en tout moment, avec une exploitation rentable des différentes sources d'énergies, qui résulte par conséquent, des coûts réduits de production et de fonctionnement horaire du système hybride. Ce coût est identifié comme suit:

C_T est la somme du coût horaire d'investissement, d'exploitation et de maintenance.

Le coût horaire global du système est comme suit:

$$C_T = C_{T1} + C_{T2} \quad (V.1)$$

ou:

C_{T1} : Le coût horaire global de production côté résidentiel durant une journée.

C_{T2} : Le coût horaire global de production côté industriel durant une journée.

V.2.1. Les fonctions coût côté résidentiel

Le coût horaire de production pour le côté résidentiel est identifié comme suit:

$$C_{T1} = C_{I1} + C_{E1} + C_{M1} \quad (V.2)$$

Ces coûts peuvent être divisés en coût horaire pour le champ photovoltaïque, la ferme éolienne de petite taille, le système de stockage (Pile à combustible) et le réseau utilitaire.

Sachant aussi que pour le côté résidentiel, le coût global d'investissement est la somme de tous les coûts d'investissement des sous systèmes, le coût global d'exploitation est la somme de tous les coûts d'exploitation des sous systèmes et le coût global de maintenance est la somme de tous les coûts de maintenance des sous systèmes.

✓ Le coût d'investissements côté résidentiel devient comme suit:

$$C_{I1} = C_{I1PV} + C_{I1windom} + C_{I1fc} + C_{I1gridom} \quad (V.3)$$

Ou:

C_{I1} : Le coût global d'investissement côté résidentiel;

C_{I1PV} : Le coût d'investissement de la source photovoltaïque;

$C_{I1windom}$: Le coût d'investissement de la source éolienne;

$C_{I1gridom}$: Le coût d'investissement du réseau utilitaire.

✓ Le coût horaire d'exploitation côté résidentiel devient comme suit:

$$C_{E1} = C_{E1PV} + C_{E1windom} + C_{E1fc} + C_{E1gridom} \quad (V.4)$$

ou:

C_{E1} : Le coût horaire global d'exploitation côté résidentiel durant une journée;

C_{E1PV} : Le coût horaire d'exploitation de la source photovoltaïque durant une journée;

$C_{E1windom}$: Le coût horaire d'exploitation de la source éolienne durant une journée;

$C_{E1gridind}$: Le coût horaire d'exploitation du réseau utilitaire durant une journée.

✓ Le coût horaire de maintenance côté résidentiel devient comme suit:

$$C_{M1} = C_{M1PV} + C_{M1windom} + C_{M1fc} + C_{M1gridom} \quad (V.5)$$

Ou:

C_{MI} : Le coût horaire global de maintenance côté résidentiel durant une journée;

C_{M1PV} : Le coût horaire de maintenance de la source photovoltaïque durant une journée;

$C_{M1window}$: Le coût horaire de maintenance de la source éolienne durant une journée;

$C_{M1gridom}$: Le coût horaire de maintenance du réseau utilitaire durant une journée.

En second lieu, il est souhaitable de trouver le coût horaire de fonctionnement du système hybride. Ce coût doit être déterminé par la puissance générée des différentes sources du côté résidentiel. Cela indique que le coût total de fonctionnement du système photovoltaïque peut être égal au coût de génération de 1 Watt (y compris le coût d'investissement, d'exploitation et le coût de maintenance), multiplié par la puissance générée totale.

Par exemple:

Le coût horaire total du système photovoltaïque = $(C_{I1PV} + C_{E1PV} + C_{M1PV}) * P_{PV}$

La même chose pour le système éolien:

Le coût horaire total du système éolien petit modèle = $(C_{I1window} + C_{E1window} + C_{M1window}) * P_{window}$

Idem pour le système de stockage:

Le coût horaire total du système de stockage = $(C_{I1fc} + C_{E1fc} + C_{M1fc}) * P_{fc}$

Pour le réseau utilitaire:

Le coût horaire total du réseau utilitaire côté résidentiel = $(C_{I1gridom} + C_{E1gridom} + C_{M1gridom}) * P_{gridom}$

Pour simplifier le modèle:

$$(C_{I1PV} + C_{E1PV} + C_{M1PV}) P_{PV} = \alpha P_{PV} \quad (V.6)$$

$$(C_{I1window} + C_{E1window} + C_{M1window}) P_{window} = \beta P_{window} \quad (V.7)$$

$$(C_{I1fc} + C_{E1fc} + C_{M1fc}) P_{fc} = \lambda P_{fc} \quad (V.8)$$

$$(C_{I1gridom} + C_{E1gridom} + C_{M1gridom}) P_{gridom} = \rho P_{gridom} \quad (V.9)$$

Ou:

α : Le coût de production d'un Watt de la source photovoltaïque;

β : Le coût de production d'un Watt de la source éolienne petit modèle;

λ : Le coût de production d'un Watt de la pile à combustible;

ρ : Le coût de production d'un Watt du réseau public.

Donc on peut écrire les équations comme suit:

$$C_{I1PV} + C_{E1PV} + C_{M1PV} = \alpha \quad (V.10)$$

$$C_{I1window} + C_{E1window} + C_{M1window} = \beta \quad (V.11)$$

$$C_{I1fc} + C_{E1fc} + C_{M1fc} = \lambda \quad (V.12)$$

$$C_{I1gridom} + C_{E1gridom} + C_{M1gridom} = \rho \quad (V.13)$$

Par conséquent, l'objectif est de trouver le coût horaire de production global du côté résidentiel:

$$C_{T1} = \alpha P_{PV} + \beta P_{window} + \lambda P_{fc} + \rho P_{gridom} \quad (V.14)$$

Les coûts des sous-systèmes sont identifiés comme suit:

C_{I1PV} = le coût d'investissement photovoltaïque (Dollars /Watt)

C_{E1PV} = le coût d'exploitation photovoltaïque (Dollars / Watt)

C_{M1PV} = le coût de maintenance photovoltaïque (Dollars /Watt)

$C_{I1window}$ = le coût d'investissement petite éolienne (Dollars /Watt)

$C_{E1window}$ = le coût d'exploitation petite éolienne (Dollars / Watt)

$C_{M1window}$ = le coût de maintenance petite éolienne (Dollars / Watt)

C_{I1fc} = le coût d'investissement de la pile à combustible (Dollars / Watt)

C_{E1fc} = le coût d'exploitation de la pile à combustible (Dollars / Watt)

C_{M1fc} = le coût de maintenance de la pile à combustible (Dollars / Watt)

$C_{I1gridom}$ = le coût d'investissement réseau utilitaire (Dollars / Watt)

$C_{E1gridom}$ = le coût d'exploitation réseau utilitaire (Dollars / Watt)

$C_{M1gridom}$ = le coût de maintenance réseau utilitaire (Dollars / Watt)

Maintenant, les paramètres α , β , λ et ρ ont été localisés sur la documentation technique.

Pour le système solaire [SOL-2017]: $\alpha = 0.00168$ Dollars par Watt.

Pour le système éolien petit modèle [WPT-2017]: $\beta = 0.00164$ Dollars par Watt.

Pour le système de la pile à combustible [FUE-2017]: $\lambda = 0.001$ Dollars par Watt.

Pour le système réseau utilitaire [BLA-2017]: $\rho = 0.002505$ Dollars par Watt.

A partir de ce qui précède, le coût global peut être calculé, les puissances de production optimale ont été identifiées dans le chapitre précédent.

Le coût de production de chaque source a été calculé pour une journée, le coût global du côté résidentiel, correspond à l'ensemble des coûts de puissances des différentes sources.

V.2.2. Les fonctions coût côté industriel

Le coût horaire de production global est identifiée comme suit:

$$C_{T2} = C_{I2} + C_{E2} + C_{M2} \quad (V.15)$$

Ces coûts peuvent être aussi divisés en coût horaire pour la ferme éolienne de grande taille et le réseau utilitaire.

Le coût horaire de production global côté industriel est composé du coût d'investissement, du coût d'exploitation et du coût de maintenance.

✓ Les coûts d'investissement côté industriel deviennent comme suit:

$$C_{I2} = C_{I2windind} + C_{I2gridind} \quad (V.16)$$

Ou:

C_{I2} : Le coût global d'investissement côté industriel durant une journée;

$C_{I2windind}$: Le coût d'investissement de la source éolienne durant une journée;

$C_{I2gridind}$: Le coût d'investissement du réseau utilitaire durant une journée;

✓ Les coûts horaires d'exploitation côté industriel deviennent comme suit:

$$C_{E2} = C_{E2windind} + C_{E2gridind} \quad (V.17)$$

Ou:

C_{E2} : Le coût horaire global d'exploitation côté industriel durant une journée;

$C_{E2windind}$: Le coût horaire d'exploitation de la source éolienne durant une journée;

$C_{E2gridind}$: Le coût horaire d'exploitation du réseau utilitaire durant une journée;

✓ Les coûts horaires de maintenance côté industriel deviennent comme suit:

$$C_{M2} = C_{M2windind} + C_{M2gridind} \quad (V.18)$$

C_{M2} : Le coût horaire global de maintenance global côté industriel durant une journée;

$C_{M2windind}$: Le coût horaire de maintenance de la source éolienne durant une journée;

$C_{M2gridind}$: Le coût horaire de maintenance du réseau utilitaire durant une journée;

Le coût horaire de fonctionnement du système hybride côté industriel devient comme suit:

Le coût horaire total du système éolien grand modèle = $(C_{I1windind} + C_{E1windind} + C_{M1windind}) * P_{windind}$

Le coût horaire total du réseau utilitaire côté industriel = $(C_{I1grid2} + C_{E1grid2} + C_{M1grid2}) * P_{gridind}$

Le coût horaire global de production côté industriel devient comme suit:

$$(C_{I2windind} + C_{E2windind} + C_{M2windind}) P_{windind} = \delta P_{windind} \quad (V.19)$$

$$(C_{I2gridind} + C_{E2gridind} + C_{M2gridind}) P_{gridind} = \rho P_{gridind} \quad (V.20)$$

Ou:

δ : le coût de production d'un Watt de la source éolienne grand modèle.

Ces coûts deviennent comme suit:

$$C_{I2windind} + C_{E2windind} + C_{M2windind} = \delta \quad (V.21)$$

$$C_{I2gridind} + C_{E2gridind} + C_{M2gridind} = \rho \quad (V.22)$$

Par conséquent, l'objectif est de trouver le coût horaire de production global du côté industriel:

$$C_{T2} = \delta P_{windind} + \rho P_{gridind} \quad (V.23)$$

Les coûts des sous-systèmes sont identifiés comme suit:

$C_{I1gridind}$ = le coût d'investissement réseau utilitaire (Dollars / Watt)

$C_{E1gridind}$ = le coût d'exploitation réseau utilitaire (Dollars / Watt)

$C_{M1gridind}$ = le coût de maintenance réseau utilitaire (Dollars / Watt)

$C_{I1windind}$ = le coût d'investissement grande éolienne (Dollars /Watt)

$C_{E1windind}$ = le coût d'exploitation grande éolienne (Dollars /Watt)

$C_{M1windind}$ = le coût de maintenance grande éolienne (Dollars / Watt)

Idem pour le côté industriel, les paramètres δ et ρ ont été localisés sur la documentation technique.

Pour le système éolien grand modèle [STA-2017]: $\delta = 0.00112$ Dollars par Watt.

Pour le système réseau utilitaire [BLA-2017]: $\rho = 0.002505$ Dollars par Watt.

A partir de ce qui précède, le coût global peut être calculé, les puissances de production optimale ont été identifiées dans le chapitre précédent.

Le coût de production de chaque source a été calculé pour une journée, le coût global du côté industriel, correspond à l'ensemble des coûts de sources de puissances.

V.3. Résultats côté résidentiel

La figure (V.1) présente les coûts horaires de production des différentes sources ainsi que le coût horaire global simulés par le logiciel Matlab.

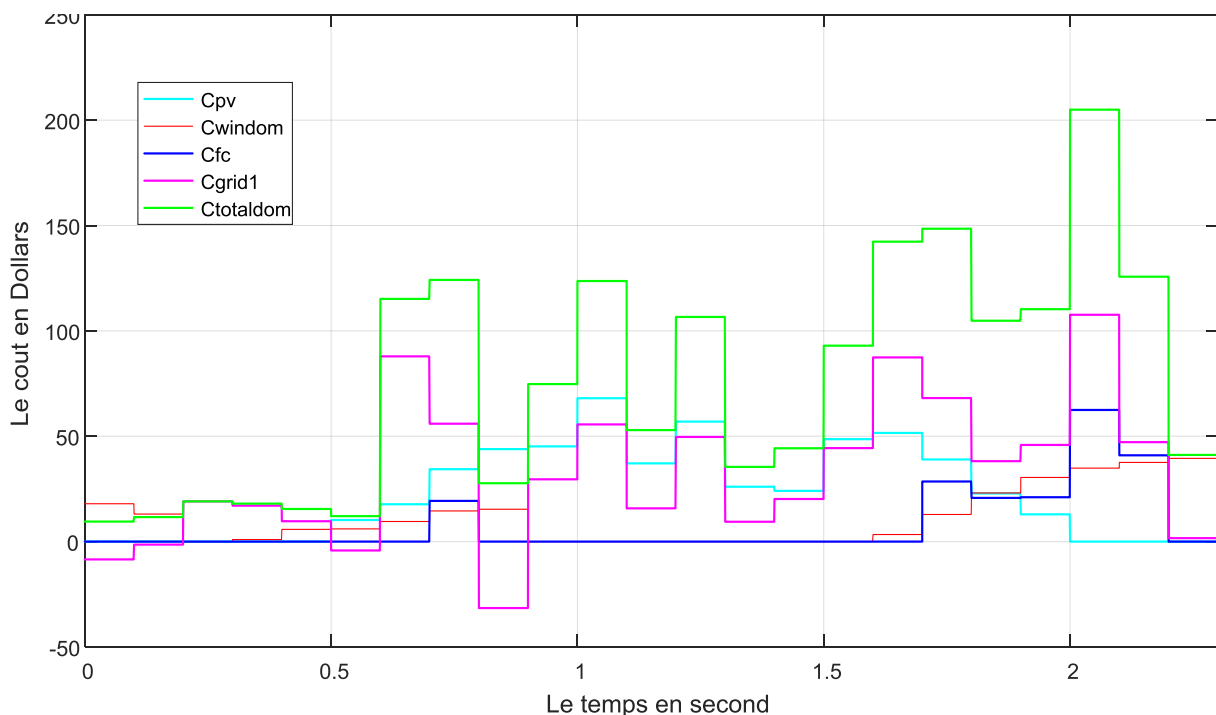


Figure (V.1): Coût des différentes sources durant une journée côté résidentiel (résultats MATLAB)

A partir de ces résultats obtenus par le logiciel MATAB, nous avons extraire les données et les transformées sous forme de tableau pour faciliter leurs traitement et analyse.

Le tableau (V.1) illustre l'ensemble des résultats obtenus du côté résidentiel.

Tableau (V-1): Le calcul du coût horaire de production côté résidentiel pendant une journée.

Temps	C_{TPV} (Dollars)	C_{Twindom} (Dollars)	C_{Tgridom} (Dollars)	C_{Tfc} (Dollars)	C_{T1} (Dollars)
00h	0,00	17,96	-5,53	0,00	12,42
01h	0,00	13,07	-0,93	0,00	12,14
02h	0,00	0,00	19,09	0,00	19,09
03h	0,00	0,97	17,06	0,00	18,03
04h	0,00	5,81	9,67	0,00	15,47
05h	10,25	6,04	-2,79	0,00	13,49
06h	17,72	9,54	87,90	0,00	115,17
07h	34,36	14,56	55,95	19,32	124,18
08h	43,90	15,35	-20,90	0,00	38,35
09h	45,19	0,00	29,56	0,00	74,75
10h	68,04	0,00	55,61	0,00	123,65
11h	37,13	0,00	15,78	0,00	52,91
12h	56,94	0,00	49,67	0,00	106,61
13h	26,04	0,00	9,42	0,00	35,46
14h	24,07	0,00	20,22	0,00	44,29
15h	48,60	0,00	44,36	0,00	92,97
16h	51,58	3,36	87,40	0,00	142,34
17h	38,98	12,87	68,11	28,52	148,48
18h	22,85	23,08	38,17	20,73	104,83
19h	12,94	30,44	45,87	21,05	110,29
20h	0,00	34,87	107,64	62,47	204,98
21h	0,00	37,57	47,19	40,95	125,72
22h	0,00	39,50	1,64	0,00	41,14
23h	0,00	33,23	-20,70	0,00	12,53
TOTAL	538,57	298,21	759,46	193,04	1789,28

Nous remarquons que le coût de production global augmente pendant les heures de pointes, par exemple à 07h:00 la première heure de pointe, le coût global arrive jusqu'à 124,18 \$, alors que, à 20h:00 la deuxième heure de pointe, le coût global atteint son maximum qui est 204.98 \$. Ce sont des résultats raisonnables, car ces heures enregistrent une forte production du réseau public qui se caractérise par son coût élevé.

Comme nous remarquons aussi la diversification d'utilisation des sources de production durant les heures de la journée.

Le réseau public est considéré comme une source d'appoint, en cas d'incapacité des autres sources d'énergies à satisfaire la charge résidentielle.

La valeur négative du coût global signifie que le surplus produit par les sources d'énergies renouvelables est consommé par le réseau public voir figure (V.2).

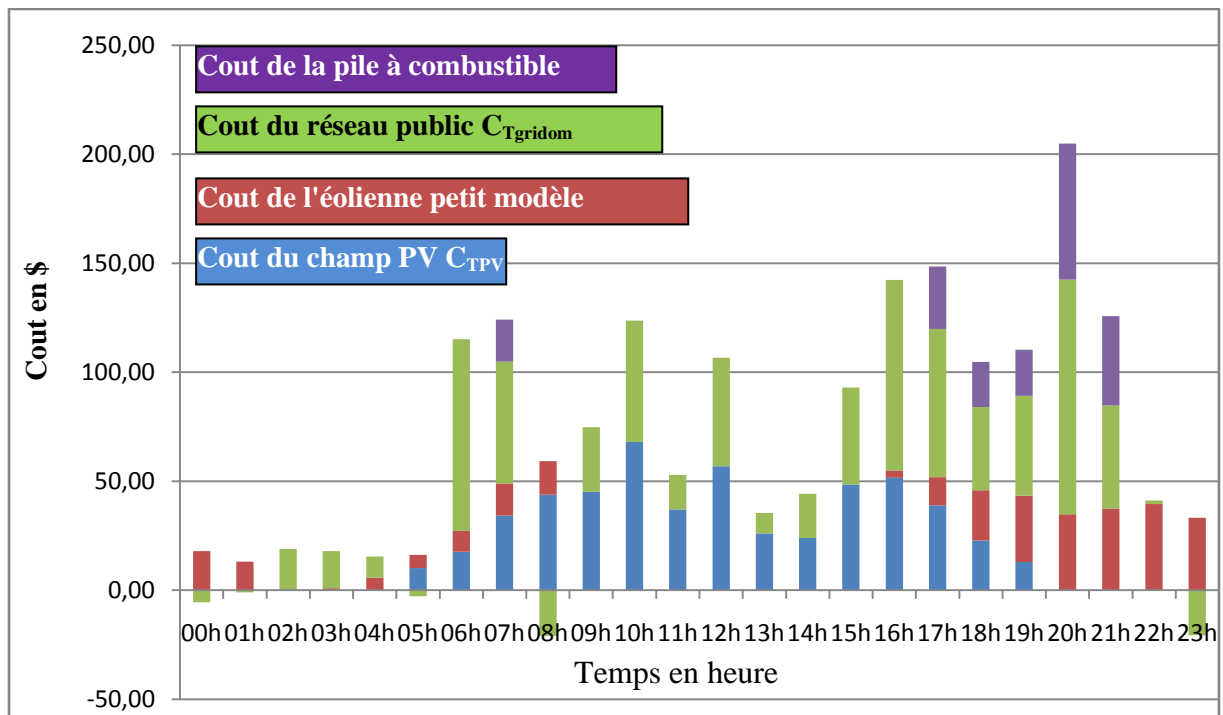


Figure (V.2): Coût horaire des différentes sources durant une journée côté résidentiel

A l'effet d'apprécier l'importance d'intégration des énergies renouvelables pour satisfaire les besoins de la charge résidentielle nous avons fait une comparaison ci-dessous, entre le coût de production global avec et sans intégration des énergies renouvelables.

Nous constatons que le coût sans intégration EnR est plus élevé par rapport au coût avec intégration des EnR pendant toute la journée mentionné sur la figure (V.3). En raison de la cherté de la production du réseau public par rapport aux coûts de la production des énergies renouvelables.

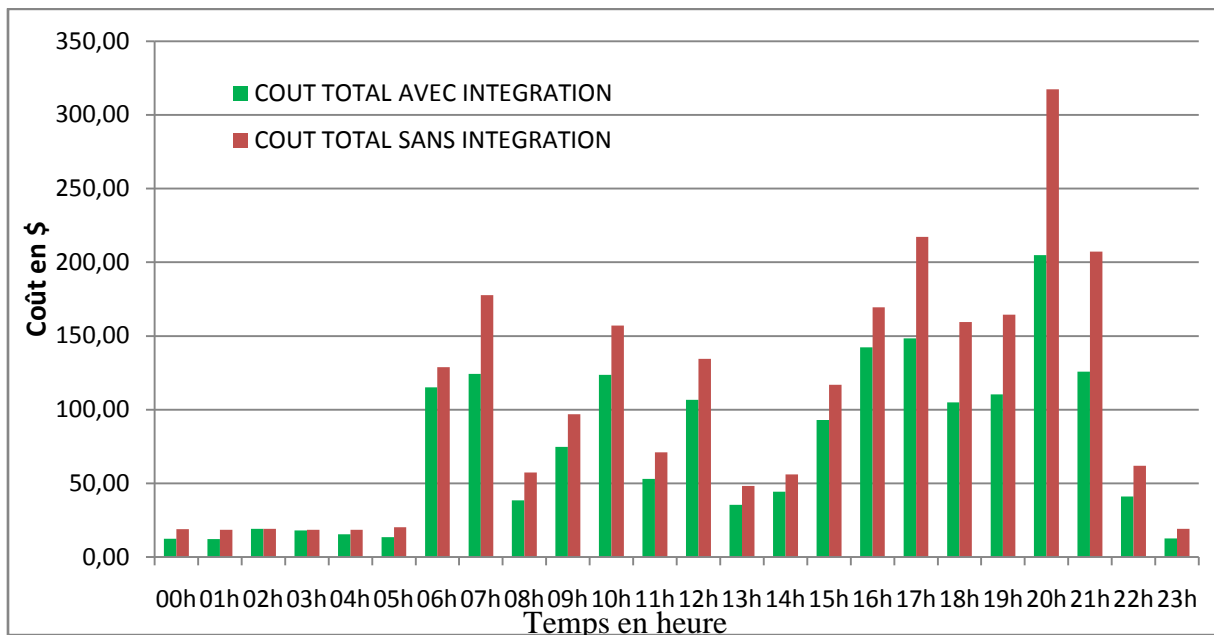


Figure (V. 3): Comparaison entre le coût total de production avec et sans intégration des EnR durant une journée côté résidentiel

L'appréciation de la réussite de l'intégration des énergies renouvelables réside dans le gain entre le coût de production sans et avec intégration des EnR. Par exemple à 20h:00 l'heure de pointe de la journée, nous enregistrons un coût de production sans intégration des EnR de l'ordre de 317,383 \$, et un coût de production avec intégration des EnR est de 204,98 \$, ce qui permet d'avoir un gain de 112,41 \$.

Pour une journée complète le coût global de production sans intégration des EnR est de 2475,18 \$, tandis que la production avec intégration est de 1789,28 \$, ce qui donne à un gain de 685,90 \$ voir figure (V.4).

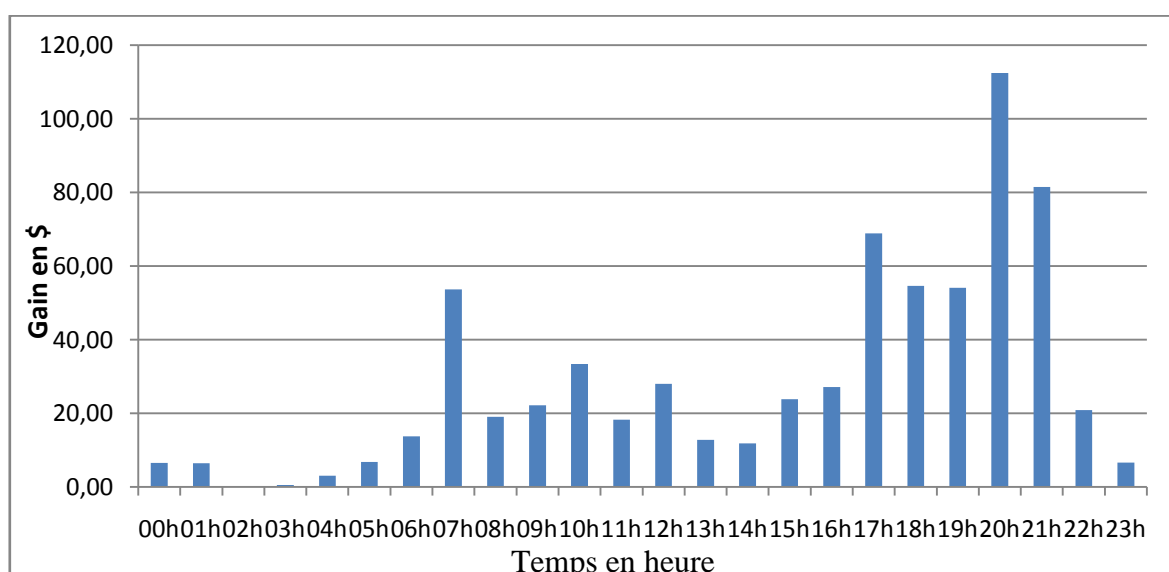


Figure (V.4): Gain entre la production avec et sans intégration des EnR durant une journée côté résidentiel

Nous observons que le coût de production global du réseau public représente 42.44% du coût global de production du côté résidentiel, le coût de la production de la source photovoltaïque est de 30.11%, le coût de production de la source éolienne est 16.67% et enfin le coût de la production de la pile à combustible représente 10.79% voir figure (V.5).

Le pourcentage du coût de la production du réseau public est plus grand en raison de son prix unitaire élevé.

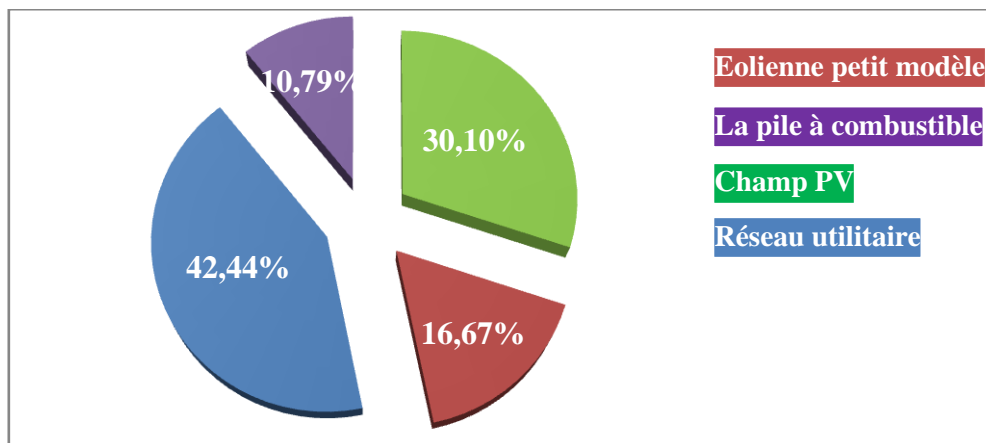


Figure (V.5): Taux du coût des différentes sources durant une journée côté résidentiel

Le coût de la production globale des énergies renouvelables varié d'une source à une autre en fonction de la quantité de puissance produite et son prix unitaire.

La figure (V.6) illustre cette variation, le coût de la source photovoltaïque est 52.30%, le coût de la source éolienne est 28.96% et enfin le coût de la pile à combustible est 18.74%.

Le coût de la source photovoltaïque est le plus élevé, pour sa quantité produite durant toute la journée, et l'utilisation des autres sources dans des périodes limitées avec des prix unitaires élevés.

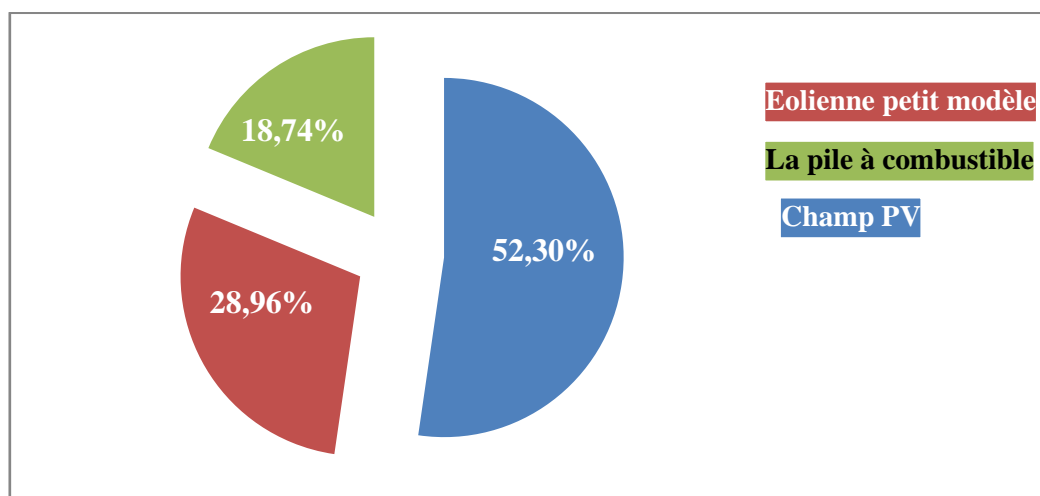


Figure (V.6): Taux du coût des différentes sources des énergies renouvelables durant une journée côté résidentiel

Le taux du coût de production des énergies renouvelables pour le côté résidentiel du modèle proposé dans notre étude présente 57.56%. Puisque nous avons une relation linéaire entre le coût de la production et la production, on peut dire que 57.56% représente aussi le taux d'intégration des énergies renouvelables pour le côté résidentiel, voir figure (V.7).

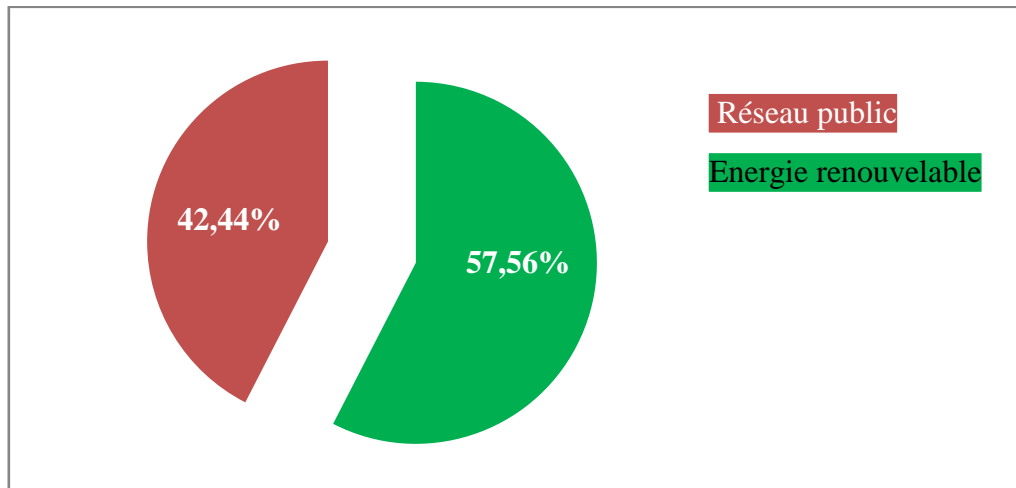


Figure (V.7): Taux du coût des énergies renouvelables et fossile durant une journée côté résidentiel

V.4. Résultats côté industriel

La figure (V.8) présente les coûts de production des différentes sources ainsi que le coût global du côté industriel.

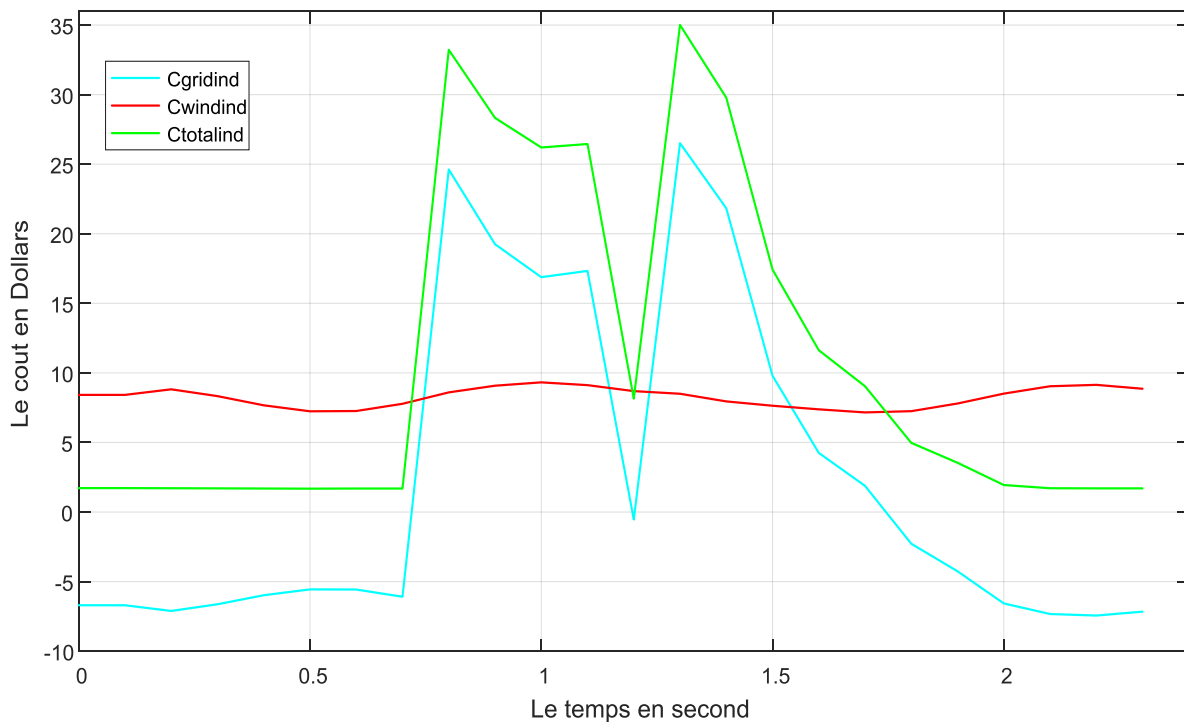


Figure (V.8): Coût des différentes sources durant une journée côté industriel (résultats MATLAB)

A partir des résultats précédentes obtenus par le logiciel MATALB, nous avons converti ces derniers ce forme de tableau pour faciliter leurs traitement et analyse.

Tableau (V-2): Le calcul du coût de production côté industriel pendant une journée.

Temps	C_{TWIND1}	C_{TGRID2}	C_{T2}
00h	8,42	-6,70	1,72
01h	8,42	-6,70	1,72
02h	8,82	-7,11	1,71
03h	8,33	-6,63	1,70
04h	7,67	-5,98	1,69
05h	7,24	-5,56	1,68
06h	7,26	-5,57	1,69
07h	7,78	-6,09	1,69
08h	8,60	24,62	33,22
09h	9,08	19,25	28,32
10h	9,32	16,88	26,20
11h	9,12	17,33	26,45
12h	8,69	-0,54	8,15
13h	8,50	26,51	35,00
14h	7,95	21,83	29,78
15h	7,64	9,79	17,43
16h	7,38	4,25	11,63
17h	7,16	1,88	9,04
18h	7,25	-2,28	4,96
19h	7,80	-4,26	3,54
20h	8,51	-6,57	1,94
21h	9,04	-7,33	1,71
22h	9,14	-7,44	1,71
23h	8,86	-7,16	1,70
TOTAL	189,56	63,11	252,67

Idem pour le côté industriel, le coût de production global augmente pendant les heures de pointes, à 08h:00 la première heure de pointe, le coût global arrive jusqu'a 33,222 \$, alors que, à 13h:00 la deuxième heure de pointe, le coût global atteint son maximum qui est 35,00 \$.

Pendant ces heures nous observons une forte demande à la production du réseau public qui se caractérise par son coût élevé.

Le réseau public est considéré comme un complément à la source éolienne pour satisfaire la charge industrielle voir figure (V.9).

Hors heures de pointes, nous constatons une forte présence des valeurs négatives, interprétées par la consommation du surplus de la production de l'éolienne par le réseau public.

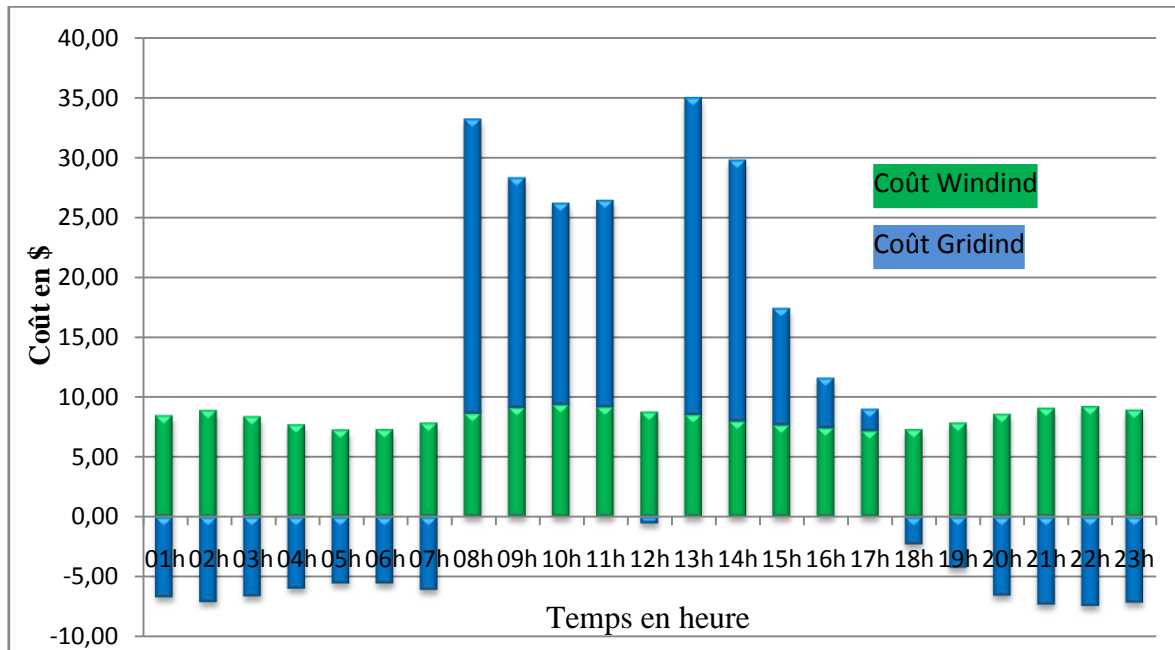


Figure (V.9): Coût des différentes sources durant une journée côté industriel

La comparaison faite entre le coût avec et sans intégration des énergies renouvelables pour satisfaire les besoins de la charge industrielle, montre l'importance de l'intégration de la source éolienne qui réduit sensiblement le coût de la production globale. En raison de la cherté de la production du réseau public par rapport au coût de la production de l'éolienne comme indiqué sur la figure (V.10).

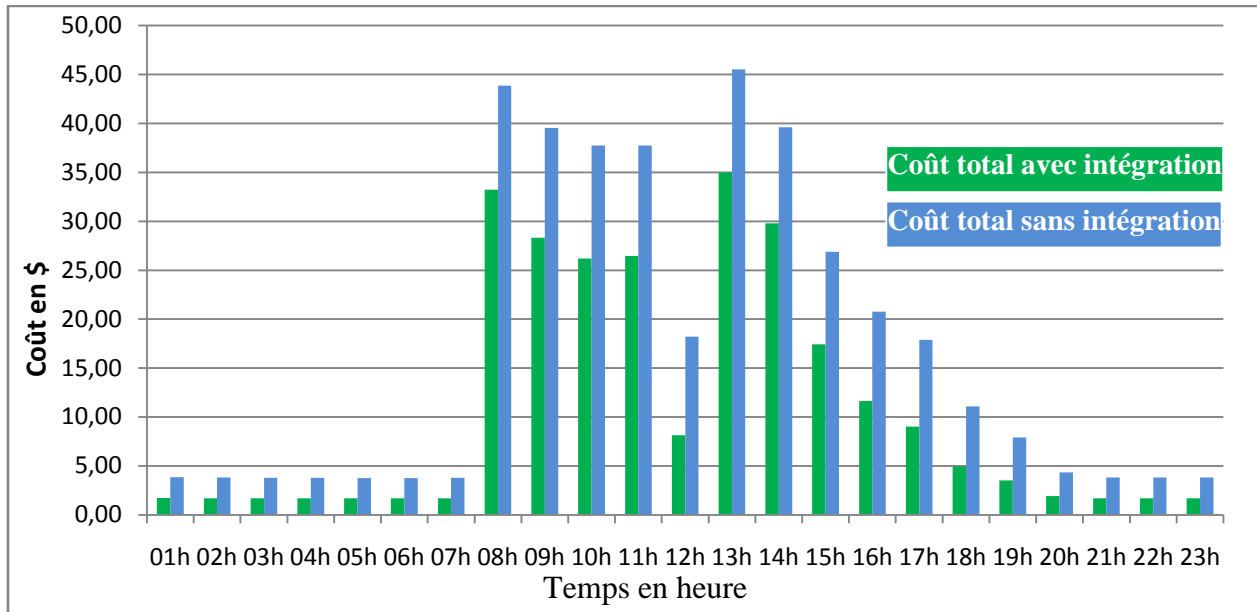


Figure (V.10): Comparaison entre le coût total de production avec et sans intégration des EnR durant une journée côté industriel.

Le gain résultant entre le coût de production sans et avec intégration de l'éolienne est présenté dans la figure (V.11). À 08h:00 la première heure de pointe de la journée, nous enregistrons un coût de production sans intégration de l'éolienne de 43,86 \$, et un coût de production avec intégration de l'éolienne de 33,22 \$, ce qui permet d'avoir un gain de 10,64 \$. Le gain global de la journée est estimé à 136,44 \$.

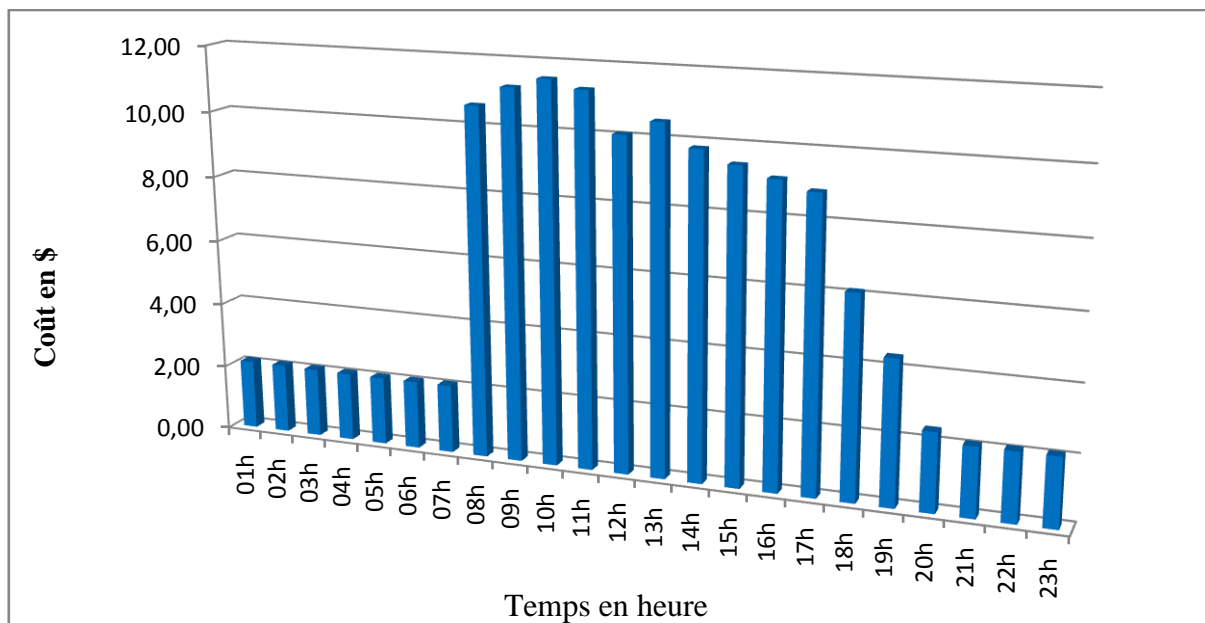


Figure (V.11): Gain entre la production avec et sans intégration des énergies renouvelables, durant une journée côté industriel.

L'avantage dans ce cas industriel est le taux important d'intégration de la source l'éolienne qui arrive à 75.02% voir figure (V.12).

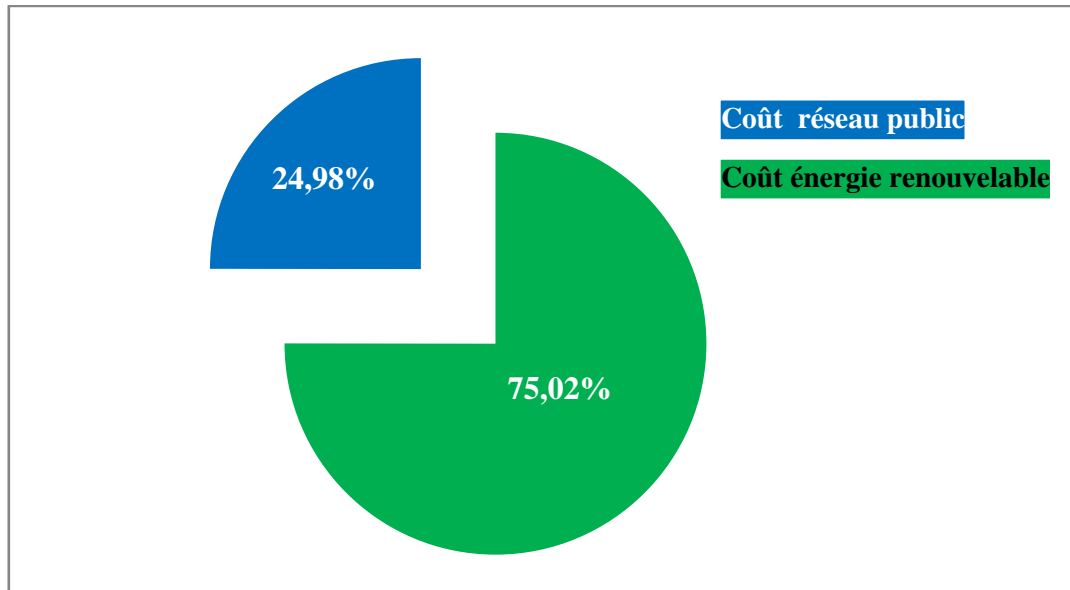


Figure (V.12): Taux du coût des différentes sources durant une journée côté industriel

V.5. Bilan financier global pour une journée

Tableau (V- 3): Le bilan financier des deux côtés pour une journée.

	Côté résidentiel		Côté industriel	
	Sans intégration EnR	Avec intégration EnR	Sans intégration EnR	Avec intégration EnR
Coût global (\$)	2475,18	1789,28	389,11	252,67
Gain (\$)	685,90		136,44	
Taux de Gain	27,71%		35,06%	

Dans le même ordre d'idées, et dans le cadre du bilan financier, notre modèle d'étude avec ses deux côtés procure un gain quotidien considérable et important, notamment au niveau du côté industriel, le résultat quotidien de l'activité augmente avec un montant journalier de 136,44 \$. Comme les citoyens des vingt (20) foyers vont bénéficier d'un montant journalier global de 685,90 \$.

V.6. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons commencé par déterminer les fonctions du coût global du côté résidentiel, et du côté industriel et aussi la fonction coût du système global.

Ensuite, nous avons calculé l'ensemble des tableaux des coûts relatif à notre modèle d'étude, basant sur les prix unitaires obtenues des différentes sources de documentations techniques.

Les valeurs négatives résultants figurent sur les différents tableaux reviennent à la consommation de surplus de puissance par le réseau public, produit par les sources des énergies renouvelables.

Grâce à l'intégration des énergies renouvelables que soit pour le côté résidentiel ou pour le côté industriel, nous a permis de réduire les coûts de production globale, en générant un gain important et appréciable.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Cette étude était axée et accentué sur la gestion de l'écoulement des puissances dans un réseau électrique, contenant des énergies renouvelables, à travers un bon contrôle et une bonne maîtrise de leurs intégration.

L'objectif de cette thèse est la contribution au smart grid et l'aspect économique.

La croissance de la demande sur l'énergie électrique, a été toujours en évolution et une nécessité permanente des clients, qui rencontre souvent en face l'incapacité des producteurs d'électricité à satisfaire cette exigence, d'une part.

D'autre part l'impact environnemental des centrales électriques à base des fossiles qui se caractérise par le dégagement de la pollution et le réchauffement de la planète.

Ces raisons ont incité les producteurs d'électricité à trouver une autre solution alternative qui est l'utilisation des EnR pour satisfaire le besoin tant en qualité qu'en quantité.

Dans cette optique, une politique et une stratégie internationale a été développé, et adopté par plusieurs pays du monde dont l'Algérie, tend à l'utilisation des EnR dans la production d'électricité et leurs intégrations dans les réseaux électriques d'une manière rentable et optimale.

Dans ce sens, dans notre recherche, nous avons pu rendre le réseau Ouest Algérie 2012 flexible, grâce à l'intégration des dispositifs FACTS, HVDC, énergies renouvelables. Ces derniers sont considérés comme un premier pas vers les réseaux intelligents.

Une autre simulation a été réalisée pour étudier la gestion et le contrôle d'un réseau électrique avec l'intégration des EnR. Le modèle adopté se compose de deux côtés, résidentiel et industriel. Le premier côté est constitué d'un champ photovoltaïque, une petite éolienne et une pile à combustible, le deuxième côté se compose d'une grande éolienne. Les deux côtés sont connectés à un réseau public.

Cette étude nous a permis de procurer les résultats suivants:

- ❖ Grâce à la gestion de la production de puissances des différentes sources pour les deux côtés, résidentiel et industriel, a procuré la réduction des coûts de production globales, en générant un gain important et appréciable.
- ❖ Une gestion rationnelle favorisant l'utilisation des sources des énergies renouvelables par rapport au réseau public.

- ❖ Le client est devenu partenaire, et un élément actif (producteur et vendeur de l'énergie électrique).
- ❖ l'imposition d'un bon contrôle des différents éléments du système (composant et variable), ce qui facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux publics, et garantit un fonctionnement même dans des cas défavorables.

En perspective, nous proposons de compléter et d'approfondir cette recherche par l'intégration d'autres dispositifs de communication et de stockage d'énergie tels que les batteries et des super capacités. La concrétisation à moyen terme de cette étude par la création des modèles de gestion réels de production des puissances. Ces derniers peuvent être intégrés dans des programmes d'état pour réduire le coût de l'énergie résidentiel, ou adoptés par les industriels qui veulent réduire leurs facture d'électricité.

Références bibliographiques

[ABB-2012] D. Abbes, " Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des Systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome" Thèse de Doctorat, École nationale supérieure d'ingénieurs (Poitiers), France, 2012.

[AHM-2010] A. Ahmidi, " Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques" Thèse de Doctorat, Ecole Centrale De Lille , France, 2010.

[ALV-2009] M. C. Alvarez-Hérault , "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée" Thèse de Doctorat, Univ, GRENOBLE, France, 2009.

[ANA-2013] S. Anand, B. G. Fernandes, J. M. Guerrero , "Distributed Control to Ensure Proportional Load Sharing and Improve Voltage Regulation in Low-Voltage DC Microgrids" IEEE Trans. Power Electron 28(4):pp. 1900–1912, 2013.

[ANT-2009] P. Antoniewicz, "Predictive Control of Three Phase AC/DC Converters", Master , Warsaw university,2009.

[BAG-2014] A. O. Bagre " Couplage de centrales Photovoltaïques aux Réseau Publics Instables: Application au réseau national de Burkina Faso " Thèse de Doctorat, Université du Havre, France, 2014.

[BAH-2003] M. P. Bahrman, J .G Johansson, B. A. Nilsson, "Voltage source converter transmission technologies - the right fit for the application,". In: Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2003 Jul 13–17. IEEE Xplore; 2003.

[BAS-2013] G. Basso , " Approche à base d'agents pour l'ingénierie et le contrôle de micro réseaux," Thèse de doctorat,, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, France, 2013.

[BEN-2014] M. Benbarek, "Optimisation d'un parc éolien et son intégration dans un réseau d'énergie électrique. " Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique d'Oran, Algérie, 2014.

[BEN-2012] R. Benabid, "Optimisation des systèmes FACTS pour le contrôle et l'amélioration de la stabilité de la tension dans les réseaux électriques ", thèse de Doctorat en science, Université des sciences et de la technologie Houari Boumedienne , USTHB, Algérie, 2012.

[BEN-2010] M. Bena, " RTE Acteur central des smartGrids" REE Rev. L'électricité et l'électronique, no.10, 2010.

[BER-2015] C. Bergaentzle, "Smart grids et efficacité des systèmes électriques : instruments de régulation et impacts de la gestion de la demande " Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2015.

- [BHA-2014] J. Bhatt, S. Vipul, J. Omkar, " An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters" *Renewable and Sustainable Energy, Reviews* 40, 1217–1239, 2014.
- [BIO-2017] "les avantages de l'énergie de la biomasse" disponible sur: <http://energiebiomass.e-monsite.com/pages/les-avantages.html#toI5jVdA7qUJXRLA.99>, [consulté le: 19 octobre 2017].
- [BLA-2017] J. Black " Cost and performance baseline for fossil energy plants" Office of Systems, Analysis and Planning, National Energy Technology Laboratory, 2010. Disponible sur : https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/OE/BitBase_FinRep_Rev2a-3_20130919_1.pdf [Consulté le : 21 Octobre 2017].
- [BON-2007] J. Bonal, P. Rossetti "Energies alternatives, " Edition omniscience, France, 2007.
- [BON-2005] P. Bonard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement" *Technique de l'ingénieur* , ref. D 4090, pp.1-23, 2005.
- [BOU-2015] A. Bouallaga, " Gestion énergétique d'une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables ," Thèse de doctorat, Université de Lille 1 sciences et technologies , France, 2015.
- [BOU-2014] A. Bouanane, " Techniques de Commande Dynamiques par Réseaux Neurones d'un UPFC Appliqué au Contrôle des Puissances dans les Réseaux Electriques", thèse de Doctorat en science, Ecole Nationale Polytechnique , ORAN, Algérie, 2014.
- [BOU-2013a] S. Bouckaert, " Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme," Thèse de doctorat,, MINES ParisTech, France, 2013.
- [BOU-2013b] A. Bouharchouche, A. Berkouk, T. Ghennam, "Control and Energy Management of a Grid Connected Hybrid Energy System PV - Wind with Battery Energy Storage for Residential Applications" Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monaco, 2013.
- [BPS-2016] "BP Statistical Review of world energy 2016 workbook, (feuille 40), BP, juin 2016.
- [CAL-2016] "la plus puissante du monde" disponible sur: <http://www.notre-planete.info/actualites/4176-plus-grande-centrale-solaire-Californie>, [consulté le:04 /11/2016].
- [CAL-2009] "The Geysers : le cœur géothermique de l'énergie propre californienne", disponible sur: <http://www.novethic.fr/lapres-petrole/energies-renouvelables/isr-rse/the-geysers-le-c-oelig-ur-geothermique-de-l-energie-propre-californienne-139829.html>, [consulté le: 20 octobre 2017].

- [CAP-2014]** C.E. Capovilla, I.R.S. Casella, A.J. Sguarezi Filho, J.L. Azcue-Puma, R.V. Jacomini, E. Ruppert, "A wind energy generator for smart grid applications using wireless-coded neuro-fuzzy power control", *Computers and Mathematics with Applications* (68) 2112–2123, 2014.
- [CHA-2014]** Z. Chaabani, "La part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national à l'horizon 2030" Mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara, Boumerdes, Algérie, 2014.
- [CHE-2013]** I. Cherki, "Modélisation des FACTS et contrôle des puissances dans un réseau électrique par les méthodes métaheuristiques", Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, ORAN, Algérie, 2013.
- [CHI-2010]** L. Chiali "Contrôle des dispositifs FACTS appliqués au réseau Ouest -Algérien" Thèse de Doctorat, Université des Sciences & des Technologies Mohamed Boudiaf ORAN, 2010.
- [CHR-1991]** P. Christian, " les réseaux de distribution publique MT dans le monde" cahier technique N°155, Edition septembre 1991.
- [CLA-2011]** C. Clastres, "Smart grids: another step towards competition, energy security and climate change objectives", *Energy Policy*, 39:5399–408, 2011.
- [COV-2008]** B.Cova, M. de Nigris, "Analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne – Cahier n. 2 - Annexe 1: Description détaillée des technologies alternatives à l'aérien au câble enterré," Rapport CESI Communauté Européenne A8008164, 2008.
- [DAA-2018]** H. Daaou. Nedjari, S. Khedder. Haddouche, A. Balehouane, O. Guerri "Optimal windy sites in Algeria : potential and perspectives", *Energy* ; in press ; 2018.
- [DAN-2012]** O. Daniélo, "Le HVDC : une revanche posthume pour Edison", *Techniques de l'Ingénieur*, Article 78737, pp.1-4, Nov. 2012.
- [DAU-1978]** M. Daumas, "Histoire Générale des techniques", Tome 4, Collection Quadrige, Presses, Universitaires de France, Paris, 1978.
- [DEC-2009]** Department of Energy and Climate Change, "Smarter grids: the opportunity", London, 2009.
- [DEV-2016]** "Smart grids (réseaux électriques intelligents)" disponible sur: http://www.developpement_durable.gouv.fr/Les-smart-grids-quels-enjeux.html, [consulté le: 17 novembre 2016].

[DIAG-2015] H. M. Diagne, "Gestion intelligente du réseau électrique Réunionnais. Prévion de la ressource solaire en milieu insulaire " Thèse de Doctorat, Université de la réunion, , France, 2015.

[DJO-2011] S. Djohra, E. Koussa, " étude technique, économique et environnementale des systèmes décentralisés connectés au réseau électrique" Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique El Harrach, Algérie, 2011.

[DOE-2016] DOE-Departement Of Energy " American Recovery and Reinvestment Act " 2016, disponible: <http://www.energy.gov/recovery-act>, [consulté le: 24 novembre 2016].

[DOS-2000a] Dossier collectif, "Le Navire tout électrique, " REE, N°9, Octobre 2000.

[DOS-2000b] Dossier collectif, "Moteurs électriques pour applications de grandes séries, " 3 E.I, N°21, Juin 2000.

[DRO-2011] M. Drouineau, "Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique," Thèse de doctorat, MINES ParisTech, France, 2011

[ECM-2016] "Évolution de la consommation mondiale d'électricité de 1973 à 2013", disponible sur: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/le-developpement-durable/la-consommation-d-electricite-en-chiffres>, [Consulté le:26 novembre 2016].

[EIA-2017] "International energy outlook2017", disponible sur: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf), [consulté le: 19 octobre 2017].

[ENE-2016] "Qu'est-ce que la biomasse ?" disponible sur: <http://www.energiesrenouvelable.fr/biomasse.php>, [consulté le: 05 novembre 2016].

[ENT-2013] ENTSOE. Offshore Transmission Technology, [en ligne]. Disponible sur : http://www.benelux.int/NSCOGI/NSCOGI_OffshoreTechnologyReport_ENTSOE.pdf, [consulté le: 19 octobre 2017].

[EOL-2015] "Nouveau standard en Chine - Éoliennes résistantes aux cyclones", La lettre des énergies renouvelables, disponible sur: <http://www.energies-renouvelables.org/newsletter/25-juin-2015/eoliennes-resistantes-aux-cyclones.asp>, [consulté le: 19 octobre 2017].

[ERE-2000] M. Eremia, J. Trecat, A. Germond, "Réseaux électriques, " Editura Technica, Bucarest, 452 pages. 2000.

[ERF-2016] ERDF, "Linky, le compteur communicant d'ERDF ", disponible sur: <http://www.erdf.fr/linky-le-compteur-communicant-derdf>, [consulté le: 28 novembre 2016].

[ETP-2010] European technology platform smartgrids, "Strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future", Brussels, 2010.

- [EVO-2017] "Évolution de la production brute d'électricité des énergies renouvelables" disponible sur: https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_renouvelable, [consulté le: 19octobre 2017].
- [FAN-2011] X. Fang, S. Misra, G. Xue, D. Yang , "Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey," Communications Surveys & Tutorials, IEEE , vol.PP, no.99, pp.1-37,2011
- [FAY-1991] Ouvrage Collectif, "Histoire de l'Electricité en France", Tome 1, Fayard, Paris, 1991 .
- [FRA-2008] M. F. Vanek, D. L. Albright " Energy Systems Engineering Evaluation and Implantation" The McGraw Edition , USA, 2008.
- [FRA-2002] J. L. Fraisse, " Le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT", REE, N°7,Juillet 2002.
- [FUC-2017] “ Fuel Cell – Wikipedia, the free encyclopedia ”. Disponible sur: https://en.wikipedia.org/wiki/Home_fuel_cell, [Consulté le : 28 septembre 2017].
- [GEO-2011] P. S. Georgilakis, P. G. Vernados, "Flexible AC Transmission System Controllers: An Evaluation" Trans Tech Publications, Switzerland, 2011.
- [GER-2003] S. Gerbex “Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositif FACTS dans un réseau électrique, “ Thèse de doctorat. Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne(EPFL), France, 2003.
- [GHA-2016] D. Ghasem, A. S. Heidar, K. Ahad, "The optimization of demand response programs in smart grids" Energy Policy 94:295-306, 2016.
- [GIE-2007] GIEC, "Contribution du Groupe de travail I, II, III au quatrième Rapport d'évaluation du GIEC " Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2007.
- [GOV-2016a] "Réseau électrique en Algérie " disponible sur : <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=electricite>, [consulté le :11 mai 2017].
- [GOV-2016b] "Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Énergie", disponible sur: <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable.pdf>, [consulté le: 12 novembre 2016].
- [GRI-2007] L. L. Grigsby, “Electric power generation, transmission, and distribution, “. CRC Press; 2007.
- [GRT-2016] "Liaisons électriques réalisées avec le Maroc et la Tunisie" disponible sur: <http://www.grte.dz/spip.php?rubrique19>, [consulté le: 13 mai 2017].

- [GUE-2017]** H. Guentri, F. Lakdja, F. Z. Gherbi, T. Allaoui, "Improving transmission network flexibility by FACTS, HVDC and renewable energy integration" *Journal of electrical engineering*, Vol. 17, Edition. 3, Number. 45, 2017.
- [GUE-2014]** G. Guérard, "Optimisation de la diffusion de l'énergie dans les Smart Grids," Thèse de doctorat, Université de Versailles, France, 2014.
- [GUN-2011]** V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, G. P. Hancke, "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol.7, no.4, pp.529-539, 2011.
- [GUR-2009]** Y. Gurkaynak, A. Khaligh, "Control and Power Management of a Grid Connected Residential Photovoltaic System with Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Load" *IEEE*, 978-1-422-2812-0/09/: 2086-2091, 2009.
- [HAD-2015]** N. Hadjsaid, J. C. Sabonnadière, "Des réseaux électriques aux «Smartgrids »" *Encyclopédie de l'énergie*, Art.073, 2015.
- [HAI-2009]** R. Haimour "Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique" *Mémoire de magister*, Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene, USTHB, Algérie, 2009.
- [HAM-2010]** A. Hammoud "Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution" *Thèse de Doctorat*, Univ, LYON, France, 2010.
- [HAR-2001]** D. Harrison, "Micro combined heat & power potential impact on the electricity supply industry", *C1RED 01*, 18-21, Amsterdam, juin 2001.
- [HEY-2010]** O. Heyman, L. Weimers, M.L. Bohl, "HVDC – A key solution in future transmission systems." *Proc. World Energy Congress*, Montreal, pp. 1-16, Sept. 12-16, 2010.
- [HIP-2015]** S. C. Hipparagi, P. D. Kulkarni, "Maximum Power Point Tracker for PV Solar Panels Using SEPIC Converter" *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 4(5):403-407,2015.
- [HOS-2013]** E. Hossain, Z. Han, H. Vincent Poor, "Smart grid communications and networking," *Cambridge University Press*, 978-1-107-01413-8, Part-I: Communication architectures and models for smart grid, 2013.
- [HVD-2017]** "Liste des installations à courant continu haute tension," disponible sur: https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_installations_%C3%A0_courant_continu_haute_tension, [consulté le 19: octobre 2017].
- [HYD-2010]** "Hydro power, *Alternative Energy News*", disponible sur: <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>, [consulté le: 19 janvier 2017]
- [IEA-2010]** IEA, "World energy outlook " *International Energy Agency*, 2010.

[IEC-2010] International Electrotechnical Commission. I.E.C, "Smart grid standardization roadmap",2010.

[ILI-2007] M. D. Ilic, "From hierarchical to open access electric power systems", Proceedings of the IEEE 95 (5) 1060–1084, 2010.

[ING-2013] I.B. Fridleifsson, R. Bertani, E. Huenges, J. W. Lund, A.Ragnarsson, L. Rybach, " The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change ", IPCC , Scoping meeting on renewable energy sources, p. 59–80, 20 janvier 2008.

[JIA-2009] Z. Jiang, F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu, P. Zhang , "A vision of smart transmission grids," Power & Energy Society General Meeting, PES '09. IEEE , vol., no., pp.1-10, 2009.

[JOE-2015] M. Zinsalo, L. Lamarche, " Produire de l'électricité par géothermie profonde " , disponible sur <http://substance.etsmtl.ca/produire-de-lelectricite-par-geothermie-profonde>, [consulté le: 12 novembre 2016].

[KAN-2014] H. Kanchev, " Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable :Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain" Thèse de Doctorat, Ecole Centrale De Lille , France, 2014.

[KAR-2014] D.S. Karanjkar, S. Chaterji, A. Kumar and S. L. Shimi "Fuzzy adaptive proportional-integral-derivative controller with dynamic set-point adjustment for maximum power point tracking in solar photovoltaic system", Systems Science & Control Engineering journal, Vol.2, pp.562-582, Aug. 2014.

[KOR-2016] A. Korompili , Q. Wu, H. Zhao, "Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration," Renewable and Sustainable Energy Reviews vol.59, , pp. 1405–1414, 2016.

[KRA-2011] J. Kranz , A. Picot, "Toward an end-to-end missing money grid: overcoming bottlenecks to facilitate competition and innovation in smart grids" National Regulatory Research Institute, 2011.

[KWA-2011] A. Kwasinski, C. N. Onwuchekwa, "Dynamic Behavior and Stabilization of DC Microgrids With Instantaneous Constant-Power Loads" IEEE Trans. Power Electron 26(3):pp. 822–833,2011.

[LAR-2005] D. M. Larruskain, I. Zamora, A. J.Mazon, O.Abarrategui and J. Monasterio, "Transmission and distribution networks: AC versus DC ". Cairo: Egyptian Solar Research Center, 2005.

[LAS-2005] L. Lasne, " Electrotechnique" ,Dunod, pp.16, 2008.

- [LES-2015]** C. Lesnes, "La Silicon Valley investit dans l'énergie solaire", Le Monde, 29 avril 2015, disponible sur: http://www.lemonde.fr/economie/article/2015/04/29/la-silicon-valley-investit-dans-l-energie-solaire_4625007_3234.html, [consulté le: 19 octobre 2017]
- [LIU-2013]** R. Liu, "Long-distance DC Electrical Power Transmission," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 29, no. 5, pp. 37–46, 2013.
- [LOU-2009]** D. Louardi, "Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS" Mémoire de Magister, Univ, BATNA, Algérie, 2009.
- [LU-2010]** D. Lu, " Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain " Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, France, 2010.
- [MAO-2005]** R. Maouedj, " Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah" Thèse de Magister, Université de Tlemcen, Algérie, 2005.
- [MAR-2013]** V. M. Marques, N. Bento, P. M. Costa, "The "missing money paradox": stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments". Energy, vol. 69, pp. 96-103, 2013.
- [MAR-2008]** J. Martin, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21, 2008.
- [MAT-1999]** M.N. Mather, M. Malengret, J.H. Enslin, " Rural south africa and photovoltaic weak grid interface systems" EPE Lausanne, 1999.
- [MEL.2010]** R. Melendez, "Design of a power management model for a solar /fuel cell hybrid energy system" Mémoire de master, Université Atlantic de Florida, USA, 2010.
- [MEN-2013]** A. Menasria, "Etude comparative de la répartition optimale des puissances d'un réseau d'énergie électrique "Mémoire de Magister, Université des Sciences & des Technologies Mohamed Boudiaf , ORAN, 2013.
- [MER-2015]** A. Mercier, " Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel," Thèse de doctorat, Université Grenoble alpes, France, 2015.
- [MES-2013]** A. Mestfaoui, "Influence des FACTS sur l'écoulement de puissance dans les réseaux d'énergie électriques ", Mémoire de Magister, Université des Sciences & des Technologies Mohamed Boudiaf , ORAN, Algérie, 2013.
- [MES-2004]** R. A. Messenger , J. Ventre, "Photovoltaic Systems Engineering" 2^{ème} édition, Florida, USA: CRC Press, pp. 209-257, 2004.

- [MEZ-2011] M.Mezaache, "Analyse et traitement de la qualité d'énergie électrique en utilisant des dispositifs de Contrôle des Réseaux Electriques à UPFC dans le cas de la stabilité de la tension " Mémoire de Magister, Univ BATNA, Algérie, 2011.
- [MIR-2005] A. Mirecki, " Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petit puissance" Thèse de Doctorat à laboratoire d'électrotechnique et d'électronique industrielle, Université de Toulouse, France, 5 Avril 2005.
- [MON-2012] P. Monjean," Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu" Thèse de doctorat, école nationale supérieure des arts et métiers, Paris, France, 2012.
- [NEM-2014] S. Némoz, " Vers une énergie intelligente pour la mobilité universitaire? Le cas de la recherche-action « Smart Campus »" Vertigo la revue électronique en sciences de l'environnement, Vol.14, N°3, 2014.
- [NGU-2014] V. Nguyen, "Gestion et conversion électrique dans une architecture distribuée d'énergies renouvelables" Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, France, 2014.
- [OUL-2008] A. Ould Mahmoud," Caractérisation, Modélisation, Fonctionnement et impact d'un système hybride pour alimentation des charges mixtes" Thèse de Doctorat, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, Sénégal, 2008.
- [OUZ-2011] N. L. Ouzellag, "Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens " Thèse de Doctorat en science, Univ, A.MIRA, BEJAYA, Algérie, 2011.
- [PAN-2004] Y. Pankov" Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension, application au générateur photovoltaïque" Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Lille, France, 2004.
- [PAP-2014] C. Papermans, "Valuing smart meters" Energy Economics, vol. 45, pp. 280-294, 2014.
- [PAZ-2011] F. R. Pazheri, H. Khan, I. Ahamed, "Smart grid implementation across the globe: A survey," 102 | Page Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India), 2011 IEEE PES , vol., no., pp.1-5, 2011
- [PET-2001] J.M. Peter, "Les composants semi-conducteurs de puissance - Leur évolution à venir, " Rapport scientifique et technique SEE, Edition N°5, p. 128 - 133,2001.
- [PRO-2014] "La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde" disponible sur: <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/sommaire.asp> , [consulté le: 19 octobre 2017.
- [RAD-2008] G. A. Raducu, "Control of Grid Side Inverter in a B2B Configuration for WT Application" Master, Aalborg University, 2008.

[RTD-2016] A Report on Transmission and Distribution in India , " Power Grid India Corporation Limited", disponible sur: <http://powergridindia.com>, [consulté le:02 décembre 2016].

[RET-2003] N. Retière "Modéliser et concevoir les réseaux d'énergie électrique" Habilitation à diriger des recherches de l'Université Joseph Fourier, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, France, 2003

[ROB-2008] J. Robert, L. Fabas,"Guide de la maison économe " Edition Eyrolle , Paris, 2008.

[SAB-2016] J. Sabatier ,T. Youssef, M. Pellet, "An HVDC line parameters estimation method without optimization ," Electrical Power and Energy vol.83, , pp. 541–546, 2016.

[SAB-2007] J. C. Sabonnadière, N. Hadjsaïd, "Lignes et réseaux électriques 1".Lavoisier, Paris, 2007.

[SCH-2005] Y. Schenkel, M. Temmerman, D. Marchal, C. Schaar,"Une analyse comparative de l'impact sur l'emploi d'une installation de chauffage au bois" Biotechnol. Agron. Soc. Environ, 2005

[SEB-2008] M. K. Sebaa,"Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique ", thèse de doctorat en Electrotechnique Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene , USTHB, Algérie, 2008.

[SEM-2014] "Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones nord, semi aride et aride d'Algérie 2014", Agence Nationale des Déchets, disponible sur: <https://and.dz/site/wp-content/uploads/2016/04/etude-caracterisation-2014-1.pdf>, [consulté le: 20 octobre 2017].

[SIE-2013] "High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange", SIEMENS , Disponible sur : [http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power transmission/HVDC/HVDC_Proven_Tec nology.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power%20transmission/HVDC/HVDC_Proven_Tec%20nology.pdf)

[SOL-2017] " Current solar power system prices: Residential and Commercial ". Disponible sur: [https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-power-system prices?nabe=5824973356924928:1&utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.fr%2F](https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-power-system%20prices?nabe=5824973356924928:1&utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.fr%2F), [Consulté le : 04 Mai 2017].

[SON-2016] "Énergies renouvelables", disponible sur: [http://www.sonelgaz.dz/?page=article &idb=3](http://www.sonelgaz.dz/?page=article%20&idb=3), [consulté le: 12 novembre 2016].

[STA-2017] " Price index for wind turbines in the U.S. from 2012 to 2015 (in million U.S. dollars per megawatt) ". Disponible sur : [https://www.statista.com/statistics/499491/us-wind turbine-price-index/](https://www.statista.com/statistics/499491/us-wind%20turbine-price-index/) [Consulté le : 04 Mai 2017].

[TAH-2013] H. Taheri, O. Akhrif, A. O. Francis, "Contribution of PV Generators with Energy Storage to Grid Frequency and Voltage Regulation Via Nonlinear Control Techniques" IEEE, 78-1-4799-0224-8/13/: 42-47, 2013.

[THU-2014] T. Thu, H. Vu, " Etude des phénomènes de charges d'espace dans des matériaux de câbles et câbles modèles destinés à des applications au transport d'énergie en Haute Tension Continue (HVDC) " Thèse de Doctorat, Univ TOULOUSE, France, 2014.

[TIK-2014] D. Tiku, "DC Power Transmission: Mercury-Arc to Thyristor HVDC Valves," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 12, no. 2, pp. 76–96, 2014.

[YUA-2014] J. Yuan, J. Shen, L. Pan, C. Zhao and J. Kang , " Smart grids in China" Renewable and Sustainable Energy Reviews 37, 896–906, 2014.

[VID-2014] R. S. A. Vidal, A. A. L. Jacobs, S. B. Lucas, "An Evolutionary Approach for the Demand Side Management Optimization in Smart Grid" IEEE, 978-1-4799-4546-7/14/, 2014.

[VON-2011] D. M. Vondrasek, "The future of smart grid technology in the u.s. lodging industry: a delphi study" Mémoire de master, the University of Delaware, USA, 2011.

[USA-2016] United States of America Energy Information Administration, "US electric power industry net generation, 2015, disponible sur: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html, [consulté le: 25 novembre 2016].

[WIL-2005] T. Wildi, G. Sybille " Electrotechnique" 4ème édition, 2005.

[WIK-2016] "Centrale solaire photovoltaïque " disponible sur: https://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_photovolta%C3%9C, [consulté le: 04 novembre 2016].

[WOR.2017] "International Energy Agency, Access to Electricity", <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/accesstoelectricity/>

[WOR-2016] "World : Electricity and Heat for 2014" Agence internationale de l'énergie, 16 octobre 2016.

[WOR-2007] T. Worzyk, "100 years of high voltage DC links," Mod. Power Syst., vol. 27, no. 11, pp.21-24, 2007.

[WPT-2017] U.S. Department of energy " Wind technologies market report". Disponible sur https://emp.lbl.gov/sites/all/files/2015-windtechreport.final_.pdf, [Consulté le : 21 Octobre 2017].

[ZHA-2006] L. Zhang, "Study of FACTS/ESS Applications in Bulk Power System" Blacksburg, Virginia, 2006.

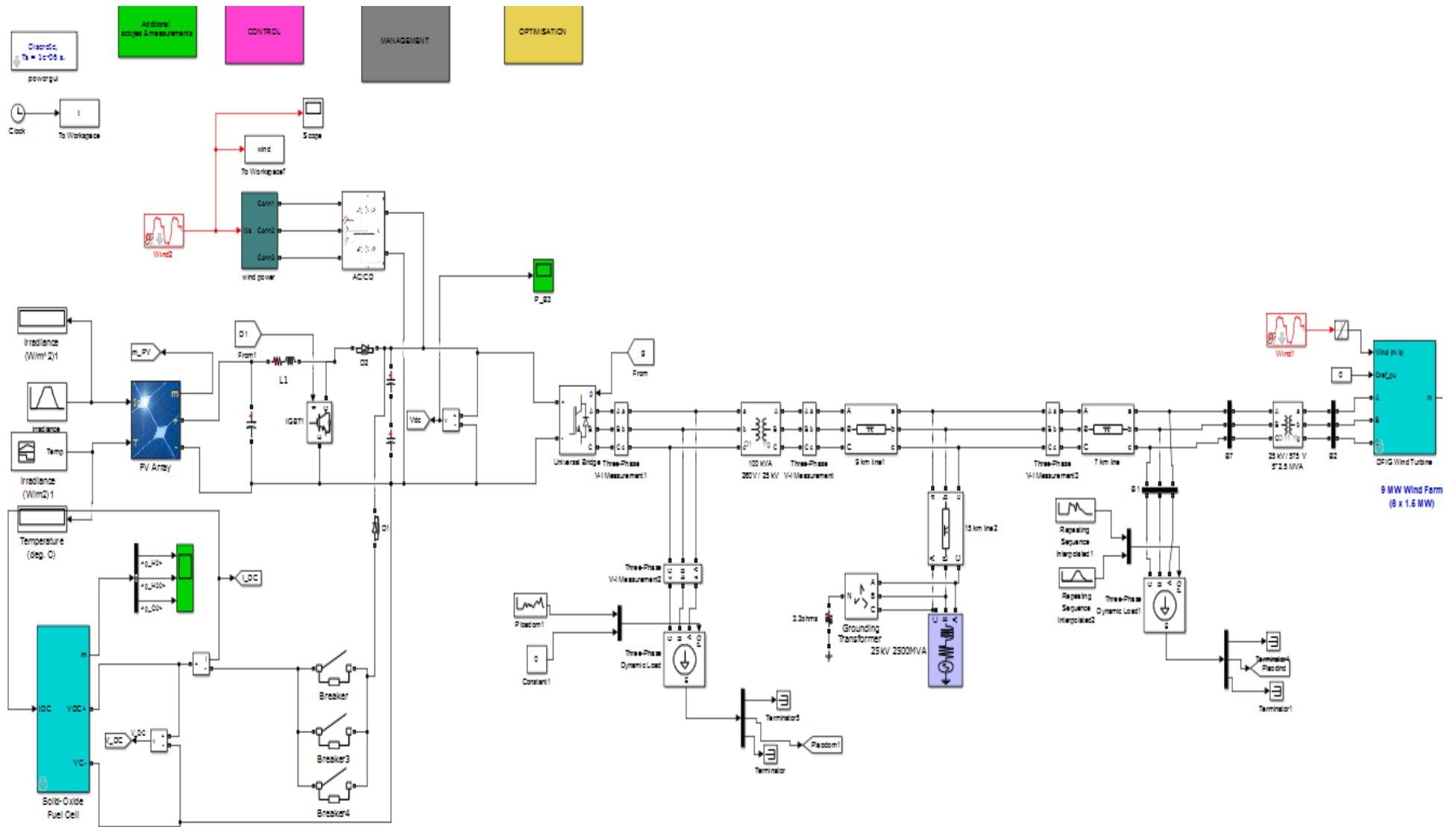
[ZHA-2005] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, "Flexible AC Transmission systems: Modeling and Control", Springer ,2005.

[ZIM.1951] E. Zimmermann, "*World Resources and Industries*" (New York: Harper & Brothers, 1951), p. 596.

[XIA-2013] L. Xialin, W. Chengshan, G. Li, L. Yunwei, "A Nonlinear Disturbance Observer Based DC Bus Voltage Control for a Hybrid AC/DC Microgrid" IEEE, 978-1-4799-0336-8/13:pp. 1655–1662, 2013.

Annexes

A. Système composé de deux cotés industriel et résidentiel dans Matlab:



B. Curriculum vitae**Conférences internationales : (09)**

1. H .Guentri, F. Lakdja, M.Laouer « Utilisation D'un Outil DE Simulation Pour L'étude DE Transit DE Puissance Avec ET Sans Dispositifs FACTS » The International conference on electronics & oil: from theory to applications, ICEO. Ouargla , Algeria 2013.
2. H .Guentri, F. Lakdja, M.Laouer, Y.Mouloudi «L'amélioration de Transit de Puissance dans le Réseau Ouest Algérien par Dispositif FACTS » 2nd international conference on Electronics, Electrical AND Automatic, ENP, Oran, Algeria, 2013.
3. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, O.Djafar « The impact of the wind farm in the western Algerian network », International Conference On Green Energy and Environmental Engineering (GEEE-2014) Tunisie 2014.
4. H .Guentri, F. Lakdja, « L'impact d'une ferme éolienne dans le réseau Ouest Algérien (220KV) » The 3rd International Seminar on New and Renewable Energies, SIENR Ghardaia , Algeria, 2014.
5. H .Guentri, F. Lakdja, M.Laouer « Etude du réseau Ouest Algérie 2012 avec insertion des dispositifs FACTS » international conference of modeling and simulation, ICMS. Blida, Algeria, 2014.
6. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, O.Djafar «The results of the insertion of wind and solar energy into the Western of Algerian 220 kv network 2012 » The 3rd International Conference On information Processing and Electrical Engineering, ICIPPEE, Tebessa, Algeria, 2014.
7. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, O.Djafar « Impact of STATCOM on a wind farm into the Western of Algerian network », International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC-2014) , Maroc 2014.
8. L.Adjoudj, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, H .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, Djelfa, Algeria, 2015.
9. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, L.Adjoudj «The interest of FACTS to improve voltage and losses reduction in the western Algerian network 2012» International Conference on Electrical Engineering , ICEE2015 , Boumerdes, Algeria, 2015.

Conférences nationales : (02)

1. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, T.Allaoui «The impact Of Renewable Energies and HVDC in the south-western Algerian network» Conférence sur le génie-électrique2017 , Ecole polytechnique militaire, Algeria, 2017.
2. L. Adjoudj, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, H .Guentri, O.Djafar « Performance Analysis Evaluation of a Solar Photo-Voltaic Generation and SVC device in network of Algeria » ALGERIAN large electrical network conference - CAGRE'15

Publications : (04)

1. H .Guentri, F. Lakdja, M.Laouer « The opportunity of power electronics on improving the quality of voltage and power flow in the west Algeria network », Energy Procedia, Vol.50, pp.870-881, 2014.
2. H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, O.Djafar «Impact of STAT COM on a wind farm into the Western of Algerian network » IEEE, 978-1-4799-7336-1/14, 2014.
3. **H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, O.Djafar « Impact the insertion of wind and solar energy into the Western of Algerian network 2012 » Leonardo Journal of Sciences, Issue.26, pp.29-42, 2015.**
4. **H .Guentri, F. Lakdja, F.Z.Gherbi, T.Allaoui «Improving transmission network flexibility by FACTS, HVDC and renewable energy integration» Journal of Electrical Engineering, Vol.17, Edition.3, pp.423-432, 2017.**