

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Djilali Bounaama Khemis Miliana



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Technologie

Mémoire du Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme de

Master

En

« Génie Electrique »

Option :

« Électrotechnique »

Titre :

Etude de stockage d'énergie SMES dans les réseaux
intelligents

Réalisé par :

Rahmoune Abdelouahab.

Bouazi Smail.

Encadré par :

Mr. Kouache Ilyas

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

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

*Nos remerciements les plus vifs et chaleureux, vont à notre promoteur de mémoire **Mr Kouache Ilyas**, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'elle nous a toujours manifesté ...*

*Nos vifs remerciements vont à Monsieur **Matallah mohamed**, pour l'honneur qu'il nous fait et aux membres du jury pour avoir accepté de corriger et d'évaluer ce travail.*

A travers cette mémoire, nous adressons nos reconnaissances à tous nos enseignants de l'UDB-KM en particulier ceux du département de l'électrotechnique.

Ainsi à tous nos amis et, qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

Enfin, on ne peut pas oublier de remercier nos familles, en particulier nos parents, pour leur compréhension, leurs sacrifices et leur patience, sans lesquels ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail A :

- *Mes chers parents pour leurs soutiens et leurs bénédictions.*
- *Mes frères et sœurs pour leurs prières et soutiens.*
- *Et bien sur à mon collègue Bouazi Smail qui m'a accompagné pendant le long de cette période pour réaliser ce modeste travail.*
- *Dr.Maataallah Mohamed & Kouache Ilyas pour sa disponibilité et son soutien.*
- *A Toutes Mes amis (Fethi, samir, selami M^{ed}, Hamza, Smail, Kadiro, Merouane, Abdelhalim, Djamel, harath Aek, Barket youcef,)*
- *Tous ceux qui ont été à mes côtés jusqu'à aujourd'hui.*
- *Tous les enseignements d'Université Djilali Bounaama qui ont contribué à ma formation.*
- *A tous mes collègues sans exception & à toutes les promos 2016 surtout D'électrotechnique.*

Rahmoune Abdelouahab

Dédicace

Je dédie ce modeste & humble travail

A mes chers parents, oncles, tantes, leurs conjoints ainsi que leurs enfants, A tous les membres de ma grande famille.

Et bien sur à mon collègue RAHMOUN ABDLWAHAB qui m'a accompagné pendant le long de cette période pour réaliser ce modeste travail.

A mes amies AYOUNI et BERKAT et HARRAT et sans oublier CHADLI ABDLKADER et BELHATHAT SAID .

A tous mes amis que je ne vais pas nommer car ils sont nombreux & je ne sais pas qui choisir.

A tous mes collègues sans exception & à toutes les promos 2016 surtout D'ÉLECTROTECHNIQUE.

Je vous remercie tous

BOUAZI SMAIL

ملخص

العمل الذي قمنا به هو دراسة لتكنولوجيا جديدة مستعملة في الشبكات الكهربائية المستقبلية، تدمج بين تكنولوجيا الاتصال الحديثة و الشبكات الكهربائية الذكية ، حيث اهتمنا في دراستنا هذه بكيفية تخزين الطاقة عن طريق نظام «SMES». إضافة إلى إدماج الطاقة المتجددة و السيارات الكهربائية.

و تهدف دراستنا إلى إبراز أهمية استخدام أنظمة التخزين، من أجل تجويد الاستهلاك و تحسين نوعية التوزيع إضافة إلى تجنب انقطاع الطاقة.

و ذلك بمحاكاته في نظام «Matlab/SimPowerSystem»

الكلمات المفتاحية : نظام سماس.

Résumé.

Le travail que nous avons effectué consiste à étudier la nouvelle technologie des réseaux électriques du futur, qui combine entre la technologie d'information et les réseaux intelligents, où nous nous sommes intéressés dans ce travail du stockage de l'énergie par le système «SMES». En plus de ça l'insertion des énergies renouvelables et les véhicules électriques.

Notre étude vise à mettre en évidence l'importance d'utiliser les systèmes de stockages pour l'optimisation de la consommation ainsi que l'amélioration la qualité de distribution, et évité les coupures d'électricité.

La simulation fait sous le système «MATLAB/SimPowerSystem».

Mots clés : «Système SMES».

Abstract.

The work we have done is to study the new technology of the future electricity networks, it combines modern communication technology and « SMART GRID », and covered in our study on the components of storage system SMES, where we have integrated energy solar (renewable energy) and electric vehicles.

Our study aims to high light the importance of using mathematical algorithms, compact to optimize consumption and improve the quality of distribution and prevent power cuts.

The simulation done under the MATLAB/SimPowerSystem.

Key words : «System SMES» .

Sommaire

Résumé.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Introduction générale : 1

Chapitre I : réseaux électrique traditionnel.

I.1 Introduction :	4
I.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique :	5
I.3 Différents niveaux de tension :	6
I.4 Topologie des réseaux électriques de distribution :	7
I.4.1 Réseaux simple dérivation :	7
I.4.2 Réseau en double dérivation :	8
I.4.3 Réseaux en coupure d'artère :	9
I.5 Stabilité des réseaux électrique :	9
I.5.1 Introduction :	9
I.5.2 Stabilité des réseaux d'énergie électrique :	9
I.5.3 Différents types de stabilité :	10
I.5.3.1. Stabilité de l'angle du rotor :	11
I.5.3.2 Stabilité de tension :	11
I.5.3.3 Stabilité de fréquence :	12
I.6 Répartitions de puissance dans les réseaux électrique:	12
I.7 Dispatching Economique (DE) :	12
I.8 problématique des réseaux traditionnel :	13
I.9.Conclusion :	15

Chapitre II : SMART GRID.

II.1 Introduction :	16
II.2 Définitions :	16
II.3 Catégories des smart Grids :	17
II.4 Fonctionnement :	17
II.5.Hiérarchisation des Smart Grids :	19
II .5.1.HIER :	19
II.5.2 Aujourd’hui :	19
II.6 Micro grid :	20
II.6.1 Smart Home :	21
II.6.1.1 Smart meter (Compteur intelligent):	22
II.6.1.1.1 Comparaison des compteurs intelligents et des compteurs traditionn.	23
II.6.1.1.2 Fonctionnement d’un compteur intelligent :	23
II.6.2 Véhicule électrique :	24
II.7 Intérêts et grands défis :	27
II.8 La Technologie de Télécommunication Appliqué dans les Smart Grids	27
II.9 Nouvelle défis dans les Smart Grids :	28
II.10 Energie renouvelable :	28
II.11 Différentes types de l’énergie renouvelable :	28
II.11.1 Les éoliennes :	28
II.11.2 L’énergie solaire :	29
II.11.3 L’énergie hydraulique :	29
II.11.4 L’énergie de la biomasse :	30
II.11.5 L’énergie géothermique :	31
II.12 Conclusion :	31

Chapitre III : Stockage d'énergie électrique SMES.

III.1 Le stockage de l'énergie électrique :	32
III.2 les éléments de stockage comme des sources de puissance :	32
III.2.1 les condensateurs :	32
III.2.2 supercondensateurs :	32
III.2.3 volant d'inertie :	33
III.3 Le stockage de l'énergie électrique SMES :	33
III.3.1 Introduction :	33
III.3.2 Historique du SMES :	33
III.3.3 Constitution du dispositif SMES :	34
III.3.4 Bobine supraconductrice:	35
III.3.5 principe de fonctionnement :	36
III.3.6 TECHNOLOGIES :	36
III.3.7 Les avantage des SMES :	37
III.3.8 Systèmes de protection et de refroidissement :	37
III.3.9 Configuration et commande du convertisseur :	37
III.3.9.1 Montage en pont simple :	37
III.3.9.2 Montage en pont double :	40
III.3.10 Couplage des transformateurs :	43
III.3.11 Dimensionnement du SMES :	45
III.4.Conclusion :	45

Chapitre IV : simulation des systèmes.

IV .1 Introduction :	46
IV.2 Exemple d'application :	46
IV.2.1 Présentation du réseau:	46
IV.2.2 Description du réseau :	47

IV.2.2.1 Présentation des blocs de simulation :.....	47
IV.2.2.2 Générateur :	48
IV.2.2.3 Parc Photovoltaïque :.....	49
IV.2.2.4 Les charges :.....	50
IV.2.2.5 SMES:	51
IV.2.2.6 Compteur intelligent et EMS:.....	53
IV.3 Cas 01 Sans modulation de charge :	58
IV.3.1 interprétation des résultats :.....	61
IV.3.2 Facture de consommation :	64
IV.4 Cas 02 avec modulation de charge :.....	65
IV.4.1 interprétation des résultats :.....	69
IV.4.2 Facture de consommation :	70
IV.5 Conclusion :	71
Conclusion générale :	72
Bibliographie.	
Abréviations.	

Liste des figures

Chapitre I : réseaux électrique traditionnel.

Figure (I.1) : Les différents niveaux d'un réseau électrique.....	4
Figure (I.2) : Structure générale d'un réseau électrique.....	5
Figure (I.3) : Réseau électrique	6
Figure (I.4) : Exemple de réseau simple dérivation.....	8
Figure (I.5) : Exemple de réseau en double dérivation.....	8
Figure (I.6) : Exemple de réseau en coupure d'artère.....	9
Figure (I.7) : Classification des différents types de la stabilité des systèmes de puissance	11
Figure (I.8) : Variation de la demande d'énergie.....	14

Chapitre II : SMART GRID.

Figure(II.1): Un réseau Smart Grid	17
Figure(II.2) : Schéma d'un réseau intelligent Smart Grid	18
Figure(II.3): Réseau électrique actuel.....	19
Figure(II.4) : Réseau électrique intelligent.....	20
Figure(II.5): les éléments d'un micro réseau (microgrid)	21
Figure(II.6) : Smart Home, de nombreuses applications dans le domaine de l'énergie et des utilities.....	21
Figure(II.7): compteur intelligent	22
Figure(II.8): Fonctionnement d'un compteur intelligent.....	24
Figure(II.9): Voiture recharge intelligente.....	25
Figure(II.10): Architecture des multi-technologie de communication qu'on trouve dans les smartgrids.....	27

Chapitre III : Stockage d'énergie électrique SMES.

Figure(II.11): schéma définie les différents type d'un éolienne.....	29
Figure(III.1) : Eléments constitutifs du SMES.....	34

Figure(III.2) : solénoïde (A) et Tore (B) SMES.....	36
Figure (III.3) : Montage en pont simple pour un SMES.....	38
Figure (III.4) : Domaine (P,Q) d'un pont simple à thyristors.....	39
Figure (III.5) : Domaine (P,Q) d'un pont simple à thyristors GTO.....	40
Figure (III.6) : Montage en pont double à thyristors GTO.....	40
Figure(III.7) : Triangle des puissances	42
Figure (III.8) : Domaine (P,Q) d'un pont double à thyristors GTO.....	43
Figure (III.9) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Y).....	43
Figure (III.10) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/ Δ).....	44
Figure (III.11) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (convertisseur à 12pulsations).....	45

Chapitre IV : simulation des systèmes.

Figure (IV.1) : bloc de simulation de réseau sur Matlab SimPowerSystems.....	47
Figure (IV.2) : bloc de simulation de générateur	48
Figure (IV.3) : modèle parc PV en MATLAB-SimPowerSystems.....	49
Figure (IV.4) : Scénario de production photovoltaïque sur 24 h	49
Figure (IV.5) : modèle de microgrid en MATLAB-SimPowerSystems.....	50
Figure (IV.6) : bloc de simulation demande d'énergie pour microgrid.....	51
Figure (IV.7): Scénario de consommation d'énergie de microgrid sur 24 h	51
Figure(IV.8): 100 kJ/50 kW de DSMES.....	52
Figure (IV.9): modèle de DSMES 100kJ/50kW en MATLAB-SimPowerSystems.....	53
Figure (IV.10): bloc de EMS en MATLAB-SimPowerSystems.....	54
Figure(IV.11) : Algorithme de commande.....	56
Figure (IV.12) : évolution du Coût sur 24h.....	57
Figure (IV.13) : évolution de la consommation de microgrid et la production PV en Watt sur 24h–cas sans modulation.....	58
Figure (IV.14) : Signal de charge de DSMES – cas sans modulation.	58
Figure (IV.15) : Signal de décharge de DSMES – cas sans modulation.....	59
Figure (IV.16) : Puissance échangée DSMES-réseau – cas sans modulation.....	59
Figure (IV.17) : Niveau de stockage dans DSMES en % – cas sans modulation.....	60
Figure (IV.18) : Signal de délestage de charge 0,25kW/min – cas sans modulation.....	60
Figure (IV.19) : évolution de demande de puissance au nœud B1 – cas sans modulation.....	61

Figure (IV.20) : Facture de consommation sans modulation.....	65
Figure (IV.21) : évolution de la consommation de microgrid et la production PV en Watt sur 24h–Avec modulation.....	66
Figure (IV.22) : Signal de charge de DSMES – avec modulation.	66
Figure (IV.23) : Signal de décharge de DSMES – avec modulation.	67
Figure (IV.24) : Puissance échangée DSMES-réseau – avec modulation.....	67
Figure (IV.25) : Niveau de stockage dans DSMES en % – avec modulation.....	68
Figure (IV.26) : Signal de délestage de charge 0,25kW/min – avec modulation.....	68
Figure (IV.27) : évolution de demande de puissance au nœud B1 – avec modulation.....	69
Figure (IV.28) : signal de modulation des charges.....	69
Figure (IV.29) : Facture de consommation – avec modulation.....	71

Listes des Tableaux

Tableau (I.1) : Différent niveaux de tension.....	7
Tableau(II.1) : Comparaison des performances d'un compteur intelligent et traditionnel....	23
Tableau (IV.1) : paramètres modèle de DSMES.....	52
Tableau (IV.2) : tableau de commande pour EMS.....	55

Introduction générale

Introduction Générale

Les réseaux électriques se sont développés dès le début du XX^{ème} siècle, poussés par la nécessité d'interconnexion tant à l'échelle nationale qu'internationale. En effet, les premières sources de production provenaient principalement de sources hydrauliques puis thermiques. Comme toute la puissance produite n'était pas consommée localement et comme l'électricité se stocke difficilement, il était alors souvent nécessaire de lui faire passer les frontières politiques. Certaines zones, voire même quelques pays, n'avaient pas de ressources énergétiques propres et avaient donc besoin d'acheter de l'électricité à leurs voisins excédentaires.

L'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ont des conséquences économiques considérables. Ainsi la nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important. D'autres aspects comme l'ouverture des marchés, la volonté de préserver l'environnement et l'inquiétude grandissante face à la question de l'épuisement des réserves d'énergies fossiles conduira, de plus en plus, à envisager l'utilisation accrue de productions décentralisées à base d'énergies renouvelables. Ces productions seront intégrées au réseau électrique qui devra assurer la disponibilité de divers services pour les gestionnaires de réseau. Le réseau électrique doit donc évoluer vers un réseau flexible et intelligent qui intègre au mieux les énergies locales et/ou renouvelables. Cette évolution peut être envisagée en développant des systèmes intelligents. [1]

Un réseau intelligent permet d'intégrer de l'électricité provenant des fournisseurs aux consommateurs en utilisant les technologies de l'information et de la communication dans le but d'économiser la consommation d'énergie, réduire les coûts et améliorer sa fiabilité et sa disponibilité. Avec l'accroissement de la demande d'énergie et la demande pour augmenter les capacités de production, l'évolution des technologies permet d'intégrer de nouveaux réseaux.

Une nouvelle génération de compteurs sera installée au niveau des consommateurs : ce sont les compteurs intelligents (smart meter). Ces compteurs communiquent en temps réel avec des centres de contrôle. Ils permettent de mesurer et contrôler la consommation

énergétique. Ils pourront ainsi fournir un historique de la consommation énergétique d'un abonné d'une manière précise durant une période de temps donnée.

Un réseau intelligents se caractérisent par une couche d'information et de communication rendant les différents composants du réseau communicants et intègrent les énergies renouvelables intermittentes ainsi que de nouveaux usages électriques tels que les véhicules électriques, et la possibilité pour le stockage de l'énergie. [21]

La continuité de service et l'utilisation optimale des réseaux nécessitent des réserves conséquentes. Un des moyens auquel on a pensé comme réserve est une bobine supraconductrice de stockage d'énergie (SMES) qui était changé notre point de vue sur l'échelle de stockage d'énergie, ceci en raison des possibilités qu'offre la supraconductivité. En effet, l'avancée technologique réalisée ces dernières années dans le domaine de la supraconductivité a conduit à examiner de plus près la propriété de stockage que peut avoir une bobine supraconductrice. Installée dans les réseaux intelligents, la bobine stockera de l'énergie qu'elle absorbera du réseau durant les périodes creuses et le lui restituera durant les périodes de pointe contribuant ainsi à moduler la charge du réseau et permettant l'utilisation optimale des capacités de production installées. Cet échange d'énergie entre le réseau et la bobine se fait par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance convenablement dimensionnés.

Pour décrire cela, ce mémoire est présenté en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, on fait une généralité sur les réseaux traditionnels, présente l'hierarchisation d'un réseau électrique et leur Topologie de distribution, les types de stabilité et le modèle général des réseaux électrique, le calcul de la répartition de puissance et le problème de dispatching économique dans les Réseaux électriques. En suite on représente les problématiques de ces réseaux.

Le deuxième chapitre, présentera la nouvelle technologie des réseaux intelligents (smart grid) on définit ce dernier et donne les différentes catégories et leur hiérarchisation. Ainsi, on détaille les notions de micro grid, smart meter, smart home. et les technologies d'information utilisés dans les différents niveaux et les nouvelles défis intégrer dans ce réseau (l'énergie renouvelable, véhicule électrique).

Le troisième chapitre, consacré à la description du stockage de l'énergie électrique SMES, on définit en détail ce dernier passant par son historique, son principe de

fonctionnement, sa technologie, ses avantages. Ainsi, on décrit la configuration et la commande du convertisseur en fonction de puissance échangé.

Le quatrième chapitre, on réalise des simulations sur un environnement MATLAB-SimPowerSystem en mode phasor, d'un système d'essais qui contient un micro grid composée de parc photovoltaïque, une charge résidentielle variable, deux charges résidentielle constantes, un dispositif de stockage SMES (100kJ /50kW), liées a un réseau de distribution BT .et une charge industrielle liée a un réseau de répartition MT. En deuxième parties, on vérifie et interprète les résultats de simulation.

Finalement, on termine ce mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I :

Réseau électrique traditionnel

I.1 Introduction :

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répandue car elle est facilement Transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable.

le transport de cette énergie se fait par un system de puissance appelé réseau électrique, ce dernier est composé par des éléments (générateurs, transformateurs, lignes,...), plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, formant un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer l'énergie électrique à travers de vastes étendues géographiques. [10]

Outre leur taille et leur complexité, les réseaux électriques présentent un comportement non-linéaire et variant dans le temps. Les non-linéarités peuvent être introduites par des éléments à fonctionnement discontinu tels relais, thyristors, ..., par des éléments avec hystérésis ou saturation,...

De nos jours, cette complexité structurelle impacte de plus en plus l'évolution des problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les réseaux électriques interconnectés.

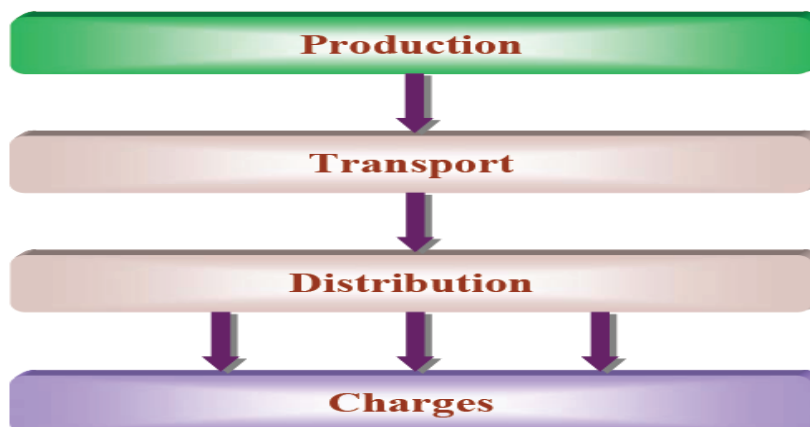


Figure (I.1) : Les différents niveaux d'un réseau électrique.

Les grandes composantes d'un réseau électrique peuvent être représentées par un schéma blocs comme le montre la figure (I.2), [11]. Cette représentation ne montre pas toutes les interactions dynamiques entre les éléments et leurs contrôles, mais elle peut servir à une description générale pour les structures dynamiques.

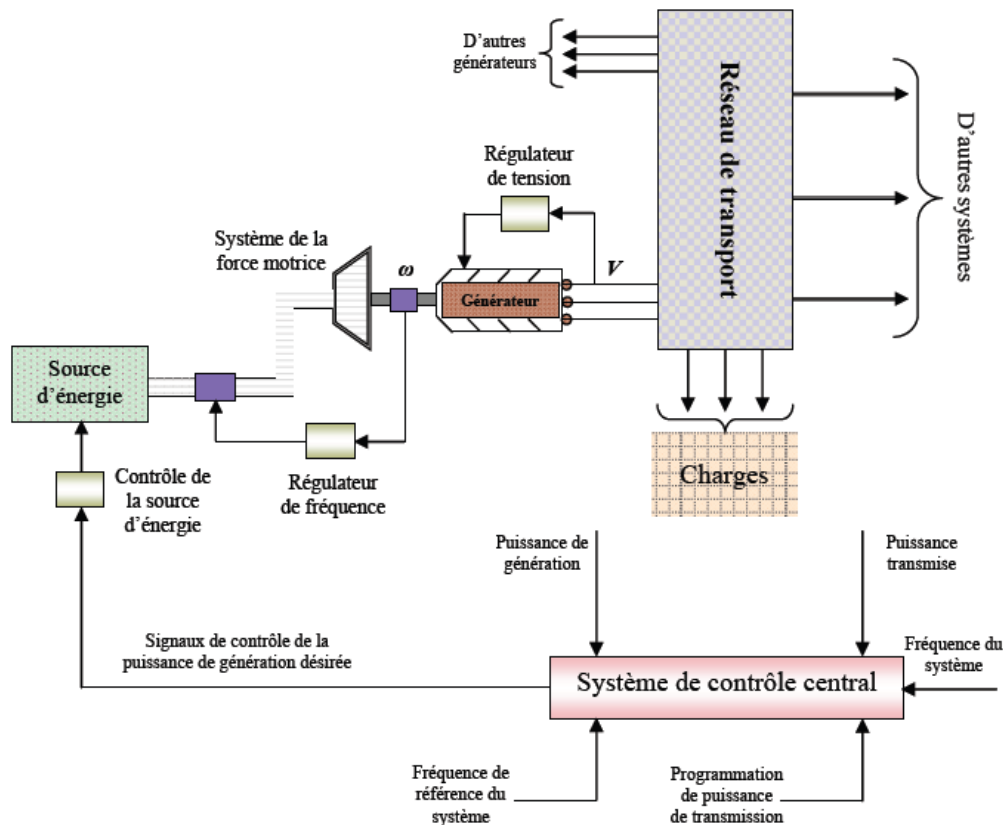


Figure (I.2) : Structure générale d'un réseau électrique.

L'étude de la performance dynamique d'un réseau électrique est très importante pour les opérateurs du système (point de vue économique) et la société en général (point de vue de fiabilité).

I.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique :

Le réseau peut être divisé en trois parties selon le niveau de tension auquel se rattachent différents usages et types de clients : le réseau de transport et d'interconnexion, le réseau de répartition et le réseau de distribution. Le réseau de transport et d'interconnexion permet de relier les grandes centrales de production aux principaux centres de consommation. Il garantit aussi l'acheminement de l'électricité entre les différentes régions nationales et internationales.

En maillant ainsi les points de production, il renforce la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre permanent offre / demande. Cela réduit les besoins de puissance installée et donc

les coûts de production. Ce réseau de grand transport est aussi fondamental pour l'existence d'un marché de gros de l'électricité : il permet notamment de créer des marchés régionaux sur plusieurs pays. Le réseau de répartition achemine l'électricité à l'intérieur des régions et à partir du réseau de transport, à proximité immédiate des zones de consommation diffuse. Il peut parfois alimenter directement quelques gros clients industriels. Le niveau de tension intermédiaire 220kV (cas algérien) peut être utilisé à la fois pour le transport et la répartition. Le réseau de distribution est alimenté par le réseau de répartition via les postes sources. Il garantit l'acheminement de l'énergie à la majorité des consommateurs raccordés aux niveaux de tension les plus bas. La Figure (I.3) illustre le découpage des différentes parties du réseau électrique. Ces trois niveaux de réseau sont délimités grâce à des transformateurs. Ces transformateurs permettent d'acheminer l'énergie à différents niveaux de tension. [12]

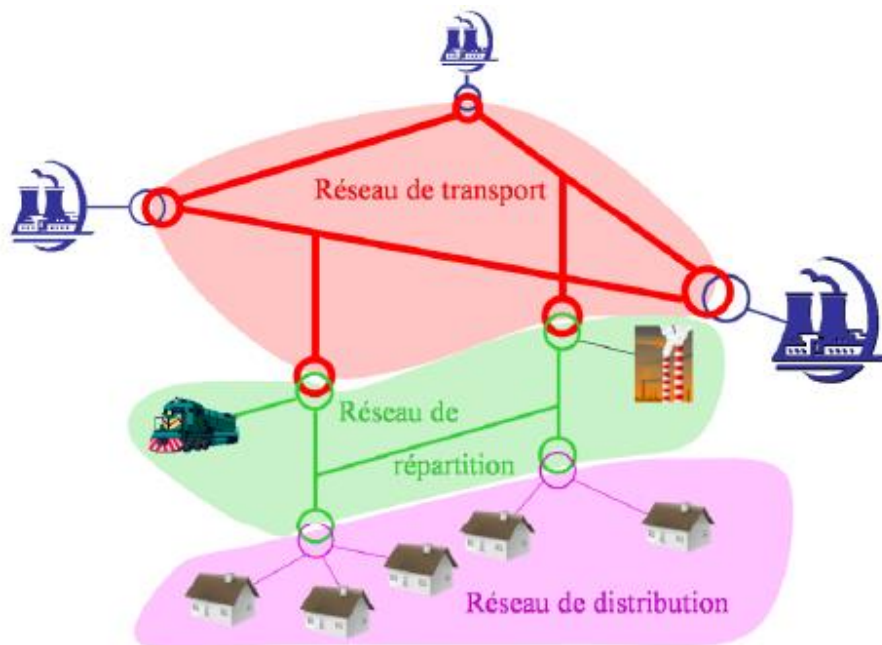


Figure (I.3) : Réseau électrique.

I.3 Différents niveaux de tension :

Les différents niveaux de tensions sont indiqués dans le tableau I.1 Ainsi le réseau de transport et de répartition se situe au niveau de la HTB (Haute Tension niveau B) Le gestionnaire du réseau de transport est responsable, à l'échelle nationale, de l'équilibre production/consommation et du respect des échanges transfrontaliers. Le réseau de distribution est au niveau de la HTA (Haute Tension niveau A) et de la BTA (Basse Tension

niveau A). Le rôle du gestionnaire du réseau de distribution est l'entretien et la gestion de ce dernier et aussi l'alimentation des clients de type petites et moyennes entreprises et résidentiels au travers du réseau moyenne tension (HTA) et du réseau basse tension (BTA). Le tableau représente également les niveaux de tension TBT (Très Basse Tension) et BT (Basse Tension).

$U < 50V$	$50 V < U < 500V$	$500V < U < 1kV$	$1kV < U < 50kV$	$50kV < U < 100kV$	$U > 100kV$
TBT	BT		MT	HT	THT
TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

Tableau (I.1) : Différent niveaux de tension.

I.4 Topologie des réseaux électriques de distribution :

Il existe trois différents types de réseaux électriques pour la distribution de l'énergie qui ont pour rôle de mettre à la disposition des utilisateurs l'énergie électrique. On cite trois réseaux :

- Réseaux simple dérivation.
- Réseaux en double dérivation.
- Réseaux en coupure d'artère.

I.4.1 Réseaux simple dérivation :

Chaque poste de transformation est alimenté en « simple dérivation » sur une artère principale ou secondaire. Ce type d'alimentation est surtout utilisé en distribution rurale ou aux alentours des grandes villes et en aérien. La seule protection étant le disjoncteur de départ du poste source, tout défaut sur le réseau provoque la coupure de tous les abonnés concernés par le départ du poste source.

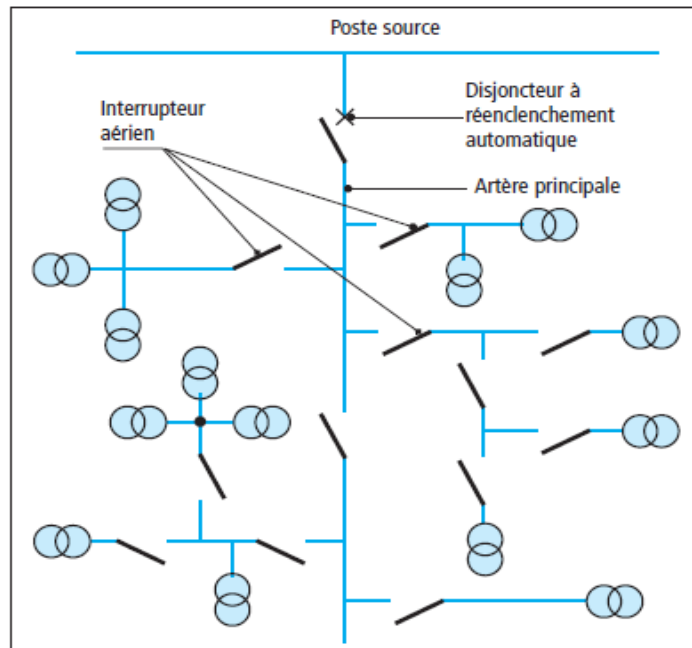


Figure (I.4) : Exemple de réseau simple dérivation.

I.4.2 Réseau en double dérivation :

Chaque poste est alimenté par deux câbles avec permutation automatique en cas de manque de tension sur l'une des deux arrivées. Les dispositions en coupure d'artère et en double dérivation sont employées pour les réseaux souterrains qui ont une continuité bien meilleure que les réseaux aériens.

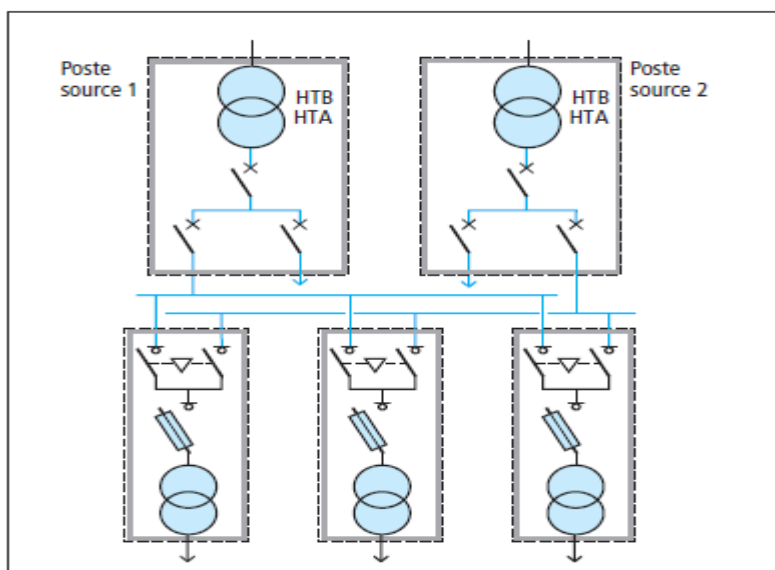


Figure (I.5) : Exemple de réseau en double dérivation.

I.4.3 Réseaux en coupure d'artère :

Tous les postes HTA/BT sont branchés en dérivation sur une boucle ouverte en un point (dit point de coupure) proche de son milieu. Tous les appareils de coupure d'artère, sauf un, sont donc fermés. Ce type de réseau est surtout réalisé en souterrain et, en général, en milieu urbain. En cas de défaut sur une partie de la boucle, on peut toujours alimenter tous les postes en ouvrant la boucle à l'endroit du défaut.

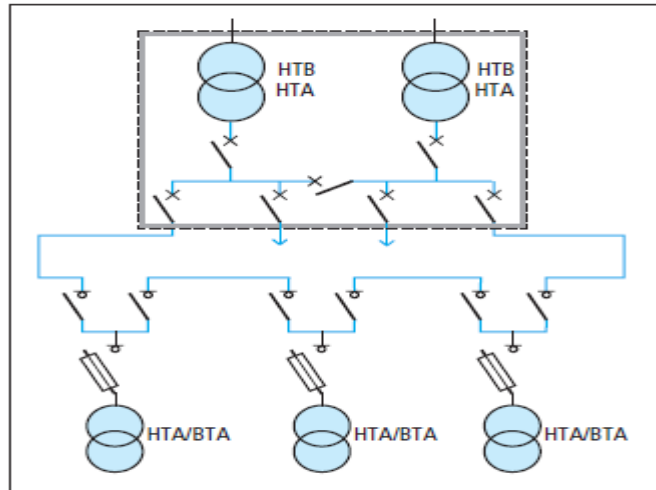


Figure (I.6) : Exemple de réseau en coupure d'artère.

I.5 Stabilité des réseaux électrique :

I.5.1 Introduction :

Lors de l'étude du comportement des réseaux d'énergie électriques, l'un des problèmes les plus importants que l'on rencontre souvent est l'étude de la stabilité. En effet, depuis la révolution industrielle au milieu, la demande en électricité ne fait qu'augmenter pour pouvoir faire fonctionner les usines et desservir les ménages. Les réseaux électriques ont bien évidemment connu un développement important. Il s'est donc avéré urgent d'examiner en tout temps le comportement des réseaux face à de faibles et/ou de grandes perturbations. Ces perturbations, qui peuvent être d'origine diverses, sont la source d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

I.5.2 Stabilité des réseaux d'énergie électrique :

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées.

Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques. [15]:

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables du système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau mais le maintien du synchronisme sur le réseau demeure un but primordial. Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances.

I.5.3 Différents types de stabilité :

L'instabilité d'un réseau électrique peut être causée par de nombreux facteurs comme il est précisé précédemment. L'analyse des problèmes de stabilité et l'identification des facteurs contribuant à l'atteinte de stabilité ont permis d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et de classer la stabilité en fonction de leur nature. Pour cette classification on se base surtout sur :

- ✓ la nature physique de l'instabilité.
- ✓ l'amplitude de perturbations.
- ✓ la plage de temps des phénomènes.
- ✓ les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

La figure (I.7) adaptée de [15] et [16] classe bien les problèmes de stabilité en tenant compte de tous ces paramètres.

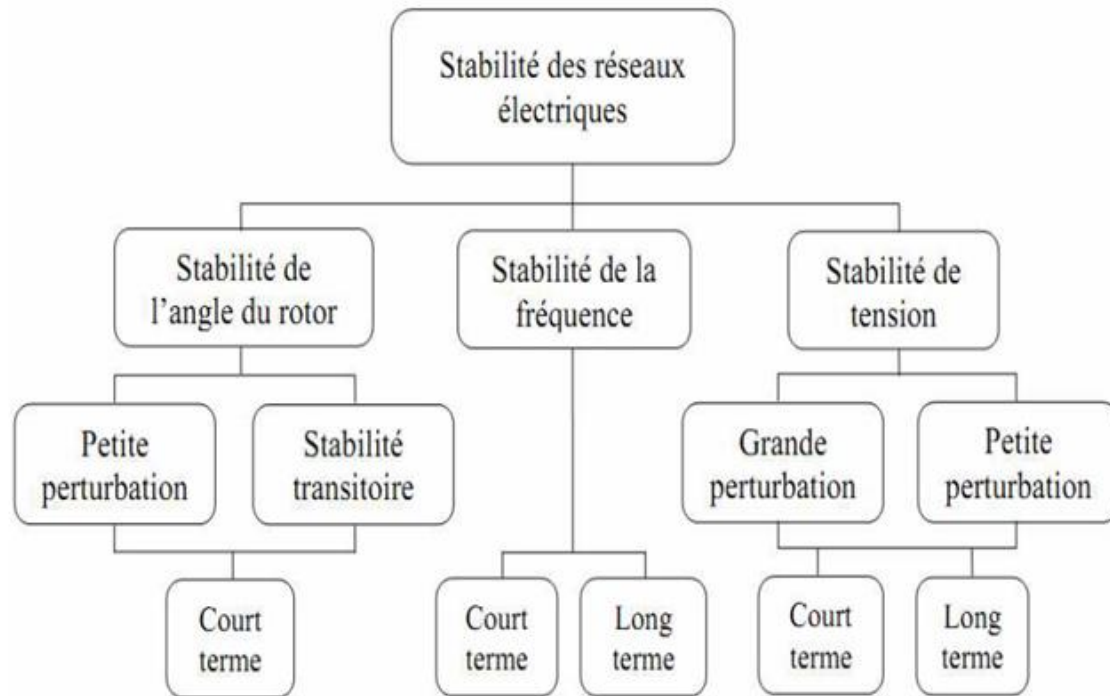


Figure (I.7) : classification des différents types de la stabilité des systèmes de puissance .

I.5.3.1. Stabilité de l'angle du rotor :

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone du système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs. [16]

I.5.3.2 Stabilité de tension :

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds. [18]

I.5.3.3 Stabilité de fréquence :

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. [19]

I.6 Répartitions de puissance dans les réseaux électrique:

L'analyse du flux de puissances est utilisée pour déterminer l'état d'équilibre en exploitation d'un système électrique. Elle est largement utilisée par les professionnels de distribution d'énergie lors de la planification et l'exploitation des réseaux électriques. Les équations régissant un transit de puissance dans un réseau étant non linéaires, on aura recours pour les résoudre à des méthodes itératives de calcul telles que la méthode de Gauss, la méthode de Gausse Seidel et la méthode de Newton Raphson.

La répartition optimale des puissances est l'un des majeurs problème que rencontre les ingénieurs responsable de la planification et de la gestion des réseaux électriques, l'importance de déterminer les puissances optimale produit et l'étude du load flow qui nous a donné une vision générale sur le comportement du réseau afin de connaitre le problème peut être présent tel que les surcharges des lignes et la dégradation de la qualité de tension et déterminer le type d'intervention ou de compensation qui doit être présent dans ce réseau.[17]

I.7 Dispatching Economique (DE) :

Le dispatching économique est un cas particulier du problème de planification de réseaux électriques. Le dispatching économique est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de manière à minimiser le coût de production. Cette planification optimale doit évidemment respecter contraintes de production des unités de génération.

Le calcul d'un load flow permet de voir qu'on peut satisfaire la consommation suivant un grand nombre de possibilités d'exploitation qui sont liées à la capacité de production. Celle-ci n'est pas fixée arbitrairement mais déterminée d'un point de vue économique d'où la recherche d'une répartition optimale des charges dans un réseau entre les différentes unités de production. Cette répartition est aussi appelé dispatching économique. Pour ce faire, plusieurs méthodes peuvent être utilisées. On peut citer la méthode des coûts marginaux, la méthode du

gradient, la méthode des coefficients B, etc... On utilisera dans ce travail la méthode des coûts marginaux. [17]

I.8 problématique des réseaux traditionnel :

Les systèmes d'énergie actuels reposent principalement sur des centrales hydroélectriques, nucléaires ou à combustible fossile de grande envergure qui fournissent de l'électricité via des systèmes de transport et de distribution. La demande d'électricité augmente très vite en raison du rapide développement social de la plupart des régions du monde, et de la dépendance croissante des économies modernes vis-à-vis de l'électricité. Cette dépendance accroît la pression à laquelle sont soumis les fournisseurs d'énergie électrique qui doivent empêcher les perturbations du réseau très coûteuses. Parallèlement, les sociétés ont pris conscience que la consommation d'énergie doit générer moins d'émissions de gaz à effet de serre pour pouvoir combattre le problème du changement climatique. Les sources d'énergie classiques doivent être utilisées de manière optimale et la nouvelle capacité électrique doit provenir d'une plus grande variété de sources non traditionnelles, telles que les centrales éoliennes, marémotrices, géothermiques ou alimentées par la biomasse. Cela accroît la diversité et le nombre de sources de production représentant des défis considérables pour le système d'énergie qui doit évoluer.

La réduction des émissions à la source constitue une seule approche visant à réduire les niveaux de CO₂. Comme l'indique l'analyse de l'AIE, l'amélioration de l'efficacité énergétique est de loin le meilleur moyen de réduire la consommation d'énergie primaire. Une utilisation plus efficace de l'énergie apparaît donc comme l'objectif premier du futur système électrique, nécessitant le déploiement de technologies à haute efficacité énergétique à chaque étape de la chaîne, depuis la production, le transport et la distribution de l'énergie jusqu'à son utilisation finale dans les constructions industrielles, commerciales et résidentielles. Outre le recul de la consommation, le réseau intelligent de demain doit être en mesure d'aplanir les pics de la demande grâce à une meilleure répartition de la consommation tout au long de la journée. La capacité de réserve mise en veille afin de faire face aux niveaux de consommation maximum pourra ainsi être diminuée, tandis que les utilités acquerront la flexibilité dont elles ont besoin pour gérer les brusques fluctuations de l'approvisionnement en électricité grâce à un portefeuille croissant de centrales exploitant des sources d'énergie renouvelables. Cela nécessitera certaines modifications profondes de la gestion de l'offre et de la demande.

Actuellement, le contrôle de la demande est pour ainsi dire inexistant la production

d'électricité est fonction de la demande. Dans un réseau intelligent, la demande doit être gérée de manière plus active, permettant ainsi aux opérateurs du réseau de la réguler plus facilement en fonction de l'offre. Pour qu'une telle situation soit possible, des dispositifs de suivi et de contrôle doivent être mis à disposition des utilisateurs finaux, fournissant ainsi à chaque consommateur des informations détaillées sur leur utilisation de l'électricité et leur indiquant comment ils pourraient contribuer activement à réduire le niveau de demande maximum. La communication en temps réel entre les fournisseurs et les consommateurs d'électricité permet aux utilisateurs de réagir directement aux changements de conditions et de tarifs, tandis qu'ils peuvent parfois choisir d'autoriser les utilités à limiter leur consommation en intervenant sur certains équipements de sorte que la demande ne soit pas supérieure à la production électrique disponible. Il s'agit là du principe fondamental sur lequel repose ce que le secteur des utilités appelle la méthode de "demande-réponse" qui vise à aplanir les pics de la demande en encourageant les consommateurs à décaler leur consommation d'énergie non impérative vers les périodes plus "creuses". La figure (I.8) montre comment la demande énergétique peut être gérée par un réseau intelligent. [17]

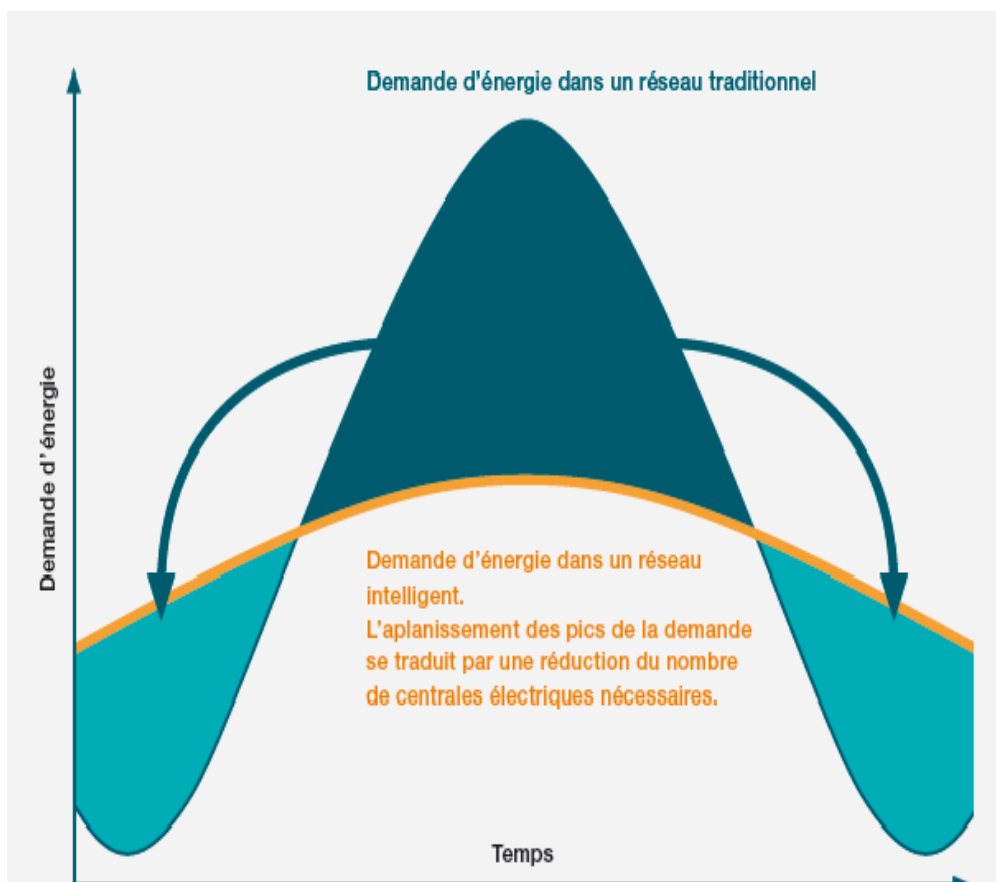


Figure (I.8) : Variation de la demande d'énergie.

Même si l'avantage environnemental du recul de la dépendance aux combustibles fossiles est évident, le recours à d'importantes quantités d'énergie renouvelable et à la production d'énergie à petite échelle constitue un énorme défi en termes de stabilité et de disponibilité de l'énergie électrique. La difficulté majeure réside dans la nature intermittente de l'énergie renouvelable. Le réseau de demain consistera donc en une version renforcée du réseau actuel, intégrant davantage de systèmes de contrôle et de communication avancés, de nouvelles interconnexions de réseaux, un flux bidirectionnel d'énergie et d'informations, des installations de stockage de l'électricité, et une part plus importante de production d'énergie distribuée et renouvelable. Ce système sera hautement automatisé afin de garantir sur demande aux consommateurs industriels, commerciaux et particuliers des approvisionnements fiables et à haute efficacité énergétique.

I.9 Conclusion :

Dans Ce chapitre, Nous avons exprimés le modèle générale du réseau électrique et les déférentes techniques utilisé pour améliorer la qualité de distribution d'énergie a cout optimale.

Les réseaux électriques sont à nos jours le seul moyen de répartition de l'énergie électrique, alors beaucoup d'études ont été faites et d'autres en cours afin d'assurer un bon acheminement de cette indispensable énergie (a bonne qualité, cout optimale) , beaucoup de moyens matériels et humains de forme outillage de calcul qui rentrent dans le cadre de calcul des différents paramètres du réseau .dans le deuxième chapitre on présent une nouvelle technique appliqué dans les réseaux électrique appelée SMART GRID .

Chapitre II :

SMART GRID

II.1 Introduction :

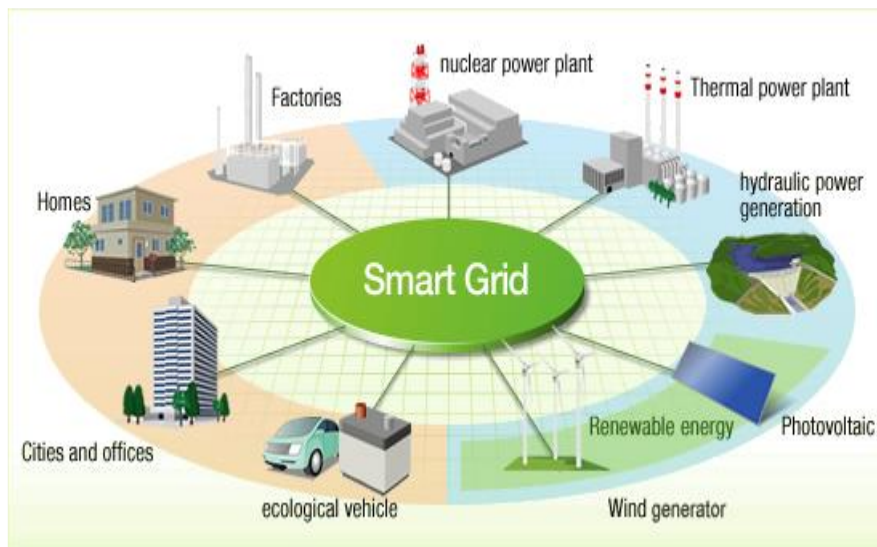
L'évolution des réseaux électriques combinés avec les réseaux et les infrastructures des technologies de l'information et de la communication a donné lieu à une nouvelle génération de réseaux appelés Réseaux électriques intelligents (Smart grids). Ces réseaux ont des exigences relativement aux architectures de communication et des services. Cette génération de réseaux requiert également la mise en œuvre de services pour leur monitoring et leur surveillance avec la convergence de plusieurs tendances profondes du secteur énergétique, les réseaux électriques intelligents (smart grids) émergent comme le paradigme principal pour la modernisation des réseaux électriques. Les réseaux intelligents doivent notamment permettre d'intégrer de larges proportions d'énergie renouvelable intermittente, de stockage et de véhicules électriques, ainsi que donner aux consommateurs plus de contrôle sur leur consommation énergétique. L'atteinte de ces objectifs repose sur l'adoption de nombreuses technologies, et en particulier des technologies de l'information et de la communication.

Aujourd'hui, La vraie question qu'adresse les « réseaux électriques », c'est comment gérer en ultra-instantanée l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique. Le réseau et son système digital doivent être capable à chaque seconde de faire le meilleur choix entre consommation instantanée à l'instant et à l'endroit où est produit l'énergie. [20]

II.2 Définitions :

Les réseaux intelligents ou « smart grids » sont des réseaux d'électricité qui, grâce à des technologies informatiques, ajustent les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs. En collectant des informations sur l'état du réseau, les smart grids contribuent à une adéquation entre production, distribution et consommation. Les Smart Grid peut être définie comme la vision du réseau électrique du futur, où les flux bidirectionnels d'informations et d'électricité permettent un ajustement en temps réel à la demande, de façon à intégrer de manière optimale les énergies renouvelables, Il est nécessaire de différencier smart grid et compteur communicant (ou « smart meter »), qui renseigne le consommateur sur sa demande en électricité. « Smart grids » est une appellation générale pour l'ensemble des technologies et des infrastructures « intelligentes » installées. Chez le particulier, le compteur

communicant est une première étape dans la mise en place des smart grids.(Fig.1), [7].



Figure(II.1):Un réseau Smart Grids. [21]

II.3 Catégories des smart Grid:

Les réseaux intelligents peuvent être définis selon quatre caractéristiques :

- Flexibilité: ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation.
- Fiabilité: ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux.
- Accessibilité: ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau.
- Économie: ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).

II.4 Fonctionnement :

Au sens large, un réseau intelligent associe l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du réseau : production, transport, distribution et consommation.

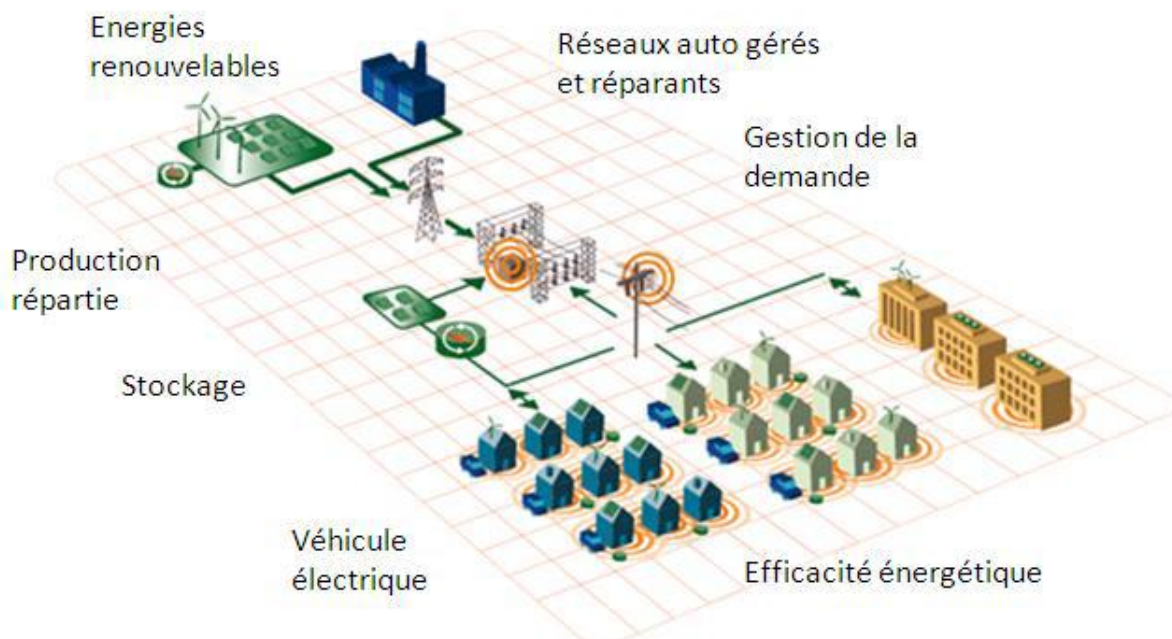
Un contrôle des flux en temps réel: des capteurs installés sur l'ensemble du réseau indiquent instantanément les flux électriques et les niveaux de consommation. Les opérateurs du réseau peuvent alors réorienter les flux énergétiques en fonction de la demande et envoyer

des signaux de prix aux particuliers pour adapter leur consommation (volontairement ou automatiquement).

L'interopérabilité des réseaux : l'ensemble du réseau électrique comprend le réseau de transport et le réseau de distribution. Le premier relie les sites de production d'électricité aux zones de consommation : ce sont les grands axes qui quadrillent le territoire. Le réseau de distribution s'apparente aux axes secondaires. Il achemine l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux. Par l'échange instantané d'informations, les smart grids favorise une interopérabilité entre les gestionnaires du réseau de transport et ceux du réseau de distribution.

L'intégration des énergies renouvelables au réseau : les réseaux intelligents reposent sur un système d'information qui permet de prévoir à court et à long terme le niveau de production et de consommation. Les énergies renouvelables qui fonctionnent souvent par intermittence et de façon peu prévisible (ex : l'éolien) peuvent ainsi être mieux gérées.

Une gestion plus responsable des consommations individuelle : les compteurs communicants (ou compteurs évolués, « Linky » pour l'électricité) sont les premières versions d'application du réseau intelligent. Installés chez les consommateurs, ils fournissent des informations sur les prix, les heures de pointe de consommation, la qualité et le niveau de consommation d'électricité du foyer. Les consommateurs peuvent alors réguler eux-mêmes leur consommation au cours de la journée. De leur côté, les opérateurs du réseau peuvent détecter plus vite les pannes. [22]



Figure(II.2) : Schéma d'un réseau intelligent Smart Grid [20].

II.5.Hiérarchisation des Smart Grid :

II .5.1.HIER :

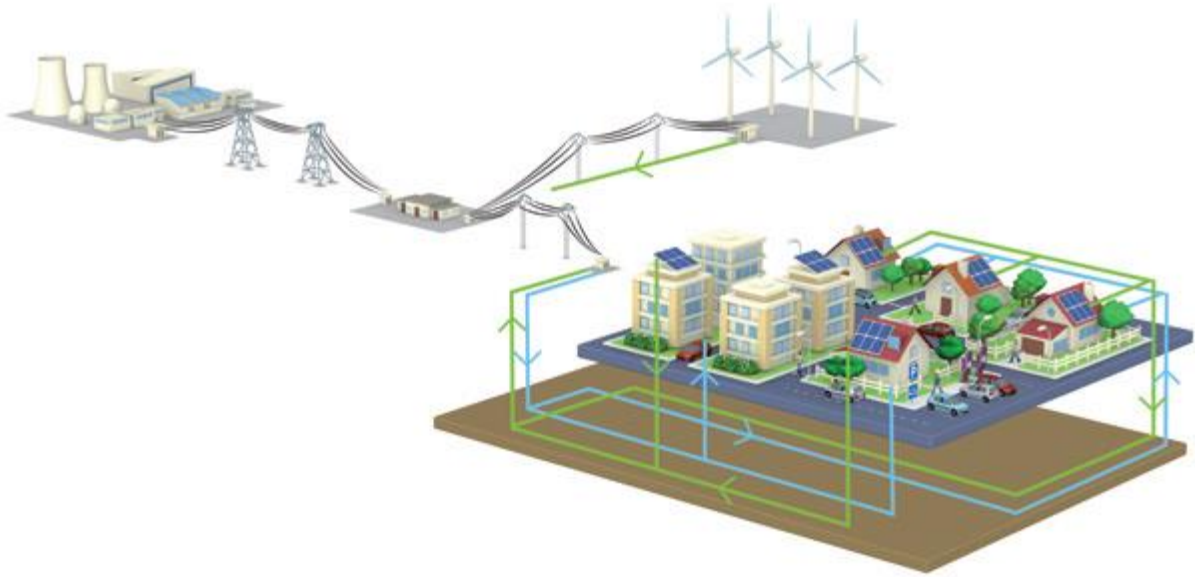
Les réseaux actuels ont été conçus initialement pour conduire l'électricité dans (un seul sens), des centrales de production vers les consommateurs.



Figure(II.3): Réseau électrique actuel.

II.5.2 Aujourd'hui :

Le réseau intelligent doit permettre la circulation de l'électricité (dans les deux sens) afin de mieux intégrer la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Le réseau de demain consistera en une version renforcée du réseau actuel, intégrant davantage de systèmes de contrôle et de communication avancés, de nouvelles interconnexions de réseaux, un flux bidirectionnel d'énergie et d'informations, des installations de stockage de l'électricité, et une part plus importante de production d'énergie distribuée et renouvelable. Ce système sera hautement automatisé afin de garantir sur demande aux consommateurs industriels, commerciaux et particuliers des approvisionnements fiables et à haute efficacité énergétique. Dans ce type de réseau, de plus en plus d'utilisateurs d'électricité deviendront également des producteurs grâce à des panneaux solaires ou à de petites éoliennes montés sur le toit des habitations. Aujourd'hui, les seuls utilisateurs pouvant jouer un rôle important sur les marchés de l'électricité sont les sites industriels énergivores qui possèdent des installations de production d'énergie d'assez grande envergure. [23]



Figure(II.4) : Réseau électrique intelligent.

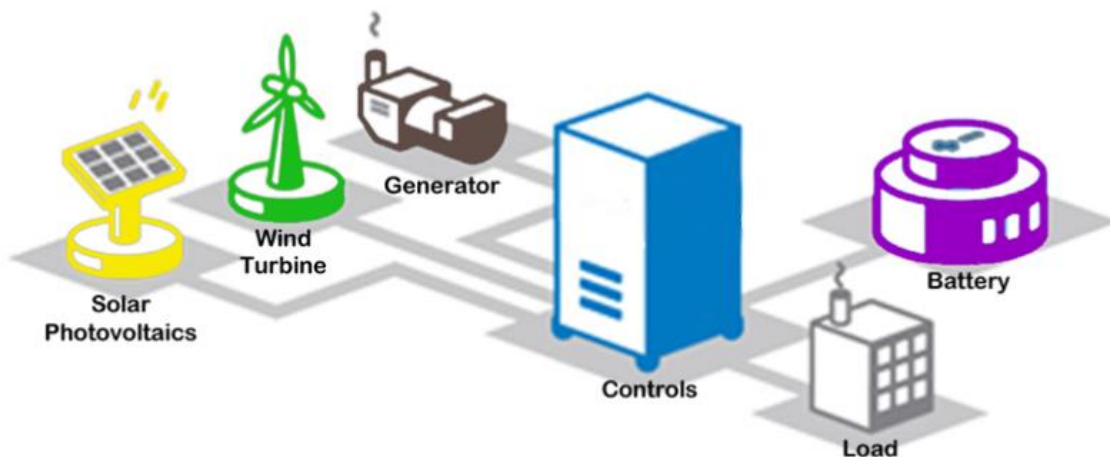
II.6 Micro grid :

Les micros grids sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses

(Micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petite hydraulique), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îloté. Le concept est en train de s'élargir aux réseaux de chaleur et de gaz. Le concept de microgrids peut ainsi être pensé de façon multi-fluide et il peut concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanales, village, etc.). [24]

les micro-réseaux sont définis par la Commission européenne dans le cadre des projets « Microgrids » et « More Microgrids », comme des systèmes qui comportent des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuée, telles que les micro turbines, les piles à combustibles, les systèmes photovoltaïques, etc., des systèmes de stockage tels que les volants d'inertie, les supra condensateurs et les batteries, et des charges contrôlables, qui ont des possibilités d'être contrôlées vis-à-vis de l'opération du réseau. les

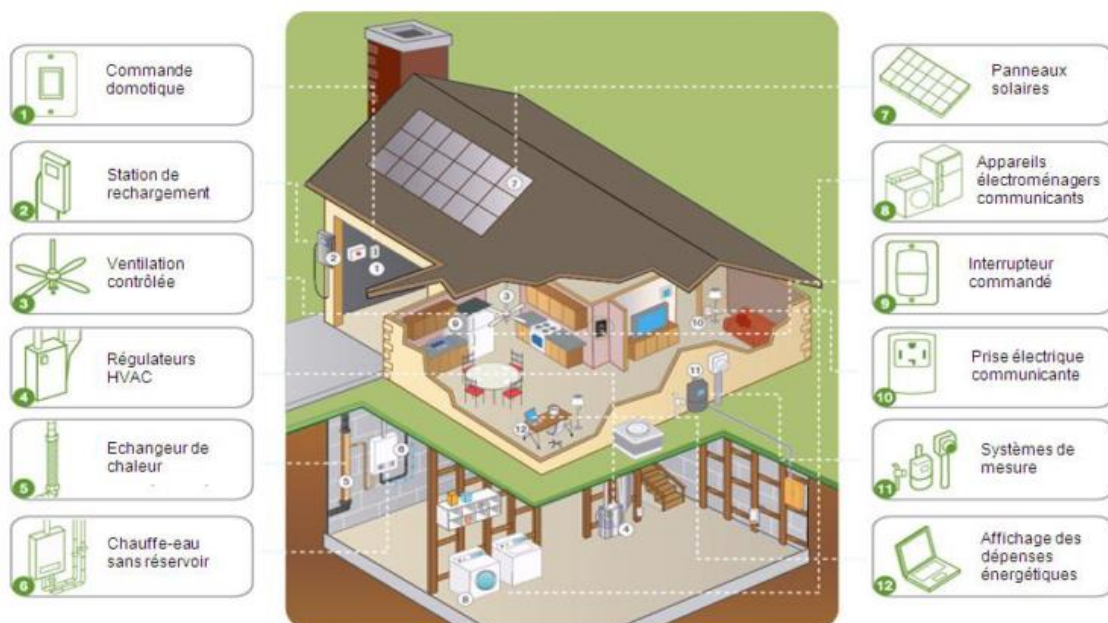
micros réseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également fonctionner en mode îloté, en cas de défaut dans le réseau principal.



Figure(II.5): les éléments d'un micro réseau (micro-grid).

II.6.1 Smart Home :

Le concept de Smart Home regroupe de nombreuses applications : domotique, efficacité énergétique, services liés aux ENR, mise en réseau des appareils consommant de l'électricité, optimisation du mix énergétique domestique et demain arbitrage avec le stockage... ectcomme le montre la (figure I.8). [20]



Figure(II.6) : Smart Home, de nombreuses applications dans le domaine de l'énergie et des utilities.

II.6.1.1 Smart meter (Compteur intelligent):

L'expression Smart Grid est souvent associée au concept de compteur intelligent (smart meter) capable de donner une facturation par tranche horaire permettant aux consommateurs de choisir le meilleur tarif chez les différentes entreprises productrices, mais aussi de jouer sur les heures de consommation, permettant ainsi une meilleure utilisation du réseau électrique. Un tel système permettrait aussi de cartographier plus finement les consommations et de mieux anticiper les besoins, à l'échelle locale.

Les grandes entreprises du secteur de l'informatique, comme Google et Microsoft, travaillent sur ces compteurs intelligents pour en faire des interfaces de suivi (tableaux de bord) de la consommation. L'utilisateur peut alors connaître le détail de sa consommation, par pièce, par interrupteur, par période, par type d'équipements, et connaître les postes sur lesquels des économies d'énergie sont possibles. [25]



Figure(II.7): compteur intelligent.

II.6.1.1.1 Comparaison des compteurs intelligents et des compteurs traditionnels :

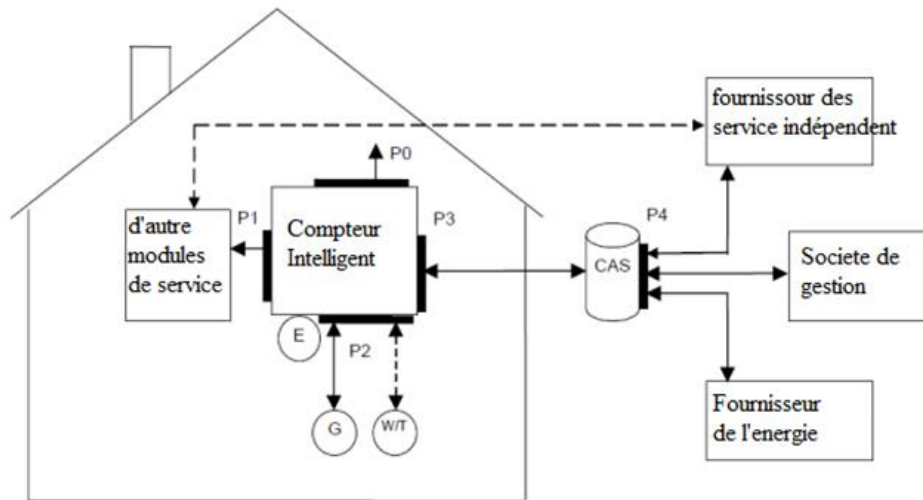
	Compteur Intelligent	Compteur traditionnel
Affichage	Compteur numérique à affichage numérique	Compteur analogue à molettes
Mesure	Quantité d'électricité consommée et à quel moment (généralement par heure avec horodatage)	Quantité d'électricité consommée sur une période de facturation (généralement un ou deux mois)
Enregistrement	Relevés automatisés : les compteurs transmettent les données aux entreprises de distribution par voie électronique via un réseau sans fil	Relevés manuels : un employé de l'entreprise de distribution se rend en personne au domicile du consommateur pour consigner les données
Communication	Communications bilatérales entre les compteurs et les entreprises de distribution	Aucune capacité de communication
Tarifification	Tarifification selon l'heure de consommation (structure tarifaire à trois niveaux : période de pointe, période médiane et période creuse) reflétant les fluctuations des coûts de l'électricité durant la journée	Tarifification à deux niveaux : un tarif pour la consommation jusqu'à un seuil déterminé et un autre tarif pour la consommation dépassant ce seuil

Tableau(II.1): Comparaison des performances d'un compteur intelligent et traditionnel.**II.6.1.1.2 Fonctionnement d'un compteur intelligent :**

Un compteur intelligent comporte deux fonctions: la mesure, une mesure de compteur intelligent de la consommation d'énergie toutes les 15 minutes et de communication dans un réseau pour transférer des données de comptage.

Pour des fins de communication, un compteur intelligent dispose de quatre ports. Le premier port P1 peut être utilisé par le consommateur pour accéder au compteur. Quelques compteurs qui sont disponibles sur le marché mesurent déjà 10 secondes des données d'intervalle qui peut être consulté par le port P1. Un réseau domicile (A Home Area Network) peut être formé par ce port en connectant différents types de dispositifs pour les compteurs intelligents. Cela pourrait être des dispositifs qui surveillent et contrôlent la consommation d'énergie. Grâce à ce port que vous ne pouvez pas envoyer des données à des mètres, seulement lire les données du compteur. Le Port P2 peut être utilisé pour la communication entre le compteur intelligent et d'autres instruments de mesure, par exemple le compteur de gaz ou de l'équipement de réseau. Le troisième port, Port P3 peut être utilisé pour la communication entre le compteur intelligent et l'accès à Central Server (CAS). Grâce à ce

serveur, les parties autorisées peuvent accéder aux données de comptage. Ce processus peut être déclenché à la fois sur la demande d'un compteur réelle lue par un participant au marché ou fait automatiquement. CAS est un organisme qui est responsable de l'échange de données entre les acteurs du marché de l'électricité. Enfin, le port P4 est un port sur le serveur CAS. Grâce à ce marché du port partis comme fournisseur d'énergie ou de fournisseurs de services indépendants peuvent accéder CAS. [30]

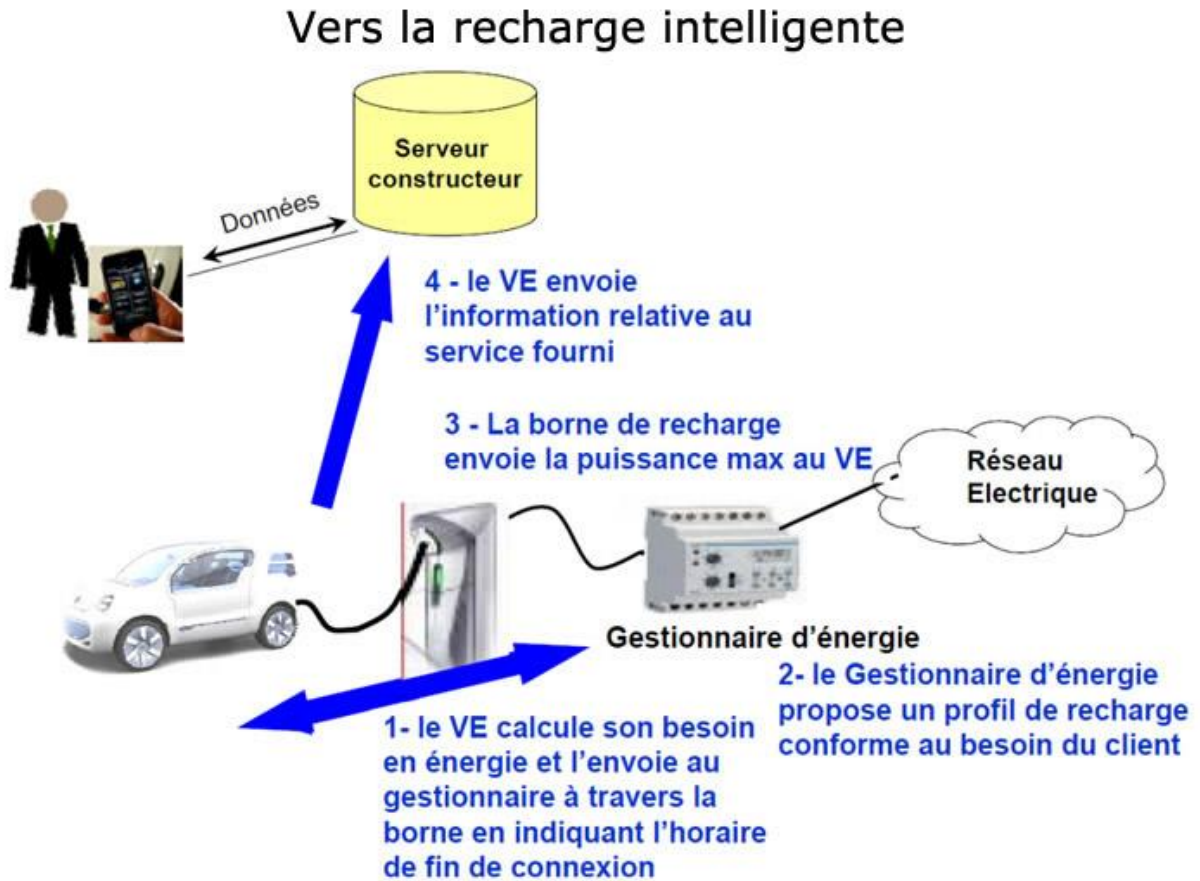


Figure(II.8): Fonctionnement d'un compteur intelligent.

II.6.2 Véhicule électrique :

Cela fait longtemps que l'on prédit l'émergence du marché des véhicules électriques. Le développement des réseaux électriques, celui des technologies de stockage, la prise de conscience écologique semblent enfin créer les conditions de création d'un marché de masse, sur les traces des premiers succès enregistrés par les hybrides. [26]

L'industrie automobile fait face à des difficultés économiques, où la sécurité d'approvisionnement en énergie et l'indépendance énergétique sont aux centres des enjeux



Figure(II.9) : Voiture recharge intelligente.

multilatéraux. L'impact de la voiture électrique est donc exceptionnel tant dans ses perspectives que dans son envergure. Toute la filière est remise en cause.

Aussi, les autorités publiques doivent s'engager dans l'accompagnement du développement du véhicule électrique.

C'est un pari ambitieux que les acteurs industriels prennent et qu'il sera nécessaire d'appuyer afin qu'il soit réussi. Les Utilities ont tout autant besoin de ce succès pour garantir leur essor.

II.7 Intérêts et grands défis :

Sachant que l'électricité ne peut pas être stockée facilement, rapidement et économiquement en grandes quantités, les technologies du « réseau intelligent » cherchent à ajuster en temps réel la production et la distribution (offre et demande) de l'électricité en hiérarchisant les besoins de consommation (quantité et localisation) selon leur urgence afin de

- ❖ Optimiser le rendement des centrales.
- ❖ Eviter d'avoir construire de nouvelles lignes.
- ❖ Minimiser les pertes en ligne.
- ❖ Optimiser l'insertion (aléatoire) de la production décentralisée, en particulier d'origine renouvelable.
- ❖ Distribuer l'électricité au meilleur prix possible.
- ❖ Diminuer ou éliminer les problèmes liés à l'intermittence de certaines sources (solaires, éolien, énergie marémotrice, et à moindre titre hydroélectricité).
- ❖ Faciliter la connexion et le fonctionnement des générateurs de toutes tailles et des technologies.
- ❖ Permettre aux consommateurs de jouer un rôle dans l'optimisation du fonctionnement du système.
- ❖ Fournir aux consommateurs une plus grande information et le choix de l'offre.
- ❖ Réduire de manière significative l'impact environnemental de l'ensemble du système d'alimentation en électricité.
- ❖ Offrir des niveaux de fiabilité et de sécurité d'approvisionnement accrue.

Pour atteindre ces objectifs, la recherche est nécessaire pour développer des technologies et des outils novateurs dans les domaines de la transmission, la distribution, le stockage de l'énergie, l'électronique de puissance, la sécurité informatique et de l'instrumentation.

L'équipe Smart Grid mène des recherches sur les problèmes suivants:

- 1) Fonctionnement optimal et stable : Développer des algorithmes de test pour l'estimation et le contrôle de l'état du système d'alimentation précise en utilisant PMU (unité de mesure de phaseur) pour un fonctionnement optimal, Concevoir des techniques d'évaluation de la stabilité en temps réel pour être utilisés comme la gestion de la charge et de délestage, Commercialisation de l'électricité.
- 2) Intégration efficace des sources et des charges : Puissance de conception des circuits et techniques pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables aux systèmes électroniques de pointe et améliorer la qualité de l'alimentation.
- 3) Communication résiliente et sécurisée : Concevoir des systèmes de communication sans fil pour faciliter la communication bidirectionnelle entre les consommateurs et les centres de contrôle et de mettre en œuvre véritable marché d'alimentation de temps.
- 4) Vieillesse et durée de vie : problèmes de détermination de l'âge sur la base de l'état plutôt que d'années de service, Estimation de reste du vie des composants critiques (par

exemple transformateurs) dans la grille sous des conditions de stress pour permettre l'acheminement économique et efficace de la puissance

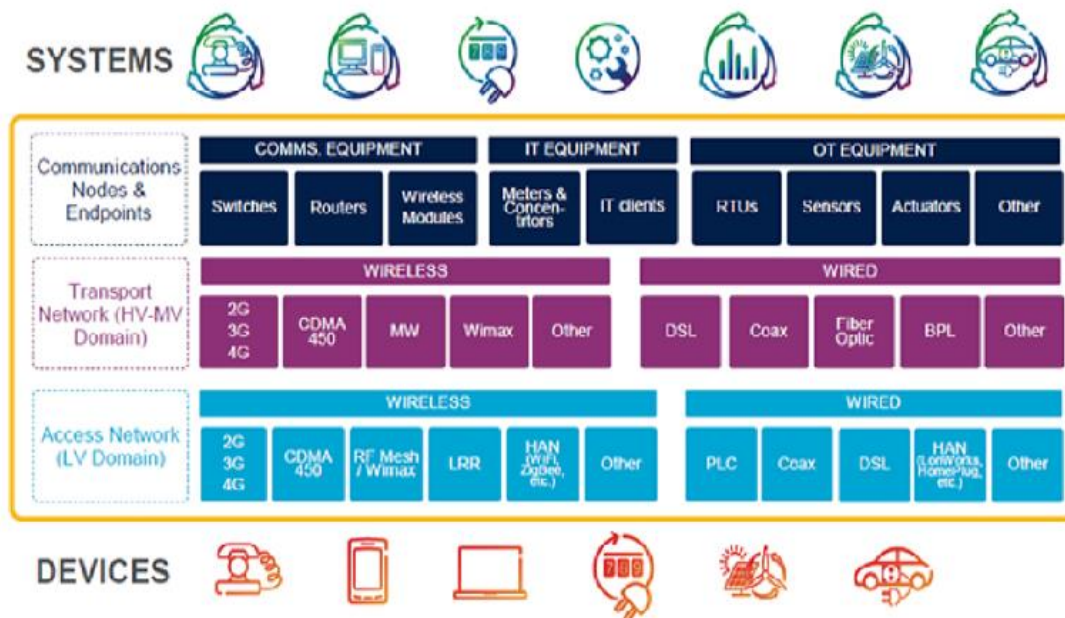
5) Instrumentation précise : Conception de pointe UGP, les compteurs intelligents et d'autres instruments.

6) Protection contre les perturbations et les menaces : Améliorer la protection en utilisant une instrumentation numérique, la communication et la vitesse de commutation, Applications des Technologie de l'Information. [27]

II.8 La Technologie de Télécommunication Appliqué dans les Smart Grids

L'utilisation des technologies de l'information et des communications (TIC) est un élément clé de l'évolution vers les réseaux électriques intelligents. En permettant de mesurer, contrôler et interagir en temps réel, ces technologies permettent d'améliorer l'efficacité du système électrique tout en garantissant le niveau de sécurité requis. A la veille de passer de la phase des << démonstrateurs smart grid >> au déploiement à grande échelle, les TIC deviennent un enjeu stratégique pour les gestionnaires de réseaux et fournisseurs de services liés à l'énergie.

La figure (II.9) illustre l'architecture des multi-technologies de communication qu'on trouve dans smart grid. [28]



Figure(II.10) : architecture des multi-technologies de communication qu'on trouve dans les smart grid.

II.9 Nouvelle défis dans les Smart Grids :

Cela fait longtemps que l'on prédit l'émergence du marché des véhicules électriques. Le développement des réseaux électriques, celui des technologies de stockage, la prise de conscience écologique semblent enfin créer les conditions de création d'un marché de masse, sur les traces des premiers succès enregistrés par les hybrides.

L'industrie automobile fait face à des difficultés économiques, où la sécurité d'approvisionnement en énergie et l'indépendance énergétique sont aux centres des enjeux multilatéraux. L'impact de la voiture électrique est donc exceptionnel tant dans ses perspectives que dans son envergure. Toute la filière est remise en cause.

Aussi, les autorités publiques doivent s'engager dans l'accompagnement du développement du véhicule électrique.

C'est un pari ambitieux que les acteurs industriels prennent et qu'il sera nécessaire d'appuyer afin qu'il soit réussi. Les Utilities ont tout autant besoin de ce succès pour garantir leur essor.

II.10 Energie renouvelable :

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique). Aujourd'hui, on assimile souvent par abus de langage les énergies renouvelables aux énergies propres. [29]

II.11 Différentes types de l'énergie renouvelable :

II.11.1 Les éoliennes :

Une éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent (déplacement d'une masse d'air) en énergie mécanique ou électrique. La puissance récupérable par une éolienne est fonction du carré de son diamètre et du cube de la vitesse du vent.

Ce courant est acheminé vers un convertisseur qui transforme le courant continu variable en courant alternatif stable et alimente le réseau électrique du bâtiment ou bien est stocké dans des batteries.



Figure(II.11): schéma définie les différents type d'un éolienne.

II.11.2 L'énergie solaire :

Il existe deux types d'énergie solaire : le photovoltaïque et le solaire thermique. Décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand-père du découvreur de la radioactivité), l'effet photovoltaïque est simple dans son principe. Les panneaux solaires se composent de photopiles constituées de silicium, un matériau semi-conducteur qui abrite donc des électrons. Excités par les rayons du soleil, les électrons entrent en mouvement et produisent de l'électricité.

L'énergie solaire photovoltaïque est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés : électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%).

À la différence du solaire photovoltaïque, le solaire thermique ne produit pas d'électricité mais de la chaleur. Grâce à de grands panneaux sombres dans lesquels circulent de l'eau, on récupère la chaleur du soleil pour chauffer l'eau. Cela permet notamment d'alimenter des chauffe-eau solaires.

II.11.3 L'énergie hydraulique :

Son principe ressemble à celui de l'éolienne. Simplement, ce n'est plus le vent mais l'énergie mécanique de l'eau qui entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un

alternateur. Ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La puissance disponible dépend de deux facteurs : la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau.

Deux types de solutions sont possibles, selon la configuration du site :

1. Sur les grands fleuves ou au bas des montagnes, on construit un barrage. Il retient l'eau (c'est le fameux lac de barrage, comme à Serre-Ponçon crée une chute d'eau artificielle. L'eau s'engouffre au bas du barrage, passe dans une sorte de galerie au bout de laquelle se situent les turbines. Le passage de l'eau fait tourner les hélices qui entraînent un alternateur. C'est ce dernier qui produit le courant.
2. Sur les petites rivières, on met en place des micro-centrales qui ne barrent pas le cours d'eau : un petit canal est construit, où une partie de l'eau s'engouffre et va faire tourner les turbines de la centrale au fil de l'eau.

II.11.4 L'énergie de la biomasse :

Ce terme générique désigne, en fait, toute matière d'origine organique. Dès lors, les utilisations énergétiques de la biomasse recouvrent un grand nombre de techniques. Globalement, on peut utiliser la biomasse de trois façons différentes : en la brûlant, en la faisant pourrir ou en la transformant chimiquement.

1. La brûler, c'est s'en servir comme d'un combustible de chaudière. On utilise aussi bien des déchets de bois, de récoltes que certains déchets, comme les ordures ménagères, les déchets industriels banals ou certains résidus agricoles.
2. En se décomposant, sous l'effet des bactéries, certains déchets putrescibles (comme certaines boues de stations d'épuration des eaux usées ou la fraction organique des déchets ménagers, les épluchures par exemple) produisent du biogaz. Ce mélange de gaz est en majorité composé de méthane, utilisable, une fois épuré, pour alimenter, lui aussi, des chaudières ou des véhicules fonctionnant au GNV (Gaz Naturel Véhicule).
3. Enfin, certaines cultures, comme le colza, les betteraves ou certaines céréales, telles que le blé, peuvent être transformés en biocarburant. L'huile de colza transformée est un excellent substitut au gazole. Alors que la transformation chimique des céréales ou de la betterave peut fournir de l'ETBE, un additif qui, ajouté à l'essence, permet de réduire certaines émissions polluantes de nos voitures.

II.11.5 L'énergie géothermique :

Dans certaines roches et à certaines profondeurs circule de l'énergie, sous forme de vapeur et d'eaux chaudes. Ces eaux puisées à leur source ou récupérées lorsqu'elles surgissent des geysers, sont collectées puis distribuées pour alimenter des réseaux de chauffage urbains. La Maison de la Radio, à Paris, est ainsi chauffée. Mais dans certaines conditions, d'autres utilisations sont également possibles. Sur le bien nommé site de Bouillante, en Guadeloupe, une centrale de production d'électricité géothermique a été construite. Un forage permet de récupérer l'eau chaude (à 160°C) ainsi que de la vapeur. Grâce à ces grandes quantités de vapeur, l'on fait tourner des générateurs qui alimentent le réseau électrique guadeloupéen.

II.12 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu général sur les réseaux électrique intelligent (smart grid), on donne leur différente définition, les nouveaux défis dans les smart grids, les systèmes intervenant sur un réseau intelligent ainsi que leur application actuel.

L'introduction d'une certaine intelligence dans le réseau de distribution d'énergie électrique visera entre autres, à mieux réguler la distribution grâce à la diffusion à l'aide de compteurs intelligents de l'information de consommation en temps réel des usagers. Le mot « smart grid » désigne un ensemble d'outils logiciels et matériels qui permettront une distribution efficace de l'énergie, une réduction de la marge de production instantanée, une possibilité de transfert d'énergie dans les deux sens, des systèmes de surveillance et de monitoring avancés fonctionnant en temps réel, le contrôle des systèmes de stockage d'énergie (SMES) en fonction de leur cout et à l'aide des algorithmes d'optimisation .

Chapitre III :

Stockage d'énergie

électrique SMES

III.1 Le stockage de l'énergie électrique :

Les moyens de stocker l'énergie électrique sont divers et variés et peuvent être classés dans différentes catégories en fonction de leurs performances (capacité de stockage, énergie/puissance, ...) et de leurs caractéristiques : stockage centralisé ou décentralisé, direct ou indirect. Le stockage est dit « centralisé » lorsque le moyen de stockage est couplé au réseau de distribution de l'énergie électrique. Il est « décentralisé » lorsque le dispositif de stockage est embarqué dans un dispositif mobile et autonome en termes d'énergie. On distingue également le stockage direct et indirect. Pour le stockage « direct », l'énergie est stockée sous sa forme électrique. Dans le cas d'un stockage « indirect », l'énergie est stockée sous une autre forme : électrochimique, mécanique ou gazeuse (air, hydrogène), nécessitant une conversion réversible pour passer d'une forme à une autre.

III.2 les éléments de stockage comme des sources de puissance :

Pour chaque élément de stockage, on rappellera brièvement le principe de fonctionnement avant de présenter ses caractéristiques remarquables. Les moyens de stockage considérés comme des sources de puissance, relativement à l'échelle de temps de l'Application, sont :

- les condensateurs.
- les supercondensateurs.
- les bobines supraconductrices ou SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).
- les volants d'inertie.

III.2.1 les condensateurs :

Les condensateurs sont des composants de stockage électrostatique, direct, considérés comme une source de puissance dans une certaine mesure, compte tenu de leur grande puissance spécifique et leur densité d'énergie relativement faible. [4]

III.2.2 supercondensateurs :

Les supercondensateurs sont des moyens de stockage direct, électrostatique (et électrochimique), Considérés comme des sources de puissance de par leur grande densité de puissance.

III.2.3 volant d'inertie :

Les volants d'inertie sont des éléments de stockage mécanique, indirect, considérés comme des sources de puissance élevée.

L'énergie électrique peut, après transformation, être stockée sous forme d'énergie mécanique: Potentielle (pesanteur) ou inertielle (cinétique).

L'énergie potentielle étant principalement liée à la génération centralisée de l'énergie électrique.

III.3 Le stockage de l'énergie électrique SMES :

III.3.1 Introduction :

Les stockages de type électrique, batteries, condensateurs et bobines, n'ont pas une capacité suffisante. Cette situation a quelque peu évolué avec les supraconducteurs. L'absence de résistance permet d'augmenter le courant continu dans une bobine de manière très importante. L'énergie magnétique emmagasinée peut alors devenir intéressante et du même ordre de grandeur que l'énergie cinétique des groupes tournants.

Une bobine de stockage supraconductrice associée à un convertisseur permet donc un échange de puissance entre la bobine et le réseau, le temps de réponse n'étant limité que par le type de convertisseur associé à la bobine. L'ensemble constitue le SMES.

Dans ce chapitre, nous donnons le principe de fonctionnement d'un tel dispositif, avant de nous intéresser à l'interface d'échange d'énergie entre le SMES et le réseau en examinant sa commande et son mode de couplage.

Nous finirons ce chapitre par le calcul du dimensionnement du SMES en fonction du réseau test utilisé.

III.3.2 Historique du SMES :

Une bobine supraconductrice représente une réserve d'énergie sous forme électromagnétique pour fournir la puissance aux heures de pointe et réduire les capacités de production dans les grands réseaux ou pour constituer des sources impulsives d'énergie à usages spécifiques (champs pulsés) souvent militaires (arme à énergie dirigée, lanceur d'engins).

Malgré un rendement élevé, une densité d'énergie importante et un temps de réponse extrêmement rapide comparé aux autres systèmes de stockage, une expérimentation à échelle significative (10GWh) se heurte au gigantisme des bobines (diamètre 2 km) dont seules des

parois rocheuses en sous-sol peuvent supporter leurs contraintes mécaniques. Un dimensionnement réduit de la bobine rendant le système faisable, permet cependant des applications autres que le stockage comme réserve tournante, telle que les alimentations sans interruptions (UPS) et le réglage de la stabilité des réseaux électriques.

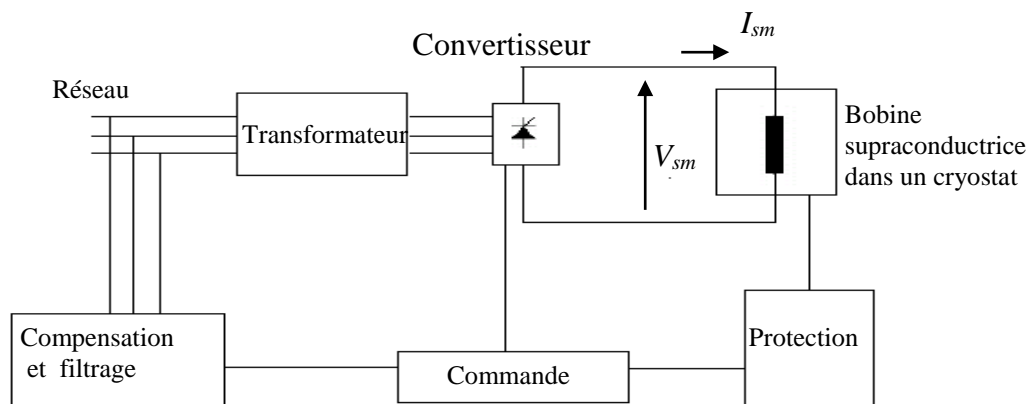
L'intérêt porté au SMES a commencé dans les années 1970 à l'université du Wisconsin aux Etats Unis d'Amérique (USA). Le premier SMES était étudié comme réserve d'énergie dans le but de moduler la charge. Il avait une capacité de stockage de plus de 5000MWh avec un diamètre de 1Km. [1]

En 1972 à Los Alamos National Laboratory (LANL), on a commencé des travaux d'expérimentation pour étudier la faisabilité de l'application des SMES dans les réseaux électriques. Ce n'est qu'en 1983 que le premier SMES a vu le jour avec la réalisation d'une installation de 30MJ (Tacoma, Washington) par la compagnie d'électricité Bonneville Power Administration (BPA). Le dispositif a été testé sur un réseau 500KV durant une année où plus d'un million de cycles charge/décharge ont été effectués avec succès. Cela a montré l'efficacité des dispositifs SMES et leurs applications pour la stabilisation des réseaux électriques et a ouvert la voie de la recherche dans ce sens. [2]

III.3.3 Constitution du dispositif SMES :

Un dispositif SMES est constitué de trois principales parties :

- 1-La bobine supraconductrice.
- 2-Les systèmes de protection et de refroidissement.
- 3- L'interface d'échange de puissances constitué par un convertisseur et des transformateurs de puissances. La figure (III.1) schématise les différentes parties du système.



Figure(III.1) : Les éléments constitutifs du SMES.

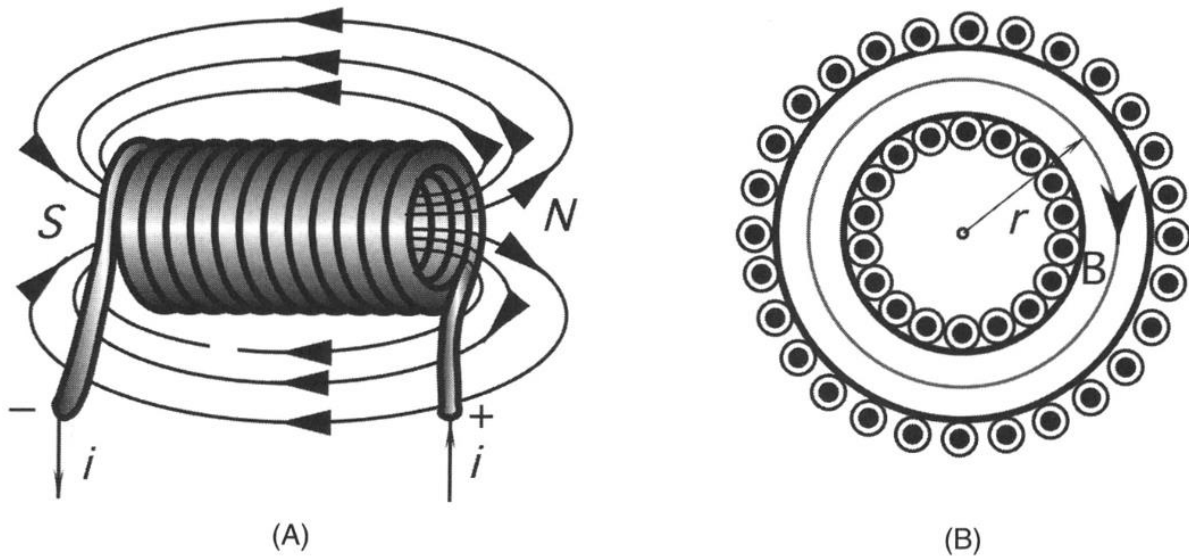
III.3.4 Bobine supraconductrice:

La bobine supraconductrice est composée de filaments de quelques microns de diamètre en Niobium Titane (Nb-Ti). Ces derniers sont enfermés dans une matrice en cuivre (Cu) qui constitue le support mécanique des conducteurs et sert à séparer les filaments Nb-Ti. Elle isole électriquement les filaments en constituant une barrière de résistance qui réduit les pertes pendant la charge et la décharge. Enfin elle participe à la conduction pendant les périodes transitoires où le supraconducteur ne conduit pas et s'achemine vers l'état normal de supraconductivité, elle assure également la stabilité thermique. La bobine est enfermée dans un cryostat rempli d'hélium liquide qui la maintient à une température voisine de 4°K.

Le domaine de la supraconductivité a connu ces dernières années une grande avancée avec les supraconducteurs à haute température critique (HTC) permettant d'augmenter les températures de fonctionnement et simplifiant ainsi beaucoup la cryogénie et améliorant la stabilité de la bobine. La première génération de supraconducteur HTC est en cours d'industrialisation à travers le monde. Ce sont les rubans PIT (Powder In Tube) basés sur le composé supraconducteur BiSrCaCuO sous forme de nombreux filaments dans une matrice en argent ou argent-magnésium pour une meilleure résistance mécanique.

Les contraintes mécaniques sont importantes compte tenu des fortes densités de courant associées à des inductions élevées. Sous des inductions de plusieurs Teslas, les rubans PIT doivent être maintenus à des températures inférieures à 35° K. Des températures de 20 à 30° K sont facilement accessibles et à un coût raisonnable grâce aux développements récents des cryo-réfrigérateurs performants et fiables.

En plus de l'importance du matériau supraconducteur, il est nécessaire de se préoccuper de la compatibilité électromagnétique de telles installations. En adoptant une géométrie adéquate, on peut diminuer les forces magnétiques externes. Pour cette raison, on adopte la forme en tore pour les bobines supraconductrices. La figure (III.2) représente la forme en tore d'une bobine permettant la minimisation des champs parasites. En outre, et en raison du bas champ magnétique externe, des SMES toroïdaux peuvent être situés près d'une installation ou d'une charge d'abonné. Pour les petits SMES, les bobines en formes de solénoïde sont habituellement utilisées parce qu'il est facile de les bobiner. Les bobines en forme de tore nécessitent un compactage par des cercles externes et deux disques, dont un est au dessus et l'autre en dessous pour éviter la rupture de la bobine.



Figure(III.2) : solénoïde (A) et Tore (B) SMES.

III.3.5 principe de fonctionnement :

Le stockage de l'énergie dans un SMES est fait sous forme de champ magnétique, créé par la circulation d'un courant continu dans une bobine supraconductrice, présentant une résistance électrique nulle. Ainsi, si la bobine supraconductrice est refermée sur elle-même, le courant qui la parcourt se maintient [6], car les pertes par effet Joule sont nulles ou négligeables.

Un SMES est composé d'enroulements supraconducteurs dont la résistance est nulle dans certaines conditions de température et d'induction.

III.3.6 TECHNOLOGIES :

Il existe plusieurs catégories de supraconducteurs, classées en fonction de leur température critique :

- SBTC (Supraconducteur à Basse Température Critique) : NbTi fonctionnant à très basse température (4K), nécessitant un réfrigérant type Hélium liquide (à 4,2K), sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 5T [6], [8]. Ces supraconducteurs BTC admettent une induction critique de 10T [9].
- SMTc (Supraconducteur à Moyenne Température Critique) : Nb₃Sn, Nb₃Al, Nb₃Ge, MgB₂ fonctionnant autour de 20 à 30K sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10 T [8]. Ces supraconducteurs MTC admettent une induction critique supérieure à 20T. [9]

- SHTC (Supraconducteur à Haute Température Critique) : YBaCuO fonctionnant à 92K, permettant un réfrigérant type Azote liquide (à 77K), sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10T [8]. Ces supraconducteurs HTC admettent une induction critique de 15T. [9]

III.3.7 Les avantages des SMES :

- une énergie utile proche de l'énergie maximale stockée, soit un rendement énergétique proche de 1.
- un rendement instantané (du système complet, c'est-à-dire comprenant l'installation cryogénique) très élevé, entre 95% et 98%. [6]
- pas d'autodécharge car les pertes sont nulles, ce qui permet un stockage long
- une constante de temps pour la décharge très faible (< 100ms), favorable pour les applications type stabilisation/régulation du réseau.
- une durée de vie élevée (20 à 30 ans) [6] : nombre de cycles de charge/décharge quasiment infini. [7]

III.3.8 Systèmes de protection et de refroidissement :

Afin de maintenir la bobine supraconductrice à une basse température, on l'enferme dans un cryostat d'hélium liquide. En cas de défaut de la réfrigération ou du convertisseur, un système de protection permet de décharger la bobine supraconductrice dans une résistance. Les convertisseurs étant polluant, il est nécessaire de disposer d'un système de filtrage des harmoniques que le SMES sera amené à injecter dans le réseau. La bobine constituant une charge réactive, on doit donc ajouter un système de compensation de l'énergie réactive.

III.3.9 Configuration et commande du convertisseur :

Les échanges de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau se font à travers un convertisseur triphasé à base de thyristors et de transformateurs de puissances. [3]

III.3.9.1 Montage en pont simple :

Considérons le montage de la figure (III.4), où la bobine supraconductrice est reliée au réseau via un pont simple à thyristors connecté à un transformateur. La tension redressée V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est donnée par la relation suivante :

$$V_{sm} = E_{d0} - X_c I_{sm} \quad (\text{III.1})$$

Où X_c est la réactance de commutation des thyristors.

E_{d0} est la tension redressée à vide.

I_{sm} est le courant parcourant la bobine supraconductrice.

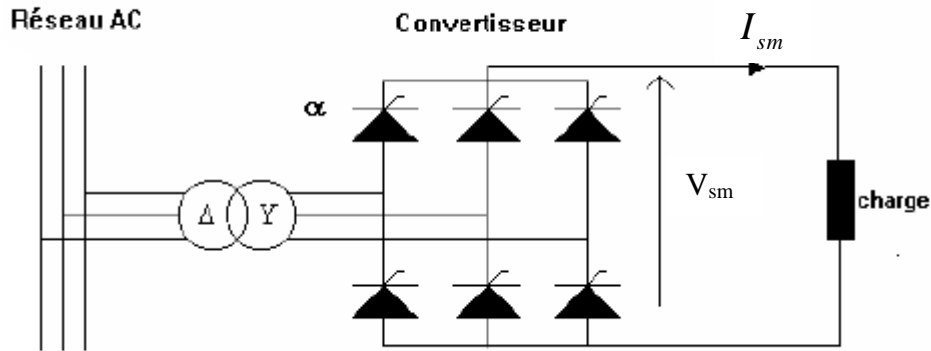


Figure (III.3) : Montage en pont simple pour un SMES.

Si on considère que V_{max} est l'amplitude de la tension triphasée d'alimentation du pont et α l'angle d'amorçage des thyristors, on aura alors :

* pour un couplage étoile du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{\max} \cos \alpha \tag{III.2}$$

* pour un couplage triangle du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3}{\pi} V_{\max} \cos \alpha \tag{III.3}$$

Si on suppose que les chutes de tensions dues à la réactance de commutation sont négligeables, l'échange de puissance active avec le réseau s'écrit sous la forme:

$$P_{sm} = V_{sm} I_{sm} = E_{d0} I_{sm} \tag{III.4}$$

En posant :

$$E_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{\max} \quad \text{dans le cas du couplage étoile.}$$

$E_d = \frac{3}{\pi} V_{\max}$ dans le cas du couplage triangle.

La puissance active s'écrit alors sous la forme :

$$P_{sm} = E_d I_{sm} \cos \alpha \quad (\text{III.5})$$

De la même manière on obtient la puissance réactive échangée avec le réseau :

$$Q_{sm} = E_d I_{sm} \sin \alpha \quad (\text{III.6})$$

Les échanges d'énergie entre la bobine et le réseau sont commandés par la variation de l'angle d'amorçage α .

Pour un pont simple à thyristors l'angle d'amorçage ne peut pas dépasser π , alors sa plage de fonctionnement est un demi plan du domaine (P,Q). La figure (III.4) représente le domaine de variation des puissances (P,Q) d'un pont simple à thyristors où la puissance réactive est toujours positive (circulant du réseau vers la charge coté continue). Les puissances actives et réactives sont couplées puisque liées par le même angle d'amorçage.

Pour des raisons de commutation la variation de l'angle d'amorçage α se fera sur un arc de cercle limité entre 5° et 140° .

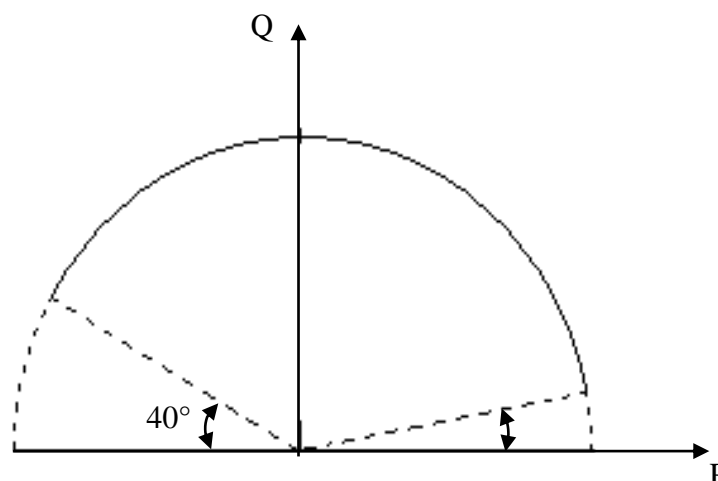


Figure (III.4) : Domaine (P,Q) d'un pont simple à thyristors.

Pour un pont simple à thyristors GTO l'angle d'amorçage α peut varier entre 0 et 2π . L'échange de puissance active et réactive entre le réseau et la bobine peut donc se faire dans les deux sens. L'extension du domaine d'échange d'énergie est obtenue avec un montage plus complexe (commutation forcée). Le balayage dans les quatre quadrants du domaine (P, Q)

Se fait également sur un arc de cercle comme le montre la figure (III.5) et ce à cause du couplage des puissances active et réactive.

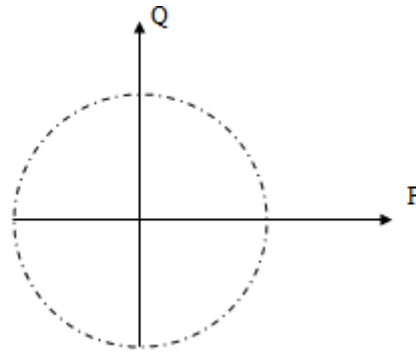


Figure (III.5) : Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors GTO.

III.3.9.2 Montage en pont double :

Pour avoir des puissances actives et réactives découplées, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier, et en série avec ce dernier comme le montre la figure (III.6). [4]

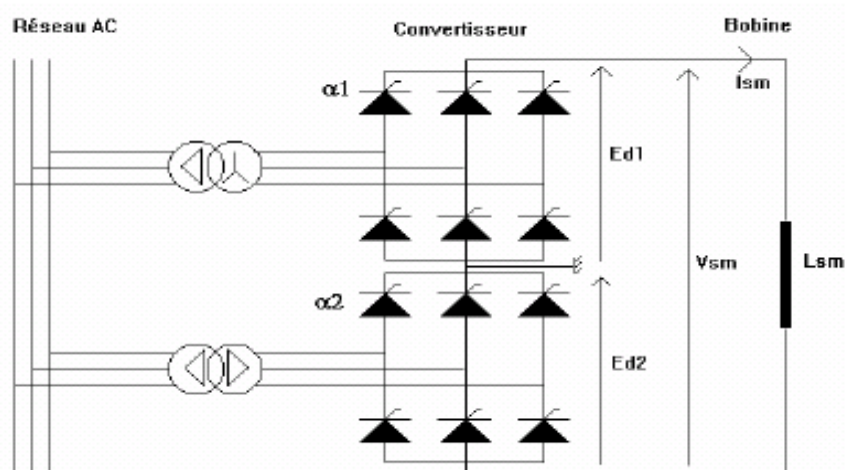


Figure (III.6) : Montage en pont double à thyristors GTO.

La tension V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est telle que :

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (\text{III.7})$$

Où L_{sm} et I_{sm} sont respectivement l'inductance de la bobine et le courant de charge. En considérant le schéma de la figure (III.7), l'expression de la tension V_{sm} est telle que :

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \quad (\text{III.8})$$

où E_{d1} et E_{d2} sont les tensions cotées continu des deux convertisseurs 1 et 2. Ces tensions sont exprimées en fonction des angles d'amorçage α_1 et α_2 . Leurs expressions sont telles que

$$E_{d1} = V_{sm0} \cos \alpha_1 \quad (\text{III.9})$$

$$E_{d2} = V_{sm0} \cos \alpha_2 \quad (\text{III.10})$$

Tenant compte de (III.8), on obtient :

$$V_{sm} = V_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (\text{III.11})$$

Les puissances active et réactive absorbées ou fournies par le SMES sont données par les relations ci-dessous :

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (\text{III.12})$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (\text{III.13})$$

Les équations précédentes peuvent être transformées sous la forme suivante :

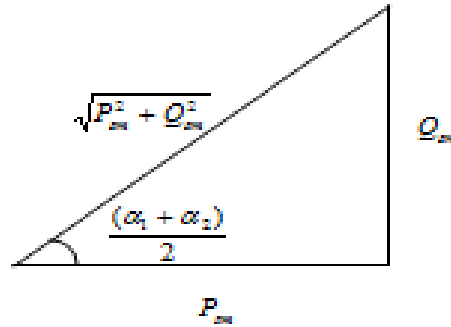
$$P_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (\text{III.14})$$

$$Q_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (\text{III.15})$$

En divisant l'équation (III.14) par l'équation (III.15)

$$\text{tg}\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) = \frac{Q_{sm}}{P_{sm}} \quad (\text{III.16})$$

De l'équation (III.16), on peut tracer le triangle des puissances de la figure (III.7) .



Figure(III.7) : Triangle des puissances.

A partir de la figure (III.7) on peut déduire les expressions suivantes :

$$\frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) \quad (\text{III.17})$$

En substituant l'équation (III.17) dans l'équation (III.14), on déduit la relation ci-dessous

$$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} = \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{III.18})$$

Des équations (III.17) et (III.18), on peut déterminer les expressions des angles d'amorçage des convertisseurs 1 et 2 qui sont respectivement :

$$\alpha_1 = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) + \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{III.19})$$

$$\alpha_2 = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) - \cos^{-1}\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (\text{III.20})$$

Pour un montage en pont double à thyristors GTO, la commande se fera dans les quatre quadrants du domaine (P, Q) représenté par la figure (III.8) en balayant toute la surface à l'intérieur d'un cercle de rayon $2E_d I_{sm}$. Cela est obtenu en agissant sur les angles d'amorçages α_1 et α_2 des deux ponts 1 et 2.

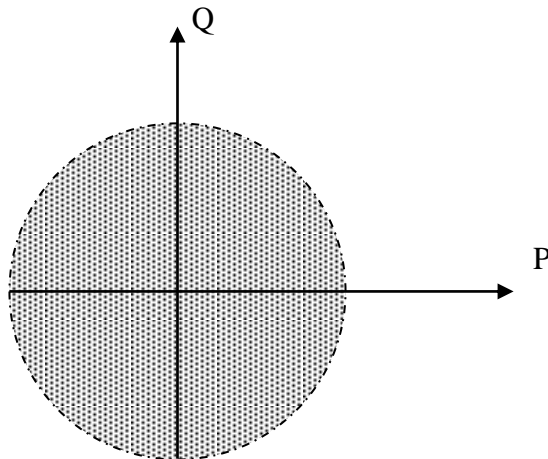


Figure (III.8) : Domaine (P, Q) d'un pont double à thyristors GTO.

III.3.10 Couplage des transformateurs :

L'un des phénomènes liés à l'utilisation des convertisseurs dans les réseaux électriques est celui des harmoniques qui peuvent être très néfastes pour les réseaux électriques. Pour cela, on est amené à choisir la façon la plus commode pour le branchement de nos équipements afin de réduire ces risques.

Une méthode pour réduire ces harmoniques consiste à utiliser plusieurs ponts à convertisseurs (multipulse method) afin d'obtenir des convertisseurs à 12 pulsations, 18 pulsations, 24 pulsations... En utilisant un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-étoile, la tension et le courant triphasé à son secondaire seront déphasés de 30° par rapport à ceux de son primaire. La figure (III.9) montre l'allure de la tension et du courant dans ce cas.

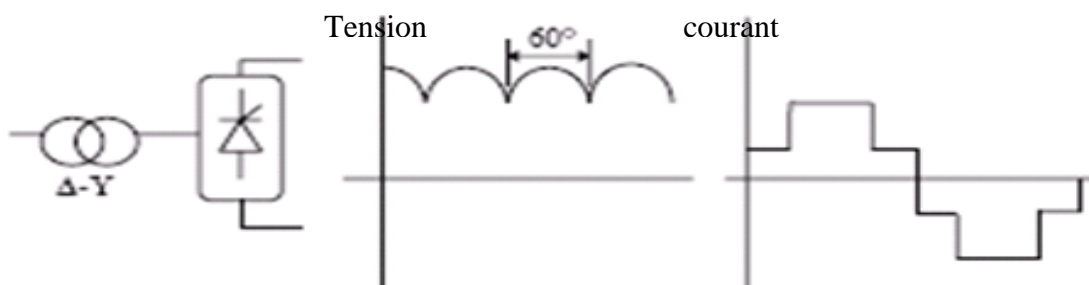


Figure (III.9) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Y).

Si on choisit d'utiliser un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-triangle, le déphasage entre la tension et le courant du primaire et ceux du secondaire est nul tel que le montre la figure (III.10), ci-dessous :

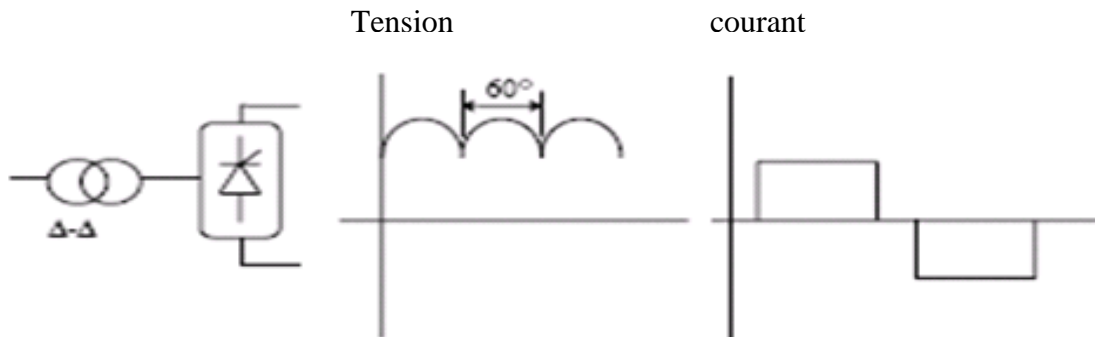


Figure (III.10) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Δ).

Si on branche les enroulements primaires de deux transformateurs en parallèle sur la ligne triphasée coté alternatif, et on branche leurs secondaires en série coté continu, on obtient une tension V_{sm} telle que

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \quad (\text{III.21})$$

Les enroulements du transformateur T1 sont raccordés en triangle-étoile tandis que ceux du transformateur T2 sont connectés en triangle-triangle. Ces connexions produisent un déphasage de 30° entre les tensions au secondaire de T1 et T2. Par conséquent, les thyristors des deux convertisseurs ne s'amorcent pas en même temps mais avec un décalage de 30° , ce qui produit un total de 12 pulsations de courant déphasées de 30° . Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations. Ce déphasage de 30° a pour effet d'éliminer les 5^e et 7^e harmoniques des courants produites par les deux convertisseurs. Ces dernières ne seront donc pas injectées au réseau alternatif.

La figure (III.11) donne l'allure de la tension et du courant où on observe l'intérêt de ce montage à réduire les ondulations de ces signaux.

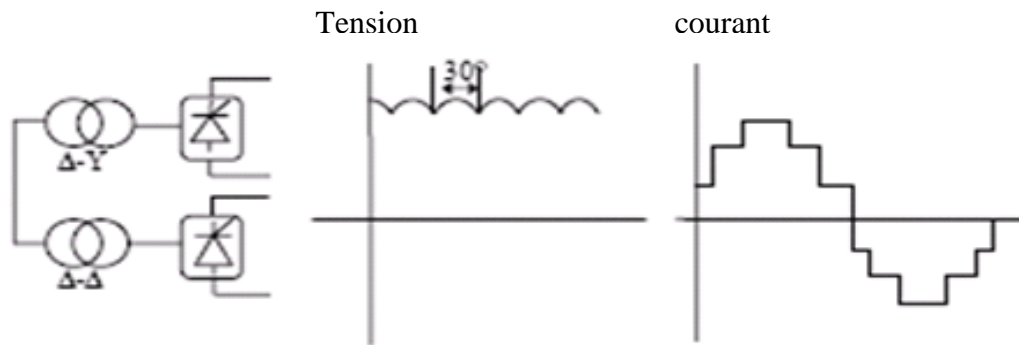


Figure (III.11) : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (convertisseur à 12 pulsations).

De la même façon, ce déphasage élimine la 6^e harmonique du côté c.c ce qui nous permet une grande réduction dans l'investissement et l'espace pour les dispositifs de filtrage.

III.3.11 Dimensionnement du SMES :

Le SMES doit être dimensionné en fonction du réseau à stabiliser [5]. Dans le cas d'un réseau multimachine, le dimensionnement se fait en fonction des résultats obtenus par l'application du SMES. Les puissances active et réactive échangées entre la bobine et le réseau sont soumises à des contraintes matérielles telles que les limites de fonctionnement des transformateurs et des convertisseurs.

III.4.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur l'historique du développement du SMES et examiné les contraintes liées à la réalisation d'un tel dispositif. Nous avons décrit sa configuration, donné son principe de fonctionnement et justifié le couplage des transformateurs entre le réseau et les convertisseurs en fonction de l'échange de puissance réseau-bobine. la commande des angles d'amorçage a été établie.

Enfin, pour l'application on utilise un type de SMES 100kJ/50kW et les résultats sont donnés dans le quatrième chapitre.

Chapitre IV :

Simulation des

systemes

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on présentera une étude de stockage de l'énergie électrique dans les réseaux intelligents du futur, le système de contrôle et d'optimisation(EMS) utilise un algorithme classique à partir d'un tableau de commande. On s'intéresse par la répartition de puissance active (équilibre production / consommation) et on déduit les avantages économique et l'amélioration en qualité d'énergie et en fiabilité de système. La simulation a été effectuée sous le logiciel MATLAB/SimPowerSystem.

IV.2 Exemple d'application :

IV.2.1 Présentation du réseau:

La configuration du réseau proposée est présentée dans la figure (4.1). Ce réseau contient 5 nœuds, 5 branches (2 transformateurs), et un générateur, un parc PV, un dispositif DSMES 100kJ.

Dans ce réseau, il existe trois zones différentes (une de production, une de répartition et l'autre de distribution).

- La zone de production contient un générateur swing connecté à la ligne de répartition à l'aide d'un transformateur (11kV/6kV) à une puissance nominale de 15kVA, connecté en étoile-étoile.
- La zone de répartition contient une charge industrielle 10 kW/min, une ligne de répartition 3 Km, à une résistance 0,104 Ω /km et une inductance 1,048 mH/km.
- La troisième zone de distribution contient une ligne de distribution de longueur 1km et trois autres lignes de 0,2 km, aux mêmes paramètres avec la ligne de répartition, et trois charges résidentielles sont installées, deux charges constantes (0.4 kW/min, 0,25kW/min), et un micro gird de puissance consommée (max= 0, 375kW/min, facteur de modulation 0,2%), et un dispositif SMES 100kJ/50kW à un stock initial de 20%. et un parc PV à rendement 20% de production maximal de 400W/min, la zone est connectée à la zone de répartition par un transformateur (6kV/380V), à une puissance nominale de 1,5kVA, connecté en étoile-étoile.

Dans cette simulation, on examine la réponse de notre système pour 3 types de défaut différents :

- Défaut dans la production dans le parc photovoltaïque à l'instant $t = 13h$, durée 5min et la puissance photovoltaïque produite diminuant de 0.65%.
- Un court circuit dans le réseau de répartition a une puissance totale $S_{cc} = 50kW$, à l'instant $t = 14h$ jusqu'à 14h02min.
- Une pic de consommation de 1,4 kW /min à l'instant $t = 21 h$, durée 32min.
-

IV.2.2 Description du réseau :

IV.2.2.1 Présentation des blocs de simulation :

Le bloc de simulation du réseau sur un environnement Matlab - SimPowerSystems représenté dans la figure (VI.1), on utilise dans notre simulation le mode Phasor, et la méthode ode23tb à un pas de simulation variable et tolérance de $10e^{-4}$.

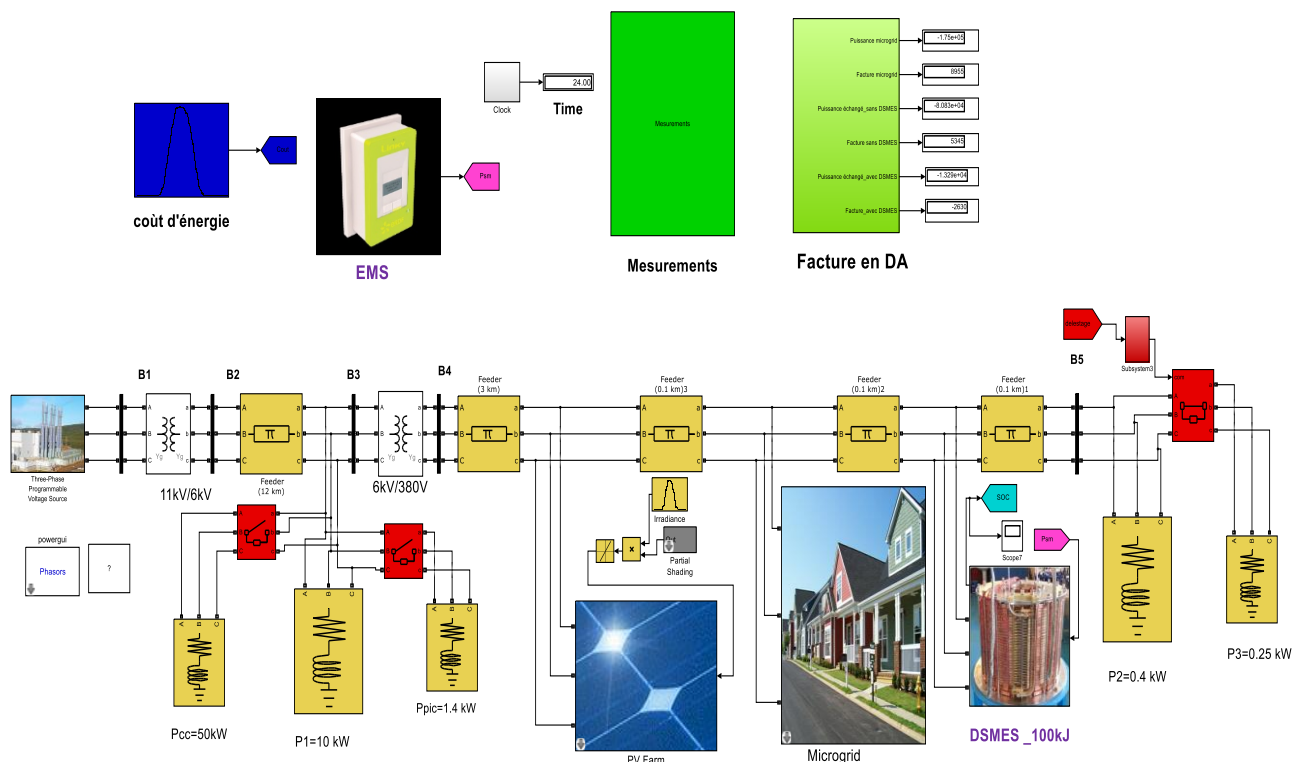


Figure (IV.1) : bloc de simulation de réseau sur Matlab/SimPowerSystem.

Dans cette section, les avantages de stockage d'énergie à grande échelle d'une part, et le contrôle intelligent, et l'optimisation de consommation d'autre part, Sont étudiés. Dans le but

de répondre à les fluctuations de charge, et assure la disponibilité d'énergie à coût optimal, et maintenir notre micro grid capable a répondre à des différentes types de défaut, et éviter le délestage des charges, pour améliorer la qualité de distribution d'énergie.

Tout d'abord, le cas sans contrôle intelligent par EMS sera examiné ; ensuite, viendras le cas avec le contrôle intelligent et l'optimisation par EMS en fonction de coût, pour les deux cas où l'option de modulation de charge dans EMS est active ou désactive.

On utilise (disable /enable) Switch pour activer ou annuler l'option de modulation de charge dans EMS, et un interrupteur triphasé commandé à distance par un signal pour déconnecter la charge 3 (0.25kW) en cas de manque d'énergie active dans le réseau.

On modélise les charges variables, le parc de production photovoltaïque, et le système de stockage (DSMES), comme des sources de courant variable. Et les pertes moyen dans le réseau est 680 W/min.

IV.2.2.2 Générateur :

Le générateur est un générateur swing connecté à 11kVet à une puissance active maximale de 11kW. La puissance générée maximale est 11,68kW/min.

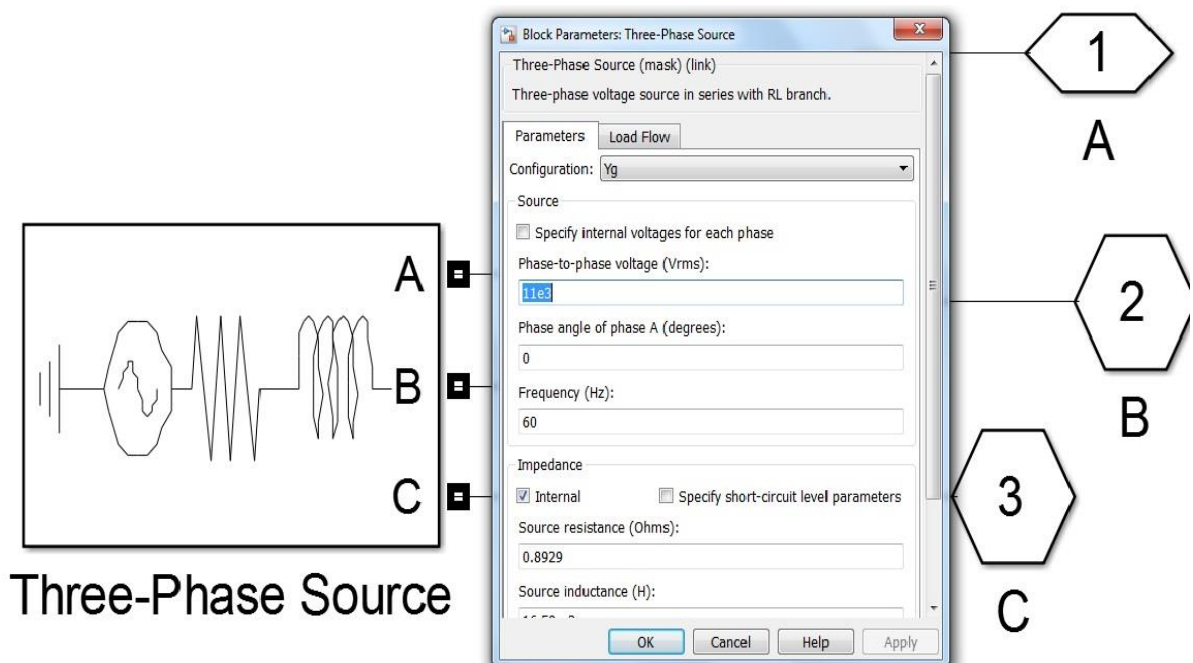


Figure (IV.2) : bloc de simulation de générateur.

IV.2.2.3 Parc Photovoltaïque :

Le générateur PV est constitué de 120 cellules photovoltaïques élémentaires 1kWh/m^2 , de surface totale de 120 m^2 . Il peut délivrer dans la condition standard de température (25 C°), et irradiation (maximal 1000 W/m^2), à un rendement moyen maximal de 20% , une puissance de 400 W/min .

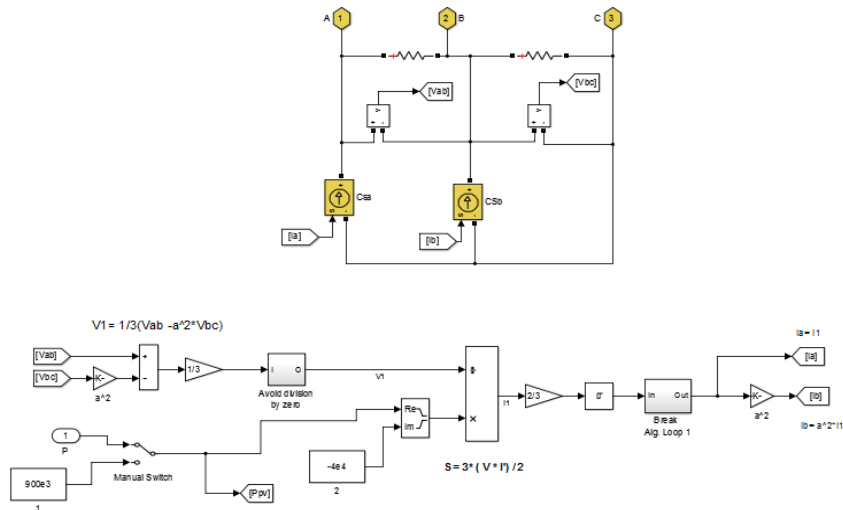


Figure (IV.3) : modèle parc PV en MATLAB-SimPowerSystem.

La figure suivante représente le scénario de production photovoltaïque proposé dans 24h :

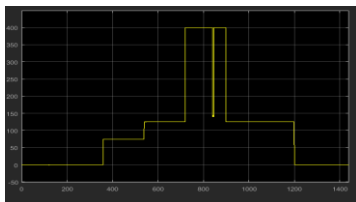


Figure (IV.4) : Scénario de production photovoltaïque sur 24 h.

IV.2.2.4 Les charge :

Notre réseau d’application, est constitué de 3 charges constantes, la première charge est une charge industrielle de 10 kW/min, connecté à la ligne de répartition. La deuxième et troisième charges, sont des charges résidentielles de 0,4 kW/min et 0.25 kW/min. La charge 03 est commandée par un signal de délestage en cas de pic de consommation.

Une autre charge de 1,4 kW/min est modélisée comme un pic de consommation dans le réseau de répartition, connecté à partir du 21h pendant 32 min.

Et enfin, le micro grid qui été la clef d’optimalisation dans notre système, est constitué de 50 maisons, la consommation moyenne de chaque maison par jour est 10,8 kW, et le pic de consommation maximal pour chaque maison est de 0.375 W/min à 21h.

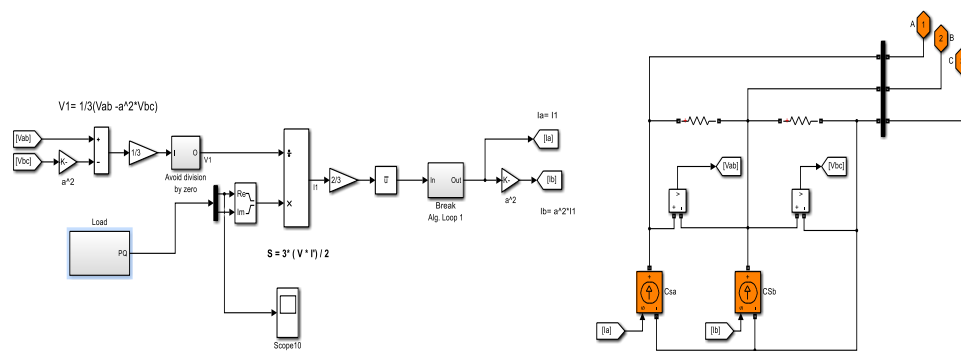


Figure (IV.5) : modèle de micro grid en MATLAB-SimPowerSystems.

Le bloc de simulation pour la demande d’énergie de micro grid sur 24 est présenté dans la figure (IV.5), et le scenario de consommation dans la figure (IV.6):

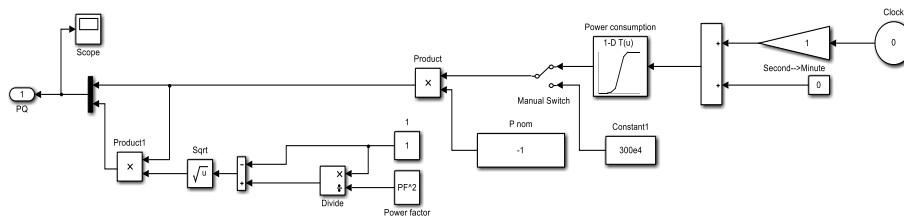


Figure (IV.6) : bloc de simulation demande d énergie pour micro grid.

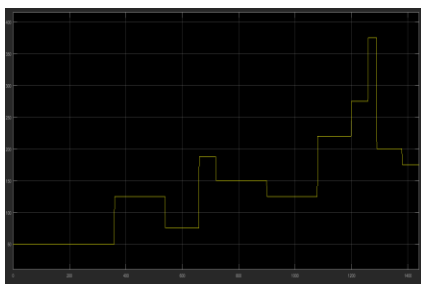
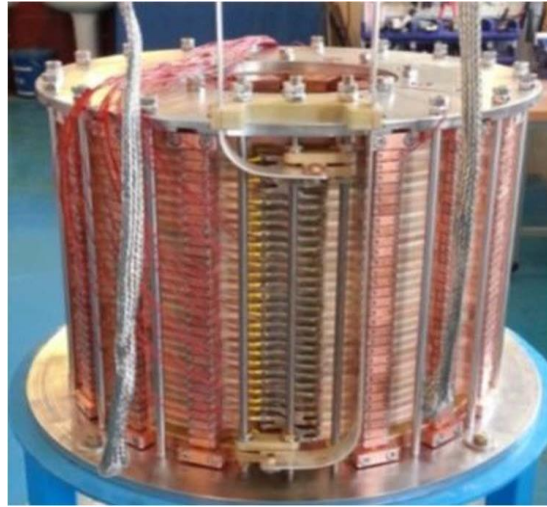


Figure (IV.7): Scénario de consommation d'énergie de micro grid sur 24 h.

IV.2.2.5 SMES:

Le type de SMES utilisé, est un SMES de distribution (DSMES) 100kJ/50kW, proposée et validé dans un article scientifique publié à IEEE en juin 2015, par Yunnan

électrique power grid dans la Chine. La figure (IV.8) représente le DSMES 100kJ /50kW.



Figure(IV.8): 100 kJ/50 kW de DSMES.

Les paramètres de ce modèle de DSMES sont donnés dans le tableau suivant :

Paramètres	Quantité
Type	Solenoid
diamètre extérieur / intérieur	486/322 mm
Hauteur	456 mm
Courant Nominal	160 A
Puissance maximal stocké	100 kJ
Inductance	8 H
Température de fonctionnement	20 K
Temps décharge	2 s
Densité de champs (parallèle / transversale)	6,4 T / 2,7 T

Tableau (IV.1) : paramètres modèle de DSMES.

Le DSMES est commandé directement par le compteur intelligent (EMS), qui calcule la puissance qui doit échangée entre le DSMES et le réseau. et donne l'état de DSMES (charge à partie de PV, charge à partir d'un réseau, décharge vers micro grid, décharge vers réseaux

isolés), tout les états possible de DSMES sont représentés dans le tableau de commande dans le paragraphe suivant. Le DSMES peut fournir 50kW/s, et charge 6kW/min.

Le modèle de simulation de DSMES, et le calcul de niveaux de stocke sont dans la figure suivante:

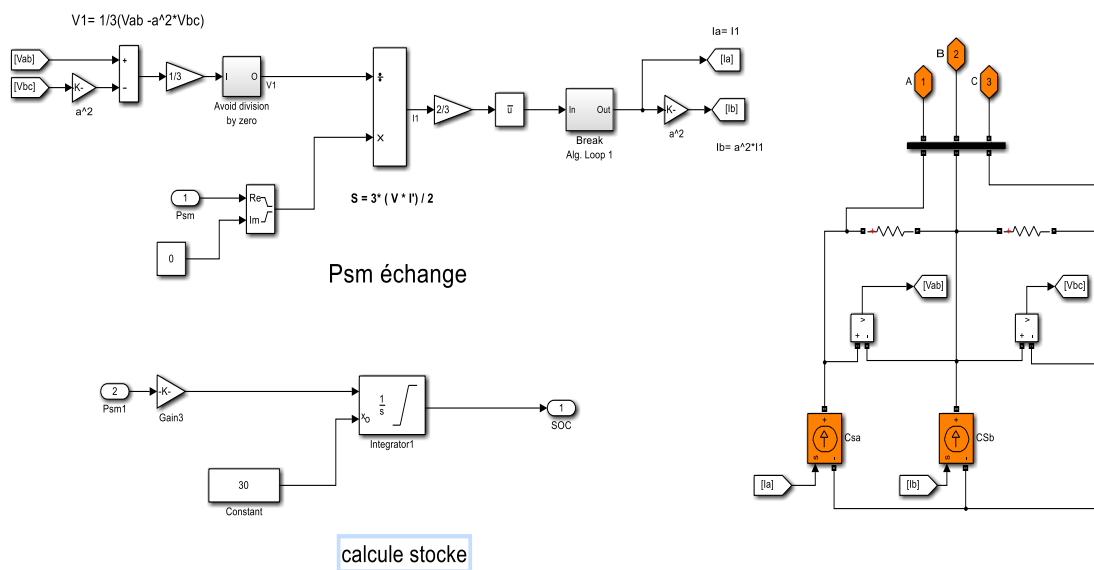
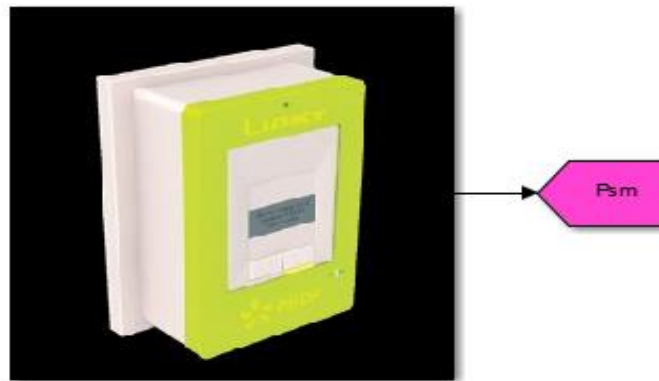


Figure (IV.9): modèle de DSMES 100kJ/50kW en MATLAB-SimPowerSystem.

IV.2.2.6 Compteur intelligent et EMS:

Le modèle de système de gestion énergétique (EMS) utilisé dans cette simulation, est un modèle à commande classique à partir d'un tableau de commande représenté dans le tableau (IV.2), qui prend le coût d'énergie, le niveau de stock d'énergie, le période de consommation, comme des variables d'état. Et calculé la puissance échangée pour une consommation optimal, et a bon qualité (sans coupure sur 24h).



EMS

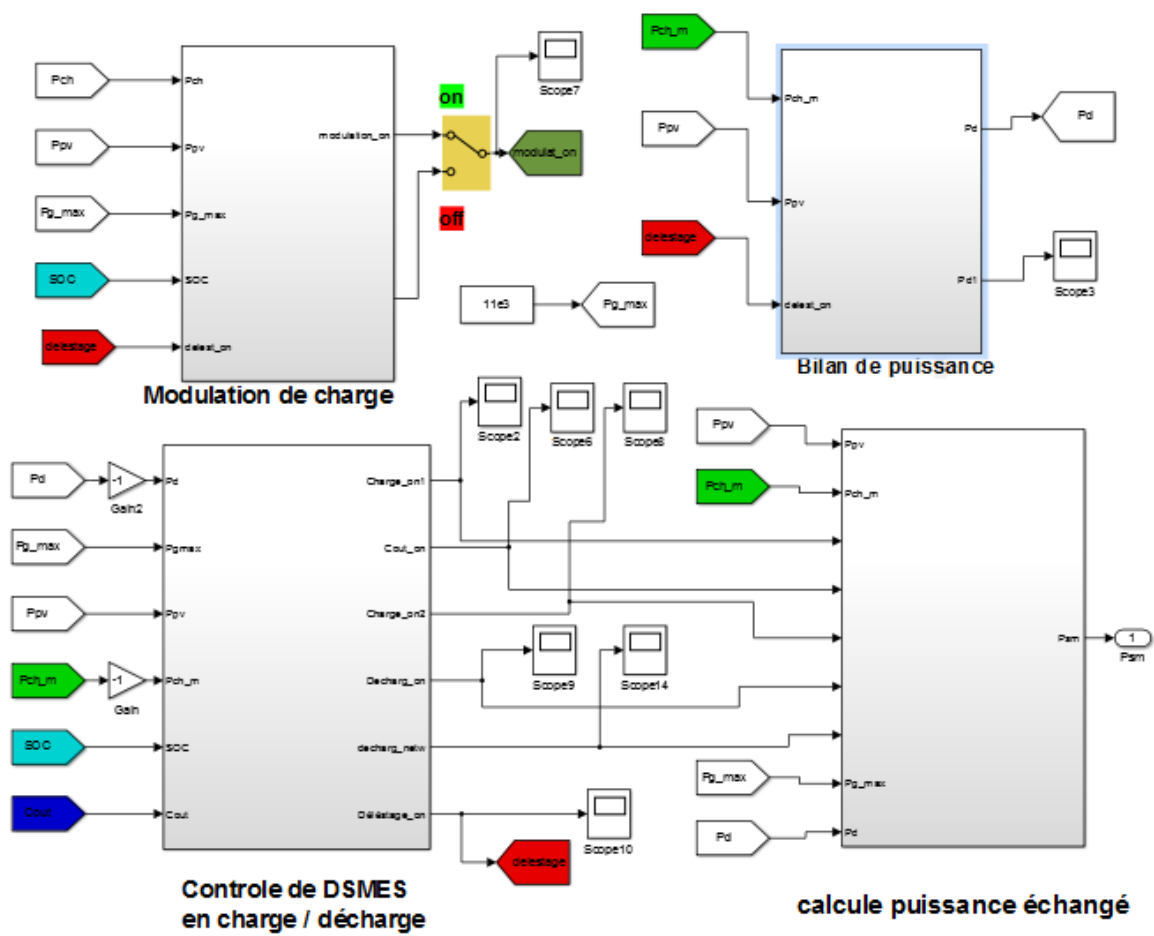
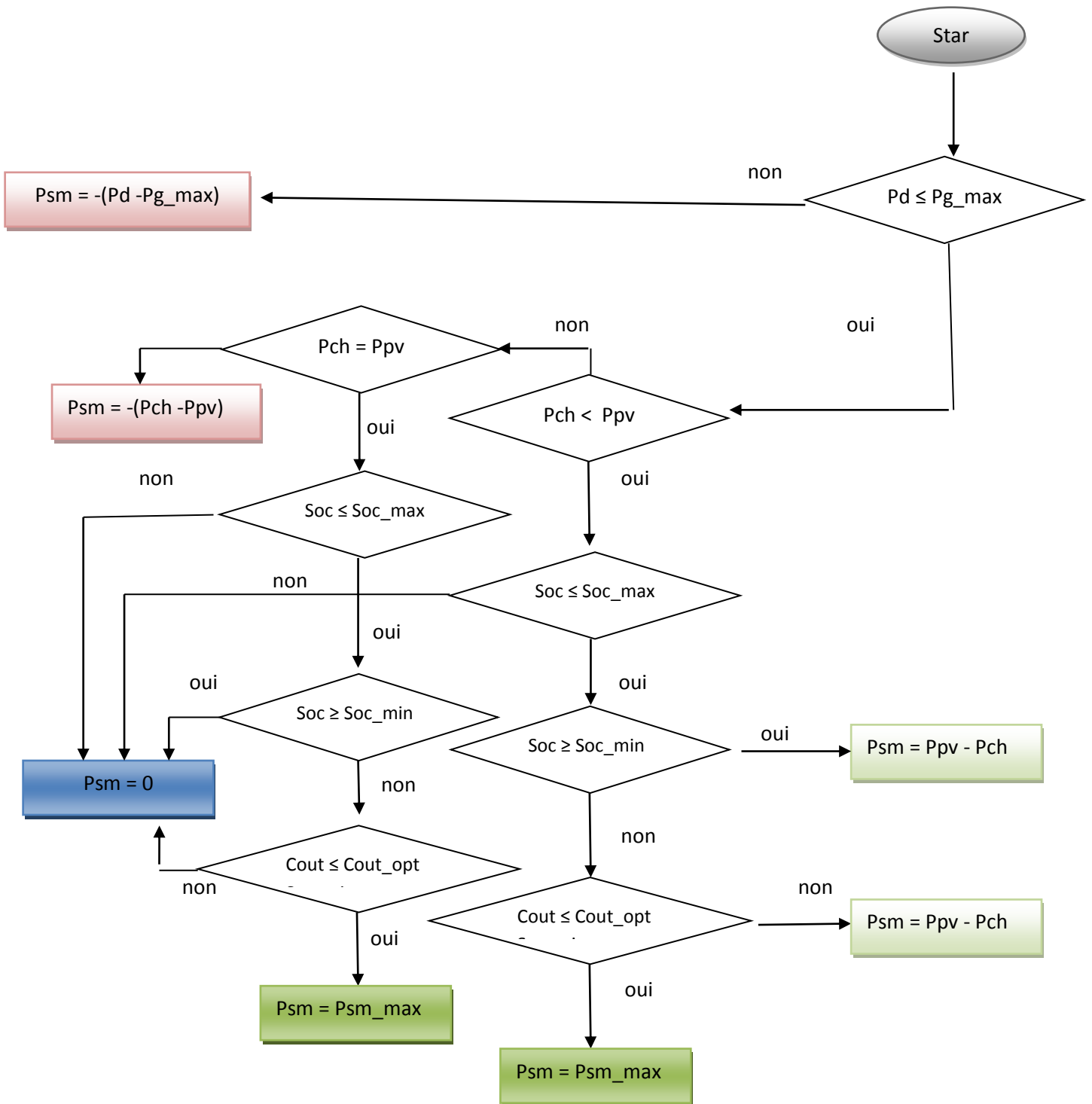


Figure (IV.10): blocs de EMS en MATLAB-SimPowerSystem.

$P_d, P_{g \max}$	P_{pv}, P_{ch}	Temp			Cas	
$P_d < P_{g \max}$	$P_{pv} > P_{ph}$	/	A- Soc > 100	_____	isolé	
			B- 100 > Soc > 70	_____	Charge pv	
			C- Soc < 70	C1- cout > opt	Charge pv + réseau	
	C2- cout < opt			Charge pv		
	$P_{pv} = P_{ch}$			D- Soc = 100	_____	isolé
				E- 70 < Soc < 100	_____	isolé
F- Soc < 70		F1- cout ≤ opt		Charge de réseau		
		F2- cout > opt		isolé		
$P_d > P_{g \max}$	$P_{pv} < P_{ch}$	T < 18	K- Soc ≥ 28	K1- cout < opt	isolé	
				K2- cout > opt	Décharge vers le SMES	
			L- Soc < 28	L1- 2h-4h Cout < opt	Charge de SMES	
				L2- 1h-2h Cout > opt	isolé	
			T > 18	G- Soc > 20	_____	Décharge vers MG
				H- Soc ≤ 20	_____	isolé
				M- Soc ≥ 0	23h	Décharge R+ MG
				V- Soc ≤ 0	23h	Isolé/décharge

Tableau (IV.2): tableau de commande pour EMS.

La figure suivante représente l'algorithme de commande:



Figure(IV.11) : Algorithme de commande.

Nous détaillons après deux scénarios, l'une avec la modulation de charge, et l'autre sans modulation de charge, on introduit dans les simulations des différents types de défaut (défaut dans la production photovoltaïque, courte circuit, pic de consommation) et on interprète la réponse de notre système. Dans le cas de dépassement de limite de consommation, on déleste la charge de 0,25kW/min.

D'autre part, on calcule la facture de consommation pour la microgrid dans les 3 cas suivante :

- 1- Micro grid ne contient pas le parc photovoltaïque, et DSMES.
- 2- Micro grid contient parc photovoltaïque, mais sans DSMES.
- 3- Micro grid contient parc photovoltaïque, et DSMES.

Le scenario de coût d'énergie est un scenario proposé, le prix optimal est varié entre 15 et 20 DA.

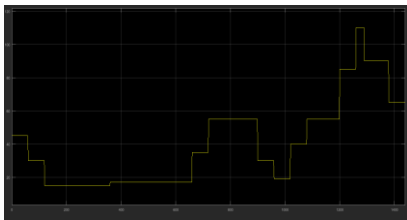


Figure (IV.12) : évolution du Coût sur 24h.

IV.3 Cas 01 Sans modulation de charge :

Dans cette simulation on désactive la fonction de modulation de charge, et on étudie la réponse de notre système à la demande de consommation, et les défauts en même temps.

La figure suivante représente la variation de charge demandée par le micro grid, et la production photovoltaïque.

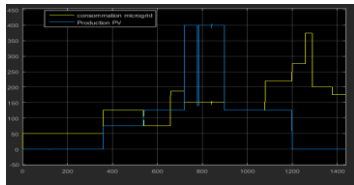
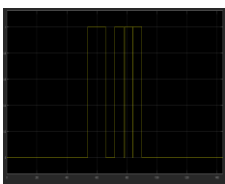
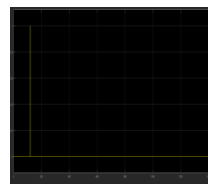


Figure (IV.13) : évolution de la consommation de micro grid et la production PV en Watt sur 24h–cas sans modulation.

Les figures suivantes représentent les états de charge et décharge de DSMES, calculé par EMS.

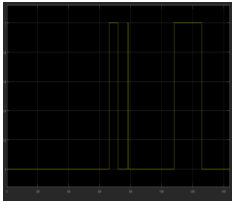


(a)- charge PV.

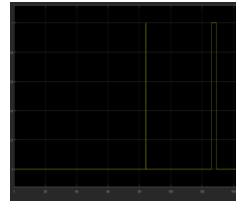


(b)-charge PV+réseau.

Figure (IV.14) : Signal de charge de DSMES – cas sans modulation.



(a)- Décharge vers micro grid.



(b)-Décharge vers réseau.

Figure (IV.15) : Signal de décharge de DSMES – cas sans modulation.

Les figures suivantes représentent la puissance échangée entre le DSMES et le réseau :

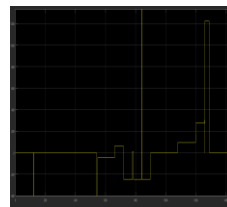
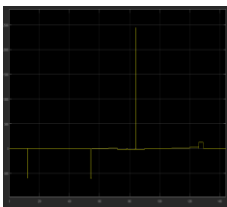


Figure (IV.16) : Puissance échangée DSMES-réseau – cas sans modulation.

Et la figure suivante représente le stocke de DSMES dans tout les scénarios.

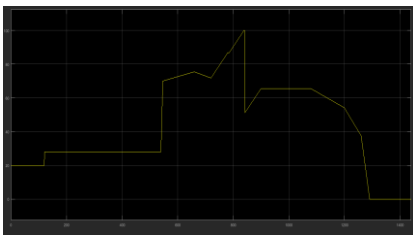


Figure (IV.17) : Niveau de stocke dans DSMES en % – cas sans modulation.

La charge de (0,25kW/min) est une charge commandée à délestage en cas de dépassement de puissance demandée maximale. La figure suivante représente le signal de délestage de cette charge.



Figure (IV.18) : Signal de délestage de charge 0,25kW/min – cas sans modulation.

La demande totale de réseau est représentée dans la figure suivante calculé au nœud B1.

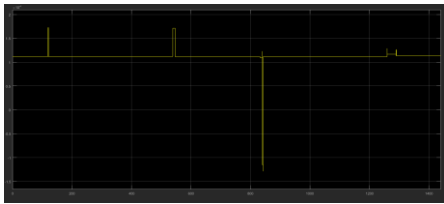


Figure (IV.19) : évolution de demande de puissance au nœud B1 – cas sans modulation.

IV.3.1 interprétation des résultats :

➤ $0h < t < 2h$:

Notre simulation est démarrée à 00h, à un stocke initial de 20 %, la charge demandé par le micro grid est 50kW/min, et la production PV est nulle, le coût d'énergie est supérieur à l'optimal, et le DSMES ne peuvent plus fournir l'énergie, car le stocke inférieur à le stocke de sécurité en cas des panes, et la puissance échangée entre le DSMES et le réseau est nulle, le stocke reste à 20%. Le Micro grid est alimenté par le réseau malgré le prix est élevé.

La puissance totale demandée par le réseau est $P=11,216\text{kW/min}$ est inférieur à la puissance maximal généré.

➤ $2h < t < 6h$:

La charge demandé reste 50W/min et la production photovoltaïque reste nulle, le cout d'énergie 15 DA/kW inférieur au cout optimal, l'EMS envoyé un signal de charge cout pour le DSMES, et la charge est consommée la puissance demandé à partir de réseau et car le DSMES peuvent stocker 6kW/min en limite, le DSMES prend 1 min et 20 second pour atteindre un niveau de 28%, le stocke de sécurité contre les fluctuations de charge dans les

Micro grid. La puissance échange entre le DSMES et le réseau est -6kW/min dans cette période (1min 20 seconde), après la période de charge est malgré que le cout inférieur à l'optimale le Micro grid reste alimenté par le réseau et le DSMES reste isolé à 28% de stocke, parce que le but d'optimisation on charge le DSMES par l'énergie renouvelable.

➤ $6h \leq t \leq 9h$:

La charge demandé est 150 kW/min (pic matin) et la production photovoltaïque est commencé $P=75$ W/min, le cout d'énergie est 17 DA/kW inférieur à l'optimal, puissance échange nulle. Le DSMES reste isolé et le stocke reste à 28%, le Micro grid demandé une puissance de 75W/min à partir de réseau et la puissance demande au nœud 04 est 725W/min.

➤ $9h \leq t \leq 11 h$:

La charge demandé est 75 W/min et la production PV est 125W/min, le cout reste 17DA, et EMS donne un signal de charge pour le SMES, le type 02(charge à partir de réseau et PV), le DSMES charge à une puissance maximal de (-6kW/min) jusqu'à atteindre un stocke de 70% à 9h7min, et la puissance échangé dans cette période est 42kW.

A partir de 9h7min le soc atteindre 70%, donc EMS donne un signal pour le DSMES de charge, le type de charge au type 01(charge à partir PV seulement).

➤ $11h < t < 12h$:

La charge demandée est 187,5 W/min, et la puissance photovoltaïque fournie est 125 W/min, le micro grid besoin de l'énergie, et le DSMES à une énergie supérieure de la limite jours (70%), donc EMS donne un signal de décharge de DSMES vers le micro grid. La puissance déchargée 58 W/min, et le stocke attient la valeur de 71,8 % à 12h.

➤ $12h < t < 15h$:

C'est la période de pic de production photovoltaïque, 400 W/min, et la charge demandée 150 W /min. dans cette période, on charge le DSMES car il y a un excès d'énergie à coût nul. Et le coût dans le réseau est élevé. Le micro gird consomme sont énergie a partir de parc photovoltaïque, et stocke l'énergie reste (250 W/min) dans le DSMES, le stocke augmente jusqu'à 100% à $t=13h58min$, où le DSMES ne peuvent stocker plus, l'excès d'énergie est injecté dans le réseau jusqu'à $t=14h$.

A cet instant un défaut de court-circuit de 25kW/min est appliquée dans le réseau de répartition, l'énergie demandée est dépassée la limite de générateur $P_{gmax}=11,68$ kW/min. donc le réseau est demandé l'énergie de micro grid, et le DSMES injecte cette énergie dans le réseau car il ne dépasse pas son limite (50 W/s). Le défaut durée 2min, le DSMES décharge jusqu'à 51% à $t=14h2min$. et après ce défaut, notre système revient à l'état avant défaut, et le DSMES est chargée à partir de parc PV seulement malgré que le stocke est inférieur à 70%, mais le prix d'énergie est élevé, jusqu'à atteindre un stocke de 65.5 % à $t=15h$.

En remarque aussi un défaut dans la production photovoltaïque à $t=13h$, de durée de 5min, où on perd 65% de notre production (diminué de 400 W/min à 140 W/min inférieur à la puissance demandée par le micro grid), et car le coût d'énergie est élevé, donc EMS donne un signal de décharge au DSMES à 13h, et l'énergie déchargée est 10 W/min pendant 5min.

➤ $15h < t < 18h$:

La charge demandée et la puissance photovoltaïque fournies sont égales 125 W/min, le micro grid consomme l'énergie produit par le parc PV, et le DSMES reste isolé dans cette période à 65,5% de stocke jusqu'à 18h.

➤ $18h < t < 21h$:

La charge demandée (225 W/min jusqu'à 20h, et 275 W/min jusqu'à 21h), et supérieure à la production photovoltaïque (125 W/min jusqu'à 20h, et 0 W/min jusqu'à 21h), le coût d'énergie est très élevé, donc EMS donne la priorité de consommation à partir de DSMES.

Le DSMES décharge une puissance de 100 W/min de 18h à 20h et de 275 W/min de 20h à 21h. Le stocke varie de 65,5% à 18h, à 37,5 % à 21h. et la puissance demandée totale dans cet pic est 11,67 kW/min ($< 11,68$ kW/min). Donc toutes les charges restent connectées malgré que le réseau fonctionne au voisinage de ces limites (surchargé).

➤ $21h < t < 21h32min$:

C'est la période de pic maximal, la charge demandée dans le micro grid est augmentée plus à une valeur de pic nuit maximale 375 W/min, et la production photovoltaïque nulle, le niveau de stocke 37,5%, EMS donne un signal pour le DSMES pour décharger la puissance au niveau de micro grid, à condition que ne dépasse pas la valeur de stockage minimale, et garde le niveau de 20% de sécurité.

Mais en même temps le réseau de répartition 6kV a un pic de 1,4 kW/min, EMS donne la priorité au réseau de répartition par rapport à la sécurité de micro grid lui-même, et change le niveau limité de stocke à 0%. Le DSMES décharge dans le micro grid et le réseau de répartition en même temps, l'énergie déchargé est 1,775 kW /min.

Le niveau de stocke est varie entre 37,5% à 21h jusqu'à 0% à 21h30min, où le DSMES est déchargé tout son énergie.

Le réseau reste dans le période de pic où la demande de puissance 11,9 kW/min ($> P_{gmax}$), le DSMES est vide ne peuvent plus reprendre au demande d'énergie, donc pour garder la stabilité de réseau et éviter le déclenchement en cascade des charge, EMS active le mode de délestage pour certain charge, est envoyé un signal de délestage à l'interrupteur installé à l'entrée de charge de 0,25 kW /min. la charge demandé calculé au nœud 1 est démunie à 11,65 kW/min ($< P_{gmax}$), peuvent fournie par le générateur .

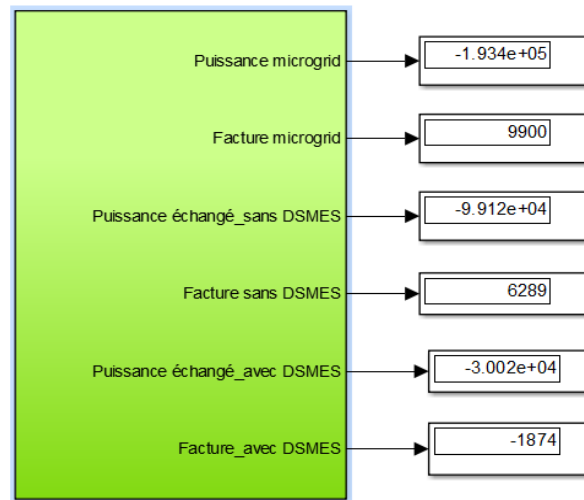
➤ $21h32min < t < 23h59min$:

La charge demandée (200 W/min jusqu'à 23h, et 175 W/min jusqu'à 23h59min), la production photovoltaïque toujours nulle. Le pic est terminé et la puissance demandé au nœud 1 est inférieure à P_{gmax} .

La charge de 0,25 kW/min est connectée autre fois à 21h32min, le DSMES est vide, et la seule solution pour EMS est de consommé l'énergie a partir de réseau, malgré que le coût est élevé 65 DA/kW (consommé à 65DA/kW, mieux que consommé à 110DA/kW en Pic).

IV.3.2 Facture de consommation :

La figure suivante représente la demande totale sur 24h de l'énergie par le micro grid, et le facteur dans consommation par jours en DA :



Facture en DA

Figure (IV.20) : Facture de consommation – sans modulation.

On remarque que le micro grid consomme une puissance de 193,4kW dans 24h, sans utilisation de système photovoltaïque ou le stocke. La facture de consommation est 9900 DA.

Par contre dans le cas d'utilisation d'un système photovoltaïque, la consommation totale est déminée à 99,12 kW par jours. Et la facture reste un peu importante 6289 DA.

L'intégration d'un système de stockage dans le micro grid peut optimiser plus la consommation et le prix dans les Micro grids, la consommation totale est 30,02 kW/jours, et la facture de consommation est 1874 DA (20% de la facture principale).

IV.4 Cas 02 avec modulation de charge :

Dans cette simulation on active la fonction de modulation de charge, et on étudie la réponse de notre système à la demande de consommation, et les défauts en même temps.

La figure suivante représente la variation de charge demandée par le micro grid, et la production photovoltaïque.

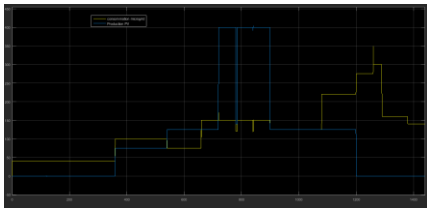
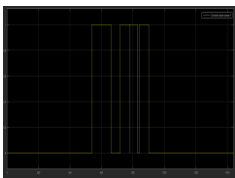
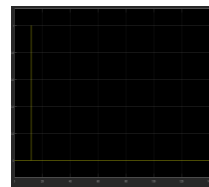


Figure (IV.21) : évolution de la consommation de micro grid et la production PV en Watt sur 24h–Avec modulation.

Les figures suivantes représentent les états de charge et décharge de DSMES, calculé par EMS.

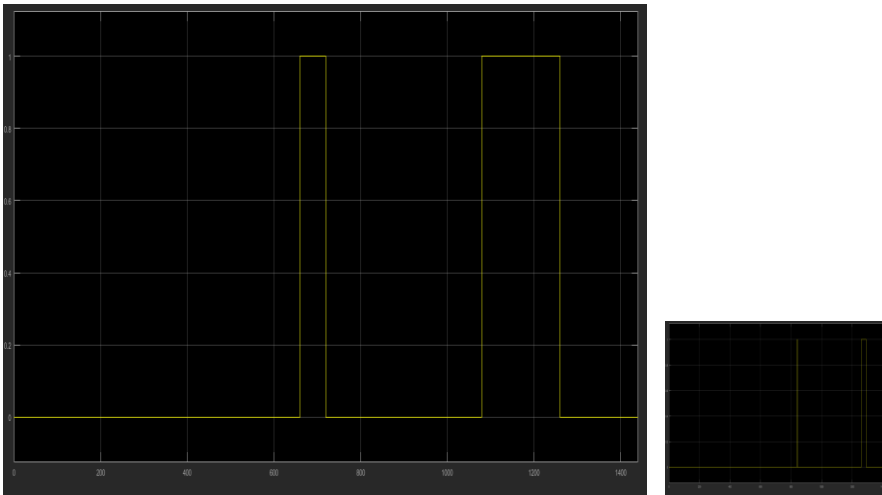


(a)- charge PV.



(b)-charge PV+réseau

Figure (IV.22) : Signal de charge de DSMES – avec modulation.



(a)- Décharge vers micro grid.

(b)-Décharge vers réseau.

Figure (IV.23) : Signal de décharge de DSMES – avec modulation.

Les figures suivantes représentent la puissance échangée entre le DSMES et le réseau :

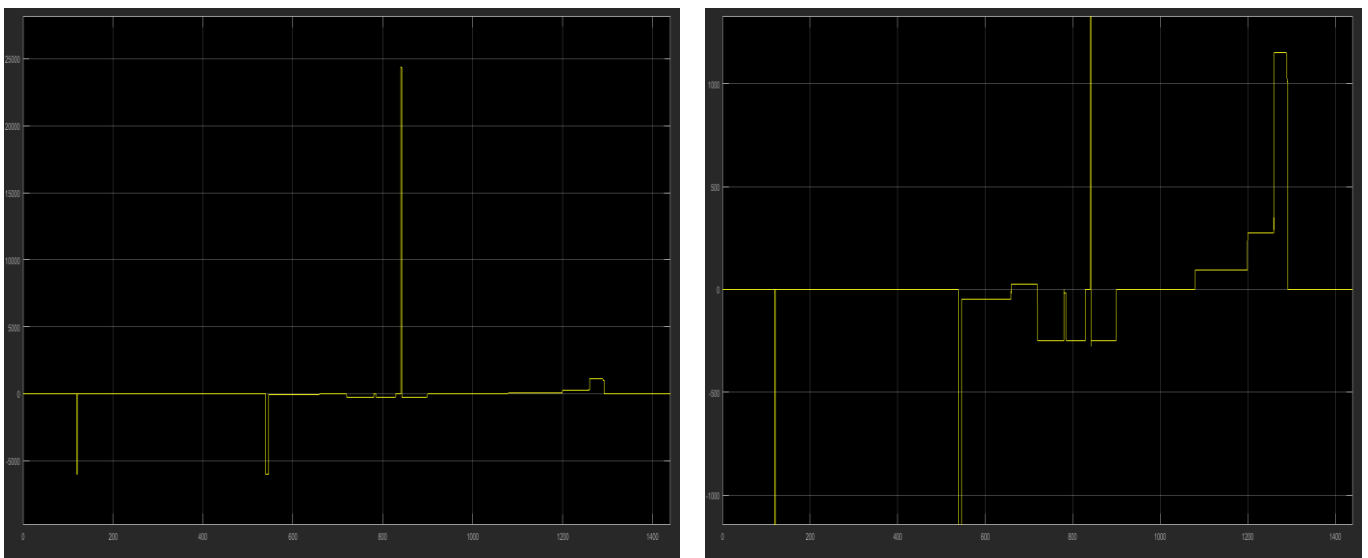


Figure (IV.24) : Puissance échangée DSMES-réseau – avec modulation.

Et la figure suivante représente le stocke de DSMES dans tout les scénarios.

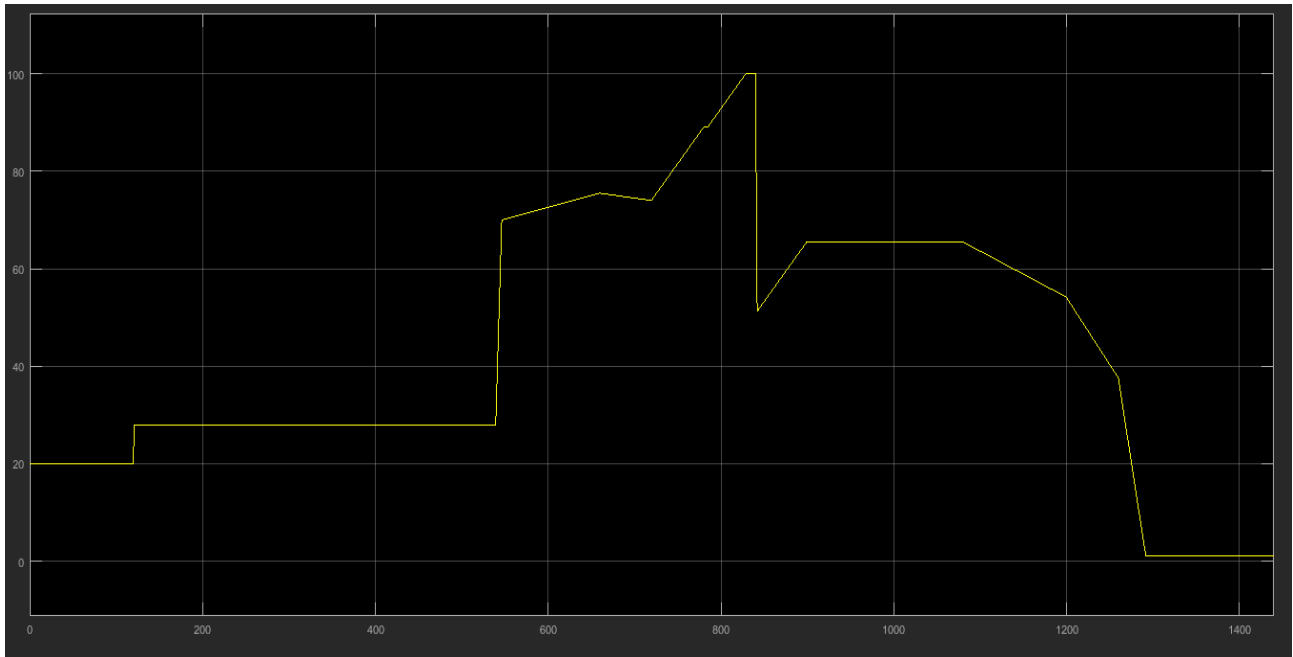


Figure (IV.25) : Niveau de stockage dans DSMES en % – avec modulation.

La charge de (0,25kW/min) est une charge commandée à délestage en cas de dépassement de puissance demandée maximale. La figure suivante représente le signal de délestage de cette charge.

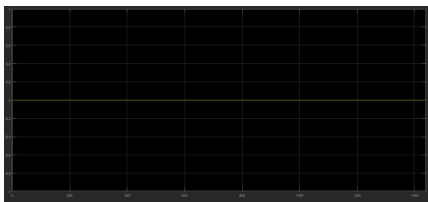


Figure (IV.26) : Signal de délestage de charge 0,25kW/min – avec modulation.

La demande totale de réseau est représentée dans la figure suivante calculé au nœud B1.

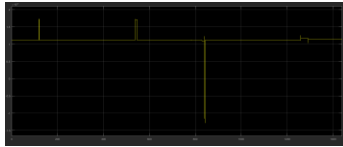


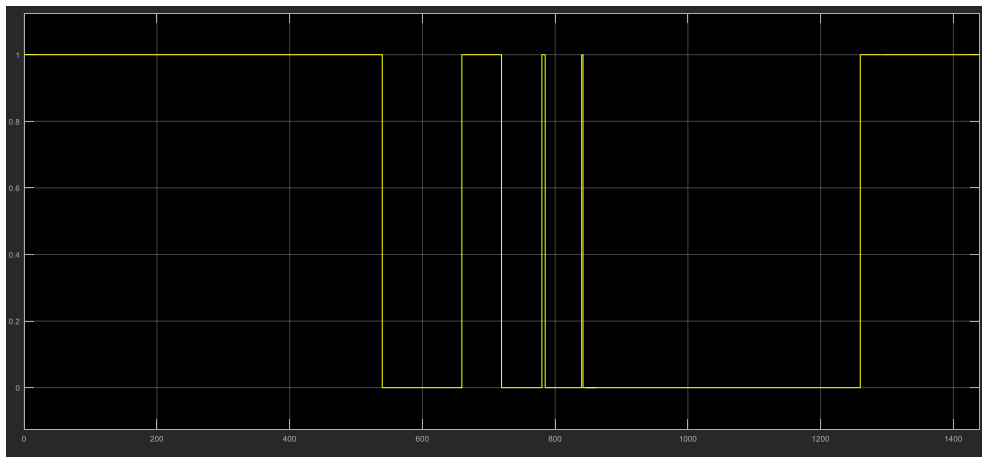
Figure (IV.27) : évolution de demande de puissance au nœud B1 – avec modulation.

IV.4.1 interprétation des résultats :

➤ $0h < t < 21h$:

Notre système suivante les même étapes que le 1^{er} cas, sauf que EMS donne un signal de modulation pour éliminé certain type de charge et décalé leurs fonctionnement à un période au quand la demande est supérieur par rapport à la production.

L'énergie est disponible à cout optimale.



Figure(IV.28) : signal de modulation des charges.

Dans toute la simulation jusqu'à 21h, le EMS donne les mêmes signaux de charge et décharge de DSMES et le DSMES atteindre une valeur de stocke à 37,6 % à 21h.

A $t = 13h$ la demande d'énergie de Micro grid est : 150 W/min, et la production PV est 400W/min, la modulation est désactivé.

Quand le défaut de dégradation de la production photovoltaïque est appliqué, la production PV diminué à une valeur de 140W/min inférieur à la demande.

Avant de décharge l'énergie manque à partir de DSMES, EMS applique une autre méthode d'optimisation, et active la fonction de modulation des charges.

On remarque qu'après la modulation de charge la puissance demandé devient 120 W/min est inférieur à la puissance photovoltaïque, donc le DSMES évité le cas de décharge de défaut de 5min.

➤ $21h < t < 21h32min$:

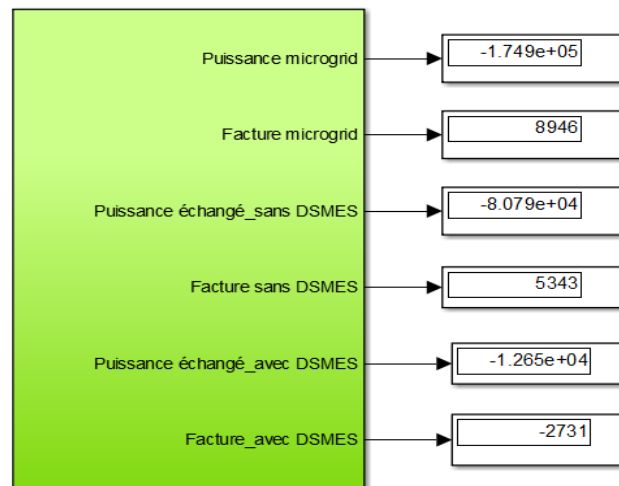
Le pic de consommation est introduit dans cette période le DSMES continue à déchargé son stocke jusqu' atteindre une valeur de 1% dans la fin de ce défaut, donc le DSMES peuvent reprendre et garde la stabilité de notre système. Le signal de délestage est nulle dans tout le période.

➤ $21h 32min \leq t \leq 23h 59min$:

Le stocke est 1% et le cout supérieur à optimale, donc notre système est consommé à partir de réseau dans le reste de période.

IV.4.2 Facture de consommation :

La figure suivante représente la demande totale sur 24h de l'énergie par le micro grid, et le facteur dans consommation par jours en DA :



Facture en DA

Figure (IV.29) : Facture de consommation – avec modulation.

On remarque que le micro grid consomme une puissance de 174,9kW dans 24h moins que le cas sans modulation, et sans utilisation de système photovoltaïque ou le stocke. La facture de consommation est 8946 DA.

Par contre dans le cas d'utilisation d'un système photovoltaïque, la consommation totale est déminée à 80,79 kW par jours. Et la facture reste un peu importante 5343 DA. Toujours une amélioration (optimisation) dans la facture et la puissance demandée.

L'intégration d'un système de stocke dans le micro grid peut optimiser plus la consommation et le prix dans les micros grids, la consommation totale est 12,65 kW/jours, et la facture de consommation est -2731 DA (négative).

IV.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, plusieurs résultats de simulations dynamiques avec l'influence de la modulation de charge et le contrôle intelligent de stockage pour des déférentes événements dans le réseau.

Les points les plus importants présentés dans ces simulations sont les améliorations techniques et économiques de l'utilisation des systèmes de contrôle intelligent EMS (contrôlé intelligent de consommation), avec des systèmes de stockage dans la distribution, qui permette dans cette simulation d'évité le délestage des charge et réduire la facture de consommation de micro gird à une facture négative.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail qu'on a présenté porte sur deux axes de recherche : une étude de la nouvelle technologie Smart Grids, et l'apport des systèmes de stockage d'énergie ESS de type SMES dans ces réseaux du futur.

Les travaux effectués dans le cadre de ce mémoire consistent essentiellement à traiter le problème de fluctuation des charges dans les réseaux électriques traditionnels, et les améliorations qui s'ajoutent par une gestion intelligente pour les installations des systèmes de stockage avec l'intégration des énergies renouvelables du point de vue technique et économique, comme l'optimisation de la consommation et l'amélioration de la qualité de distribution et l'élimination des coupures d'électricité.

D'après les résultats de la simulation obtenus, on peut citer ci-dessous les avantages principaux de technologie smart grids:

✓ **Meilleures fiabilité et qualité de l'énergie :**

Le smart grid assure une alimentation électrique fiable, réduit le nombre et la durée des coupures, offre une électricité plus propre et des systèmes dotés de capacités d'autoréparations.

✓ **Amélioration de l'efficacité énergétique**

Plus efficaces, les smart grids permettent de réduire l'énergie totale utilisée, de réguler la demande en période de pointe de consommation, de minimiser les pertes et d'inciter les utilisateurs finaux à réduire leur consommation électrique plutôt que de compter systématiquement sur une production plus importante.

✓ **Avantages environnementaux :**

Les technologies propres aux réseaux intelligents permettent de protéger notre environnement en réduisant les dépenses énergétiques inutiles. Elles contribuent à réduire les gaz à effet de serre et autres polluants, en diminuant la production générée par des sources d'énergie insuffisamment efficaces, et en intégrant des sources d'énergies renouvelables. Ces

technologies permettent également de remplacer les véhicules automobiles fonctionnant à l'essence, en connectant un nombre croissant des véhicules électriques.

✓ **Avantages financiers directs :**

Les smart grids offrent aux opérateurs de réseaux des avantages économiques directs. Les coûts d'exploitation sont sensiblement réduits et peuvent même dans certains cas être évités, alors même que le client final bénéficie d'une offre tarifaire élargie, d'une meilleure information et d'un contrôle accru sur sa consommation d'électricité.

Enfin nous espérons que notre objectif a été atteint et que notre travail servira comme source d'inspiration pour d'autres projets futur.

Bibliographie

- [1] D. Feak “SMES Utility Application Studies”. IEEE Trans on Power Systems, Vol. 12, N°. 3, August 1997.
- [2] W. Hassanzahl, D.W. Hazelton, B. K. Johnson, P. Komarek, M. Noe, C.T. Reis “Electric Power Applications of Superconductivity”. IEEE Proc, Vol. 92, N°. 10, October 2004
- [3] A.Abu-Siada, W. W. L. Keerthipala, W.B. Lawrance “Application of a SMES Unit to Improve the Stability Performance of Power systems” Proc of IEEE CCOECE, 2002
- [4] H. C. Chen, P. C. Li “Fast Transient Stability Control of Power System in Deregulated Environment”
IEEE/PES TDCEAP, China, 2005.
- [5], B. Bekki, M. Moudjahed, M.Naceur, M. Boudhief “Impact de la Charge du Réseau Electrique sur la Taille du SMES Stabilisateur ”. Conférence Internationale sur le Transport de l’Electricité en Algérie, Alger, Septembre 2005
- [6] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent et P. Jaud, «Stockage d’électricité dans les systèmes électriques», Techniques de l’Ingénieur, Traité de Génie Electrique, vol. D4030, 1998.
- [7] P. Hall et E. Bain, «Energy storage technologies and electricity generation», Energy Policy, vol. 36, pp. 4352-4355, 2008.
- [8] P. Tixador, «Stockage supraconducteur», Journée Electrotechnique du Club EEA, Belfort, 17-18 mars 2010.

- [9] P. Tixador, Les supraconducteurs - Traité des nouvelles technologies - Série Matériaux, Paris: Hermès, 1995.
- [10] Barbier et J.P. Barret, "Analyse des Phénomènes d'écroulement de Tension sur un Réseau de Transport. ", RGE, Tome89, No.10, pp.672-690, Octobre 1980.
- [11] Sauer P. and Pai M., Power System Dynamics and Stability, Upper. Saddle River, NJ: Prentice-Hall, 1998.
- [12] Thèse alvaro Université PARIS-DAUPHINE Ecole Doctorale de Dauphine (ED543) Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (Leda-CGEMP)
- [13] T. Van Cutsem, "An approach to Corrective Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensitivity," IEEE Trans. PI4IRS, vol. 10, no. 2, May 1995, pp. 616-622.
- [14] T Van Cutsem, « VOLTAGE STABILTY OF ELECTRIC POWER SYSTEMS», 1998.
- [15] Hasan ALKHATIB, « Eude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques». AIX-MARSEILLE III, 5 décembre 2008.
- [16] Yanfeng Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005.
- [17] www.EDF.fr
- [18] Bodapatti Nageswararao, B .E, "Fuzzy-Expert System for Voltage Stability Monitoring and Control", Master thesis, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, Canada, February, 1998.
- [19] IEEE Suggested Techniques for Voltage Stability Analyses, IEEE-PES 93TH0620 5PWR.

- [20] SmartGrids for Dummies , sur le site www.logica.fr
- [21] Smart Grid: An Overview :Smart Grid and Renewable Energy, 2011, 2, 305-311
- [22] La « Smart Grid » : Réseau intelligent de transport de l'électricité , sur le site agoravox.fr
- [23] IEC Smart Grid Standardization Roadmap Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3) June 2010; Edition 1.0
- [24] Smart Grid for a Sustainable Future :Smart Grid and Renewable Energy, 2013, 4, 23-34 ,G. M. Shafiullah, Amanullah M. T. Oo, A. B. M. Shawkat Ali, Peter Wolfs, Published Online February 2013
- [25] LIVRE BLANC :Des industriels au service de l'intelligence énergétique : RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS, Des propositions concrètes au service de la nouvelle organisation du marché énergétique .
- [26] H. Turker, S. Bacha et D. Chatroux; "Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electricgrid"; IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe (IEEE ISTG) pp.11-13 Octobre 2010.
- [27] Baptiste Roux, Smart Grid :deuxnouvellesnormeseuropéennes pour l'interopérabilité , sur le site cleantechrepublic.com du 24 janvier 2012
- [28] Thierry Dagron, "les capteurs de mesure dans les smart grids". <<neology>>,[2011].
- [29] Rapport Poignant – Sido Groupe de travail sur la Maîtrise de la pointe électrique Avril 2010
http://www.developpementdurable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_Poignant-Sido.pdf
- [30] groupe capgemini consulting , "systèmes de gestion intelligente de l'énergie .pdf", <capgemini consulting >

Abréviation

SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage

GTO: Gate Turn Off

EMS: Énergie management système

Pd : puissance demandé

Pg : puissance générée

Ppv : puissance photovoltaïque

Pch : puissance de charge

Soc : niveau de stockage

Psm : puissance de la bobine SMES

Cout opt : cout optimale

FACTS: Flexible Alternative Caront Transmission System..

SMES : Superconductor energies stockage.

SVC : Static Var Compensator.