



UNIVERSITE SULTAN MOULAY SLIMANE  
Faculté des Sciences et Techniques  
Béni-Mellal



**Centre d'Études Doctorales : Sciences et Techniques**  
**Formation Doctorale : Mathématiques et Physiques Appliquées**

**THÈSE**

Présentée par

**DIB MOHAMED**

Pour l'obtention du grade de

**DOCTEUR**

**Discipline : Génie électrique**

**Spécialité : Energie Electrique et Energies Renouvelables**

---



---

« Contribution à l'amélioration et à l'optimisation de l'intégration des ressources  
énergétiques décentralisées(RED) aux réseaux électriques»

---



---

**Soutenu le Vendredi 25 Février 2022 à 10h devant la commission d'examen:**

<b>Pr. Mustapha AIT-LAFKIH</b>	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T Béni-Mellal, Maroc.	Président
<b>Pr. Ahmed ABBOU</b>	Professeur, Université Mohammed V, Ecole Mohammadia d'Ingénieur, Maroc.	Rapporteur
<b>Pr. Loubna SENHAJI LAZRAK</b>	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T Béni-Mellal, Maroc.	Rapporteur
<b>Pr. Abdelouahed ABOUNADA</b>	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T Béni-Mellal, Maroc.	Rapporteur
<b>Pr. Ali NEJMI</b>	Professeur, Université Sultan Moulay Slimane, F.S.T. Béni-Mellal, Maroc.	Co-directeur de Thèse
<b>Pr. Mohamed RAMZI</b>	Professeur, Université Mohammed V, Ecole Mohammadia d'Ingénieur, Maroc.	Directeur de Thèse

N°d'ordre : 404/22

« Contribution à l'amélioration et à l'optimisation de l'intégration des ressources  
énergétiques décentralisées(RED) aux réseaux électriques. »

DIB MOHAMED

L'insertion de nouvelles sources d'énergie dans les systèmes électriques, non conçus pour les accueillir, fait naître des problèmes scientifiques et techniques dans le domaine de gestion, de l'exploitation, de planification et de développement des réseaux.

L'une des conséquences de cette arrivée massive de nouvelles énergies est la modification de la structure des réseaux qui passera d'une structure hiérarchique avec des moyens de production conventionnels de grande taille et centralisés à une structure horizontale avec de la production décentralisée dans les réseaux de distribution.

Cette thèse a pour objectif de contribuer aux études d'impact des sources d'énergie renouvelables sur les réseaux de distribution et de transport sur le plan de stabilité, régulation et optimisation. Elle se focalise sur les problèmes de régulation de tension et de qualité d'alimentation dus au raccordement des productions à base d'énergies renouvelables avec les réseaux de distribution et de transport.

# DEDICACE

*Je dédie ce modeste travail :*

*À l'âme de ma mère,*

*À mon père,*

*À mon épouse,*

*À mes adorables filles,*

*À mes sœurs et mon frère,*

*À ma grande famille,*

*À mes collègues,*

*À ceux qui m'éprouvent une véritable amitié*

# REMERCIEMENTS

*Toute la gratitude est due à Dieu pour toutes ses générosités. J'ai été béni pour ma vie, ma foi, ma famille, mes amis et mes professeurs.*

*Je tiens à remercier Monsieur le Professeur RAMZI Mohamed, pour m'avoir accueilli au sien de son laboratoire et pour la confiance qu'il m'a accordée en me proposant ce sujet de thèse. J'apprécie aussi ses qualités humaines et sa large vision des choses.*

*Je voudrais remercier le Professeur NEJMI Ali, de l'intérêt qu'il a porté à mon travail. Je suis profondément reconnaissant pour ses conseils et son aide qui ont été sans cesse.*

*J'exprime également toute ma gratitude à Madame AZZAOUI Hanae.*

*Enfin, je voudrais exprimer mon appréciation et mes sincères remerciements à tous les membres de ma petite famille, de leur continuel encouragement et d'appui moral pendant l'accomplissement de cette thèse.*

## Sommaire

<b>Liste des figures</b> .....	<b>vii</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>ix</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>xii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Stratégie énergétique et système électrique du Maroc</b> .....	<b>7</b>
<b>I- PLAN ÉNERGETIQUE MAROCAIN</b> .....	<b>8</b>
<b>II- SYSTÈME ÉLECTRIQUE MAROCAIN</b> .....	<b>11</b>
2-1 Production Centralisée .....	13
2-1-1 Puissance Installée .....	14
2-1-2 Énergie Appelée .....	15
2-1-3 Évolutions de la production .....	18
2-2 Réseau de transport .....	19
2-3 Réseau de Distribution .....	23
2-4 Consommation d'électricité .....	25
<b>III- CONCLUSION</b> .....	<b>26</b>
<b>Chapitre II : Sources d'énergies renouvelables</b> .....	<b>27</b>
<b>I- INTRODUCTION</b> .....	<b>28</b>
<b>II- DIFFÉRENTES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES</b> .....	<b>29</b>
2-1 Hydraulique .....	29
2-1-1 Centrales Hydrauliques .....	29
2-1-2 Station de transfert d'énergie par pompage STEP .....	30
2-1-3 Micros centrales hydroélectriques .....	30
2-2 Éolienne .....	31
2-3 Solaire .....	33
2-4 Biomasse .....	34
2-5 Géothermie .....	36
<b>III- PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES</b> .....	<b>37</b>
3-1 Définition .....	37
3-2 Production Décentralisée et Production Centralisée .....	37
3-3 Impacts de la Production Décentralisée .....	38
<b>Chapitre III : Stabilité – Régulation et Optimisation</b> .....	<b>40</b>
<b>I- STABILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE</b> .....	<b>41</b>
1-1 Réserves .....	42
1-1-1 Réserve primaire .....	42
1-1-2 Réserve secondaire .....	42
1-1-3 Réserve tertiaire .....	42

1-1-4	Reserve marginale .....	43
<b>II-</b>	<b>STABILITE ANGULAIRE ET STABILITE DE TENSION.....</b>	<b>43</b>
2-1	Stabilité angulaire.....	44
2-2	Stabilité de tension .....	45
<b>III-</b>	<b>REGULATION DE LA FREQUENCE DANS LE RESEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>46</b>
<b>IV-</b>	<b>REGULATION DE LA TENSION DANS LE RESEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>49</b>
4-1	Réglage primaire de tension .....	50
4-2	Réglage secondaire de tension.....	51
4-3	Réglage tertiaire de tension .....	53
4-4	Contribution des installations de production au réglage de tension .....	54
<b>V-</b>	<b>CAUSES DE DEGRADATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....</b>	<b>55</b>
5-1	Surcharges en cascade .....	55
5-2	Ecroulement de tension .....	56
5-3	Déviation de la fréquence.....	58
5-4	Rupture de synchronisme .....	58
<b>VI-</b>	<b>STABILITE – REGULATION DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>58</b>
6-1	Stabilité du réseau de distribution .....	59
6-2	Régulation de tension dans le réseau de distribution.....	59
6-2-1	Structure historique du réglage de tension .....	59
6-2-2	Régleur en charge du transformateur HTB/HTA .....	60
6-2-3	Prises à vide du transformateur MT/BT : .....	63
6-2-4	Batteries condensateurs .....	63
❖	<b>Aux postes sources :</b> .....	64
<b>VII-</b>	<b>EXPLOITATION OPTIMALE DES RESEAUX .....</b>	<b>68</b>
7-1	Chutes de tension et pertes Joule.....	68
7-2	Puissance Transmissible.....	71
7-3	Modélisation du système .....	75
7-3-1	Variables de décision.....	75
7-3-2	Contraintes.....	75
7-3-3	Fonction objectif.....	75
7-4	Formulation mathématique générale de l'optimisation.....	76
7-4-1	Algorithme d'optimisation .....	76
7-4-2	Équations générales des réseaux .....	77
7-4-3	Méthodes de calculs de répartition de charges .....	79
<b>VIII-</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>80</b>
	<b>Chapitre IV : Impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau HTA .....</b>	<b>82</b>
<b>I-</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>83</b>
<b>II-</b>	<b>MODES DE RACCORDEMENT SUR LE RESEAU HTA.....</b>	<b>83</b>

<b>III-</b>	<b>INCIDENCES SUR LE RESEAU HTA.....</b>	<b>87</b>
3-1	Plan de protection.....	87
3-1-1	Régime de neutre du producteur.....	88
3-1-2	Dysfonctionnement de la protection au poste de livraison sur un défaut en amont .....	89
3-1-3	Risque de dysfonctionnement des protections au poste source sur un défaut en amont....	89
3-1-4	Dysfonctionnement des protections du poste source par aveuglement .....	90
3-1-5	Risque de maintien d'un défaut réseau par la protection de découplage.....	90
3-1-6	Risque de dysfonctionnement des dispositifs de défaut aériens ou souterrains sur un défaut en amont .....	91
3-2	Plan de sauvegarde .....	92
3-3	Fluctuations rapides de tension : flikers .....	93
3-4	Harmoniques .....	94
3-5	Évolution des outils de conduite des réseaux .....	96
3-6	Adaptation des systèmes de comptages.....	96
3-7	Plan de tension du réseau .....	97
3-7-1	Limites de la régulation actuelle.....	98
3-7-2	Régulation automatique de la tension sans compoundage .....	99
3-7-3	Régulation automatique de la tension avec compoundage .....	100
3-7-4	Nouveau plan de tension .....	105
<b>IV-</b>	<b>DESCRIPTION DU SYSTEME D'ETUDE ET LE LOGICIEL DE SIMULATION.....</b>	<b>107</b>
4-1	Logiciel de simulation : ETAP.....	107
4-2	Réseau d'étude .....	107
4-3	Résultats et discussion.....	111
4-3-1	Cas1 : Consommation Max, Production Max .....	111
4-3-2	Cas2 : Consommation Max, Production Min .....	112
4-3-3	Cas3 : Charge Min, Production Max .....	114
4-3-4	Cas4 : Charge Min, Production Min.....	115
4-3-5	Conclusion.....	117
<b>Chapitre V : Impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau HTB .....</b>		<b>121</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>		<b>122</b>
<b>I.</b>	<b>INCIDENCES SUR LE RESEAU HTB DE LA PRODUCTION RACCORDEE EN HTA .....</b>	<b>122</b>
1-1	Vérification de la capacité d'accueil du réseau de transport .....	122
1-2	Vérification du fonctionnement du réseau en situation de défaut .....	122
1-2-1	Plan de protection, régime de neutre .....	122
1-2-2	Automatismes.....	124
1-3	Accès et raccordement au réseau de transport.....	125
1-4	Contraintes de raccordement avec le réseau de transport.....	126
1-5	Raccordement d'une centrale Solaire Photovoltaïque.....	127
1-6	Variantes possibles de raccordement d'une centrale avec le réseau de transport.....	127

<b>II.</b>	<b>DESCRIPTION DU SYSTEME D'ETUDE .....</b>	<b>129</b>
2-1	Réseau d'étude .....	129
2-2	Représentation de l'installation PV .....	130
2-3	Impact sur le réseau .....	134
2-3-1	Niveau de courant de court-circuit .....	134
2-3-2	Capacité active et réactive du parc PV et régulation de tension.....	134
2-3-3	Qualité d'alimentation .....	138
2-3-3-1	Flicker.....	139
2-3-3-2	Harmoniques .....	141
2-4	Modélisation.....	142
2-5	Résultats de simulation.....	143
2-5-1	Réduction des harmoniques par augmentation de la puissance de court-circuit .....	145
2-5-2	Réduction des harmoniques par installation du filtre passe haut.....	147
2-6	Conclusion.....	153
<b>III.</b>	<b>LE RESEAU DE TRANSPORT EST UN VECTEUR D'OPTIMISATION .....</b>	<b>154</b>
3-1	Développer le réseau de transport : un pré requis indispensable à l'intégration des énergies intermittentes .....	154
3-2	Ajustement de l'offre à la demande.....	155
3-3	Observabilité et contrôlabilité .....	156
3-4	Amélioration de la prévision de la production et de la consommation .....	157
3-5	Prendre en compte l'incertitude supplémentaire générée par l'intermittence des renouvelables.....	157
3-6	Renforcement des interconnexions.....	158
3-7	Développement des systèmes de stockage d'énergie à court et à long terme.....	159
3-8	Transport d'énergie à courant continu à haute tension (HVDC).....	162
	<b>Conclusion générale .....</b>	<b>163</b>
	<b>Références .....</b>	<b>170</b>
	<b>Liste des publications .....</b>	<b>179</b>

## Liste des figures

Figure I-1 : Système électrique.....	12
Figure I-2 : Répartition des centrales de production .....	14
Figure I-3 : Répartition de la puissance installée par nature de combustible .....	15
Figure I-4 : Couverture de la demande par type .....	15
Figure I-5 : Participation à la pointe maximale .....	16
Figure I-6 : Production et consommation .....	17
Figure I-7 : Evolution des échanges avec l’Espagne et l’Algérie.....	18
Figure I-8 : Répartition de la demande par nature de combustible .....	19
Figure I-9 : Lignes d’interconnexion.....	20
Figure I-10 : Répartition des livraisons par catégorie de clients .....	25
Figure I-11 : Taux d’électrification par région .....	26
Figure II-1 : Centrale hydraulique .....	29
Figure II-2 : Eolien .....	32
Figure II-3 : PV Solaire .....	34
Figure II-4 : Biomasse .....	35
Figure II-5 : Géothermie.....	36
Figure III-1 : Classification des différents types de stabilité.....	44
Figure III-2 : Evolution de P et F après un déséquilibre du réseau. ....	47
Figure III-3 : Evolution de la fréquence lors d’une hausse ou d’une baisse de puissance. ....	48
Figure III-4 : Participation d’un générateur aux trois niveaux de réglage de la fréquence . ....	48
Figure III-5 : Réglage hiérarchisé de tension. ....	50
Figure III-6 : Structure d’un poste source 60/22 kV au Maroc. ....	59
Figure III-7 : Régleur en charge sans et avec compondage.....	60
Figure III-8 : Deux types de régleurs en charge existants .....	60
Figure III-9 : Dynamique du régleur en charge.....	61
Figure III-10 : Dynamique du régleur en charge.....	62
Figure III-11 : Emplacement des batteries condensateurs sur le réseau de distribution marocain .....	64
Figure III-12 : Modes de couplage et montages des gradins .....	65
Figure III-13 : Modes de couplage .....	67
Figure III-14 :Modèle monophasé en $\Pi$ d’une ligne électrique triphasée.....	69
Figure III-15 :Modèle simplifié d’une ligne électrique triphasée. ....	69
Figure III-16 :Diagramme de Fresnel du modèle en $\Pi$ . ....	69
Figure III-17 :Représentation simplifiée d’une ligne .....	69
Figure III-18 :Modèle de la ligne simplifiée avec charge résistive. ....	71
Figure III-19 :Évolution de la puissance transmissible maximale .....	72
Figure III-20 :Évolution de la tension de ligne en fonction de la puissance .....	73
Figure III-21 :Arbre d’optimisation.....	77
Figure III-22 :Modèle monophasé en $\Pi$ d’une ligne électrique triphasée.....	78
Figure III-23 :Schéma équivalent en $\pi$ pour la construction de la matrice d'admittance complexe $Y_{bus}$ .....	78
Figure IV-1 : Raccordement en pique sans renforcement du réseau en amont.....	85
Figure IV-2 : Raccordement en pique avec renforcement du réseau en amont .....	85
Figure IV-3 : Raccordement de la centrale par la création d’une ligne dédiée .....	86
Figure IV-4 : Raccordement de la centrale par la création d’un réseau HTA.....	86
Figure IV-5 : Positionnement des défauts pour le réglage de la protection NF C13-100.....	89



Figure IV-6 : Risque d’aveuglement d’une protection de départ, sur un départ avec une production décentralisée .....	90
Figure IV-7 : Incidence de la production sur les DDA et DDS .....	92
Figure IV-8 : Valeurs contractuelles de tenue de la tension en HTA et en BT .....	98
Figure IV-9 : modélisation du transformateur .....	99
Figure IV - 10 : Illustration des mesures nécessaires pour le réglage avec compoundage	100
Figure IV -11 : Logique du régleur en charge avec compoundage .....	101
Figure IV-12 : Ecoulement de puissance sur un réseau de distribution avec PD .....	102
Figure IV-13 : Tension en tous points d’un réseau HTA en fonction de la charge et avec ou sans producteur .....	103
Figure IV-14 : Réseau d’étude .....	108
Figure IV-15 : Niveau de tension sur les nœuds du réseau.....	109
Figure IV-16 : Participation du régleur en charge, des BC et de la PD .....	109
Figure IV-17 : Evolution de la tension le long du départ .....	110
Figure IV-18 : Résultats de simulation Charge cas1-Max- Production Max .....	111
Figure IV-19 : Cas1-participation du OLTC, des BC et de la PD.....	112
Figure IV-20 : Résultats de simulation Cas2 : Charge Max- Production Min .....	112
Figure IV-21 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 2 .....	113
Figure IV-22 : Résultats de simulation Cas3-Charge Min- Production Max .....	114
Figure IV-23 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 3.....	115
Figure IV-24 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 4.....	115
Figure IV-25 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 4 participation d’OLTC....	116
Figure V-1 : Positionnement des PVH et PAH dans un poste source, pour éliminer l’alimentation d’un défaut à la terre en HTB par un producteur HTA .....	124
Figure V-2 : Effet de la fonction de verrouillage de la fermeture du disjoncteur en cas de présence d’un producteur.....	125
Figure V-3 : Mode de raccordement en pique.....	130
Figure V-4 : Schéma simplifié de raccordement de la centrale au réseau 60kv.....	131
Figure V-5 : Schéma simplifié de raccordement de la centrale au réseau 60kv.....	133
Figure V-6 : Schéma du bloc DC-AC .....	133
Figure V-7 : Courbe de capacité de la centrale au Pcc .....	135
Figure V-8 : Diagramme de courbe de capacité de l’onduleur PV avec et sans compensation .....	137
Figure V-9 : Résultat de simulation du Taux d’harmoniques sans filtre.....	144
Figure V-10 : % des harmoniques individuels sans- filtre .....	144
Figure V-11 : Tension en fonction du temps- sans filtre .....	145
Figure V-12 : Impédances en fonction de la fréquence- sans filtre.....	145
Figure V-13 : Mode de raccordement avec extension .....	146
Figure V-14 : Taux d’harmonique pour une Scc=130MVA .....	147
Figure V-15 : Schéma du filtre passe haut .....	148
Figure V-16 : Taux d’harmoniques avec filtre .....	149
Figure V-17 : Taux des harmoniques individuels avec filtre .....	149
Figure V-18 : Spectre de tension avec filtre .....	151
Figure V-19 : Spectre de tension avec filtre .....	151
Figure V-20 : Module de l’impédance Z en fonction de la fréquence .....	152
Figure V-21 : Circulation des courants harmoniques.....	152
Figure V.22 : Puissance de stockage implanté dans le monde .....	160
Figure V-23 : Architecture d’un système PV couplé au réseau électrique.....	161

## Liste des tableaux

Tableau I-1 : Domaines de tension .....	13
Tableau I-2 : Puissance installée en 2017.....	14
Tableau I-3 : Bilan des flux d'énergie en 2017 .....	17
Tableau I-4 : Energie appelée par an .....	18
Tableau I-5 : Domaine de tension.....	19
Tableau I-6 : Lignes d'interconnexion .....	20
Tableau I-7 : Puissance installée du réseau de transport .....	21
Tableau I-8 : Longueurs des réseaux de distribution.....	24
Tableau I-9 : Répartition des ventes d'énergie .....	25
Tableau I-10 : Evolution de la consommation au Maroc .....	25
Tableau II-1 : Projets STEP à l'horizon 2022 .....	30
Tableau III-3 : Moyens existants sur les réseaux de distribution Marocain pour régler la tension.....	75
Tableau IV-1 : Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance.....	84
Tableau IV-2 : Limites admissibles des taux harmoniques générés par un producteur. ....	95
Tableau IV-3 : Exemple de données constructeurs .....	99
Tableau IV-4 : Scénarios charge-production.....	110
Tableau V-1 : Modes et Estimations de raccordement en 60kv .....	128
Tableau V-2 : Projets PV déjà en service .....	129
Tableau V-3 : Caractéristiques des transformateurs de puissance .....	130
Tableau V-4 : Caractéristiques du module photovoltaïque .....	131
Tableau V-5: Caractéristiques électriques des onduleurs choisis.....	132
Tableau V-6 : Courant de court-circuit au point de raccordement .....	134
Tableau V-7 : Contribution des onduleurs à la fourniture et absorption de la réactive.....	135
Tableau V-8 : Plage de puissance réactive sans batterie de condensateurs au niveau 22KV .....	136
Tableau V-9 : Perturbations.....	138
Tableau V-10 : Limite maximale des Flickers .....	139
Tableau V-11 : Coefficient Flickers selon l'angle d'impédance .....	140
Tableau V-12: Facteur de variation de tension, facteur de pas de scintillement et courant maximal pour la mise en marche à 10% .....	141
Tableau V-13 : Valeurs calculés de Plt et Pst.....	141
Tableau V-14 : Limites selon le standard IEC 61000-3-6.....	142
Tableau V-15 : Spectre harmonique d'un onduleur .....	143
Tableau V-16 : Evolution de la THD en fonction de la Scc.....	147
Tableau V-17 : Taux THD avant et après filtrage .....	150
Tableau V-18 : Moyens de stockage de l'énergie électrique.....	159

## Résumé

L'insertion de nouvelles sources d'énergie dans les systèmes électriques, non conçus pour les accueillir, fait naître des problèmes scientifiques et techniques dans le domaine de gestion, de l'exploitation, de planification et de développement des réseaux.

L'une des conséquences de cette arrivée massive de nouvelles énergies est la modification de la structure des réseaux qui passera d'une structure hiérarchique avec des moyens de production conventionnels de grande taille et centralisés à une structure horizontale avec de la production décentralisée dans les réseaux de distribution.

Cette thèse a pour objectif de contribuer aux études d'impact des sources d'énergie renouvelables sur les réseaux de distribution et de transport sur le plan de stabilité, régulation et optimisation. Elle se focalise sur les problèmes de régulation de tension et qualité d'alimentation dus au raccordement des productions à base d'énergies renouvelables avec les réseaux de distribution et de transport.

## Abstract

The insertion of new sources of energy into electrical systems, not designed to accommodate them, gives rise to scientific and technical problems in the field of management, operation, planning and development of networks.

One of the consequences of this massive arrival of new energies is the modification of the structure of the networks that will move from a hierarchical structure with large-scale and centralized conventional production means to a horizontal structure with decentralized production in the networks of distribution.

The objective of this thesis is to contribute to studies of the impact of renewable energy sources on the distribution and transport network in terms of stability, regulation and optimization. It focuses on the problems of voltage regulation and supply quality of the connection of renewable energy-based productions with the distribution and transmission networks.

# Introduction générale

Le contexte politique, économique et énergétique mondial est actuellement favorable à une insertion importante des énergies renouvelables (EnR) dans les réseaux électriques. Le marché de l'électricité est en pleine mutation.

La fonction d'un système électrique est de satisfaire la demande d'électricité à un coût raisonnable, en garantissant la continuité et la qualité d'alimentation rendue au client. La flexibilité d'un système décrit la capacité du système à s'adapter aux variations de puissance électrique du côté de la demande ou de l'offre pour maintenir l'équilibre offre/demande au moindre coût.

Les moyens de production conventionnels sont adaptés au fonctionnement des systèmes électrique actuels puisque leur production est prévisible et contrôlable mais ils utilisent les énergies qui présentent des inconvénients liés aux considérations environnementales :

- réserves limitées ;
- émissions de gaz à effet de serre ;
- traitement des déchets, notamment pour le nucléaire.

En plus de moyens de production conventionnels (Hydraulique, Thermique, Nucléaire...), le nouveau système électrique est constitué aussi de moyens de production non conventionnels (micro centrales hydraulique, biomasse, cogénération, géothermie, pile à combustible, éolien, solaire...).

Ces considérations environnementales ont favorisé la migration de la production vers la production non conventionnelle et en particulier à base d'énergie renouvelable.

La part de l'électricité dans la consommation mondiale d'énergie s'élevait à 19,3% en 2018 dont 63.9% à partir des combustibles fossiles, 10.1% du nucléaire et 25.5% des sources renouvelables (hydroélectricité 16,2 %, éolien 4,8 %, solaire 2,1 %, biomasse 1,9 %, géothermie 0,3 %). Les deux principaux pays producteurs d'électricité totalisent 43,7 % de la production mondiale sont la Chine de 27 % et les États-Unis de 16,7 % [1].

La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie s'élevait à 19,3 % en 2018 au niveau mondial, contre 9,4 % en 1973 [2].

Plusieurs pays, ont mis au point des plans stratégiques pour une transition énergétique favorisant une forte intégration de cette ressource. Réussir cette transition nécessite la mobilisation de moyens nécessaires pour faire face, à la fois, aux défis liés à l'intermittence des énergies renouvelables et ceux du développement des technologies en la matière.

La caractéristique fondamentale de la production renouvelable est sa dépendance aux conditions climatiques, le vent pour les éoliennes et l'ensoleillement pour les photovoltaïques. Le développement des énergies renouvelables est associé à un changement de paradigme, passant d'une organisation centralisée du système électrique vers une décentralisation favorisant la production locale d'énergie proche du milieu de consommation.

L'impact de ce type de générations sur le fonctionnement du système électrique n'est pas négligeable et celles-ci amènent des problèmes de réglage de protections, de contrôle de la tension et de qualité d'énergie.

A ce titre, la maîtrise de ces impacts se positionne comme un outil incontournable pour une intégration réelle, rapide, efficace et optimale des sources énergies renouvelables avec le réseau. Il convient donc de rechercher des solutions innovantes à ces problèmes.

### ❖ Description de la problématique :

L'insertion de nouvelles sources d'énergie dans les systèmes électriques, non conçus pour les accueillir, fait naître des problèmes scientifiques et techniques dans le domaine de gestion, de l'exploitation, de planification et de développement des réseaux.

L'une des conséquences de cette arrivée massive de nouvelles énergies est la modification de la structure des réseaux qui passera d'une structure hiérarchique avec des moyens de production conventionnels de grande taille et centralisés à une structure horizontale avec de la production décentralisée dans les réseaux de distribution.

L'insertion d'une installation à base d'énergie renouvelable sur un réseau électrique peut entraîner des contraintes liées à différents aspects tels que :

- Courants en régime permanent ;
- Courants de court-circuit ;
- Plan de protection ;
- Plan de défense ;
- Plan de tension ;
- Qualité d'alimentation électrique ;
- Contribution aux services de réglage de tension et de fréquence ;
- Stabilité du réseau ;
- Pertes électriques.

La réalisation d'études d'impact d'interconnexion des sources d'énergies renouvelables avec le réseau électriques est donc nécessaire pour analyser ces contraintes, anticiper les problèmes liés au développement futur de ces énergies et rechercher des solutions appropriées.

### ❖ Objectif :

Du fait de l'arrivée massive des énergies renouvelables à tous les niveaux du réseau (transport et distribution), ce dernier est en pleine mutation de sa structure verticale traditionnelle à une structure horizontale. L'analyse des systèmes électriques dans ce contexte requiert la prise en compte des différents aléas induits par les nouveaux moyens de production et par les autres éléments du système.

Cette thèse a pour objectif de contribuer aux études d'impact des sources d'énergie renouvelables sur le réseau de distribution et de transport sur le plan de stabilité, régulation et optimisation.

La réalisation de cet objectif principal s'est déclinée sur les étapes suivantes :

#### Pour le réseau de distribution

- Détermination des éléments constituant le réseau de distribution ;
- Sources d'énergies renouvelables ;
- Modes de raccordement des productions sur le réseau de distribution ;
- Modélisation des systèmes électriques ;
- Régulation actuelle de tension ;
- Limites de la régulation actuelle de tension en présence des sources renouvelables ;
- Méthodes d'optimisation ;
- Nouvelle approche pour la régulation de tension.

#### Pour le réseau de transport

- Détermination des éléments constituant le réseau de transport ;
- Incidences sur le réseau de transport des productions raccordées au réseau de distribution ;
- Modes de raccordement des productions sur le réseau de transport ;
- Etude de raccordement d'une centrale PV de moyenne taille sur le réseau de transport ;
- Solutions pour réduire les flickers et les harmoniques générés au point de raccordement.



Les travaux présentés dans ce rapport de thèse se focalisent sur les problèmes de régulation de tension et qualité d'alimentation dus au raccordement des productions à base d'énergies renouvelables avec les réseaux de distribution et de transport.

### ❖ Organisation du mémoire

Ce mémoire de thèse est organisé en 5 chapitres :

- Le premier chapitre expose la stratégie énergétique et le réseau électrique du Maroc. Les sources d'énergies renouvelables occupent une place de plus en plus importante dans le bouquet énergétique mondial. La Maroc ne fait pas exception à cette tendance du fait qu'il a un potentiel particulièrement riche par rapport à d'autres pays. La Maroc a mis en place une politique énergétique nationale en développant l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.
- Le deuxième chapitre expose les différentes sources d'énergies renouvelables existantes. Dans ce chapitre nous allons principalement nous attacher à définir la production dite décentralisée en rapport avec son influence sur le fonctionnement des réseaux électriques.
- Le troisième chapitre traite la stabilité et la régulation des réseaux électriques de distribution et de transport. Il énumère les différents types de stabilité qui peuvent être classés en deux classes : stabilité de tension et stabilité de fréquence.
- Le chapitre 4 traite les impacts de l'intégration des sources renouvelables sur le réseau de distribution HTA. Dans les réseaux de distribution, les problèmes présentent une acuité particulière, dans la mesure où ces réseaux n'ont pas été conçus et développés pour accueillir de la production. Ce chapitre présente les principales contraintes techniques à respecter et les aménagements à effectuer pour le raccordement de la production décentralisée sur les réseaux électriques de distribution. Le chapitre présente les limites de la régulation actuelle et propose une nouvelle approche basée sur la participation des sources d'énergies renouvelables à la régulation de tension et à la minimisation des pertes. Le chapitre présente aussi les variantes possibles pour le raccordement d'une centrale avec le réseau moyenne tension.
- Le dernier chapitre, présente les impacts sur le réseau de transport HTB. Il étudie de manière exhaustive et approfondie les effets de l'intégration de la production décentralisée sur le réseau de transport, et propose des solutions pour réduire le taux

d'harmonique au point de raccordement d'une centrale PV avec un réseau en antenne à faible puissance de court-circuit.

Enfin, une conclusion générale permet de résumer les principaux résultats, de les discuter et d'ouvrir ce travail à de nouvelles perspectives.

# Chapitre I : Stratégie énergétique et système électrique du Maroc

## I- PLAN ENERGETIQUE MAROCAIN

En général, les sources d'énergies renouvelables se répartissent en cinq grandes familles : l'énergie solaire, celle de l'eau, du vent, des végétaux et l'énergie interne de la terre.

A mesure que l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques s'est développée à l'échelle mondiale, elle est devenue une priorité d'action clé.

Plusieurs pays, dont le Maroc, ont mis au point des plans stratégiques pour une transition énergétique favorisant une forte intégration de cette ressource.

Au Maroc, le contexte énergétique est caractérisé par plusieurs aléas importants : l'augmentation de la demande en énergie primaire de près de 5% en moyenne et la croissance de la consommation électrique de moyenne de 6.5%, et ce en raison de la quasi généralisation de l'électrification rurale et du dynamisme que connaît notre économie nationale avec le lancement des grands chantiers en infrastructures, industrie, agriculture, tourisme et logement social, etc.

En tenant compte de ce dynamisme de l'économie marocaine et également la progression démographique couplée à l'amélioration du niveau de vie de la population, le Maroc prévoit, le triplement de la demande en énergie primaire et le quadruplement de la demande électrique à l'horizon 2030.

Les facteurs clés de succès de la transition énergétique vers un système énergétique sobre en carbone passeront nécessairement par une volonté politique, une stratégie énergétique claire, réaliste et chiffrée, des projets attractifs, des réformes législatives et réglementaires appropriées, une adhésion à une vision régionale d'intégration des marchés et des réseaux énergétiques et une convergence des programmes sectorielles du pays.

De ce fait, la transition énergétique nationale prévoit de construire un mix énergétique diversifié et équilibré, où les énergies renouvelables occuperont une place de premier choix pour permettre à la fois satisfaire cette demande croissante, de préserver l'environnement et réduire la dépendance énergétique du Maroc de l'extérieur et des combustibles fossiles.

Ainsi, dans le cadre de la règle des 3x14% l'objectif national est de porter la part des énergies renouvelables à 42% de la puissance installée en 2020, en développant trois projets intégrés portant sur 2000MW solaire, 2000 MW éolien et 2000 MW hydraulique. En 2030, la part de l'énergie électrique produite à base d'énergies renouvelables, s'établira à 52%.

A l'horizon 2030, les programmes porteront sur une capacité additionnelle de production d'électricité d'environ 10100 MW dont 4560 MW de source solaire, 4200 MW de source éolienne, et 1330 MW de source hydraulique [3].

Dans ce contexte énergétique projeté, l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique national nécessite la mobilisation de moyens flexibles de production pour faire face à leur intermittence. Dans ce sens, un programme de développement des centrales à Cycle Combiné fonctionnant au gaz naturel sera développé dans le cadre du plan national pour le développement du gaz naturel liquéfié qui est en cours de mise en œuvre. Une capacité additionnelle de 4800 MW de cycle combiné est prévue entre 2020 et 2030, qui éviteront l'émission de 24 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

Aussi et pour faire face à la problématique des intermittences des énergies renouvelables, le Maroc a été l'un des premiers pays de la région euro-méditerranéenne à introduire les technologies de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) en réalisant la STEP d'Afourer en 2004, d'une capacité de 460 MW.

Le Maroc ambitionne d'accompagner le développement des sources renouvelables par la réalisation des capacités additionnelles de production d'électricité de sources hydrauliques à travers le développement de 550 MW sous forme de STEP.

Une autre priorité de cette transition énergétique marocaine réside en l'intensification des politiques et la promotion de l'efficacité énergétique comme vecteur indispensable de la maîtrise de la demande et de la rationalisation de la consommation. Dans cette même tendance, une série d'actions ont été mises en œuvre et ont permis de réaliser un gain en puissance de 282 MW dont principalement : Batteries de condensateurs, lampes à basse consommation et l'adoption de l'horaire GMT+1. L'objectif ultime est de réaliser un gain en termes d'économie d'énergie global de 12 % en 2020 et 15% en 2030 [4].

Dans un autre volet, l'intégration du Maroc dans le système énergétique régional constitue un autre axe majeur de la stratégie énergétique. Dans ce cadre, le Maroc vise à jouer un rôle important dans la coopération énergétique régionale, notamment par un développement stratégique des infrastructures nationales de transit et de stockage des ressources énergétiques. Cette coopération régionale sera renforcé davantage par le nouveau système d'énergies renouvelables, notamment le solaire, qui s'intègre dans le plan Solaire Méditerranéen et l'initiative industrielle DESERTEC. Le statut avancé du Maroc avec l'Union Européenne, lui permet aussi une insertion plus rapide dans le marché

énergétique euro-méditerranéen, et par conséquent la réduction des contraintes techniques d'intermittences que génèrent généralement les énergies renouvelables.

Dans ce cadre, des capacités importantes d'interconnexions ont été développées avec l'Espagne (1400 MW) et l'Algérie (1200 MW) et des capacités additionnelles sont prévues avec le Portugal (1000 MW), l'Espagne (700 MW). Des études de faisabilité d'une interconnexion avec la Mauritanie sont également en cours. Cette interconnexion Sud-Sud ouvrira aussi les opportunités énormes pour les pays sub-sahariens du continent africain qui restent encore sous électrifiés.

Il est important de noter que les projets marocains en énergie renouvelable sont rendus possibles grâce à la mise en œuvre d'une multitude de dispositions législatives, réglementaires et institutionnelles, qui constituent un sous-bassement institutionnel pour la transition énergétique. Nous citerons, entre autres, la loi fondatrice des énergies renouvelables 13-09, qui a permis l'ouverture au secteur privé du marché de la production et de la commercialisation d'électricité produite à partir de sources renouvelables, avec accès au réseau électrique national THT et HT et sans limitation de puissance.

De même, la mise en place d'une Autorité Nationale de Régulation (ANRE) du secteur de l'électricité indépendante en vue d'accompagner l'évolution que connaît le secteur de l'énergie, notamment en matière d'ouverture du marché de l'électricité de source renouvelable au secteur privé. Cette Agence veillera au respect de la réglementation en vigueur, et à la fixation des tarifs et des conditions d'accès au réseau électrique et aux interconnexions.

Un autre chantier de réforme stratégique est lancé, pour la reconfiguration du paysage institutionnel énergétique dans le cadre de la nouvelle ambition du Royaume en matière d'énergies renouvelables. Toutes les énergies renouvelables actuelles et futures, seront chapeautées par une seule structure publique MASEN.

Au-delà la contribution à la satisfaction de ses besoins énergétiques futurs, le Maroc vise à travers ses programmes ambitieux d'énergies renouvelables la maîtrise des technologies prometteuses de valorisation des ressources énergétiques renouvelables. C'est dans ce sens qu'un taux d'intégration industrielle locale minimum de 30% est prévu dans les cahiers des charges pour la réalisation des programmes d'énergies solaire et éolienne.

De même, le Maroc a entrepris la réalisation d'un programme de création d'Instituts de Formation aux Métiers des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (IFMERE) (Tanger, Oujda, Ouarzazate...).

L'infrastructure de recherche et développement a été également renforcée par la construction d'un complexe « Green Energy Park » qui s'étale sur 8 hectares adossé à l'Université Polytechnique Mohammed VI de la région de Marrakech, et qui renferme des laboratoires de pointe et plusieurs plateformes de test et de projets pilotes.

La réussite de cette transition nécessite la mobilisation de moyens nécessaires pour faire face, à la fois, aux défis liés à l'intermittence des énergies renouvelables et ceux du développement extraordinaire que connaissent les technologies de l'information et de la communication. En effet, l'augmentation des installations de production d'énergie d'origine renouvelable et particulièrement l'intégration de ces sources décentralisées dans un réseau électrique constitue un challenge pour l'ensemble des Sociétés de l'électricité.

A ce titre, les réseaux intelligents « smart grids », qui associent l'infrastructure électrique aux technologies numériques, qui traitent, analysent et transmettent l'information reçue, se positionnent comme un outil incontournable pour une intégration réelle, rapide et efficace des énergies renouvelables.

Un réseau électrique intelligent « smart grid » est un réseau électrique dans lequel un système de collecte et de traitement de l'information se superpose à celui du transport et de la distribution de l'électricité afin d'améliorer les performances et les services rendus aux clients et de favoriser l'insertion des énergies renouvelables et intermittentes.

Le développement des smart grids nécessite la mise en place de systèmes de gestion complexes et autonomes et cette automatisation doit être une opportunité pour accroître la sécurité et la fiabilité des systèmes.

Néanmoins, le développement des smart grids, nécessite les ressources humaines, les outils, les méthodes, les processus et technologies dans le domaine du cyber sécurité pour prémunir contre les attaques et le détournement des systèmes.

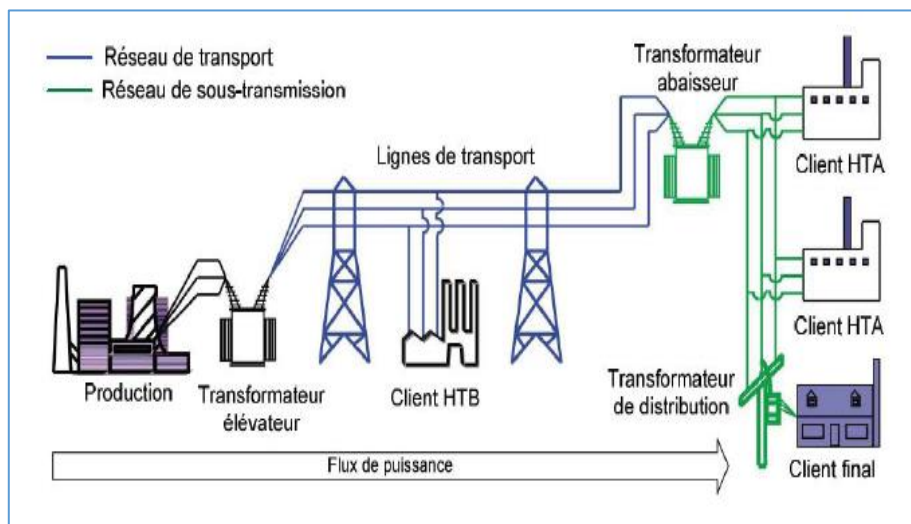
## II- SYSTEME ELECTRIQUE MAROCAIN

Le système électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Le système électrique est organisé d'une manière hiérarchisée qui comprend trois composantes principales : production, réseau de transport et réseau de distribution. Les centres de production fournissent l'énergie électrique, cette énergie est ensuite transportée

par le réseau de transport et puis distribuée aux consommateurs finaux à travers le réseau de distribution.

L'énergie électrique peut être produite non seulement à partir de sources traditionnelles telles que les combustibles fossiles, mais aussi des sources renouvelables comme l'hydraulique, le vent, le soleil, la biomasse.

Le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La figure I.1 représente cette organisation, avec une structuration des niveaux de tension dans le cas du réseau marocain :



**Figure I-1 : Système électrique**

Au Maroc, les services de production, transport et distribution d'électricité ont été initialement confiés à l'établissement public ONE : l'Office national de l'électricité, devenu l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ci-après « ONEE »). Depuis sa création par Dahir du 5 août 1963, l'ONEE avait ainsi le monopole de la production d'électricité. Cependant, pour permettre le renforcement des capacités de production, il fut décidé de recourir aux capitaux privés. La législation marocaine a alors introduit en 1994 la possibilité d'une production électrique indépendante.

Par la suite, le législateur marocain a relevé le seuil de la production pour des besoins d'autoproduction de 10MW en 1994 à 50 MW en 2008.



Enfin, le Maroc a adopté en 2010 la Loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables qui permet la production indépendante non à des fins d'autoconsommation mais à des fins de vente à des clients au Maroc ou à l'étranger.

Ainsi, avec le développement des énergies renouvelables, le Maroc peut emprunter trois régimes distincts peuvent être utilisés : l'autoproduction, le contrat de fourniture et d'achat exclusif avec l'ONEE et le dispositif de la Loi n°13-09.

Le réseau électrique Marocain a été conçu et dimensionné pour fonctionner avec des centrales de productions de grandes puissances connectées sur le réseau de transport, délivrant ainsi un flux de puissance unidirectionnel de la production à la consommation.

Le réseau électrique est décomposé en trois sous-systèmes : la Production, le Transport et la Distribution. Chaque sous-système est relié par des postes de transformation chargés de l'adéquation des niveaux de tension. Les niveaux de tension les plus employés sont : 400kV/225 kV/60 kV pour le transport, et 22kV/400V pour la distribution.

Le classement des tensions est illustré sur le tableau I-1 des domaines de tension [5] :

Domaine de tension		Valeur de la tension nominale exprimée en Volts	
		En courant alternatif	En courant continu
Très basse Tension	Domaine TBT	$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
	Domaine BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
Basse tension	Domaine BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
	Domaine HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
Haute tension	Domaine HTB	$U_n \geq 50000$	$U_n > 75000$

**Tableau I-1 : Domaines de tension**

## 2-1 Production Centralisée

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via des transformateurs élévateurs de groupes.

Les centrales de production sont réparties sur le territoire marocain comme indiqué sur la figure I-2 ci-après.



**Figure I-2 : Répartition des centrales de production**

### 2-1-1 Puissance Installée

La production électrique au Maroc est dominée par les combustibles fossiles.

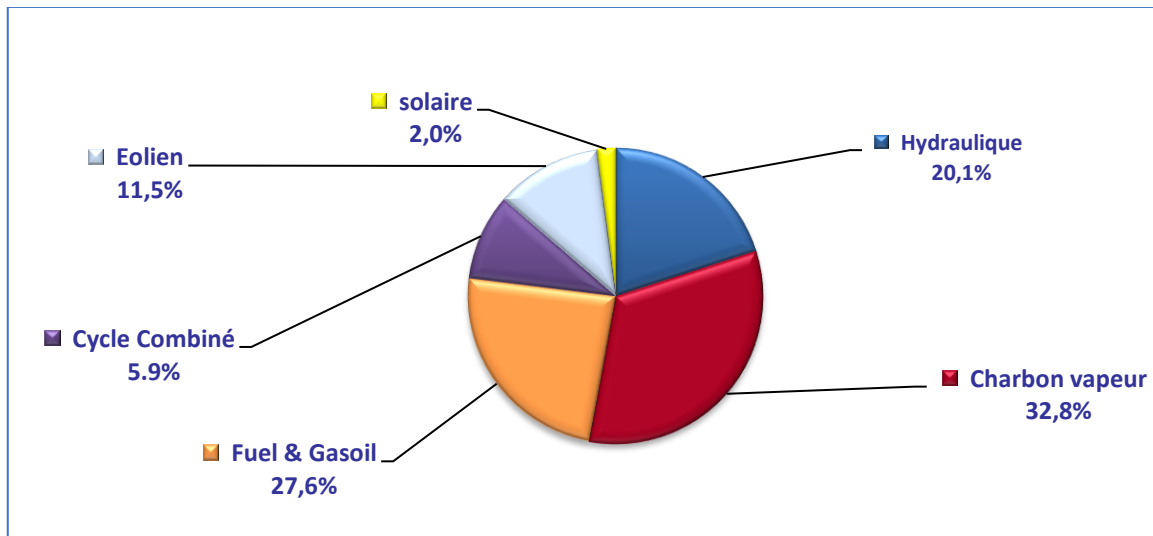
A fin 2017 la puissance totale installée au parc de production électrique s'élève à 8 820 MW contre 8 261 MW en 2016. La puissance installée des sources renouvelable représentait 33.67%.

Le tableau I- 2 représente les puissances installées en 2017 par type de production [6].

Centrales	Puissance installée en MW	%
Hydrauliques y compris STEP	1770	20,06
Eolien	1018	11,54
Solaire	181	2,05
Thermique	5851	65,33

**Tableau I-2 : Puissance installée en 2017**

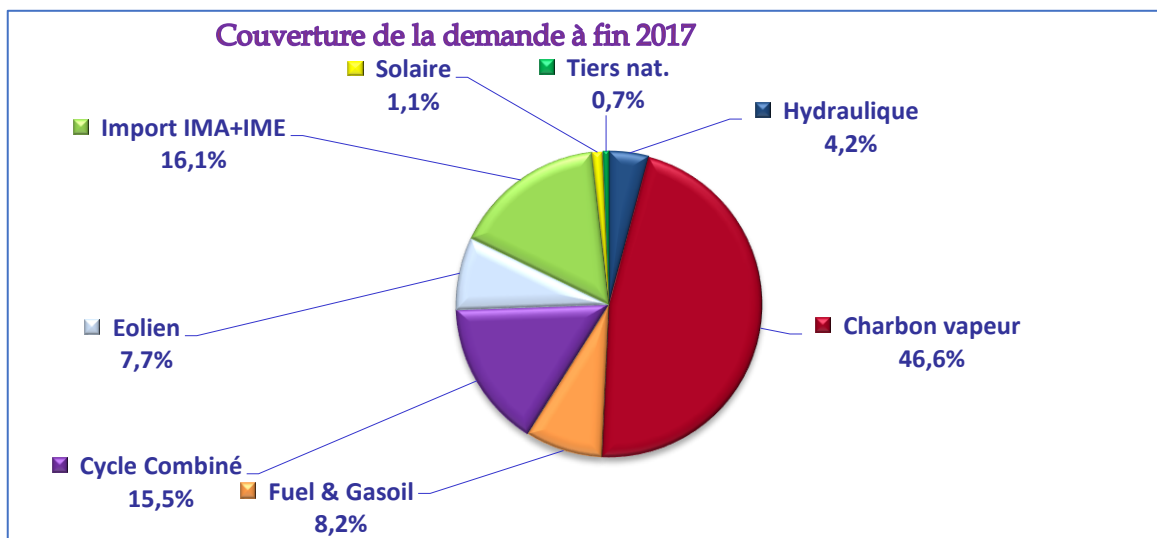
La répartition de la puissance installée par nature de combustible est donnée sur la figure I-3 marquée par l'utilisation de charbon de 32,8% [7] :



**Figure I-3 : Répartition de la puissance installée par nature de combustible**

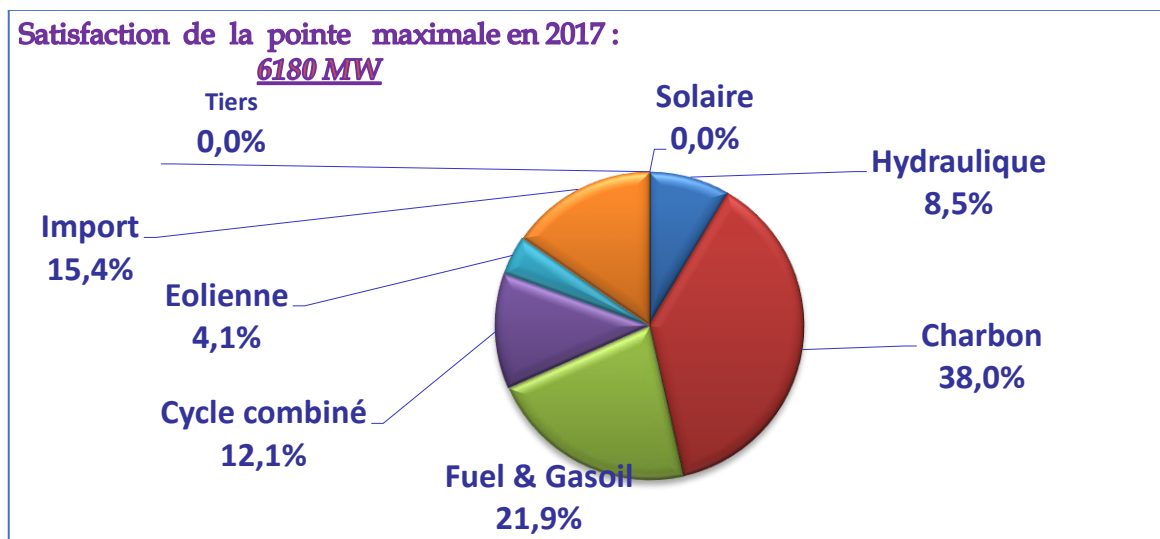
### 2-1-2 Energie Appelée

En 2017, l'énergie demandée était de : 37217 Gwh. La Couverture de la demande annuelle est donnée sur la figure I-4 comme suit [7] :



**Figure I-4 : Couverture de la demande par type de production**

La satisfaction de la pointe maximale est donnée sur la figure I-5 comme suit :



**Figure I-5 : Participation à la pointe maximale**

En 2017, Les valeurs maximales de la puissance et de l'énergie appelées ont atteint respectivement 6180MW et 37666 GWh.

La production hydraulique (y compris le turbinage STEP) au cours de l'année 2017, est de 1 565 GWh contribuant à hauteur de 4,2% dans la satisfaction de l'énergie totale injectée au niveau du réseau de transport.

La production des parcs éoliens contribue de 7,7% dans l'énergie injectée dans le réseau de transport. Quant à la production solaire, elle ne présente que 1,1%.

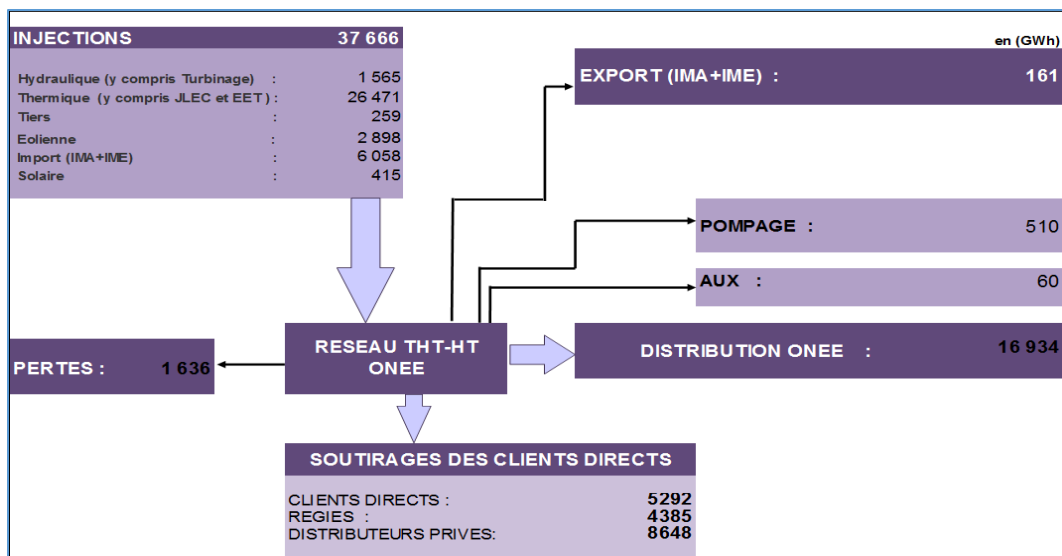
Les Echanges sur les interconnexions ont enregistré un total des importations de 6058 GWh soit une contribution de 16,1 % dans l'énergie injectée au réseau de transport : 5755 GWh sur l'Interconnexion Maroc-Espagne et 302GWh sur l'Interconnexion Maroc-Algérie. Les exportations ont enregistré 8,180 GWh sur l'Interconnexion Maroc-Espagne et 153GWh sur l'Interconnexion Maroc-Algérie.

Le tableau I-3 représente le bilan des flux de l'énergie électrique au niveau du réseau de transport pour l'année 2017 [7] :

GWh	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	2017
Hydraulique (y compris STEP)	112	103	151	174	155	148	160	153	130	125	92	64	1565
Thermique	2144	1767	1915	2006	2160	2197	2331	2495	2188	2508	2371	2387	26471
Import (IME + IMA)	438	513	549	561	599	560	634	614	497	442	373	277	6058
Eolienne	212	203	273	191	238	298	343	281	278	172	171	239	2898
Tiers	25	32	28	35	24	28	25	29	13	4	3	11	259
Solaire	30	20	49	40	46	33	42	31	41	32	23	28	415
Energie injectée au réseau de transport	2961	2638	2966	3007	3222	3264	3535	3603	3148	3284	3032	2995	37666

**Tableau I-3 : Bilan des flux d'énergie en 2017**

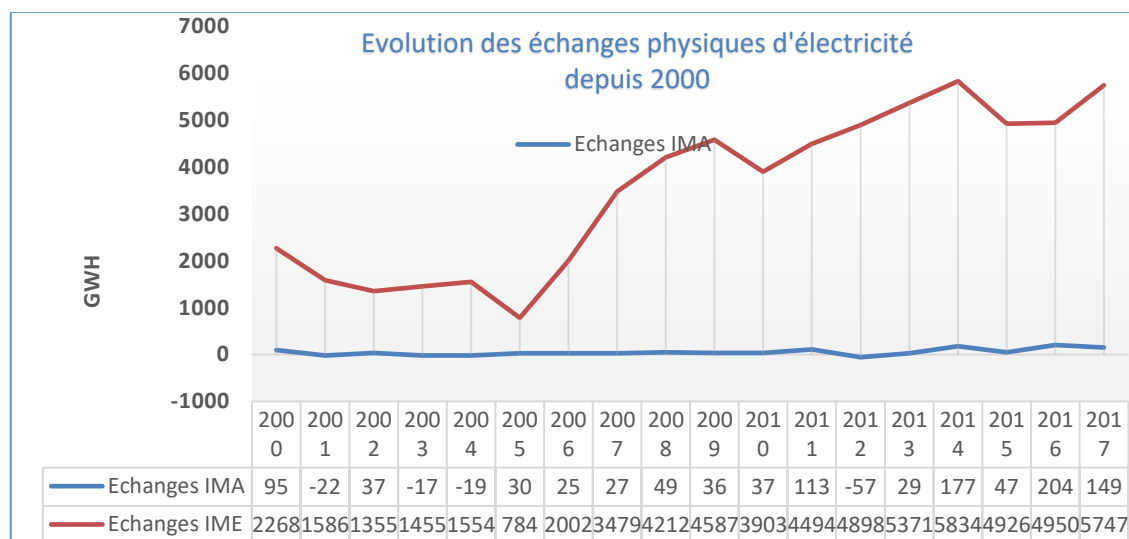
La figure I-6 schématise les flux de la production et de la consommation circulés sur le réseau en 2017 :



**Figure I-6 : Production et consommation en 2017**

Le Maroc et l'Espagne effectuent des échanges de type contractuels. Ils se font dans le cadre de contrats bilatéraux d'importation. Quant à la liaison Maroc- Algérie, les échanges se font à bilan nul et le volume des échanges reste très modeste.

La figure I-7 représente l'évolution des échanges avec l'Espagne et l'Algérie durant la période 2000-2017.



**Figure I-7 : Evolution des échanges avec l’Espagne et l’Algérie**

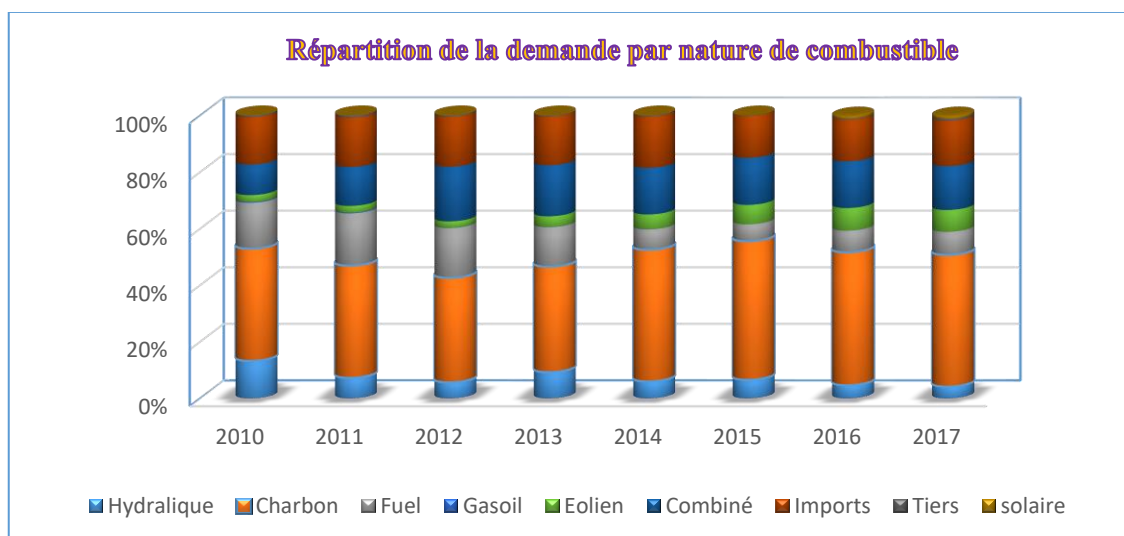
### 2-1-3 Evolutions de la production

L’évolution de la demande depuis l’année 2005 jusqu’à 2017 est illustrée sur le tableau I-4 comme suit :

Année	Energie appelée nette (GWh)
2005	19515
2006	21105
2007	22608
2008	24004
2009	25016
2010	26531
2011	28752
2012	31056
2013	32026
2014	33530
2015	34413
2016	35415
2017	37217

**Tableau I-4 : Energie appelée par an**

Quant à la répartition de la demande par nature de combustible est représentée sur la figure I-8 :



**Figure I-8 : Répartition de la demande par nature de combustible**

L'énergie produite par les centrales à charbon représente la source principale suivie par les centrales à cycles combinés et l'énergie importée de l'extérieur.

## 2-2 Réseau de transport

La deuxième de ces divisions est le réseau de transport ou réseau de Haute et Très Haute Tension (HTB). Le réseau de transport achemine l'électricité depuis les centrales de production jusqu'au réseau de distribution, et assure l'interconnexion avec les réseaux des pays voisins. Du point de vue topographique, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau.

Le réseau de transport Marocain est structuré en plusieurs niveaux de tension de 63 kV, 150kv ,225kv à 400kV (appellation « HTB »). Il est constitué principalement des lignes HTB, des transformateurs et des autotransformateurs de puissance qui permettent d'augmenter ou d'abaisser la tension.

Le domaine de tension de raccordement est déterminé en fonction de la puissance maximale à l'injection et au soutirage au point de connexion avec le réseau conformément aux limites figurant dans le tableau I-5 ci –après :

Puissance de raccordement	Tension de raccordement de référence
$\leq 50$ MW	HTB1 63kv
$\leq 250$ MW	HTB2 150kv et 225kv
$\geq 250$ MW	HTB3 400kv

**Tableau I-5 : Domaine de tension**

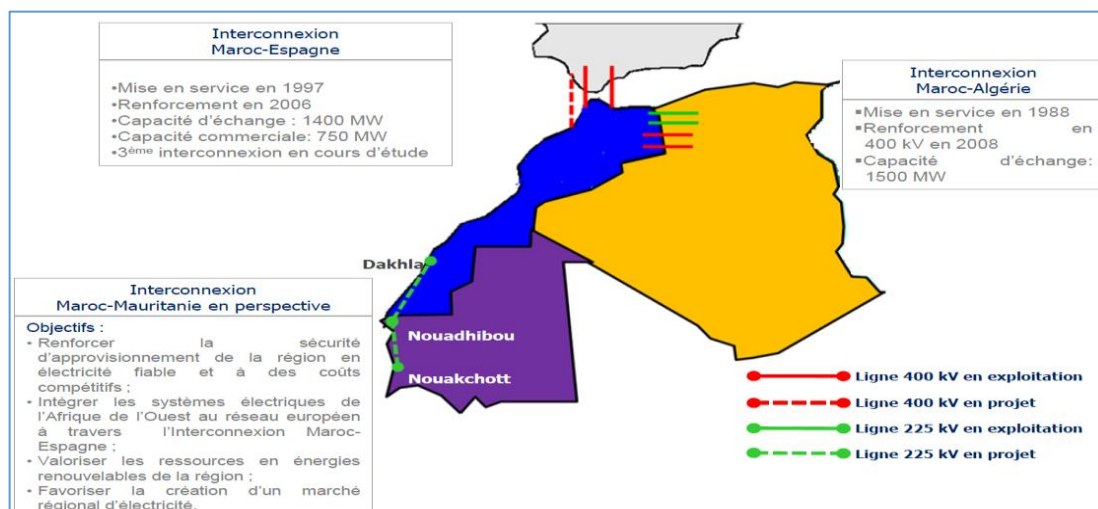
Le réseau marocain est interconnecté avec le réseau Espagnol et le réseau algérien par les lignes très hautes tension comme montre le tableau I-6 :

Pays	Liaisons	Tension (kV)	Longueur (km)
Maroc- Algérie	Oujda- Tlemcen	225	46
	Oujda- Ghazaouet	225	64
	Oujda- Hassi Ameur N1	400	388
	Oujda- Hassi Ameur N2	400	388
Maroc- Espagne	Melloussa- P.Cruz N1	400	61
	Melloussa- P.Cruz N1	400	61

**Tableau I-6 : Lignes d’interconnexion en exploitation**

Dans le marché énergétique régional, le Maroc est un acteur majeur. Il a des lignes d’interconnexions avec l’Espagne, via deux lignes électriques sous-marines pour une capacité de 1400 MW et l’étude de réalisation d’une troisième ligne de 700MW est en cours, et avec l’Algérie via quatre lignes aériennes d’une capacité de 1500 MW. L’étude de faisabilité technico-économique du nouveau projet d’interconnexion entre le Maroc et le Portugal est en cours pour la réalisation d’une interconnexion électrique sous-marine liant les deux pays avec une capacité de 1000 MW. Par ailleurs, une réflexion est en cours pour l’interconnexion avec la Mauritanie, sachant que cette interconnexion, permettra après sa réalisation, de renforcer l’interconnexion avec les pays africains.

Les lignes d’interconnexion en exploitations et en cours d’études et de réflexion sont schématisées sur la figure 1-9 :



**Figure I-9 : Lignes d’interconnexion**



Un réseau électrique peut être connecté ou non à d'autres réseaux. Les avantages économiques de l'extension des réseaux interconnectés couvrent en général la réduction de la réserve des partenaires en temps réel, le maintien de la charge à niveau constant, la réduction de la puissance de réserve installée, une meilleure optimisation des échanges et un transport de l'énergie électrique dans un sens ou dans l'autre entre les réseaux interconnectés. Aussi, un grand réseau supporte mieux les perturbations qu'un réseau isolé. En conséquence, il garantit et renforce la stabilité du réseau. Toutefois, ce type de structure est susceptible d'être confrontée à des problèmes d'oscillations.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité Marocain a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haut et très haut tension. Il est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. L'ensemble du réseau 400kV et 225kV est maillé ce qui permet de maintenir le service même en cas de perte d'un ouvrage (ligne ou transformateur). Ce mode est appelé règle du N-1 : c'est-à-dire que même en cas de perte d'un ouvrage, la continuité de service est assurée sans incidence sur le consommateur final.

Ces réseaux maillés qui accueillent actuellement l'essentiel de la production centralisée sont en outre caractérisés par un faible nombre de clients directement raccordés en haute tension, appelés clients grand compte CGC et par des chutes de tension liées à la circulation de la puissance réactive (lignes à  $X \gg R$ ).

En 2017, le réseau de transport marocain est constitué de 25 885 km de lignes et une puissance installée de 29030 MVA dans les postes de transformations répartis sur le tableau I-7 comme suit :

	Nombre de Transfos	Puissance installée en MVA
THT/HT	154	20 950
THT/MT	6	420
HT/MT	377	7660
Total	537	29 030

**Tableau I-7 : Puissance installée du réseau de transport**

❖ Placement des moyens de production conventionnels :

En fonction de la répartition spatio-temporelle de la demande, le gestionnaire de réseau de transport programme un bon placement des moyens de production. Le placement tient compte du potentiel disponible de production.

Les moyens de production sont généralement classés en trois catégories. On distingue :

1. Les centrales conventionnelles de production de pointe : Ces centrales sont essentiellement caractérisées par un temps de démarrage rapide de l'ordre de quelques minutes. Turbine à Gaz comme exemple.
2. Les centrales conventionnelles de production de base utilisant des turbines à vapeur et des turbines à cycle combiné. Ces centrales sont essentiellement caractérisées par un temps de démarrage très lent et un coût de démarrage élevé.
3. Les centrales non conventionnelles de production : hydrauliques, éoliennes, Centrales photovoltaïques, qui dépendent en particulier des conditions climatologiques aléatoires.

❖ La conduite du système :

La conduite du système de production-transport est formée de la fonction conduite du réseau haute tension et de la fonction dispatching. La fonction dispatching s'intéresse à la gestion en temps réel du système global production-transport. La fonction conduite du réseau haute tension regroupe le contrôle, la commande des ouvrages de transport et la surveillance.

La gestion des ouvrages du système production-transport consiste à la fixation des charges et à la prise des décisions relatives à l'utilisation des ouvrages. Ce type de gestion est piloté par le Centre National des Mouvements d'Énergie qui veille à équilibrer la balance production – consommation. Ce centre décide sur les moyens de production à mobiliser et l'énergie à produire à tout instant. Ainsi, le dispatching est le seul responsable des manœuvres à effectuer pour minimiser les conséquences néfastes d'un incident donné et pour rétablir l'intégralité des services dans les délais les plus brefs.

L'opérateur du système est responsable de l'évaluation des volumes et des localisations des réserves de régulation nécessaires, au fonctionnement du système production- transport et à la résolution des déséquilibres production- consommation. Les réserves de régulation à déterminer par l'opérateur concernent :

- La réserve de régulation primaire ;
- La réserve de régulation secondaire ;
- La réserve de régulation tertiaire.

❖ Les pertes électriques dans le réseau de transport

Le transport d'électricité génère des pertes sur le réseau de transport. Ces pertes ne constituent pas une fatalité, elles doivent être identifiées puis luttées avec un objectif d'optimisation et de réduction.

Le problème causé par ces pertes constitue un enjeu majeur. En effet, elles dépassent parfois les niveaux considérés comme « admissibles », elles peuvent mettre en danger la santé financière des sociétés d'électricité.

Les pertes du système électrique sont : les pertes techniques et les pertes non techniques.

Les pertes techniques résultent du transit d'énergie active et réactive dans le réseau de transport. Leur volume (ou quantité) dépend directement des caractéristiques des ouvrages existants et de leurs modes d'exploitation.

Les pertes non techniques résultent des modes de comptage et facturation des énergies vendues aux clients directs ou indirectes aux points de comptages.

Les niveaux acceptables pour les pertes en énergies, tant pour l'ensemble d'un système électrique que pour chacune de ces principales composantes est définie par les experts comme suit :

Pour l'ensemble du système électrique (production, transport et distribution), 9% à 10 % est convenable et 17% le maximum tolérable. Pour le réseau de transport, 2% à 3 % est convenable et 6% le maximum tolérable.

Afin Décembre 2017, Les pertes de transport du réseau Marocain étaient de 1676 GWh ; soit un taux de pertes de transport de 4,3 % [7].

### **2-3 Réseau de Distribution**

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution. Ce réseau de distribution est la partie du réseau électrique desservant les clients MT et BT. Il achemine l'énergie électrique d'un réseau de transport aux installations desservant les clients locaux. Il est composé de postes source (avec les transformateurs, les équipements de compensation, et ceux de protection et contrôle-commande), et de lignes aériennes et/ou souterraines. Le réseau de distribution dessert aussi des clients industriels MT, appelés Clients Moyenne Tension.

Le réseau de distribution a généralement une structure radiale, chaque départ raccordé au jeu de barres du poste source HTB/HTA dessert une ligne avec des artères principales et

secondaires avant d'atteindre les transformateurs de distribution HTA/BT. Ces réseaux radiaux peuvent se rejoindre en des points de sectionnement normalement ouverts (appelé PS), ces points de sectionnement permettent de reconfigurer le réseau suite à un défaut afin de limiter le nombre de clients hors tension.

Ces réseaux constituent des circuits électriques passifs dans lesquels les flux de puissance active et réactive s'écoulent des hautes (HTA) vers les basses tensions BT. Ces flux ainsi que les tensions sont déterminés par les charges.

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT), connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT).

Au Maroc, le niveau de tension du réseau MT est de 22 kV, celui du réseau BT est de 400V (230V en monophasé).

Au milieu rural, les réseaux HTA sont de structures aériennes. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains.

Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT via les postes de transformation HTA/BT.

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique avec plus d'un million de kilomètres de lignes au Maroc.

A fin 2017, le nombre de clients a atteint 5 850 650 clients. Et les longueurs des réseaux MT et BT, sans tenir en compte les longueurs des réseaux gérés par les régies et les particuliers, ont atteint les valeurs indiquées sur le tableau I-8 ci-dessous [6] :

Réseau	Longueur en km
MT	87 424
BT	220 500

**Tableau I-8 : Longueurs des réseaux de distribution**

Les ventes d'énergie MT et BT pour l'année 2017 ont atteint 31 353 Gwh, soit une hausse de 4,5 % par rapport à l'année 2016. Quant à la perte, elle était de l'ordre de 16%.

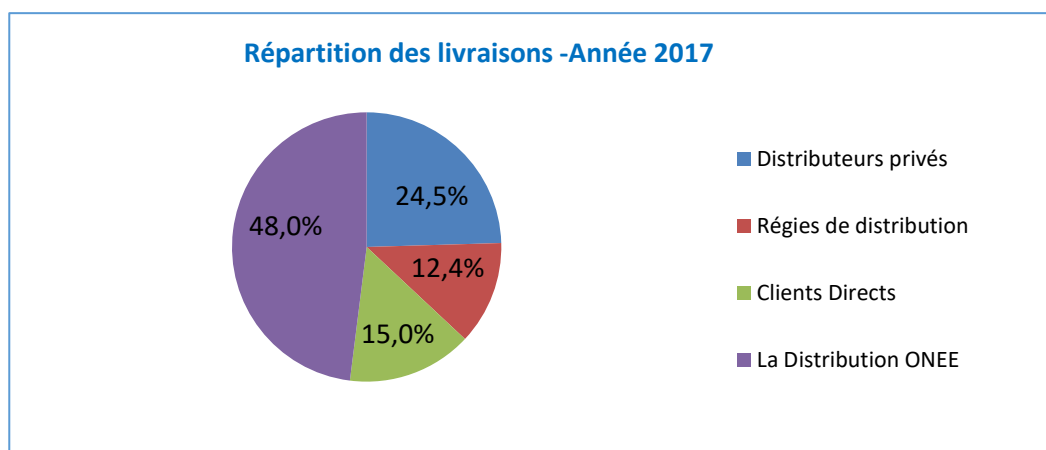
## 2-4 Consommation d'électricité

La répartition de l'électricité vendue en 2017 est représentée sur le tableau I- 9 comme suit [6] :

	Nombre de clients			Ventes en Gwh		
	2016	2017	%	2016	2017	%
Distributeurs	54	56	3,7%	12 649	12 989	2,7%
Industrie	42 484	43 188	1,7%	6 617	7 145	8,0%
Tertiaire	472 606	490 577	3,8%	2 180	2 342	7,4%
Administratif	79 016	82 484	4,4%	1 141	1 217	6,7%
Résidentiel	4 970 868	5 186 349	4,3%	5 392	5 505	2,1%
Agricole	46 183	47 996	3,9%	2 026	2 155	6,4%
Total ONEE	5 611 211	5 850 650	4,3%	30 004	31 353	4,5%

**Tableau I-9 : Répartition des ventes d'énergie**

La figure I-10 représente la répartition des livraisons en 2017 par type de client.



**Figure I-10 : Répartition des livraisons par catégorie de clients**

Le tableau I-10 représente l'évolution de la consommation électrique au Maroc.

Evolution en %	1 an	2 ans	4 ans	6 ans
	variation 2017/2016	variation 2017/2015	variation 2017/2013	variation 2017/2011
Distributeurs	2,6	5,0	10,8	19,6
Clients Grands Comptes	10,9	10,1	14,1	17,0
Distribution ONEE	5,0	9,6	21,3	41,6
Consommation Totale	<b>4,9</b>	<b>8,0</b>	<b>16,1</b>	<b>28,7</b>

**Tableau I-10 : Evolution de la consommation au Maroc**

La consommation électrique connaît une croissance continue ces dernières années, reflète notamment du développement économique du pays, la croissance démographique, la généralisation de l'accès à l'électricité (PERG), l'amélioration du niveau de vie de la population, les changements climatiques, l'urbanisation, etc.

La figure I-11 représente les taux d'électrification par région.

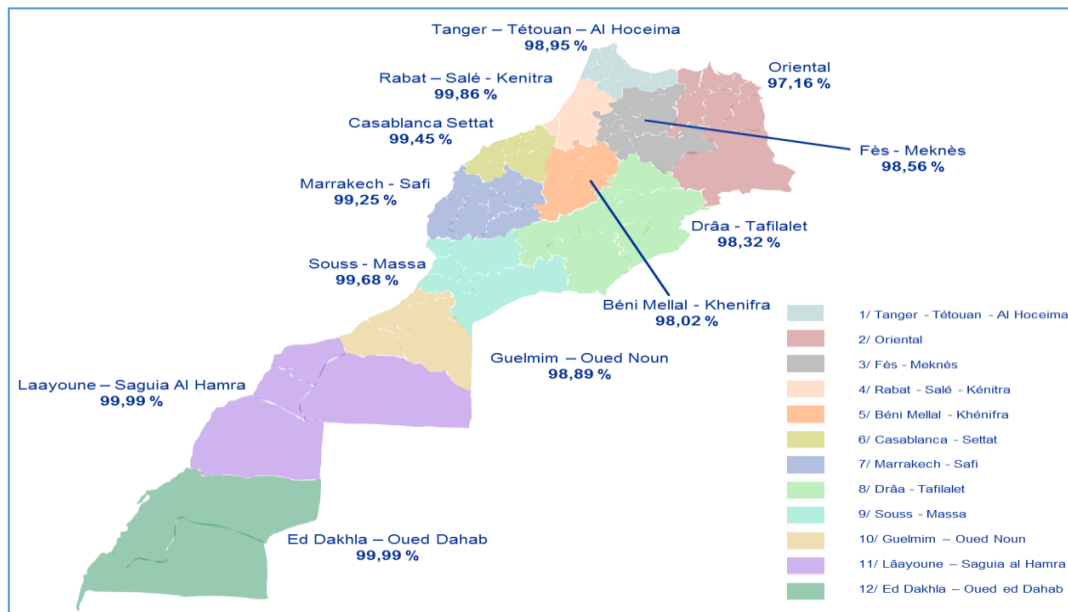


Figure I-11 : Taux d'électrification par région

### III- CONCLUSION

La consommation électrique connaît une croissance continue ces dernières années. Les sources d'énergies renouvelables connectées sur le réseau de transport participent aux énergies livrées sur le réseau. L'énergie délivrée par ces sources dépend du mode de placement des centrales par l'opérateur du réseau de transport. Par contre ses participations aux pointes max sont très limitées. Au cours de l'année 2017, l'hydraulique a participé de 8,5%, l'éolien a participé de 4,1% à la pointe maximale de l'année 2017, quand à la production solaire, sa participation est nulle à la pointe maximale. On peut dire que, jusqu'à 2017, la production d'énergie est basée sur les sources fossiles et les interconnexions.

L'énergie renouvelable reste une énergie complémentaire dans le mix énergétique marocain.

# Chapitre II : Sources d'énergies renouvelables

## I- INTRODUCTION

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs de grandes tailles. Ils sont connectés sur le réseau de transport via des transformateurs élévateurs de groupe.

La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité. Dans le monde, en moyenne, 40 % de la production d'électricité est réalisée à partir de charbon [8]. La contribution varie d'un pays à l'autre.

Face au réchauffement climatique, à l'épuisement des ressources naturelles, les sociétés humaines cherchent de plus en plus à modifier leurs modes de production et de consommation de façon à être plus écologiques. C'est pourquoi tout le monde parle de la transition énergétique.

Si les énergies fossiles sont très polluantes (78% des émissions de CO<sub>2</sub> de la planète depuis 1970 selon le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC), ce n'est pas le cas pour les énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ont de nombreux avantages : elles sont écologiques, durables, décentralisés et inépuisables à l'échelle du temps humain. Pourvu de la notion de stockage pour palier leur intermittence, elles seront l'outil idéal pour compléter les sources d'énergies conventionnelles.

Les énergies renouvelables (éolienne, solaire, hydroélectrique, marine, géothermique, biomasse, biocombustibles...) sont des alternatives aux combustibles fossiles. Elles contribuent à réduire les émissions de gaz à effet de serre, en diversifiant l'approvisionnement énergétique et en réduisant la dépendance vis-à-vis des marchés des combustibles fossiles, peu fiables et volatils (gaz et pétrole notamment).

Fin 2019, la part des énergies renouvelables dans la capacité énergétique mondiale a atteint 34,7 % soit une puissance installée de 2 537 GW de renouvelables. L'hydroélectricité représente près de la moitié de cette capacité (1 190 GW), l'éolien 25 % et le solaire 23% [9].

En 2019, 176 gigawatts (GW) ont été installés dans le monde, d'après les dernières statistiques publiées par l'Agence internationale pour les énergies renouvelables. Soit un pourcentage de 72 % des ajouts de capacité d'énergie totaux. Le solaire et l'éolien représentent 90 % des nouvelles installations [10].

Une large majorité (90 %) des nouvelles capacités renouvelables est couverte par le solaire et l'éolien, avec respectivement 98 GW et 59 GW installés en 2019. Aujourd'hui,



ces deux technologies représentent respectivement 623 GW et 586 GW, soit près de la moitié de la capacité renouvelable mondiale [9].

## II- DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIES RENEUVELABLES

Aujourd'hui, de nombreuses sources d'énergies renouvelables sont utilisées à travers le monde : biomasse, géothermie, hydro-électricité, éolien et solaire [11].

La production d'énergies d'origine renouvelable dépend fortement des conditions naturelles locales. Beaucoup de soleil ou de vent rendra rentable les installations de panneaux solaires ou d'éoliennes. Et un pays qui dispose d'une grande quantité de cours d'eau pourra développer et utiliser l'hydroélectricité.

Dans la partie suivante, les différentes sources d'énergies renouvelables seront détaillées.

### 2-1 Hydraulique

#### 2-1-1 Centrales Hydrauliques

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau en énergie électrique. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau comme montre la figure II-1.

Les avantages de l'énergie hydrauliques sont la gratuité de l'énergie primaire, la régularité de la production électrique, la disponibilité pour les heures de pointes et sa participation à la régulation de la tension et de la fréquence. L'inconvénient principal est le prix élevé de l'investissement initial.

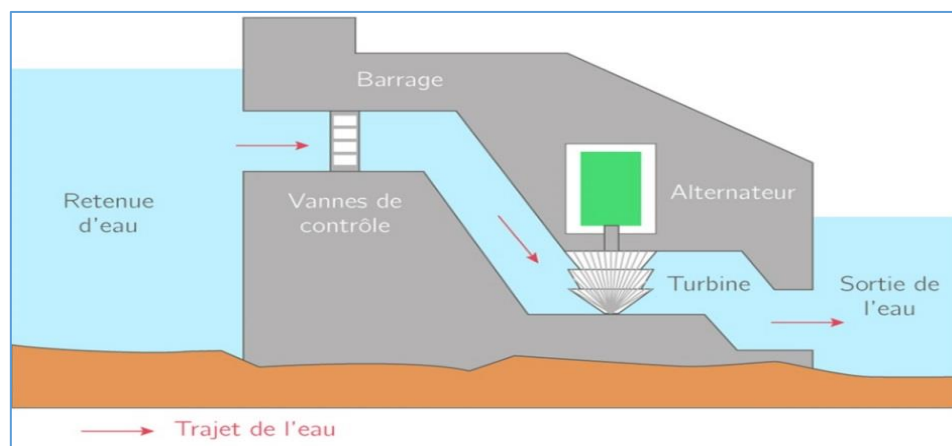


Figure II-1 : Centrale hydraulique

L'hydraulique joue un rôle dans le mixe énergétique Marocain. L'énergie hydroélectrique peut déjà être considérée comme une composante traditionnelle du parc marocain de centrales électriques par une capacité installée en 2017 de 1770 MW.

### 2-1-2 Station de transfert d'énergie par pompage STEP

Rappelons brièvement, le principe de fonctionnement de la STEP : les STEP sont des stations de transfert d'énergies par pompage. A partir de deux bassins à des altitudes différentes, et lorsque la demande électrique est faible, l'eau est stockée au bassin supérieur en pompant l'eau du bassin inférieur vers le supérieur. A l'inverse, lorsque la demande d'électricité augmente, surtout pendant les heures de pointes, on produit de l'énergie électrique en turbinant l'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur. Une STEP peut fonctionner en mode pompe-moteur ou en mode turbine alternateur, en mode de stockage ou en mode de production. Le projet de la STEP permettra principalement de:

- Stocker l'énergie sous forme potentiel ;
  - Participer à la satisfaction de la demande du pays en période de pointe ;
  - Optimiser l'exploitation des moyens de production ;
  - Permettre d'atténuer l'impact de l'intermittence des moyens de production renouvelables avec la possibilité de stockage qu'offre l'utilisation STEP ;
  - Améliorer la stabilité du réseau électrique de transport.
- Par ailleurs, le Maroc s'engage de manière active pour les technologies de pompage (STEP). En plus de la STEP d'Afourer d'une puissance de 464 MW déjà mise en service en 2004, les projets STEP à l'horizon 2022 sont montrés dans le tableau II-1 :

Site	Puissance en Mw
STEP d'Abdelmoumen	2*175
Centrale hydraulique El Menzel	125
Centrale hydraulique M'dez	45

**Tableau II-1 : Projets STEP à l'horizon 2022**

### 2-1-3 Micros centrales hydroélectriques

Aujourd'hui au Maroc, le potentiel hydraulique de grande taille est quasiment utilisé. Le recours aux micros centrales hydrauliques MCHest devenu une nécessité.

Le Maroc a récemment identifié 125 sites supplémentaires susceptibles d'accueillir de petites centrales ou des microcentrales, totalisant un potentiel d'environ 300 MW.

Les MCH sont également le fruit du progrès technique, permettant de construire des microcentrales « modèle réduit » hydroélectriques, à capacité de production très variable, s'adaptant aux circonstances et aux besoins.

Pour la production décentralisée, on emploiera préférablement le terme de microcentrales. L'ordre de grandeur de la puissance des microcentrales hydrauliques peut aller de 0,5 à 12MW.

Douze projets, répartis sur l'ensemble du territoire, déjà lancés, concrétisent cette technologie.

- Un projet d'une puissance installée de 1,5 MW, à Flilou, région de Midelt ;
  - Un projet d'une puissance installée de 3 MW, à Sidi Said, région de Midelt ;
  - Un projet d'une puissance installée de 11,7 MW / Projet Hassan II, à Midelt ;
  - Un projet d'une puissance installée de 3,15MW, à Sidi Driss, région de Kelâa Lakhdar ;
  - Un projet d'une puissance installée de 0, 5 MW, à Meknès, dans la région de Meknès ;
  - Un projet d'une puissance installée de 6,7 MW, à Oued Za, dans la région de Taourit ;
  - Un projet d'une puissance installée de 8 MW, à Zelloul, dans la région de Séfrou/Sebou ;
  - Un projet d'une puissance installée de 10 MW, à Asfalou dans la région de Taounate ;
- Quatre projets d'une puissance installée de 12 MW à :
- Tilouguite I, II, III, dans la région d'Azizal ;
  - Ouljet Es Soltane, dans la région de Khémisset/Beht.

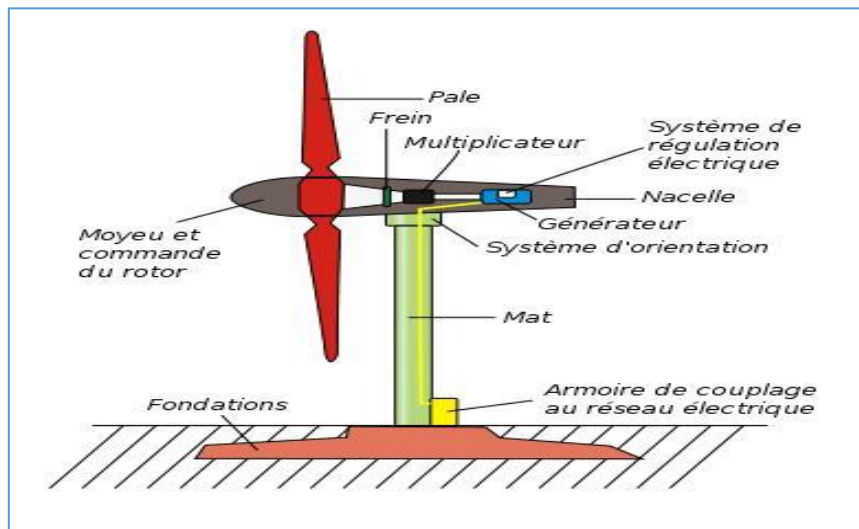
On notera, également, que pour des raisons géographiques évidentes, cette filière, très développée dans les provinces du Nord et au centre du Maroc, elle est beaucoup moins dans la région du Sud. Ce qui n'est pas le cas pour les filières éolienne et solaire.

### **2-2 Eolienne**

L'éolienne convertie l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'énergie du vent est prise par les pales qui transforment l'énergie cinétique en couple mécanique et la génératrice convertie l'énergie mécanique en énergie électrique [12]. Ce type de production est intermittent, dépend fortement du vent, et ne permet pas de fournir une puissance constante et garantie.

Une éolienne se compose de quatre parties principales, comme montre la figure II-2 : la fondation, qui permet de fixer l'ensemble de la structure ; le mât ; la nacelle, qui contient le

générateur et le rotor fixée au sommet; les pales, en général au nombre de trois, dont l'axe de rotation correspond au centre de la nacelle [13].



**Figure II-2 : Eolien**

La puissance délivrée par une éolienne est de l'ordre du mégawatt. Il est d'usage d'exploiter cette énergie en mutualisant les puissances fournies par plusieurs éoliennes voisines, on parle alors de « ferme éolienne » ou de « parc éolien ».

Plusieurs technologies existent pour les génératrices éoliennes. Ainsi il existe plusieurs possibilités de raccordement au réseau électrique.

Les génératrices asynchrones peuvent être raccordées directement au réseau électrique, on parle alors de couplage direct où l'éolienne fonctionne à vitesse constante pour fournir un courant alternatif à la fréquence du réseau [14]. Néanmoins, dans ce cas, cette solution n'autorise pas un contrôle efficace de la tension puisque la puissance réactive de ce type de génératrice ne peut être régulée. Ainsi cette solution peut être couplée avec un système FACTS de type SVC ou une batterie de condensateur pour garder un contrôle sur la tension. Les génératrices peuvent être également couplées au réseau via un étage d'électronique de puissance, ce couplage indirect est réalisé en deux étapes. Un redresseur permettant de transformer le courant alternatif de la génératrice fonctionnant à vitesse variable en courant continu puis un onduleur permettant de générer un courant alternatif à injecter sur le réseau cette fois ci à la bonne fréquence.

Par contre, le caractère variable et difficilement prévisible de cette énergie pose des problèmes d'exploitation[15].

Aujourd'hui, il existe différents types d'éoliennes : les éoliennes classiques, terrestres, mais aussi les éoliennes offshore, qui sont placées en mer. Ces différentes éoliennes ont

chacune leurs avantages : les éoliennes terrestres sont plus faciles d'entretien alors que les éoliennes offshore nécessitent des infrastructures particulières (qu'elles soient flottantes ou non). Néanmoins, l'énergie éolienne offshore bénéficie généralement d'une exposition plus constante aux vents ce qui permet des rendements un peu plus élevés.

Souvent placées sur des zones dégagées et afin de maximiser le taux de charge des éoliennes, il est nécessaire d'étudier précisément le lieu d'installation des éoliennes. Elles fonctionnent ainsi à pleine puissance plus longtemps si elles profitent d'un vent plus fort et plus régulier.

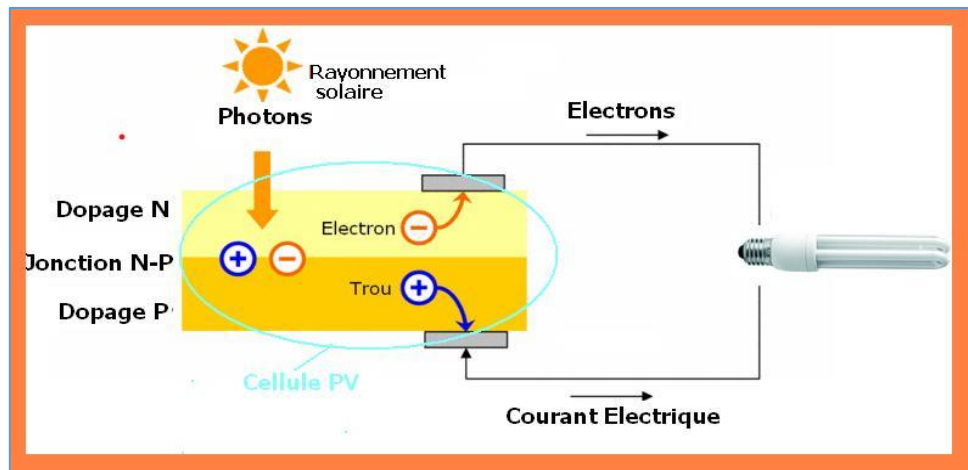
Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an [16]. Selon le Global Wind Energy Council (GWEC), le parc éolien pourrait atteindre une puissance installée de 230 GW en 2020 [17], soit plus de 5 fois la puissance installée en 2005 qui était de 40 GW. Le principal inconvénient de cette source d'énergie est l'indisponibilité et l'imprévisibilité du vent.

### **2-3 Solaire**

L'énergie solaire est l'une des ressources renouvelables les plus abondantes sur terre, le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 15000 fois la consommation d'énergie [18].

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique renouvelable produite à partir du rayonnement solaire. Les photons présents dans le rayonnement solaire transportent l'énergie de celui-ci, comme mentionne la figure II-3. La cellule photovoltaïque est le composant électronique de base utilisant l'effet photoélectrique. Le principe d'une cellule photovoltaïque est donc de convertir cette énergie à travers un matériau semi-conducteur en énergie électrique. Ainsi, les propriétés diélectriques du semi-conducteur, généralement du silicium, font que l'énergie solaire est captée entraînant la mise en mouvement d'électrons dans le matériau.

Plusieurs cellules reliées entre elles forment un module solaire photovoltaïque et plusieurs modules regroupés forment une installation solaire produisant l'électricité qui peut être utilisée sur place, ou injectée directement dans le réseau de distribution ou de transport.



**Figure II-3 : PV Solaire**

La production photovoltaïque dépendant directement de l'ensoleillement. Cette production est donc intermittente et ne permet pas de fournir une puissance constante sans utiliser un système de stockage. Elle est très fluctuante selon la condition de métrologique. La production photovoltaïque peut être prévue avec une bonne précision grâce à des modèles informatiques croisant les prévisions météorologiques détaillées par régions ; cela permet d'anticiper les mesures d'adaptation à prendre pour compenser les variations de la production photovoltaïque [19].

Ces moyens de productions sont limités en puissance par leur encombrement car en moyenne il faut 10m<sup>2</sup> de cellules photovoltaïques pour atteindre une puissance de 1kW.

La connexion au réseau électrique de ce type de production est réalisée à l'aide d'un interfaçage d'électronique de puissance. Quelques installations de grande taille connectées au réseau HTA et HTB existent mais la plupart sont de faible puissance et branchées sur le réseau basse tension BT.

L'énergie solaire, ce n'est pas seulement le photovoltaïque classique : il existe aussi du solaire à concentration, qui concentre la lumière en un point pour y produire de la chaleur ou le solaire thermique, qui permet de produire de la chaleur pour l'utiliser directement et ou pour la convertir en électricité. L'énergie solaire peut être convertie ainsi indirectement en énergie électrique via la production de chaleur. Ce principe est appelé le thermo-solaire.

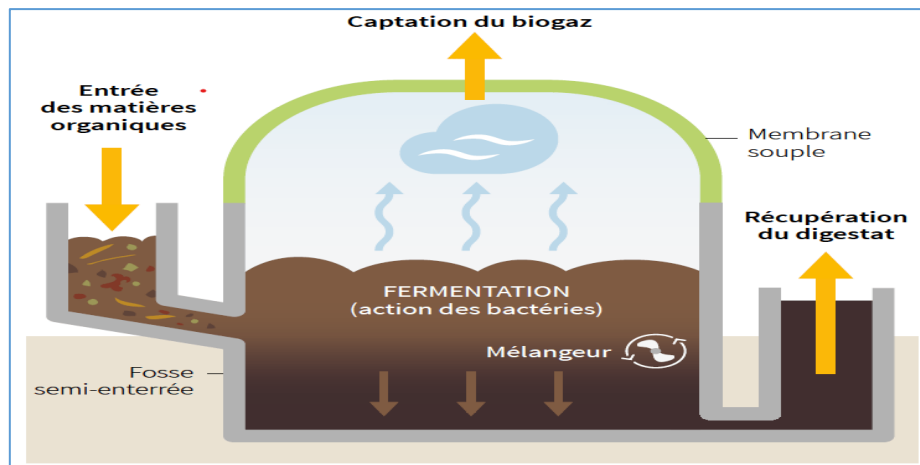
## **2-4 Biomasse**

La biomasse est la première source d'énergie à avoir été exploitée par les hommes, et longtemps elle a été la plus importante. Ce n'est qu'avec la révolution industrielle et les hydrocarbures (charbon, pétrole) qu'elle a perdu de son importance dans les pays

industrialisés. Cependant, en tant que source d'énergie renouvelable, la biomasse est l'objet d'un regain d'intérêt.

La biomasse, énergie renouvelable au fort potentiel et neutre vis-à-vis du climat, semble donc être l'une des solutions à la transition d'un développement basé initialement sur les énergies fossiles à un développement plus durable.

La valorisation énergétique consiste à récupérer et valoriser l'énergie produite lors du traitement des déchets par différents biais, parmi lesquels on cite la combustion, la biomasse ou encore la méthanisation. L'énergie produite est ensuite utilisée sous forme de chaleur ou d'électricité. La valorisation peut aussi être effectuée directement (pour les déchets ménagers ou municipaux) ou elle peut être différée (pour les déchets industriels).



**Figure II-4 : Biomasse**

La biomasse par combustion : Les déchets sont directement brûlés en produisant de la chaleur, de l'électricité ou les deux (cogénération).

La biomasse par méthanisation : Les déchets sont d'abord transformés en un biogaz, par fermentation grâce à des micro-organismes (bactéries). Le biogaz est ensuite brûlé. Ce biogaz est proche du gaz naturel et majoritairement composé de méthane. Ce principe est illustré sur la figure II-4.

Malgré les efforts consentis, la gestion des déchets municipaux occasionne toujours des coûts à la société et contribue fortement à la dégradation de l'environnement. La gestion inappropriée de déchets industriels dangereux constitue un sujet de préoccupation aussi bien pour l'environnement que pour la santé. A souligner que la gestion des déchets ménagers s'est considérablement améliorée au cours de la dernière décennie.

Au niveau géopolitique, la biomasse est un facteur d'indépendance énergétique, car elle est présente et utilisable sous de nombreuses formes, et donc accessible à de nombreux pays.

Au Maroc, quelques microcentrales produisent de l'électricité grâce à la biomasse. Elles sont le plus souvent installées au près des lieux de stockage des déchets. Pourtant, ce potentiel n'a pas encore fait l'objet de stratégies nationales, même si quelques petites entreprises sont déjà actives dans ce domaine.

## 2-5 Géothermie

Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine pour générer directement (par prélèvement) ou indirectement (par échange de chaleur) de la vapeur d'eau comme montre la figure II-5. Cette vapeur d'eau sert ensuite à produire de l'électricité [15].

La géothermie est l'exploitation de la chaleur stockée dans le sous-sol. L'utilisation des ressources géothermales se décompose en deux grandes familles : la production d'électricité et la production de chaleur. En fonction de la ressource, de la technique utilisée et des besoins, les applications sont multiples. Le critère qui sert de guide pour bien cerner la filière est la température. Ainsi, la géothermie est qualifiée de « haute énergie » (plus de 150°C), « moyenne énergie » (90 à 150°C), « basse énergie » (30 à 90°C) et « très basse énergie » (moins de 30°C) [18]. Cette technologie n'est pas encore exploitée au Maroc.

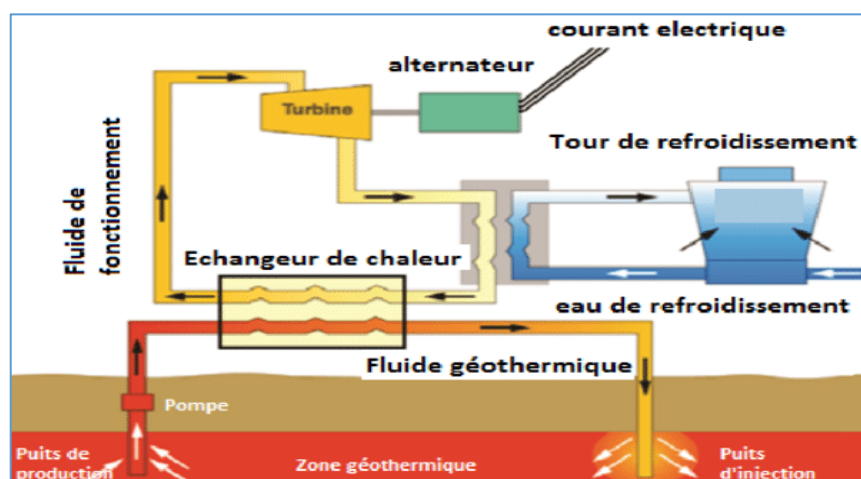


Figure II-5 : Géothermie



### III- PRODUCTIONS DECENTRALISEES

#### 3-1 Définition

Le raccordement au réseau de nouveaux producteurs fait émerger de nouveaux concepts. Ainsi, pendant la dernière décennie, les termes de Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Énergie Distribuée, Génération Dispersée, Ressources d'Énergie Distribués ont envahi la littérature scientifique, politique et économique du système électrique. Il n'y a pas un seul critère pour définir la signification de chaque terme. Ainsi, le terme Production Décentralisée ne fait pas référence à tous les producteurs raccordés au système électrique. La Production Décentralisée est définie, dans cette thèse, comme toute source d'énergie raccordée au réseau de transport, de répartition ou distribution et qui fait partie des énergies non conventionnelles (MCH, éolienne, solaire, piles à combustible entre autres) ou conventionnelles de petite puissance (micro-turbines à gaz, cogénération, moyen de stockage de l'énergie entre autres), hors des grandes centrales. Finalement, il faut retenir que la Production Décentralisée est représentée non seulement par les moyens de génération d'énergie mais aussi par les moyens de stockage capables de fournir une certaine puissance. Les technologies de stockage sont variées et vont des systèmes électrochimiques aux barrages hydro-électriques en passant par les super capacités, volants d'inertie, supraconducteurs entre autres.

#### 3-2 Production Décentralisée et Production Centralisée

Historiquement, le renforcement des réseaux électriques a été effectué avec l'insertion des nouvelles unités de production centralisées, la construction des nouvelles lignes électriques et l'extension de systèmes de distribution traditionnels. Aujourd'hui, la libéralisation du marché de l'énergie encourage l'intégration de nouveaux producteurs décentralisés. En comparant à la production centralisée, les avantages et inconvénients de la production décentralisée sont les suivants :

- Les nouveaux petits producteurs sont souvent basés sur des énergies renouvelables. Ils constituent des productions d'énergie moins polluantes que les centrales thermiques et nucléaires.
- Le temps nécessaire pour l'installation de la production centralisée et les lignes de transport est normalement long à cause des études environnementales nécessaires à l'approbation des projets, l'expropriation des terrains, le dimensionnement et enfin la

construction. Par contre, le temps d'installation d'une production décentralisée peut être assez court. Les grandes centrales ont besoin d'infrastructures spéciales comme des routes pour transporter les équipements aux sites.

- Le risque des investissements est moins critique dans le cas de la production décentralisée due à l'indépendance du prix des matières premières, hors cogénération. Par ailleurs, la production décentralisée peut être placée là, où il y a un besoin d'énergie et elle suppose donc une réduction des pertes et un risque financier réduit.

- La dérégulation ou libéralisation ont élargi le cercle des acteurs de production décentralisée. Et même si pour l'instant, ce sont le mécanisme de subvention qui fait vivre la filière, cela représente un effet moteur pour les petites entreprises et l'économie du pays. Des accords éventuels entre petits producteurs pourraient former une offre globale dans le marché de l'énergie et activer les mécanismes de concurrence.

- Le temps pour mettre en service l'installation est bien plus réduite que dans le cas de la production centralisée parce que la capacité de régulation de la production centralisée est bien plus restreinte.

Toutefois, la production décentralisée ne peut être une alternative à elle seule car des impacts négatifs peuvent apparaître.

### **3-3 Impacts de la Production Décentralisée**

La production décentralisée peut occasionner quelques impacts sur le système électrique. Ces impacts peuvent être classés en deux groupes : les impacts sur le réseau de distribution et les impacts sur le réseau de transport. D'un premier côté, les principaux impacts sur le système de distribution sont les suivants [20] [21] [22] :

- Impacts sur le sens traditionnel d'écoulement de l'énergie, le système électrique a été dimensionné pour un flux de puissance du système de transport vers le système de distribution dans une dynamique top-down. Ainsi, il est possible que l'énergie soit injectée à partir du système de distribution dans le système de répartition et de transport. Ceci implique un besoin de bidirectionnalité dans l'équipement mis en jeu.

- Impacts sur le plan de protection, dimensionnement des seuils des protections, sélectivité entre protections et possibilité d'une mauvaise opération, déclenchements intempestifs, aveuglement des protections.

- Impacts sur le profil de la tension à cause des injections ou demandes d'énergie.

- Impacts sur la stabilité du système à cause de l'insertion de machines synchrones qui changent le temps critique d'élimination de défaut du système.
- Impacts sur la qualité de l'énergie (forme et valeur efficaces de la tension, déséquilibres entre autres).
- Impacts sur la planification du réseau, son contrôle et son exploitation. Ceci implique une nouvelle observabilité des réseaux de distribution car ils ont été conçus comme un élément passif. Avec la production décentralisée, ces réseaux deviennent actifs. Impacts économiques sur les marchés de l'énergie : des associations et accords entre producteurs décentralisés pourraient favoriser la concurrence et, au final, une baisse du prix de l'énergie (marché journalier, mécanismes de compensations des équilibres, marché des réserves, services systèmes).

D'un autre côté, les principaux impacts qu'une grande quantité d'insertion de la production décentralisée peut provoquer dans le système de transport, sont les suivants :

- Le risque de congestion dans des zones spécifiques : l'insertion des sources intermittentes est normalement localisée dans des zones où les conditions climatiques sont plus appropriées. Ceci provoque le besoin d'un renforcement local du réseau vu les possibilités de congestions locales.
- L'intermittence des sources d'énergie provoque une incertitude dans le système en terme de quantité d'énergie générée et de la localisation de l'injection : le réseau électrique doit être prêt à accueillir un nombre important de producteurs sans connaître a priori ni la position, ni la puissance qu'ils vont débiter.
- Le changement des marges d'exploitation comme conséquence du besoin d'un système de suivi non seulement de la charge mais aussi de l'intermittence des sources.
- L'apparition des flux d'énergie réactive inattendus dans le système de transport lorsque le flux de puissance active est inférieur à la puissance naturelle de la ligne .
- La fermeture ou le non remplacement des grandes centrales à cause des raisons économiques et environnementales.
- La perte de la production décentralisée par des conditions climatiques rudes, soit la déconnexion des éoliennes par vents excessivement forts (> 25 m/s onshore ou 34 m/s offshore).

# Chapitre III : Stabilité – Régulation et Optimisation

## I- STABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE

Un réseau électrique est un ensemble d'installations électriques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

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

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

Le niveau local de gestion concerne les réseaux de distribution et inclut :

- Le contrôle de la tension ;
- La surcharge ;
- La protection ;
- La qualité d'énergie ;

Le niveau global référé au réseau de transport et inclut :

- Le contrôle de la tension et de la fréquence ;
- Le contrôle des puissances active et réactive ;
- Le plan et système de protection ;
- Le plan de défense.

Les opérateurs des réseaux assurent, en permanence, l'équilibre entre l'offre et la demande. En cas de déséquilibre, on observe principalement deux phénomènes :

- Une consommation supérieure à la production : le risque de délestage fréquence métrique.
- Une production supérieure à la consommation : il peut y avoir une accélération des machines synchrones qui produisent l'électricité et un emballement pouvant conduire également à un black-out par l'intermédiaire de protections fréquence métriques.

La fréquence est influencée par le comportement de l'énergie active, la tension quant à elle est affectée par l'énergie réactive. L'énergie active se transporte et la fréquence peut se

régler au niveau de l'ensemble du réseau. L'énergie réactive quant à elle se transporte difficilement et la tension doit être gérée localement.

La disponibilité des réserves pour le gestionnaire de réseau est très importante pour rassurer l'équilibre Production – Consommation.

## **1-1 Reserves**

On définit les réserves comme étant la puissance pouvant être appelée pour maintenir l'équilibre du réseau électrique entre la production et la consommation. De manière générale, on distingue : les réserves primaire, secondaire, tertiaire ou marginale.

### **1-1-1 Reserve primaire**

C'est une réserve de puissance active sur les installations de production participant au réglage primaire fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier. Le Réglage primaire est assuré par les boucles de régulation de vitesse des unités de production permettant une correction automatique, rapide (en quelques secondes) et décentralisée des écarts entre la production et la consommation.

### **1-1-2 Reserve secondaire**

C'est une réserve de puissance active sur les installations de production participant au réglage secondaire fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier. Le Réglage secondaire est centralisé au niveau (dispatching) qui permet de ramener la fréquence du système électrique à sa valeur nominale et les flux de puissance inter- zones à leurs valeurs programmées. Elle est activée automatiquement et de manière continue. Elle est mobilisable dans un délai de 30 secondes à 15 minutes. Elle permet aussi de rétablir la réserve primaire.

### **1-1-3 Reserve tertiaire**

C'est une réserve de puissance mobilisable en moins de 15 minutes. La réserve tertiaire assure la contribution au service du réglage secondaire de la fréquence afin de faire face à la défaillance du plus gros groupe de production d'électricité raccordé au réseau de transport de l'électricité. Le Réserve tertiaire est tout changement manuel du point de fonctionnement des unités de production constituant la réserve dans le but de restaurer la réserve secondaire en temps voulu (moins de 15 minutes).

#### 1-1-4 Réserve marginale

C'est la capacité supplémentaire de la puissance installée par rapport à la charge de pointe de l'année, elle est exprimée en pourcentage de la charge de pointe.

Les interconnexions entre pays et des dispositifs d'effacement temporaire de certains consommateurs permettent de diminuer le risque de black-out à l'échelle des pays qui sont solidaires dans la gestion de l'équilibre offre - demande : on parle ici de réserve primaire mutualisée.

## II- STABILITE ANGULAIRE ET STABILITE DE TENSION

La stabilité d'un système électrique est définie comme la capacité du système à maintenir un état d'équilibre pendant et après d'éventuelles perturbations et de récupérer un nouvel état d'équilibre qui peut être différent de celui de l'état initiale. La stabilité est basée sur les facteurs suivants [23] :

- La nature physique de l'instabilité ;
- La sévérité de la perturbation qui apparaît dans le système ;
- Les équipements, les processus et l'échelle de temps à tenir en compte ;
- Les méthodes appropriées de calcul et de prédiction de la stabilité concernée.

Ainsi, dans un réseau électrique, différents types de stabilité peuvent être énumérés : stabilité de tension, stabilité de fréquence, stabilité en petits signaux, stabilité des angles, stabilité transitoire, stabilité à moyen terme, stabilité à long terme. On peut classer ces types en deux classes principales de stabilité : la stabilité angulaire et la stabilité de tension. La figure III-1 montre une classification des différents types de stabilité [24].

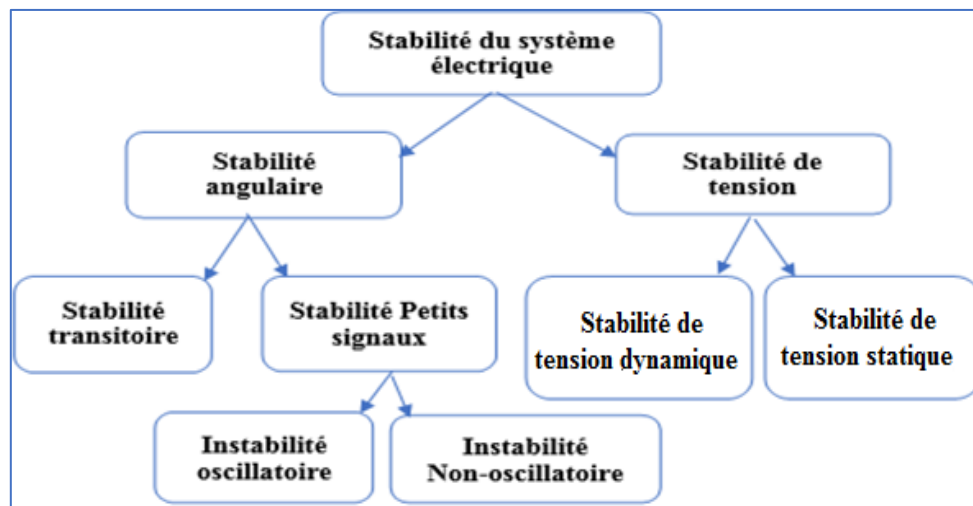


Figure III-1 : Classification des différents types de stabilité

## 2-1 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est la stabilité des angles, qui est liée à la capacité des machines à maintenir le synchronisme du réseau, elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques. Le paramètre principal est la puissance en sortie de la machine synchrone qui varie comme la vitesse de son rotor. La stabilité des angles peut être classée en deux catégories :

- Stabilité transitoire : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme suite aux grandes perturbations. Le système est instable à cause d'une grande excursion de l'angle rotorique du générateur. Ce type d'instabilité dépend de l'état initial de fonctionnement du système et de la gravité de la perturbation. Usuellement, le système passe alors d'un régime permanent avant la perturbation à un autre régime permanent (différent du précédent) après la perturbation.
- Stabilité en petits signaux : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme après de petites perturbations de charge ou de génération.

L'instabilité en petits signaux peut être divisée en deux familles :

- Instabilité non oscillatoire : Insuffisance du couple synchronisant qui amène à une augmentation permanente de l'angle rotorique.
- Instabilité oscillatoire : Insuffisance du couple d'amortissement qui amène à une augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor.



## 2-2 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau à maintenir en permanence des tensions acceptables pour tous les nœuds à la suite d'une perturbation. Le problème de l'instabilité de tension du réseau électrique est dû à la non maîtrise de la puissance réactive et à la chute progressive de tension à la suite des perturbations tels l'augmentation de la charge ou le changement du régime de fonctionnement. Le paramètre principal de cause d'instabilité de tension est l'incapacité du réseau à fournir une puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau. Un réseau est dit stable en tension si l'amplitude de tension augmente avec l'augmentation de puissance réactive injectée dans le même nœud. Il est instable en tension si l'amplitude de la tension d'un nœud, au moins, diminue avec l'augmentation de la puissance réactive injectée. Autrement dit, le réseau est stable en tension si la sensibilité  $dV/dQ$  est positive pour tous les nœuds, et instable en tension si au moins un nœud dans le réseau a une valeur de sensibilité  $dV/dQ$  négative. Comme pour la stabilité des angles, la stabilité de tension peut être classée en deux sous-catégories :

- Stabilité de tension statique : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à des perturbations comme l'augmentation progressive de charge ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour calculer la marge de stabilité, identifier des variables influençant la stabilité et examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud.
- Stabilité de tension dynamique : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux différents nœuds, suite à des perturbations sévères comme des courts-circuits, la perte des groupes de production ou de lignes. Cette capacité est déterminée par les caractéristiques de charge du réseau et les dispositifs de régulation et de protection. L'analyse de la stabilité aux grandes perturbations nécessite la prise en compte du non linéarité des équations dynamiques des dispositifs de réseau comme le transformateur avec régulateur en charge et les limiteurs de courant d'excitation du

générateur. La durée d'étude de cette stabilité est typiquement de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Le critère de stabilité en grande perturbation consiste à garder la tension de tous les nœuds du réseau dans des valeurs acceptables suite à une grande perturbation et suite aux actions de réglage du réseau.

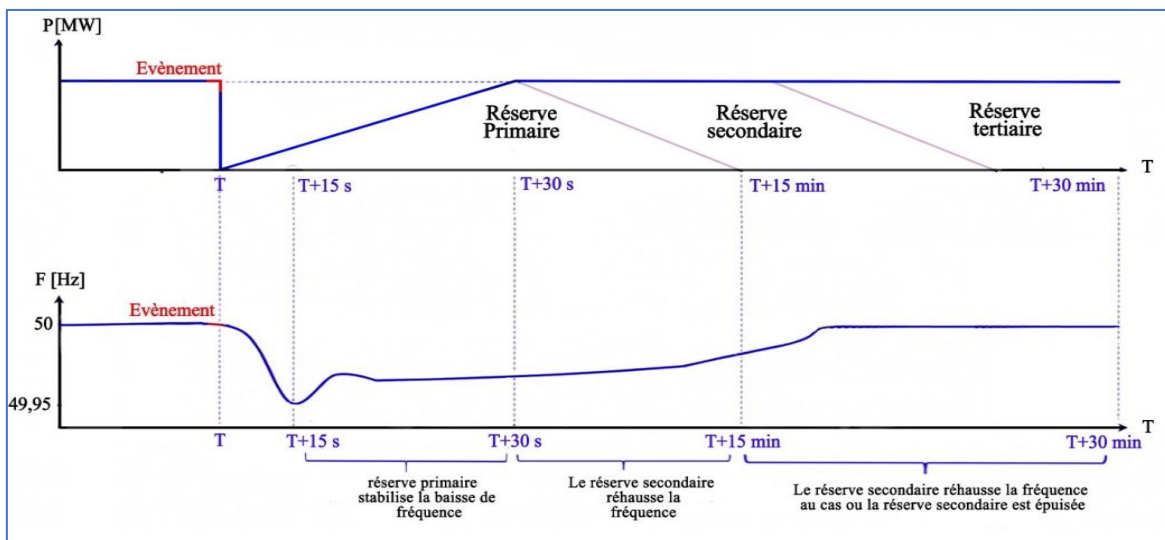
### III- REGULATION DE LA FREQUENCE DANS LE RESEAU DE TRANSPORT

La fréquence liée à la vitesse de rotation des alternateurs, est un problème intéressant l'ensemble du système électrique interconnecté. Tout déséquilibre entre la production et la consommation entraîne une variation de vitesse (déséquilibre entre le couple moteur fourni par la turbine et le couple résistant correspondant à la charge du réseau) et donc de fréquence.

La gestion du réseau transport d'électricité s'effectue par différents outils de prévision, de consommation et d'optimisation du système électrique dans le but d'équilibrer en temps réel la production avec la consommation. Ce déséquilibre se traduit par des variations de la fréquence du réseau, et ce en tout point du réseau interconnecté [25]

Lorsque la consommation tend à excéder la production d'électricité, l'énergie cinétique des rotors des machines synchrones est également épuisée, ce qui induit un ralentissement de la rotation et donc une diminution de la fréquence dans le réseau. Dans le cas inverse, lorsque la production tend à excéder la consommation d'électricité, la fréquence augmente. La fréquence ne doit pas excéder les limites, afin non seulement d'assurer le bon fonctionnement de certains matériels électriques mais également d'éviter des délestages (mettre hors service les installations des clients et distributeurs d'électricité par ordre de priorité prédéfini) ou un écroulement total du réseau (black-out) [26].

La figure III-2 présente l'évolution de P et F après un déséquilibre sur le réseau.



**Figure III-2 : Evolution de P et F après un déséquilibre sur le réseau**

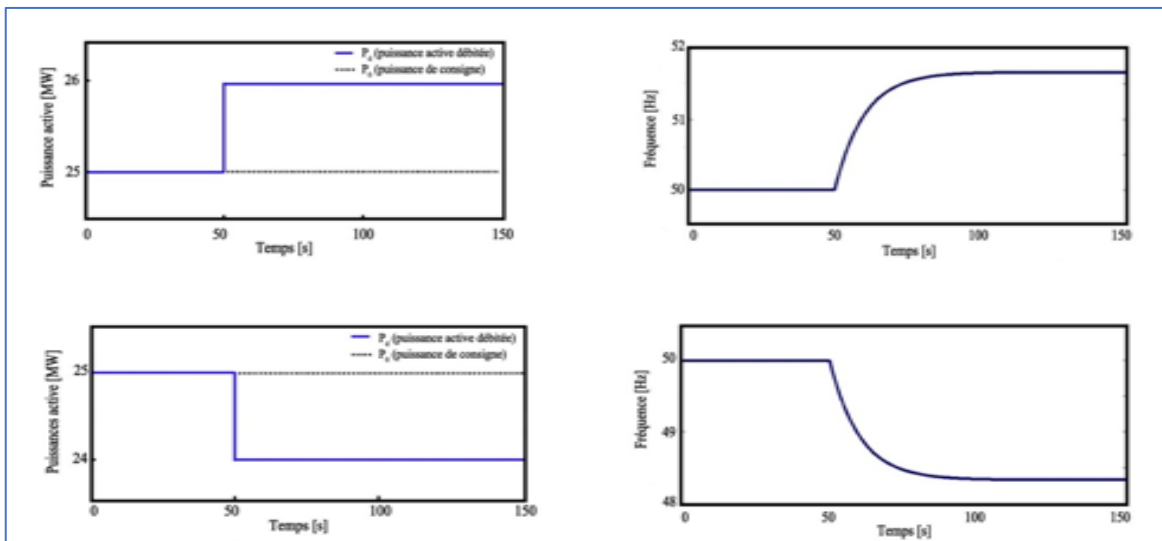
Afin de maintenir la fréquence dans une zone acceptable, le gestionnaire du réseau de transport contractualise des services système fréquence auprès des producteurs. Ces services système se caractérisent par des réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatisme (réglage primaire et secondaire) soit par l'action d'opérateurs (réglage tertiaire)[27][28].

Au niveau du système, des actions permettent de corriger la puissance produite afin d'assurer l'équilibre production- consommation et donc de garder la fréquence proche de sa valeur de référence. Elles doivent agir afin que la fréquence n'atteigne pas les seuils fréquence métriques de délestage. L'amplitude des variations de fréquence dépend de leur origine : variation de consommation, variation de production, défauts [29].

Les variations de fréquence autour de sa valeur de référence sont compensées par l'inertie de masses tournantes couplées au réseau. Pour les grandes variations il faut mettre en place plusieurs paliers de réglage suivants [30][31]:

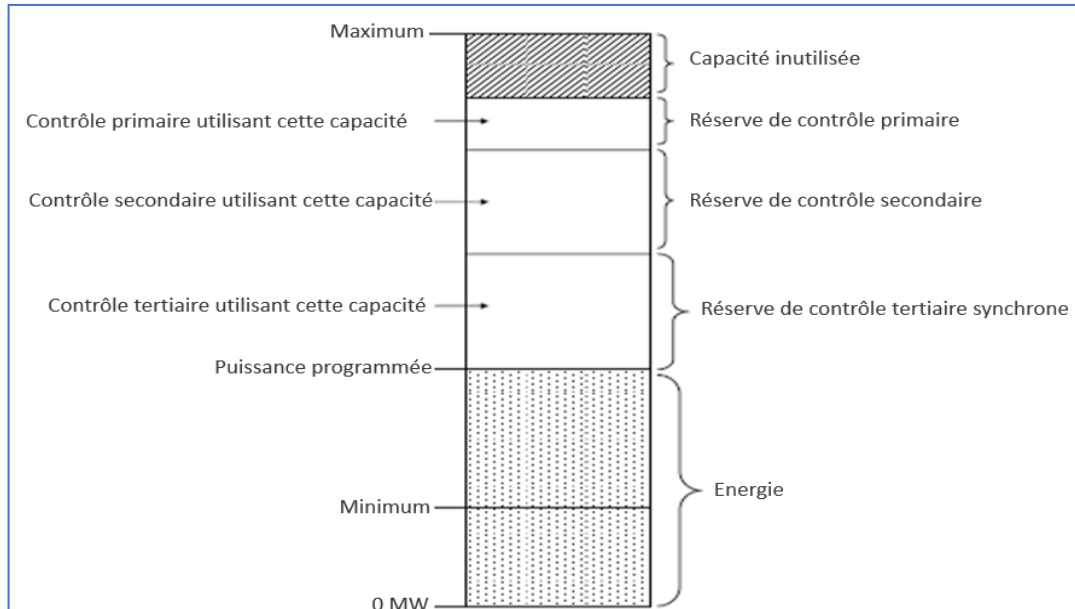
- Le réglage primaire ;
- Le réglage secondaire ;
- Le réglage tertiaire.

La figure III-3 illustre l'évolution de la fréquence des tensions en sortie d'un groupe de production en l'absence de réglage de la fréquence lors d'une hausse ou d'une baisse de la puissance.



**Figure III-3 : Evolution de la fréquence lors d'une hausse ou d'une baisse de la puissance**

Une unité de génération peut participer à chacun des trois niveaux de contrôle. En pratique, une unité de production peut fournir un seul, deux ou trois niveau de services ou aucun comme montre la figure III-4.



**Figure III-4 : Participation d'un générateur aux trois niveaux de réglage de la fréquence**

## IV- REGULATION DE LA TENSION DANS LE RESEAU DE TRANSPORT

Au même titre que la fréquence, la tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques.

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes généralisées sont liées aux cycles d'évaluation saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation alors que les variations plus rapides et locales sont liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou d'installations de production.

La tenue de la tension est aussi une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge. Par ailleurs, les tensions hautes causent le vieillissement prématuré de certains équipements de réseau tels que les transformateurs et peuvent conduire à leur destruction.

Le maintien de la tension dans des plages prédéfinies est aussi essentiel pour le bon fonctionnement des récepteurs et des générateurs des utilisateurs du réseau de transport.

La gestion de la tension des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui est constitué de trois niveaux distincts représentés en figure III-5[32].

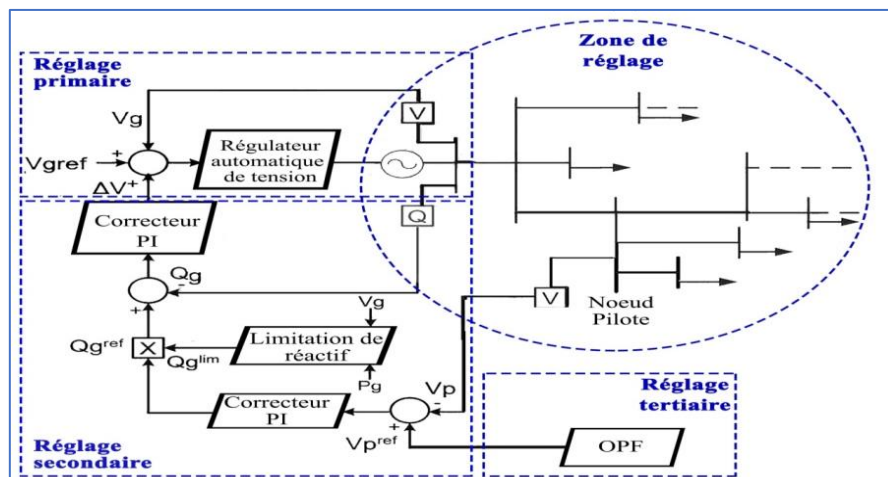


Figure III-5 : Réglage hiérarchisé de tension

- $V_g$  et  $V_g^{ref}$  sont la tension mesurée et la référence de l'alternateur ;
- $Q_g$  et  $Q_g^{ref}$  sont la puissance réactive mesurée et la référence de l'alternateur ;
- $V_p$  et  $V_p^{ref}$  sont la tension mesurée et la référence du nœud pilote.

#### 4-1 Réglage primaire de tension

C'est un réglage automatique quasi – instantané agissant sur les groupes de production. Il a pour but de réguler les grandeurs locales de tensions à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur.

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs maintiennent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Cette valeur est fixée par le gestionnaire du réseau. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous-excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence [33].

Le réglage primaire est réalisé par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter certains fournissent trop de puissance de réactive pendant que l'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent.

Le réglage primaire de la tension peut être de l'un des trois types suivants [34] :

- Type1 : réglage à puissance réactive constante au point de connexion : On réserve généralement ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de connexion au réseau de transport.
- Type2 : réglage de la tension au point de connexion  $U_{pdc}$  à une valeur  $U_{cons}$  variant linéairement en fonction de la puissance réactive  $Q$  avec une pente ajustable  $\beta$  définie par la relation :

$$U_{pdc} + \beta \times Q = U_{cons} \quad (3.1)$$

Ce type de réglage est utilisé pour certaines installations directement raccordées au réseau de transport, notamment les parcs éoliens et photovoltaïques.

- Type3 : réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne.

## 4-2 Réglage secondaire de tension

Le principe du réglage secondaire de tension consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « nœud pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone. Le réglage secondaire a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion entre chaque zone, et de maintenir la tension aux nœuds pilotes de chaque zone à sa valeur de consigne [33].

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des

actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute[33].

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs et des installations de production comportant de l'électronique de puissance, pour un réglage plus global de la tension, certains groupes ou installations de production, appelés « groupes réglant », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne de leur régulateur primaire de tension[34].

En exploitation, la participation au réglage secondaire est déterminée par l'opérateur système en fonction des critères suivants :

- Proximité électrique de l'installation par rapport à un point pilote déjà existant ;
- Intérêt de créer un nouveau point pilote en cas de point de pilote non proche ;
- Capacités réactives de l'installation pour modifier la tension du point pilote proche ;
- Capacités réactives des installations de production déjà raccordées et asservies au réglage secondaire du point pilote proche.

Il existe aujourd'hui deux types de réglage secondaire de la tension : le RST (réglage secondaire de tension) et le RSCT (réglage secondaire coordonnée de tension).

❖ Le RST:

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Celui est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone[34].

- Le RST commandé en niveau de réactif :

Un dispositif centralisé situé au centre de conduite régional élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande K, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau k correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglants de la zone. Il est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension.

- Le RST commandé en consigne de tension :

Une commande de tension, dite RST Uref, qui envoie directement aux groupes ou



installations comportant de l'électronique de puissance une consigne individuelle Uref, permettant d'élaborer la consigne applicable au régulateur primaire de tension Ucons.

Ce système est basé sur le même principe de « zones » et de « points pilotes » que le RST en niveau de réactif. Le dispositif centralisé situé au centre de conduite régional élabore toutes les 10s, pour chaque installation de production ou chaque groupe, une consigne de tension individuelle[34].

Cette consigne est élaborée de manière à maîtriser les flux de réactif entre les installations de production proches.

❖ Le RSCT :

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci avait également conduit à développer un autre système, le RSCT, capable de tenir compte de ces interactions et basé sur un fonctionnement différent de celui du RST. Le RSCT est installé actuellement uniquement dans les régions sensibles aux problèmes de tension[34].

Les RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes à des valeurs de consigne.

### **4-3 Réglage tertiaire de tension**

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB/HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires [35].

Le réglage tertiaire manuel consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sureté ;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels ;
- Minimiser les pertes et les coûts de production ;

- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un optimal power flow en tenant compte des critères précédemment cités.

#### **4-4 Contribution des installations de production au réglage de tension**

Le réglage de la tension ne peut être réalisé que dans les limites constructives des unités de production [36]. Dans le cas des alternateurs synchrones qui équipent la majorité des unités de production raccordées en HTB, ces limites correspondent à diverses contraintes physiques et dépendent des caractéristiques du transformateur de groupe. Ces contraintes physiques sont notamment :

- L'intensité maximale stator ;
- La limite de surexcitation ;
- La limite de sous-excitation ;
- La limite d'induction  $U/f$ ,
- Les tensions stator minimale et maximale admissibles en régime permanent.

Dans le cas des installations de production comportant de l'électronique de puissance (parcs éoliens, photovoltaïques) ces limites correspondent le plus souvent aux caractéristiques de l'électronique de puissance (onduleurs, ...).

Dans les deux cas, ces contraintes induisent des limites de fourniture et d'absorption de puissance réactive qui délimitent les différents diagrammes  $[U, Q] = f(P)$  de l'installation. Ces diagrammes décrivent donc le domaine dans lequel l'installation de production peut participer au réglage de la tension.

Les points de fonctionnement situés à l'intérieur de ces diagrammes sont autorisés sans limitation de durée. Les points situés en dehors de ces diagrammes sont qualifiés de fonctionnement exceptionnel dans lesquels l'alternateur ou l'installation de production comportant de l'électronique de puissance ne peut rester que pour des durées limitées, au risque de détériorations matérielles possibles.

La forme de ce domaine et ses dimensions dépendent de la structure de l'installation et des caractéristiques des générateurs qui la composent. Dans le cas le plus fréquent, celui de

l'alternateur synchrone, les diagrammes  $[U, Q]$  sont assimilables à un trapèze.

De façon constructive, un alternateur synchrone dont la tension nominale est  $U_{gn}$  peut couvrir un domaine de fonctionnement qui s'étend entre une tension haute  $U_{g+}$  et une tension basse  $U_{g-}$  en variant sa puissance réactive entre une valeur maximale d'absorption  $Q_{g-}$  et une valeur maximale de fourniture  $Q_{g+}$ , ceci à une puissance active donnée.

## V- CAUSES DE DEGRADATION DU SYSTEME ELECTRIQUE

Ils existent plusieurs facteurs qui dégradent le bon fonctionnement du système :

- Les phénomènes météorologiques comme : la foudre, la tempête, le givre qui peuvent endommager les matériels ou perturber leur fonctionnement ;
- Défaillances des équipements ;
- Acte de vandalisme sur les lignes électriques et en particulier la casse d'isolateurs ou le rejet d'un fil de fer sur les câbles électriques.

Des phénomènes suivants peuvent être survenus.

### 5-1 Surcharges en cascade

La cascade de surcharges consiste au déclenchement progressif des éléments du réseau. Ce déclenchement est provoqué par une première perturbation initiale (par exemple : Court-circuit, la perte d'un générateur, des tensions basses dans quelques nœuds, une variation brusque de charge...). La perturbation initiale induit une nouvelle répartition de charges dans le système dans laquelle, des surcharges apparaissent sur quelques composantes (lignes, transformateurs) ces surcharges donne lieu à la déconnexion des lignes et ensuite, de nouvelles surcharges sont constatées comme résultat du report de la charge de la ligne ouverte par les protections de surcharges sur d'autres lignes. Ainsi, l'ouverture des lignes par surcharges est propagée tout au long du système. Ce phénomène est aussi nommé effet domino ou château de cartes. Cette succession de déclenchement peut finalement causer la perte du système par différentes raisons finales : écroulement de tension (chute progressive de la tension), création des sous réseaux instables ou bien la perte de synchronisme[23].

Le temps d'ouverture des protections de surcharges dépend de la sévérité de la surcharge. Ainsi pour des surcharges légères, l'opérateur du système dispose d'un temps

relativement suffisant pour résoudre le problème en changeant la répartition des flux de puissances dans le système. Par contre, si la surcharge est grave, le temps du déclenchement des protections de surcharges est très court, de l'ordre de quelques secondes.

Une ligne aérienne est conçue pour fonctionner en régime normal avec des intensités inférieures aux intensités maximales admissibles. Ceci permettra aussi de réduire les pertes par effet joule. Le transit de courant supérieur de longue durée à une valeur de réglage occasionne des échauffements pouvant porter préjudice à la durée de vie des équipements y compris le câble. Pour éviter de telle situation des protections dites de surcharge sont utilisées au niveau des postes de transport. Avec ce type de protection l'ouvrage concerné ne déclenche pas intensément mais après un certain temps. Si le temps de temporisation est écoulée et le dispatcher n'a pas trouvé une solution pour soulager cet ouvrage de ligne, la protection s'active et déclenche le disjoncteur qui alimente la ligne. La charge va se répercuter sur d'autres ouvrages qui pourront alors se retrouver en surcharge aussi. C'est le phénomène de surcharge en cascade. Un tel cas peut arriver en cas de déclenchement d'une ligne de transport, ou un groupe de production, ou un transformateur de puissance ou une augmentation de la demande qui entraîne une surcharge sur une partie du réseau électrique.

### **5-2 Ecoulement de tension**

La cause initiale de l'écoulement de tension est l'absence d'énergie réactive dans le réseau. La chute de tension dans certains nœuds du système au-dessous d'un niveau de tension dit critique, implique une descente progressive de la tension qui finit par provoquer le déclenchement des protections de générateurs, des surcharges dans les lignes ou la perte de synchronisme de quelque générateur[23] [37]. La dynamique de tension varie de l'ordre de la minute à quelques minutes.

#### **i) Causes et conséquences**

Le contrôle de la tension en tout point du système électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct des matériels, garantir le bon fonctionnement global du système et éviter l'apparition de phénomènes du type écoulement de tension. La tension est donc réglée à partir de sources de puissance réactive (groupes, condensateurs, etc.) réparties sur le réseau.

Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, d'un événement du type déclenchement d'ouvrages de transport ou de groupes, ou encore en cas d'évolution imprévue de la consommation. L'importation de la puissance réactive manquante à partir des zones voisines provoque des chutes de tension importantes sur le réseau à haute tension (HTB), les mesures de correction du phénomène dans une zone donnée pouvant conduire à son extension sur les zones adjacentes.

Au dessous d'un certain niveau bas de tension, appelé « tension critique », on se heurte à des problèmes de limite de puissance active transmissible qui, si aucune mesure n'est prise, conduisent à l'écroulement du plan de tension.

## ii) **La prévention et les remèdes**

### ❖ La prévention :

Pour prévenir l'écroulement de tension, il convient, en premier lieu, de bien dimensionner les moyens de compensation de l'énergie réactive et les ouvrages du réseau afin de disposer des réserves nécessaires et suffisantes et de pouvoir les acheminer. En second lieu, il est indispensable de disposer de sources de puissance réactive capables, en cas de besoin, de fournir celle-ci avec le niveau de performance attendu. Les dispositions prises concernent les plans de démarrage des groupes sous l'angle de leur capacité de production réactive, l'enclenchement des moyens de compensation du réseau (condensateurs et/ou réactances), l'utilisation des compensateurs synchrones et autres dispositifs. Enfin, il faut pouvoir mobiliser de manière efficace les réserves de puissance réactive ainsi constituées, ce qui suppose de disposer de systèmes de réglage de la tension fiables et opérationnels ainsi que de dispositifs de commande des moyens de compensation performants.

### ❖ La surveillance :

Elle consiste essentiellement à surveiller et maîtriser le plan de tension en régime normal. Le contrôle de la tension en régime normal est obtenu par une succession de trois niveaux de commande ayant des constantes de temps échelonnées et permettant de mobiliser les réserves réactives sur des zones de plus en plus étendues. Les deux premiers réglages (réglages primaire et secondaire) sont automatiques, le réglage tertiaire est manuel.

### 5-3 Déviation de la fréquence

La déviation de la fréquence est le résultat d'un déséquilibre entre la puissance générée et la puissance consommée. Les déviations en fréquence sont la conséquence d'une variation dans la charge ou dans la génération. A fin de limiter les déviations en fréquence, le système compte avec les réserves d'énergie (réserves primaire, secondaire et tertiaire) pour garder la fréquence dans l'intervalle des valeurs normales. Les solutions à une déviation de fréquence sont : le déléstage de charges intentionnel ou non intentionnel et l'incrément de la puissance produite (réserves, unités de secours). La dynamique de la fréquence est très rapide (de l'ordre de la seconde)[23] [37].

### 5-4 Rupture de synchronisme

En état normal de fonctionnement, toutes les machines tournent en synchrones, par contre, suite à certaines perturbations, quelques machines synchrones peuvent subir une grande variation d'angle interne donc, suivre une variation de vitesse provoquant la perte du synchronisme de la machine.

Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement en modifiant les prises de transformateurs réglables et en modulant la production ou l'absorption de puissance réactive des différents dispositifs du réseau tels que les compensateurs synchrones ou statiques[23] [37].

## VI- STABILITE – REGULATION DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION

Les réseaux de distribution sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50kv, dans le domaine de HTA et de la BTA. Au Maroc la tension nominale en moyenne tension est de 22kv et la tension nominale en basse tension est de 400v (triphase).

Les réseaux de distribution sont exploités en réseau radial. Des schémas et consignes d'exploitations entre les lignes MT issues des postes sources sont prévus afin de permettre d'assurer la maintenance du réseau et équipements et de minimiser les coupures sur les clients.

Chaque poste source est alimenté par un ou plusieurs lignes 60kv. Le poste est constitué d'un jeu de barres 60kv, connecté à une ou plusieurs arrivées HTB, alimente un ou deux transformateurs HTB/HTA. Coté HTA, un jeu de barres alimente les différents départs MT

du réseau de distribution. Les lignes MT du réseau sont dimensionnées en fonction des puissances transitées et le maintien de la tension dans les limites définies. Le schéma de la figure III-6 présente le schéma classique d'un poste source.

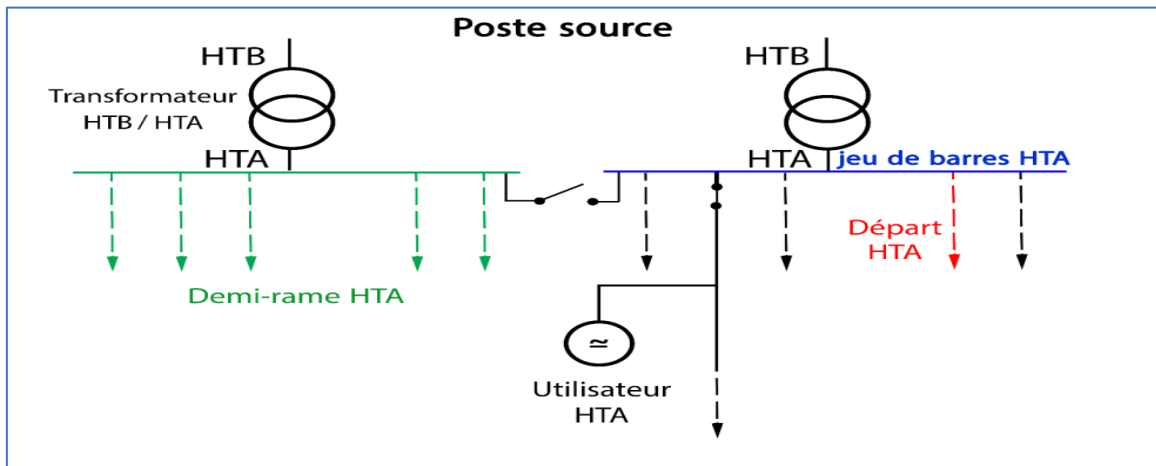


Figure III-6 : Structure d'un poste source 60/22 kV au Maroc.

## 6-1 Stabilité du réseau de distribution

Jusqu'à maintenant, les problèmes de stabilité affectaient uniquement les réseaux de transport ; les réseaux de distribution en raison de leur caractère de circuits électriques passifs en étaient pratiquement exempts. Cela ne sera plus le cas avec l'intégration dans les réseaux de distribution d'un taux appréciable de production décentralisé. Les problèmes de stabilité angulaire et de stabilité de la tension et même de stabilité en fréquence pour les fonctionnements en réseau isolé seront à prendre sérieusement en compte dans l'avenir.

## 6-2 Régulation de tension dans le réseau de distribution

### 6-2-1 Structure historique du réglage de tension

Les structures des réseaux de transport et de distribution étant historiquement différentes, l'organisation du réglage de tension l'est aussi. Les différents moyens de réglage de la tension ont été conçus avant l'insertion de la production décentralisée.

Actuellement, et sans production décentralisée raccordée au réseau de distribution, la régulation de la tension dans les réseaux de distribution est relativement plus simple. Le gestionnaire de réseau ne peut piloter que la tension au jeu de barres HTA à l'aide du régleur en charge et compenser comme montre la figure III-7, avec les bancs de condensateurs, la puissance réactive prélevée sur le réseau HTB amont pour limiter la

chute de tension dans le réseau MT.

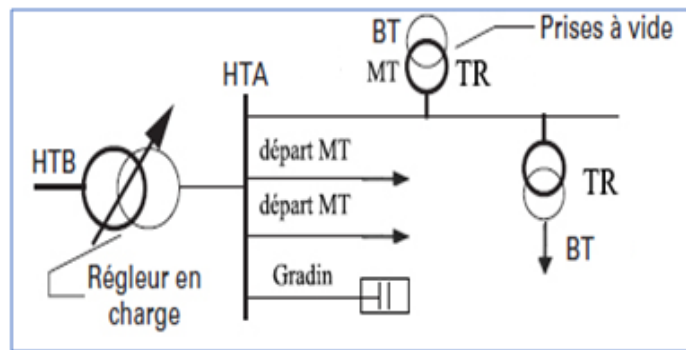


Figure III-7 : Régleur en charge

### 6-2-2 Régleur en charge du transformateur HTB/HTA

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. La figure III-8 montre les deux types de régleurs en charge existants :

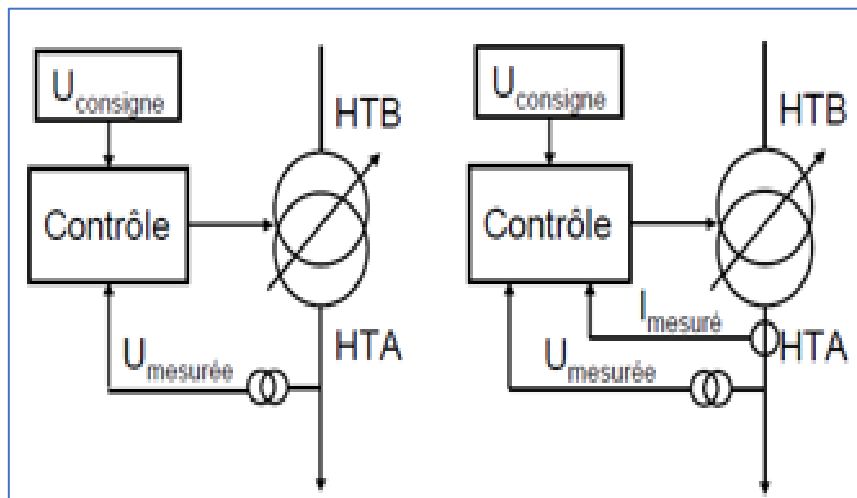


Figure III-8 : Deux types de régleurs en charge existants

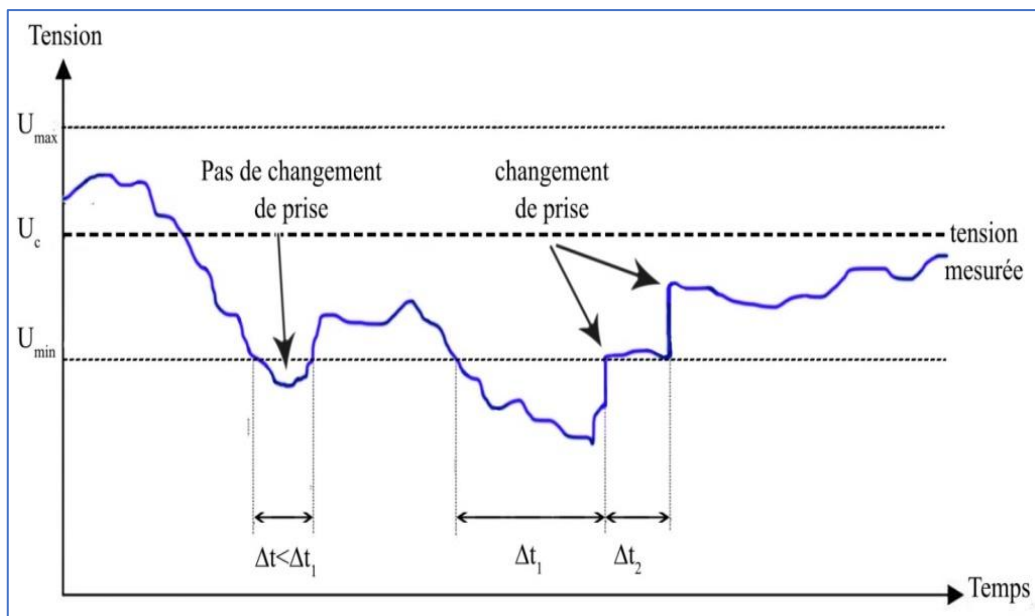
Un régleur en charge peut être avec ou sans compondage. Le régleur en charge sans compondage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée ( $U_{\text{consigne}}$ ). Ainsi si la tension du secondaire dépasse les limites fixées pendant un temps supérieur à  $T_{\text{min}}$  (généralement de 60s), le changement de prise s'opère. Si un changement



de prise n'est pas suffisant un deuxième suit après un temps plus court  $T_{pmin}$  (avec  $T_{pmin} < T_{min}$ ).

Le régleur en charge (On-Load Tap Changer ou OLTC) du transformateur est un système électromécanique qui permet d'ajuster le rapport de transformation en ajoutant, ou retranchant, quelques spires de réglage en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Cet ajustement peut être réalisé en charge. Les régleurs en charge permettent de stabiliser le réseau en maintenant une tension quasi-constante. Le régleur en charge installé au transformateur HTB/HTA est le moyen de réglage de la tension le plus utilisé dans le réseau de distribution HTA. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barre HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont [35] [38].

Le fonctionnement dynamique du régleur en charge s'illustre par la figure III-9 [38]. Si la tension mesurée dépasse le seuil de plage admissible, le premier changement de prise se fait avec un retard  $\Delta t_1$  d'une minute, pour éviter des manœuvres excessives non-nécessaires due aux fluctuations transitoires lors de la connexion ou déconnexion des charges importantes. Dès que le premier changement a lieu, le retard  $\Delta t_2$  est réduit à 10s pour les changements de prise suivants si nécessaire.



**Figure III-9 : Dynamique du régleur en charge**

Le régleur en charge permet de tenir la tension dans une plage prédéfinie autour de la consigne de tension :

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max} \quad (3.2)$$

$$U_{\min} = U_c - \frac{DB}{2} \quad (3.3)$$

$$U_{\max} = U_c + \frac{DB}{2} \quad (3.4)$$

Où  $DB$  est le Dead-Band,  $U_c$  est la consigne de tension.

Le régleur en charge avec compoundage fonctionne quasiment de la même façon, une mesure de courant est ajoutée. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compoundage. Ceci permet d’avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l’état de charge du réseau aval. L’introduction de cette résistance permet d’estimer la chute de tension en un point du réseau [39].

Le circuit électrique du compoundage est représenté en figure III-10. La technique de compoundage augmente le niveau de tension au jeu de barre en tenant compte de la chute de tension le long du départ. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau éloigné du poste de source en situation critique.

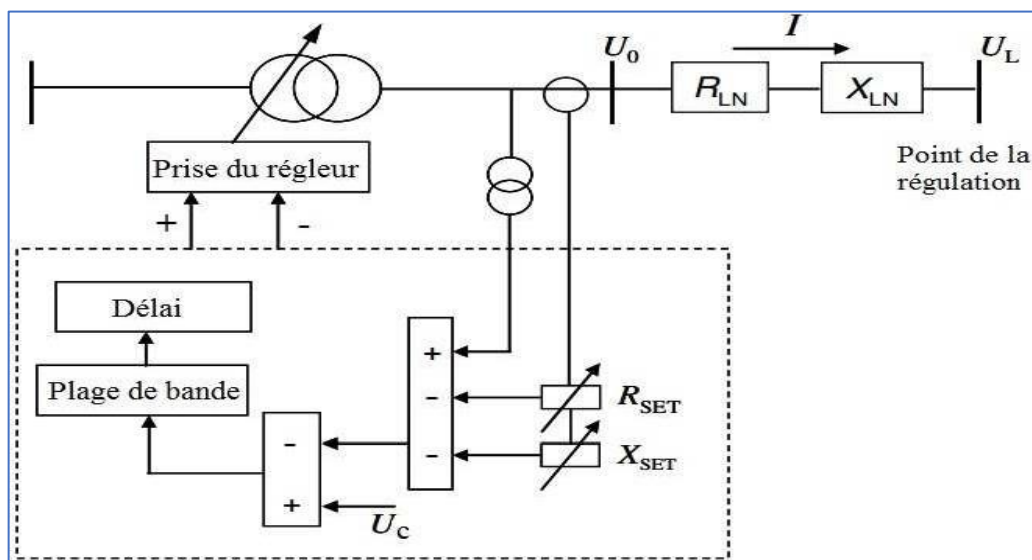


Figure III-10 : Dynamique du régleur en charge.

La tension  $U_L$  au point de la régulation et la déviation de tension  $U_{dev}$  sont données par les équations suivantes :

$$U_L = U_0 - I \cdot (R_{LN} \cos \varphi + X_{LN} \sin \varphi) \quad (3.5)$$

$$U_{dev} = U_C - U_L \quad (3.6)$$

Où  $U_0$  et  $I$  sont respectivement la mesure de tension et de courant au jeu de barre,  $R_{LN} + jX_{LN}$  est le modèle pour l'impédance de la ligne,  $\cos(\varphi)$  est le facteur de puissance des charges,  $U_C$  est la consigne de tensions, en réglant bien la valeur de rhéostat  $R_{SET}$  et  $X_{SET}$ .

### 6-2-3 Prises à vide du transformateur MT/BT :

Généralement, les transformateurs MT/BT sont munis des prises en nombre de 3 (0, 1,2). Le changement manuel des prises des transformateurs HTA/BT est également une solution existante pour augmenter ou diminuer la tension dans un endroit bien identifié. Cette intervention peut être réalisée soit pendant l'arrivée de la période d'été soit lors de l'arrivée de la période d'hiver où la demande de puissance chute par rapport à la période d'été. Cette solution n'est pas adaptée aux variations fréquentes de tension dans le réseau de distribution.

### 6-2-4 Batteries condensateurs

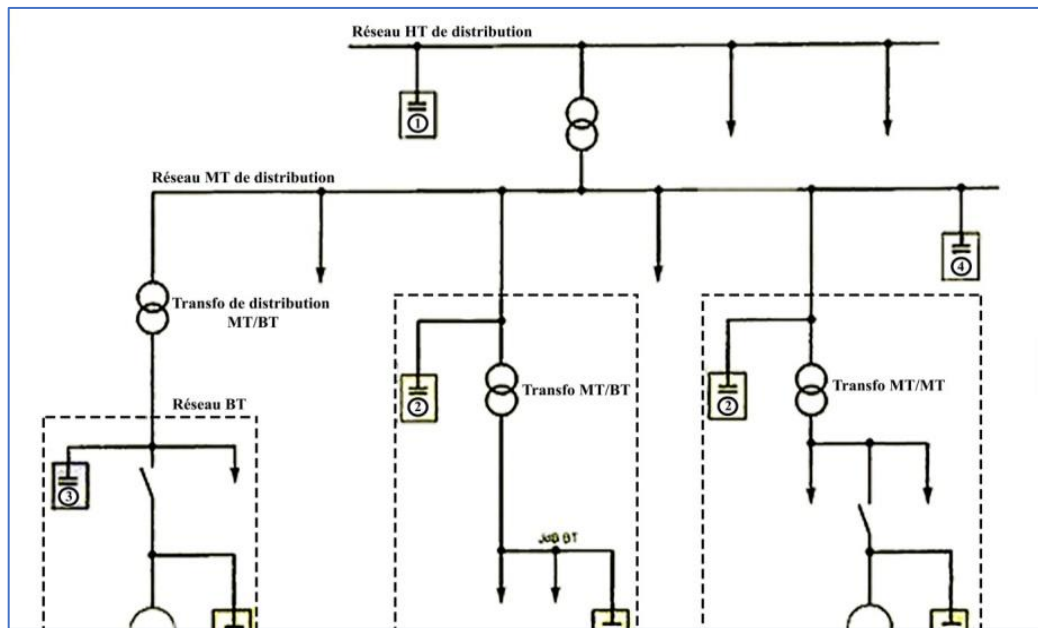
La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques sur le choix des matériels, le fonctionnement des réseaux et par conséquent des incidences économiques.

La circulation de l'énergie réactive sur les réseaux électriques de transport et distribution entraîne :

- Des surcharges au niveau des transformateurs ;
- Des chutes de tension en bout de ligne ;
- L'échauffement des câbles des lignes, par conséquent des pertes d'énergie active ;
- Le surdimensionnement des protections lié aux harmoniques ;

le mode de compensation dépend du plan de tension adapté. Au Maroc, le gestionnaire de réseau installe des batteries condensateurs (gradins) au niveau des postes 60/22kv et aux niveaux des postes MT/BT et des postes clients MT( batteries fixes).

La figure III-11 montre l'emplacement des batteries condensateurs sur le réseau de distribution du Maroc:



**Figure III-11 : Emplacement des batteries condensateurs sur le réseau de distribution**

❖ Aux postes sources :

Les bancs de condensateur installés au poste source permettent d'injecter la puissance réactive au jeu de barre. La puissance réactive injectée est exprimée par l'équation :

$$Q_C = Q_N \cdot U^2 \quad (3.7)$$

Où  $Q_c$  est la puissance réactive injectée par le condensateur en MVar,  $Q_N$  est la valeur nominale du condensateur en MVar.

La puissance réactive injectée par le condensateur est capable de compenser la puissance réactive transférée via le transformateur et donc réduire le transit de puissance réactive depuis le réseau amont. La compensation par les bancs de condensateurs permet d'améliorer le facteur de puissance vis-à-vis du réseau de transport et donc d'y réduire les chutes de tension. Cela permet aussi de diminuer les pertes actives du réseau de transport puisqu'il y a moins de transits de courant.

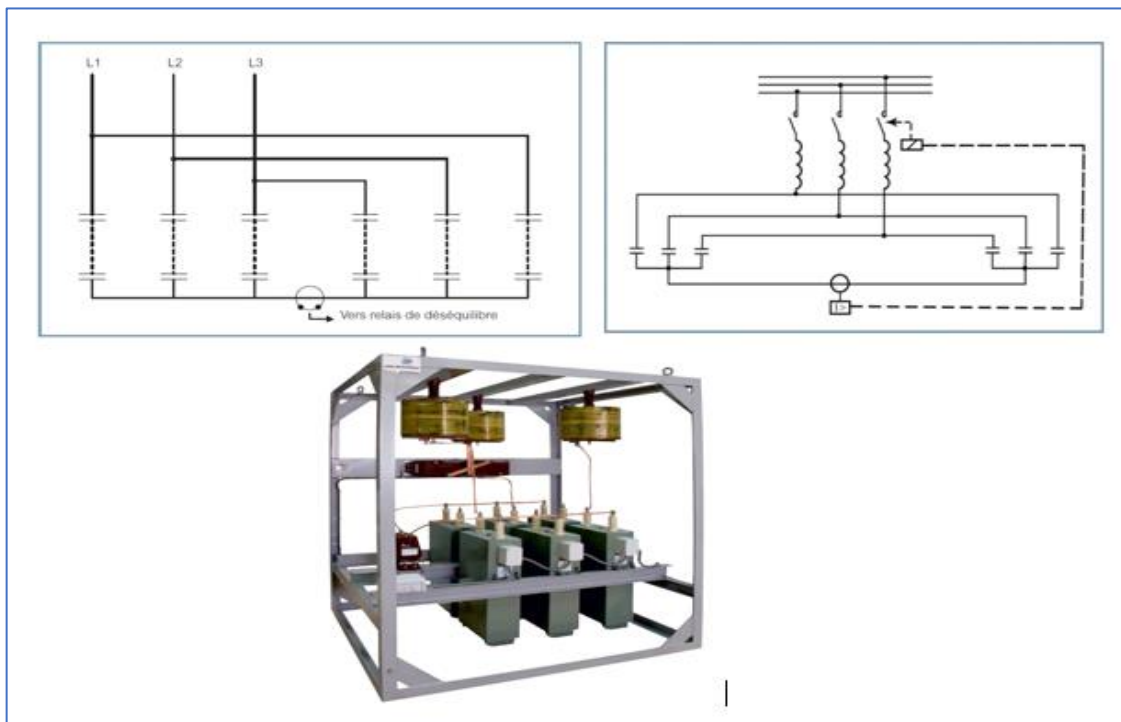
Les condensateurs sont des moyens de compensation et non de pilotage de la tension. De ce fait, le condensateur seul n'est pas un moyen fiable pour répondre à une variation rapide du profil de tension due au caractère intermittent de la production décentralisée [35].

Les bancs de condensateurs sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Le but est de compenser la somme de puissance réactive

absorbée par le réseau MT et par le transformateur HTB/HTA. Ainsi, Le banc de condensateur permet de compenser cette puissance réactive consommée en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10min. En règle générale.

Dans les postes sources HTB/HTA, on utilise principalement des gradins de 7.2 MVAR, 2\*3.6 MVAR, 3\*1.5 MVAR.

La figure III-12 montre les modes de couplage et montages des gradins les plus utilisés :



**Figure III-12 : Modes de couplage et montages des gradins**

❖ Aux postes MT/BT de distribution :

L'installation des moyens de compensation aux bornes aval d'un transformateur MT/BT surchargé permet de dégager une réserve de puissance utilisable pour une extension éventuelle de l'installation sans avoir à changer le transformateur et ainsi de différer un investissement important.

❖ Aux postes clients MT :

Les condensateurs MT permettent de compenser la consommation d'énergie réactive. Compenser la consommation d'énergie, cela permet de rentabiliser rapidement l'installation électrique par la réduction des facteurs mensuels de consommation

d'électricité car la facturation d'électricité dépend aussi de la quantité d'énergie réactive consommée par l'installation.

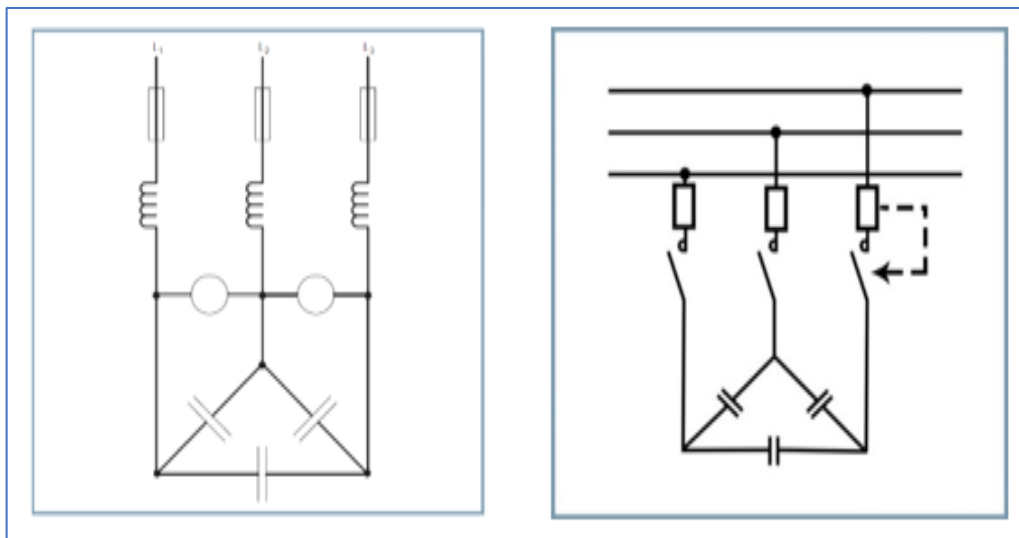
Le montant à payer par chaque client Moyenne tension pour ses consommations mensuelles d'électricité est la somme des redevances calculées en fonction des éléments suivants :

- $C_{HPL}$  : Consommation pendant les heures pleines.
- $C_{HP}$  : Consommation pendant les heures de pointes.
- $C_{HC}$  : Consommation pendant les heures creuses.
- $prix_{HPL}$  : Prix de KWH pendant les heures pleines.
- $prix_{HP}$  : Prix de KWH pendant les heures de pointes.
- $Prix_{HC}$  : Prix de KWH pendant les heures creuses.
- RPS : Redevance de puissance souscrite.
- RDPS : Redevance de dépassement de puissance souscrite.
- Rcomptage : Redevance de comptage.
- $Majcos(\varphi)$  : Majoration  $\cos(\varphi)$  due au mauvais  $\cos(\varphi)$  (pénalité).
- Min non atteint : Minimum non atteint calculé annuellement si la consommation n'a pas atteint le minimum.

L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages technico-économiques :

- En supprimant les pénalités du au mauvais  $\cos(\varphi)$  ;
- En évitant de surdimensionner l'installation (transformateurs, disjoncteurs, câbles..).
- Une réduction de la puissance souscrite en KVA ;
- Augmentation de la puissance disponible du transformateur.

La figure III-13 montre les modes de couplage les plus utilisés :



**Figure III-13 : Modes de couplage des BC dans un poste MT/BT**

En résumé, le tableau III-1 présente les différents moyens existants sur les réseaux de distribution Marocain pour régler la tension :

Levier	Réglage dynamique	Action sur	Départs indépendants	Emplacement	Réseaux concernés	Objectifs
Régleur en charge	✓	U		Poste source	HTA	Découpler Ujdb des variations de la tension sur le réseau de transport
Bancs de condensateurs	✓	Q		<ul style="list-style-type: none"> <li>Poste source.</li> <li>Poste MT/BT.</li> </ul>	HTA	Compenser la puissance réactive consommée par les départs de distribution MT
Rapport de transformation des postes de distribution MT/BT		U		Postes de distribution MT/BT	BT	Agir sur les prises à vide pour augmenter la tension à la sortie.
Renforcement		R et X	✓	Au choix	HTA et BT	Augmenter l'impédance du réseau pour améliorer la chute de tension

**Tableau III-1 : Moyens existants sur le réseau de distribution pour régler la tension**

## VII- EXPLOITATION OPTIMALE DES RESEAUX

Les contraintes de gestion des deux types de réseaux (réseau de transport et réseau de distribution) étant différentes. La stabilisation de la tension sur le réseau de transport est assurée par le réglage de l'énergie réactive. Ceci n'étant pas possible pour le réseau de distribution (hormis pour les clients MT reliés au réseau de distribution MT qui sont incités à minimiser la consommation d'énergie réactive par la tarification), il utilise des transformateurs à rapport variable en charge pour contrôler localement la tension. Au Maroc, ces transformateurs à réglage en charge se situent principalement dans les postes sources reliant la haute tension (63kV) à la moyenne tension (22kV). Les transformateurs MT/BT disposent aussi d'une possibilité de réglage, mais manuelle et hors charge. L'objectif principal du réglage en charge au niveau du poste source est de maintenir le réseau moyenne tension dans la plage de tension contractuelle (tension nominale +/- 5%) pour l'ensemble des charges. L'ensemble du réseau de transport du Maroc est piloté par un dispatching national. Les protections disposées sur ce réseau sont adaptées à la structure maillée (protections de distance sur les lignes et protections différentielles dans les postes). Les dispatchings régionaux gèrent les réseaux MT. Leur rôle est d'assurer l'équilibrage entre consommation et production selon un plan préétabli.

Que ce soit sur les réseaux de distribution ou de transport, la tenue de la tension permet d'optimiser leur fonctionnement et donc de réduire les coûts de maintenance et les coûts d'exploitation.

### **7-1 Chutes de tension et pertes Joule**

Une ligne électrique peut être modélisée par une impédance  $R, X$  dans le cas de lignes courtes, toutefois, pour des lignes longues, il est nécessaire de tenir compte des effets de propagation.

Une ligne triphasée en régime équilibré peut être décrite par un modèle monophasé équivalent dit modèle en  $\Pi$ . Ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux [73,74]. Le modèle est représenté sur les figures III-14 et III-15 suivantes.



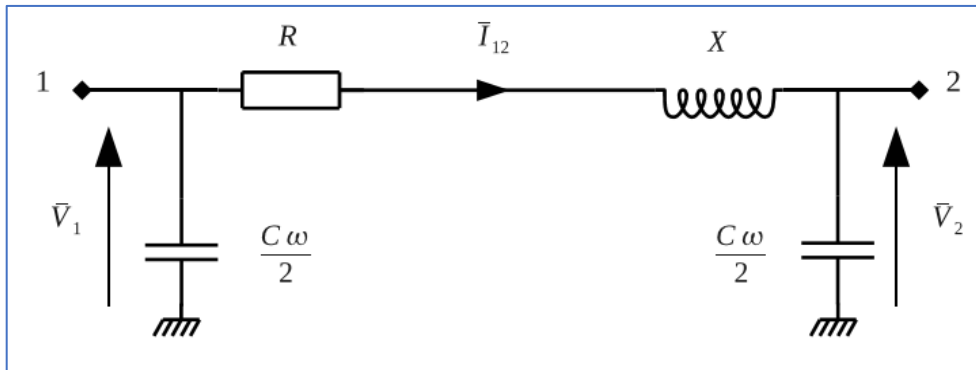


Figure III-14 : Modèle monophasé en II d'une ligne électrique triphasée

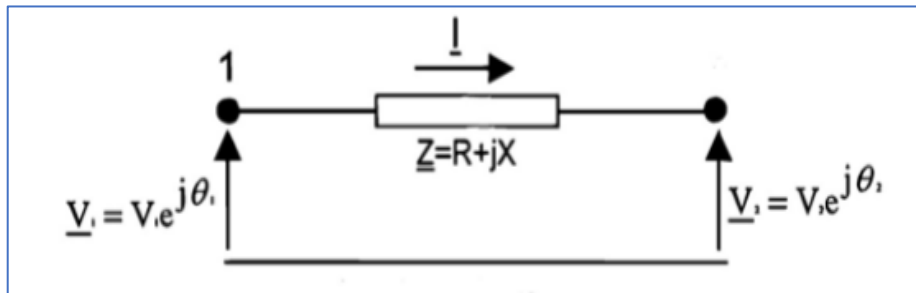


Figure III-15 : Modèle simplifié d'une ligne électrique triphasée

Le diagramme de Fresnel reliant les diverses grandeurs du système est présenté sur les figures III-16 et III-17 suivantes.

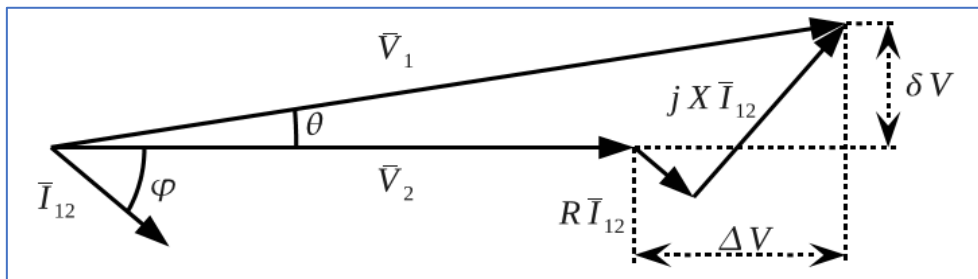


Figure III-16 : Diagramme de Fresnel du modèle en II.

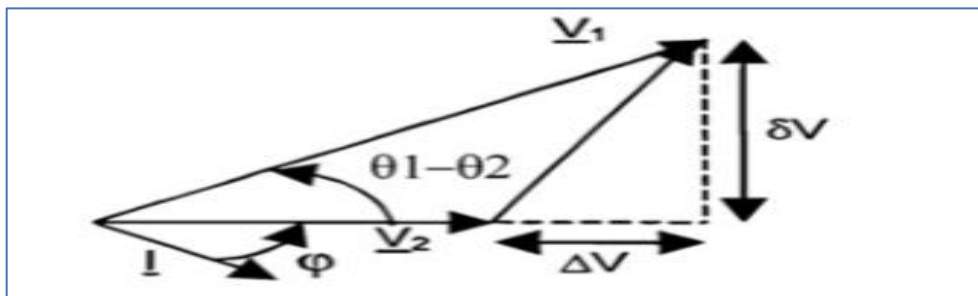


Figure III-17 : Représentation simplifiée d'une ligne

Les tensions aux points 1 et 2 sont définies respectivement par :

$$\underline{V}_1 = V_1 \exp(j\theta_1) \quad (3.8)$$

$$\underline{V}_2 = V_2 \exp(j\theta_2) \quad (3.9)$$

Dans le cas général, l'expression de la puissance et de l'énergie réactive transmises au nœud 2 est donnée par :

$$P_2 = V_1 V_2 \frac{\sin(\theta_1 - \theta_2)}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)} \quad (3.10)$$

$$Q_2 = V_2 \cdot \frac{(V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2 \cos(\beta L))}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)} \quad (3.11)$$

Avec :

$$Z_0 \text{ est l'impédance caractéristique de la ligne : } Z_0 = \sqrt{\frac{1}{c}}$$

L et c sont les constantes linéiques, L est sa longueur et  $\beta$  sa constante de phase définie par :  $\beta = \omega \sqrt{LC}$ .

Dans le cas de lignes courtes, le terme  $Z_0 \cdot \sin(\beta L)$  peut se développer au premier ordre.

Les expressions de P2 et Q2 deviennent :

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) \quad (3.12)$$

$$Q_2 = \frac{V_2 \cdot V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2^2}{X} \quad (3.13)$$

La chute de tension complexe  $\Delta V$  est donnée comme suit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP_{12} + XQ_{12}}{V_1} + \frac{XP_{12} - RQ_{12}}{V_1} \quad (3.14)$$

Les termes  $\delta V$  et  $\Delta V$  s'écrivent alors :

$$\begin{cases} \partial V = L(\Delta \bar{V}) = \frac{XP_t - RQ_t}{V_2} \\ \Delta V = R(\Delta \bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \end{cases} \quad (3.15)$$

En négligeant le déphasage  $\delta$  entre les tensions V 1 et V 2, dans le cas d'un réseau peu chargé (hypothèse de Kapp), le module de la chute de tension devient égal à sa partie réelle, soit :

$$|\Delta \bar{V}| = R(\Delta \bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \quad (3.16)$$

La chute de tension est alors directement fonction des puissances transitant dans la ligne et de la tension nominale du réseau. Un plan de tension élevé permet donc de réduire les chutes de tension le long des lignes.

Par ailleurs les pertes Joule PJ et les chutes de tension peuvent s'écrire suivant les

équations suivantes :

$$P_j = R \frac{P_t^2 + Q_t^2}{V_2^2} \quad (3.17)$$

Et par :

$$\Delta V \approx \frac{R \cdot P_2}{V_2} \quad \text{si } X \ll R \quad (3.18)$$

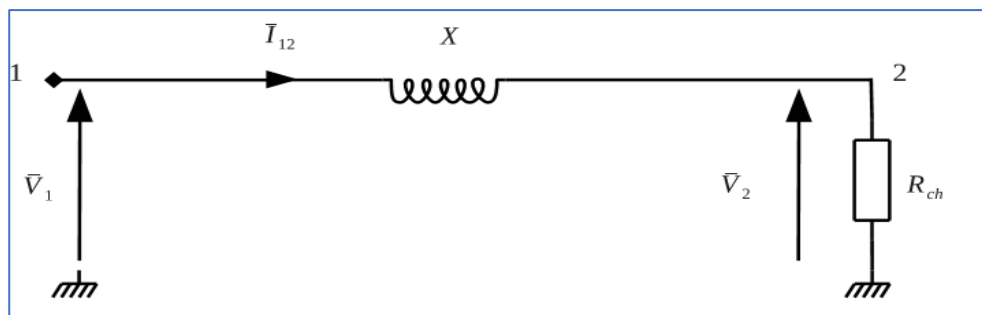
$$\Delta V \approx \frac{x \cdot Q_2}{V_2} \quad \text{si } R \ll X \quad (3.19)$$

En général, pour le réseau de transport, on a  $R \ll X$ , et on constate donc que la variation de tension dépend des variations de l'énergie réactive et de la réactance de la ligne. D'où l'importance de contrôler cette grandeur.

Pour le réseau de distribution on a  $R \gg x$  et on constate que la variation de tension dépend de la circulation de la puissance active.

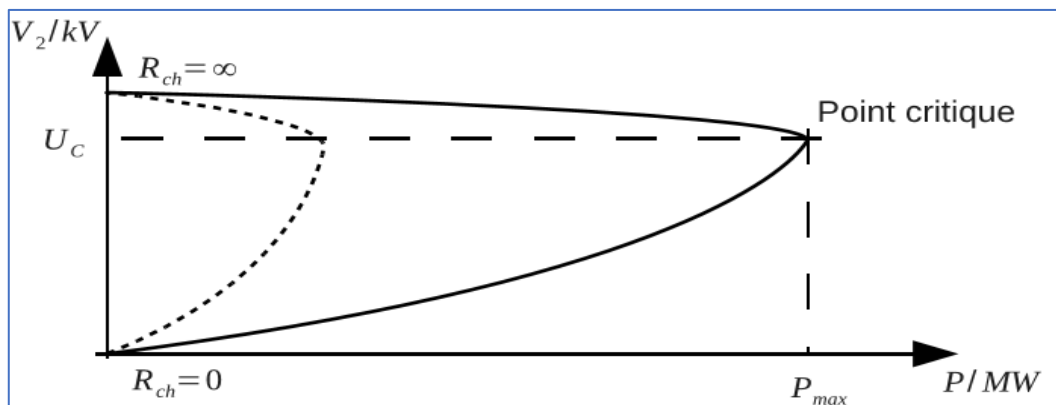
## 7-2 Puissance Transmissible

Dans un réseau de transport, la limite de puissance transmissible dans les lignes dépend directement de la tension ( $X \gg R$ ). Le schéma III-18 illustre l'exemple d'une ligne aérienne dont la résistance est négligeable devant sa réactance inductive et suffisamment chargée pour que les effets capacitifs puissent être négligés.



**Figure III-18 : Modèle de la ligne simplifiée avec charge résistive**

La tension  $V_1$  étant supposée constante, à mesure que la charge augmente (c'est-à-dire lorsque la valeur de  $R_{ch}$  diminue), la tension  $V_2$  diminue tandis que la puissance transmise à la charge commence par augmenter, passe par un maximum puis finit par diminuer. Ce phénomène est illustré sur la figure III-19 [75].



**Figure III-19 : Évolution de la puissance transmissible maximale**

Le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale est appelé point critique. Cette puissance maximale transmissible à une charge depuis une source de tension s'écrit de façon générale :

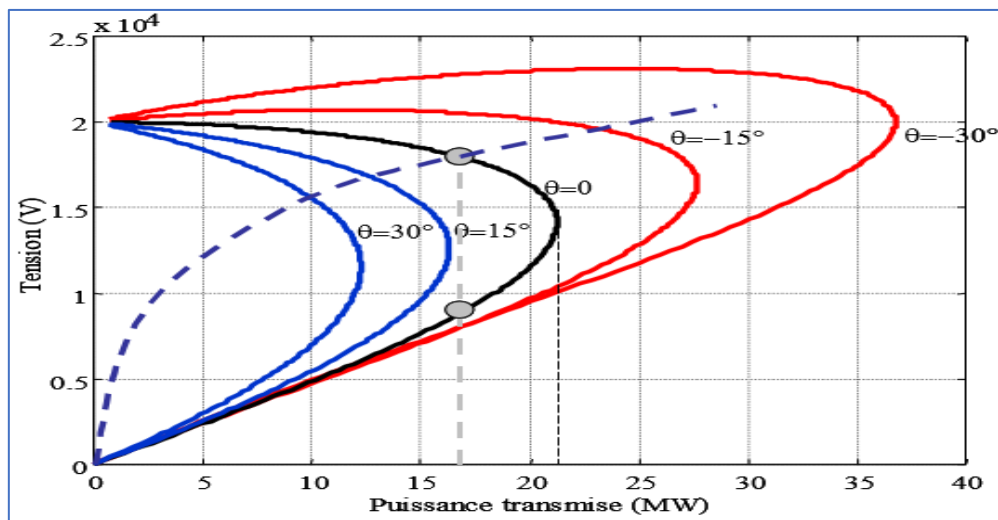
$$P_{max} = \frac{V_1^2}{Z} \frac{\cos\phi}{2(1+\cos(\beta-\phi))} \quad (3.20)$$

Avec :

- Z est l'impédance de la ligne ;
- $\phi$  est le déphasage introduit par la charge ;
- $\beta$  est le déphasage introduit par la ligne.

L'expression de Pmax montre que plus la tension d'exploitation du réseau V1 est haute, plus la puissance transmissible n'est importante. De même, plus l'impédance Z du réseau est faible, plus la puissance transmissible est grande. Aussi, il est attirant de remarquer que plus  $\phi$  diminue, plus la puissance transmissible augmente. La diminution de la valeur de  $\phi$  est réalisée en compensant la production de puissance réactive Q2 consommée par la charge en utilisant par exemple des condensateurs aux postes sources et ou aux postes MT /BT. La puissance réactive voyage très mal sur les réseaux, elle crée donc des chutes de tension. Il est nécessaire d'en produire localement pour compenser les charges inductives et les chutes de tension.

À V1 constant et pour différents facteurs de puissance, on peut représenter, comme indiquée sur la figure III-20, la tension V2 en fonction de la puissance.



**Figure III-20 : Evolution de la tension de ligne en fonction de la puissance**

On remarque donc une limite de puissance transmissible et deux valeurs possibles de tension à puissance donnée dont une la valeur la plus élevée correspond à un fonctionnement stable. Cette caractéristique permet d'expliquer l'effondrement de la tension lors d'un accroissement intempestif de charge dû principalement par le transit de puissance imprévu, perte de production locale, défaut sur une ligne électrique ...).

Ce phénomène d'écroulement peut se comprendre à plusieurs égards :

- Présence de charges actives qui sont régulées en puissance, donc qui compensent une baisse de tension par une augmentation du courant appelé, donc qui amplifient de façon divergente une baisse de tension (vu du réseau de transport, les postes sources agissent dans ce sens lorsqu'ils cherchent à maintenir le niveau de tension nominal sur le réseau de distribution). Les régleurs en charge des transformateurs risquent de favoriser les écroulements de tension si des précautions ne sont pas prises. En effet, lorsqu'ils détectent une tension basse du côté des charges, ils provoquent des changements de prise jusqu'à retrouver la tension de consigne souhaitée. Ceci conduit à augmenter les courants dans les lignes côté HT et à accroître les chutes de tension, en rapprochant toujours plus le point de fonctionnement du système du point critique caractérisant l'écroulement de tension.
- Présence de protections qui déclenchent lorsque la tension diminue (minimum de tension), ce qui introduit des variations de charges de fortes amplitudes (séparations de zones par exemple), et rend le système instable.

La notion de charge active est importante : une charge passive non dotée de protection à minimum de tension peut avoir un point de fonctionnement « stable » dans la branche inférieure de la figure III.20. Celle-ci montre aussi un problème introduit par les FACTS pour augmenter les capacités de transit de puissance par une ligne : au point de connexion de l'injecteur de puissance réactive (milieu de ligne en général), la tension correspondant à la limite de puissance transmise est rehaussée et peut avoir une valeur compatible avec la tension normale de fonctionnement. Il peut donc devenir difficile de détecter une situation de transit critique.

➤ Autres limitations pour le transit d'une ligne

L'effet capacitif de la ligne dérive du courant entre phases ou à la terre, cette limitation s'exprime par l'existence d'une longueur critique :

$$I_{crit} = \frac{I_n}{V_n.C.\omega} = \frac{S_n}{3.C.\omega.V_n} \quad (3.21)$$

Lorsque la longueur de la ligne augmente, sa capacité également. A vide, la tension d'extrémité s'élève et risque de mettre en danger les équipements qui y sont connectés, d'où également l'existence d'une longueur critique en tension déterminée par la tension maximale admissible  $V_{max}$  :

$$I_{crit} = \frac{\text{artg}\left(\sqrt{\left(\frac{V_{max}}{V_n}\right)^2 - 1}\right)}{w\sqrt{lc}} \quad (3.22)$$

En résumé, un plan de tension élevé réduira les pertes Joule dans les lignes. Le réglage de tension permet donc d'assurer le respect le plan de tension des réseaux et ainsi de diminuer les chutes de tension et les pertes Joule en agissant sur un placement intelligent des grandeurs de régulation.

Il est donc nécessaire de contrôler les variations de l'énergie réactive, de diminuer celle-ci et de pouvoir contrôler les échanges de puissance aux extrémités de la ligne. La puissance transitée peut donc être contrôlée par les tensions  $V_1$  et  $V_2$ , la réactance de la ligne ou l'angle  $\theta_1 - \theta_2$ .

La marge qui sépare, à tout instant, le fonctionnement du Système de l'écroulement en tension dépend beaucoup des conditions d'exploitation du réseau : topologie du réseau, évolution de la charge, valeur de la tension, choix des prises des autotransformateurs et des transformateurs principaux des groupes, points où la tension peut être tenue par des

groupes de production, déclenchements de lignes, ... Elle peut se produire soudainement en présence d'aléas, tels que le déclenchement de groupes ou l'atteinte par les groupes de leurs limites de réactif.

### **7-3 Modélisation du système**

La première étape du processus d'optimisation est la phase de modélisation du système à étudier. La phase de modélisation nécessite trois sous étapes : la définition des variables de décisions, la définition des contraintes et la définition de la fonction objective.

#### **7-3-1 Variables de décision**

L'ensemble des variables de décision est l'ensemble des variables sur lesquelles il est possible d'agir pour modifier l'état du système. Ces variables peuvent être discrètes ou continues. Dans le cas du problème du réglage de tension, les variables de décision seront, par exemple, la puissance réactive des PD, les prises des transformateurs à régleurs en charge et l'état d'enclenchement des batteries condensateurs.

#### **7-3-2 Contraintes**

Les contraintes sont les limites que le système ne peut pas franchir. Il existe des problèmes d'optimisation contraints et non contraints. Le réglage de tension est par contre un problème contraint où trois types de contraintes coexistent :

- Les contraintes physiques : imposées par les lois de la physique et de l'électrotechnique (par exemple les limites de fonctionnement d'une génératrice) ;
- Les contraintes techniques : imposées par exemple par la tenue mécanique ou thermique de certains équipements du réseau (par exemple l'échauffement des câbles, bobines...);
- Les contraintes réglementaires : imposées par une réglementation (par exemple les limites réglementaires de tension).

#### **7-3-3 Fonction objectif**

La dernière étape de la modélisation du système passe par l'élaboration d'une fonction objective appropriée. C'est la fonction que l'algorithme cherche à minimiser.

La fonction objective est une mesure du système. La façon de la définir est importante car, de sa nature (linéaire, non linéaire, simple variable, multi-variables, etc), liée à la

nature des variables de décision et des contraintes, dépend le type d'algorithme d'optimisation utilisé.

Dans le cadre du réglage de tension, la fonction objective pourra être, par exemple, la fonction calculant les pertes Joule du réseau.

#### **7-4 Formulation mathématique générale de l'optimisation**

Les différents éléments du réseau, qui avaient une action sur le plan de tension, peuvent être classés en deux types :

- Grandeurs de consigne discrètes (régleur en charge plots des gradins condensateurs) ;
- Grandeurs de consigne continues (injection de puissance réactive).

Afin de coordonner de manière optimale les différents moyens de réglage qui ont des variables de commande mixtes, on fera appel à des outils d'optimisation.

Il s'agit d'un processus d'optimisation, centré autour d'une fonction objectif à minimiser.

La définition du problème d'optimisation est la suivante :

Minimiser  $F(x, u)$  avec  $g(u, x) = 0, h(u, x) \leq 0$  (3.23)

Où :

- $x$  sont les variables électriques (tensions, courants, puissances) ;
- $u$  sont les grandeurs commandables (consignes producteurs, prises des régulateurs en charge, plots des gradins condensateurs ... ) ;
- $F(x, u)$  est la fonction objectif ;
- $g(u, x)$  sont les équations qui se réfèrent à des conditions d'égalité (exemple : calcul de répartition s'il n'est pas intégré dans la fonction objectif elle-même) ;
- $h(u, x)$  sont les inégalités qui traduisent les contraintes sur les vecteurs  $x$  et  $u$  (tensions maximales, puissances transmissibles...).

##### **7-4-1 Algorithme d'optimisation**

Le choix de l'algorithme d'optimisation auquel on soumet une fonction objectif et des contraintes est essentiel. Les problèmes d'optimisation peuvent être, en effet, de nature totalement différente. L'algorithme doit donc être choisi en conséquence. Ce choix intègre la connaissance de la grandeur à optimiser et des grandeurs de commandes qui influent sur



la grandeur à optimiser.

La figure III-21 présente de manière sommaire les différentes classes d’algorithmes. Les méthodes permettant de traiter les problèmes continus, méthodes heuristiques exclues, sont notées déterministes. Les méthodes permettant de traiter les cas continus ou discrets sont les méthodes heuristiques. Les méthodes de programmation d’entier permettent de retrouver un jeu de variables de commande purement entier [76] [77].

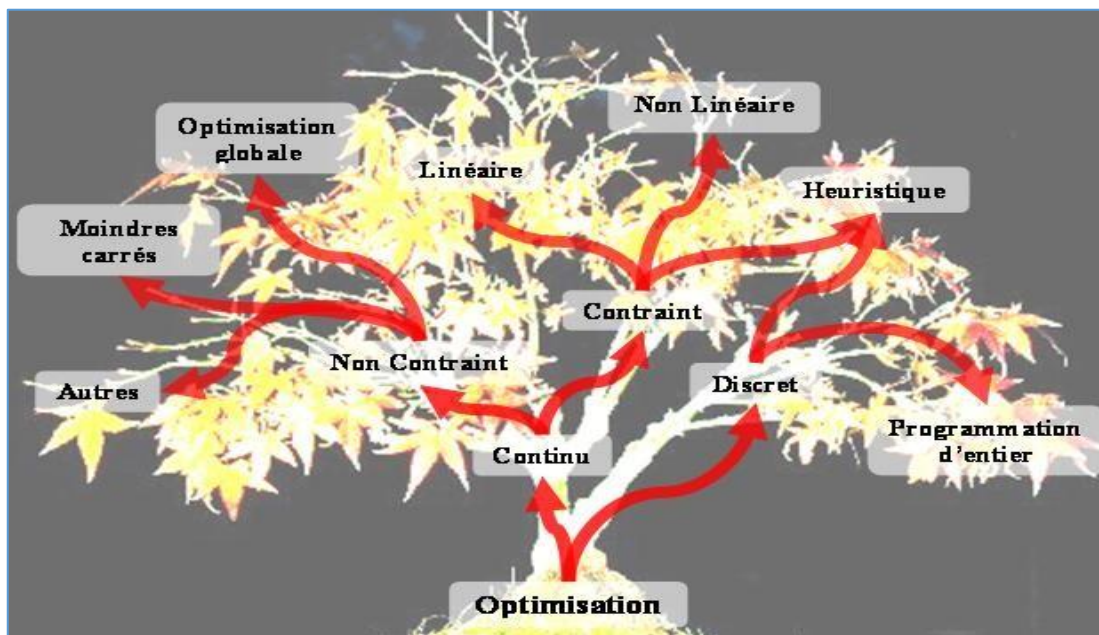


Figure III-21 : Arbre d’optimisation

#### 7-4-2 Équations générales des réseaux

La simulation du réseau impose nécessairement d’établir une formulation mathématique de l’évolution des variables du réseau. Cette formulation mathématique correspond aux équations générales des réseaux. L’obtention de ces équations est régit par une méthode classique largement documentée [73,74].

L’ensemble des lignes et de leurs interconnexions, pour un réseau donné, peut être décrit par une matrice construite à partir du modèle en  $\pi$ . Cette matrice est appelée matrice d’admittance complexe  $Y_{bus}$ . Elle permet de calculer les courants injectés en tout point du réseau, à condition de connaître les tensions complexes de l’ensemble des nœuds du réseau. La matrice d’admittance s’obtient en appliquant la méthode décrite ci-après, considérant le schéma équivalent en  $\pi$  de la figure III-22 et III-23,  $y$  étant une admittance,  $E_n$  la tension complexe au nœud  $n$  et  $I_n$  le courant complexe injecté au nœud  $n$ .

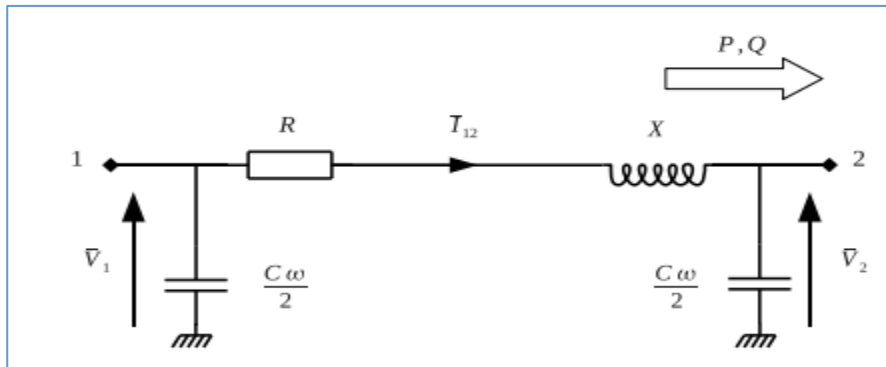


Figure III-22 : Modèle monophasé en  $\Pi$  d'une ligne électrique

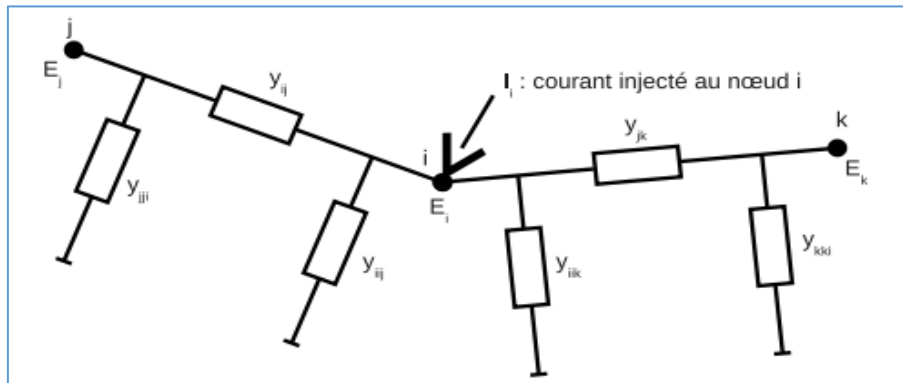


Figure III-23 : Schéma équivalent en  $\pi$  pour la construction de la matrice d'admittance  $Y_{bus}$

En appliquant la première loi de Kirchhoff au nœud  $i$ , on obtient l'équation :

$$I_i = \left( \sum_{j \neq i} y_{ij} \right) E_i + \sum_{j \neq i} y_{ij} (E_i - E_j) \quad (3.24)$$

$$I_i = \left( \sum_{j \neq i} y_{ij} + y_{ii} \right) E_i + \sum_{j \neq i} -y_{ij} E_j$$

$$I_i = Y_{ii} E_i + \sum_{j \neq i} Y_{ij} E_j$$

Où  $Y_{ii}$  et  $Y_{ij}$  sont les termes généraux de la matrice  $Y_{bus}$  définis par :

$$\begin{cases} Y_{ii} = \sum_{j \neq i} y_{ij} + y_{ii} \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \quad (3.25)$$

Les grandeurs complexes  $Y_{ii}$  et  $Y_{ij}$  peuvent être écrites en fonction de leurs parties réelles et imaginaires :

$$\begin{cases} Y_{ii} = G_{ii} + jH_{ii} \\ Y_{ij} = G_{ij} + jH_{ij} \end{cases} \quad (3.26)$$

De même, la grandeur complexe  $E_i$  représentant la tension au nœud  $i$ , s'écrit en

coordonnées polaires

$$\begin{cases} E_i = \hat{V}_i e^{j\theta_i} \\ R(E_i) = \hat{V}_i \cos(\theta_i) \\ I(E_i) = \hat{V}_i \sin(\theta_i) \end{cases} \quad (3.27)$$

Considérant la puissance complexe Si injectée au nœud i et les relations entre les nœuds exprimés grâce à la matriced'admittance  $Y_{bus}$ . Les expressions fondamentales des puissances actives  $P_i$  et réactives  $Q_i$  au nœud i :

$$\begin{cases} P_i = G_{ii}.V_i^2 + \sum_{j \neq i} (G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + H_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)) \cdot V_i^2 \\ Q_i = -H_{ii}.V_i^2 + \sum_{j \neq i} (G_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - H_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \cdot V_i^2 \end{cases} \quad (3.28)$$

Le problème de la coordination optimale des moyens de réglage d'un réseau pour assurer un critère de qualité en régime permanent est souvent appelé Répartition des Flux de Puissance Optimal ou Optimal Power Flow (OPF) dans la littérature anglo-saxonne [78].

### 7-4-3 Méthodes de calculs de répartition de charges

Plusieurs méthodes sont disponibles dans la littérature. Les principales sont décrites ci-après.

**Méthode itérative de Gauss-Seidel** Le principe de la méthode itérative de GaussSeidel est d'assigner une tension estimée à chaque nœud PQ du réseau puis de calculer une nouvelle valeur de cette tension à partir des autres tensions estimées et des puissances actives et réactives spécifiées. Un nouvel ensemble de valeur est ainsi obtenu pour l'ensemble des nœuds. Le processus est répété jusqu'à ce que l'écart entre les anciennes valeurs et les nouvelles soit inférieur à une valeur minimale spécifiée. La convergence de la méthode de Gauss-Seidel peut être accélérée sensiblement en multipliant la tension de chaque nœud par une constante appelée facteur d'accélération.

La méthode de Gauss-Seidel est simple à mettre en œuvre mais peut présenter des problèmes de convergence et n'est, par conséquent, pas adaptée à des réseaux de grande taille [79].

**Méthode Backward-Forward Sweep :** La méthode Backward-Forward Sweep est une méthode de calculs de répartition de charges développée par C. Cheng and D. Shlrmohammadi [80]. L'algorithme est basé directement sur les lois de Kirchhoff et non

sur les équations (III.34). C'est une méthode rapide et efficace mais qui ne fonctionne uniquement que pour les réseaux radiaux [79].

Méthode globale de Newton-Raphson [74] : La méthode considérée comme la plus efficace à ce jour pour les calculs de répartition de charge dans tous les types de réseaux, est la méthode globale de Newton-Raphson. En comparaison avec la méthode de Gauss-Seidel, elle offre une meilleure assurance de converger vers une solution, est plus rapide. La méthode de Newton-Raphson se base sur les développements limités en séries de Taylor.

L'application de la méthode de Newton-Raphson aux équations générales du réseau (III.28), permet de résoudre le problème du calcul de répartition de charges. Ainsi pour un réseau de n noeuds, au noeud i, la dérivation partielle des équations (III.28) par rapport à l'amplitude V et au déphasage  $\theta$  de la tension donne :

$$\begin{bmatrix} \partial P \\ \partial Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

La matrice jacobéenne J du système s'écrivant alors :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Afin de quantifier l'efficacité d'un moyen de réglage à base d'injecteur de puissance réactive, on va utiliser par la suite pour le calcul de répartition de type Newton Raphson qui calcule la matrice Jacobienne.

## VIII- CONCLUSION

Le réseau électrique Marocain a été conçu et dimensionné pour fonctionner avec les productions de fortes puissances connectées sur le réseau de transport, délivrant ainsi un flux de puissance unidirectionnel de la production à la consommation. Dans cette configuration, le réseau électrique achemine l'électricité des centrales de productions principalement raccordées sur le réseau de transport vers les clients via le réseau de distribution.

Ainsi, les dispositifs de réglages de tension présents sur le réseau de distribution comme les transformateurs de puissance à prises réglables en charge et les batteries condensateurs MT sont exploités et fonctionnent pour cette configuration de réseau.

L'insertion de la production décentralisée (PD) peut induire une inversion du flux de puissance sur le réseau de distribution. Ceci fait donc apparaître des problèmes de réglage de tension en présence des sources d'énergie renouvelables.

Le réglage de tension conventionnel avec le régulateur en charge ne s'adapte pas au cas en présence de PD. Si un poste source est connecté avec plusieurs départs, dont l'insertion de PD n'est pas homogène, le régulateur en charge ne peut pas toujours fonctionner correctement. Pour lever les contraintes de tension : il ne faut pas tenir la tension très haute pour éviter que la tension sur les départs avec PD dépasse la limite supérieure, ni trop basse afin que la tension sur les départs sans PD soit au-dessus de la limite inférieure. La régulation de PD local peut résoudre une part des contraintes, tandis que celle-ci n'est pas très efficace en termes de la levée des contraintes et les pertes actives, sans une coordination avec le régulateur en charge [38].

Cependant pour lever les contraintes de tension dans le contexte du réseau de distribution actif, le mécanisme du régulateur en charge doit être revu et avoir une coordination avec la régulation de PD. De plus, le réglage de tension dans un réseau actif doit adopter les moyens les plus actifs, tels que la régulation de la puissance active du PD, voire la gestion des charges [38].

# **Chapitre IV : Impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau HTA**

## I- INTRODUCTION

L'intégration massive des énergies renouvelables entraîne la mutation des systèmes électriques d'une structure verticale vers une structure horizontale avec des injections de puissance à tous les niveaux de tension, et impacte le fonctionnement des systèmes électriques, notamment le réseau de distribution.

Ce chapitre traitera l'impact de l'intégration des sources renouvelables sur le réseau de distribution HTA. Nous allons présenter les principales contraintes techniques à respecter et les aménagements à effectuer pour le raccordement de la production décentralisée sur les réseaux électriques de distribution. Ainsi, nous allons montrer les limites de la régulation actuelle et proposer une nouvelle approche basée sur la participation des sources d'énergies renouvelables à la régulation de tension et à la minimisation des pertes. Finalement nous allons présenter aussi les variantes possibles pour le raccordement d'une centrale avec le réseau moyenne tension.

## II- MODES DE RACCORDEMENT SUR LE RESEAU HTA

Un défi clé du développement de projet est de concevoir une centrale équilibrée de manière optimale en termes de coût et de performance pour un site spécifique.

Les premières étapes tangibles du processus sont le développement d'un concept et de l'identification d'un site. Le projet passera ensuite par différentes étapes de développement, et notamment l'étude de préfaisabilité, une étude de faisabilité plus détaillée et enfin l'ingénierie, la construction et l'exploitation de la centrale [40].

La sélection du site se base sur de nombreuses considérations, telles que la capacité et la distance de la centrale par rapport au réseau, et la convention de raccordement au réseau.

Les études de raccordement au réseau doivent tenir en compte notamment des caractéristiques techniques de l'installation à raccorder et des caractéristiques du réseau.

Le raccordement de l'installation de production s'effectue normalement au poste le plus proche du Réseau. L'opérateur du système vérifie que l'insertion de la nouvelle installation n'affecte pas la sécurité et la sûreté de fonctionnement du Réseau.

La viabilité de la connexion au réseau dépendra de facteurs tels que la capacité, la proximité, la stabilité du réseau et la disponibilité du réseau. Ces facteurs doivent être pris

en considération dès que possible dans le processus de développement du projet [40].

- Proximité : Une influence majeure sur le coût de raccordement au réseau sera la distance entre le site et le point de raccordement au réseau. Afin de s'assurer que le raccordement au réseau n'affecte pas le projet sur le plan économique, il est nécessaire de réaliser une étude de faisabilité afin d'évaluer les voies d'évacuation de l'énergie et de la ligne de transmission à l'étape de la planification du projet.

- Disponibilité : La disponibilité du réseau est le pourcentage de temps que le réseau est en mesure d'accepter l'énergie produite par la centrale. Le rendement énergétique annuel d'une centrale peut être considérablement réduit si le réseau connaît des temps d'arrêt significatifs. Cela peut avoir des effets néfastes sur l'économie du projet. Dans les régions développées, la disponibilité du réseau est généralement très élevée. Dans les régions moins développées et rurales, les réseaux peuvent souffrir de temps d'arrêt beaucoup plus importants.

- Capacité : La capacité du réseau à accepter l'énergie exportée à partir d'une installation solaire dépend de l'infrastructure existante du réseau et de la charge actuelle du système. La capacité de la sous-station et de la ligne doit être adaptée à la capacité de la centrale en cours de développement. Quand le réseau ne dispose pas d'une capacité existante suffisante pour permettre un raccordement, un certain nombre de solutions sont disponibles :

- Limiter la puissance maximale exportée dans les limites admissibles du réseau ;
- Mettre à niveau le réseau pour permettre une capacité d'exportation plus élevée ;
- Réduire la capacité de la centrale proposée.

La tension de raccordement doit être adaptée à la capacité de la centrale. Le tableau IV-1 indique les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance [41].



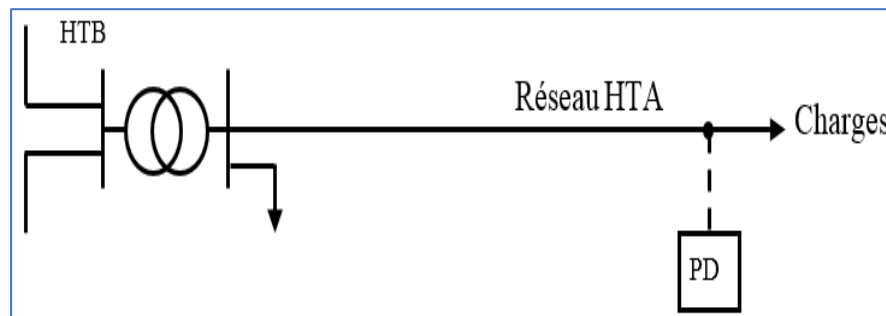
Réseau	Plage de tension	Niveau de tension	Puissance
BT	BT monophasé	230v	$S < 18\text{KVA}$
BT	BT triphasé	400V	$S < 250\text{KVA}$
MT(HTA)	$1\text{kv} < U < 50\text{kv}$	11kv, 22kv	$P < 12\text{MW}$
HT (HTB1)	$50\text{kv} < U < 130\text{kv}$	63kv	$P < 50\text{MW}$
HT (HTB2)	$130\text{kv} < U < 350\text{kv}$	150kv, 225kv	$P < 250\text{MW}$
HT (HTB3)	$350\text{kv} < U < 500\text{kv}$	400kv	$P > 250\text{MW}$

**Tableau IV-1 : Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance**

Selon l'emplacement du site et la configuration du réseau existant, différents modes de raccordement sont possibles en 22kv. Ci-après les différents modes de raccordement en 22kv.

❖ **Variante N1 :**

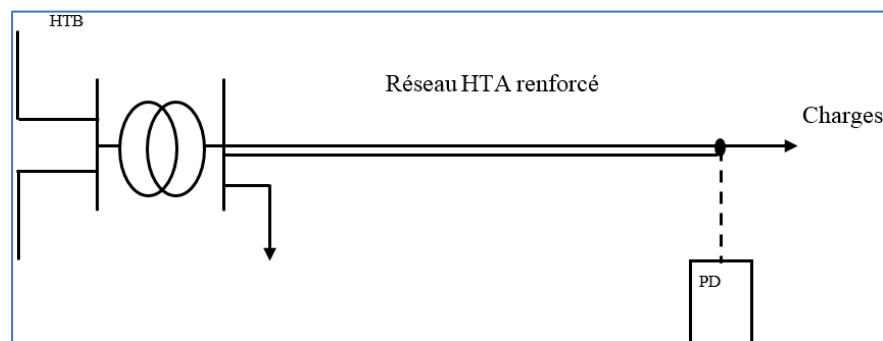
Le raccordement s'effectue sur le réseau existant sans renforcement du réseau HTA. La figure IV-1 illustre cette configuration :



**Figure IV-1 : Raccordement en pique sans renforcement du réseau en amont**

❖ **Variante N2 :**

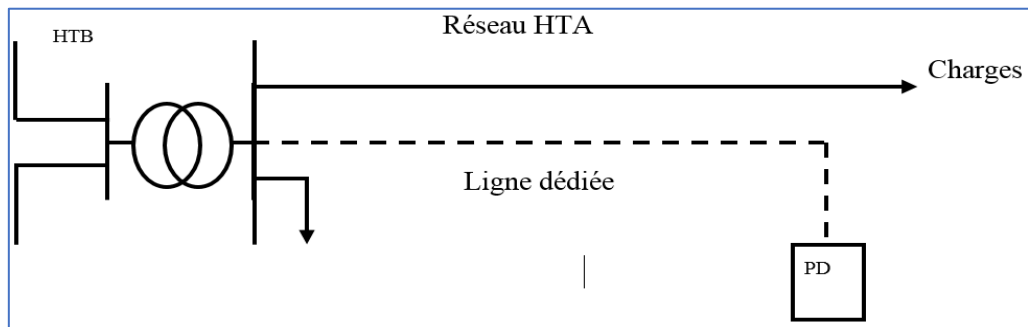
Le raccordement s'effectue sur le réseau existant avec renforcement du réseau HTA. La figure IV-2 illustre cette configuration :



**Figure IV-2 : Raccordement en pique avec renforcement du réseau en amont**

❖ **Variante N3 :**

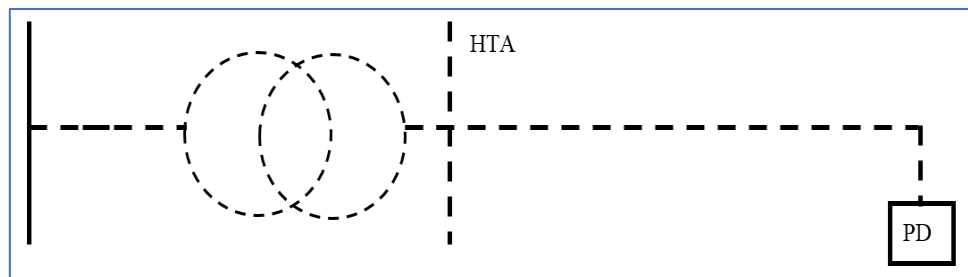
Le raccordement s'effectue par la création d'une ligne dédiée. La figure IV-3 illustre cette configuration :



**Figure IV-3 : Raccordement de la centrale par la création d'une ligne dédiée**

❖ **Variante N4 :**

Le raccordement s'effectue en créant un poste source et un réseau HTA. La figure IV-4 illustre cette configuration :



**Figure IV-4 : Raccordement de la centrale par la création d'un réseau HTA**

La figure IV-4 illustre le cas où aucun réseau de distribution susceptible d'accueillir la production n'existe à proximité, mais un réseau de transport le permettant existe à proximité.

Cet exemple illustre l'inadéquation des règles de facturation au développement de la production décentralisée dans les zones à faible capacité d'accueil. Or la création d'un tel poste source permettrait de disposer de nouvelles capacités d'accueil permettant le raccordement de futures installations, et une mutualisation des coûts des ouvrages communs pourrait permettre de rendre acceptable le coût pour chacun des demandeurs.

Le coût mis à la charge du seul producteur et le délai de réalisation peuvent être incompatibles avec la rentabilité du projet.

### III- INCIDENCES SUR LE RESEAU HTA

#### 3-1 Plan de protection

Le raccordement d'un producteur sur le réseau de distribution peut engendrer une augmentation du courant transité sur un ou plusieurs éléments du réseau moyenne tension. Il y a donc risque de dépassement des valeurs admissibles pour les différents équipements de réseau. La vérification des capacités de transit du réseau MT est donc nécessaire.

Cette vérification a pour objet de déterminer dans les différentes hypothèses de charge que la capacité de transit des différents matériels et équipements ne sera pas dépassée.

Les groupes de production apportent de la puissance de court-circuit. Cet apport de courant de court-circuit est variable selon leurs caractéristiques constructives. Il dépend de leur réactance sur transitoire et de la présence des équipements à base d'électronique de puissance [42].

En cas de dépassement de Puissance de court-circuit, les solutions envisageables sont :

- Le remplacement des équipements électriques en contrainte (appareillages ou câbles) ;
- Le choix d'une autre technologie de machine apportant moins de puissance de court-circuit ;
- Le mode de raccordement : un départ HTA dédié, raccordement à un autre poste source ;
- La recherche d'un autre point de raccordement.

Le plan de protection des réseaux de distribution est conçu en partant du principe que, lors d'un défaut, la puissance de court-circuit est fournie exclusivement par le réseau en amont. Le raccordement des installations de production contrarie ce principe, et que le réseau en aval peut participer au courant de court-circuit.

Généralement, l'installation du producteur est équipée de :

- Un système de protections et automates ;
- Un dispositif de couplage au Réseau ;

- Un système de comptage d'énergie ;
- Un système de télémesure et de télésignalisation des paramètres de fonctionnement (courant, tension, fréquence, puissance active, puissance réactive, position disjoncteur et sectionneur, etc...).

Le Producteur est tenu d'équiper son installation de production de protections et automates dont les plus importantes sont :

- Protection différentielle numérique ligne/câble ;
- Protections ampère métriques.

Les installations de production doivent pouvoir assurer la fonction de protection destinée à les séparer du Réseau de Distribution, en cas de défauts sur celui-ci. Cette protection doit permettre un fonctionnement normal des protections, automates et réenclencheurs installés par le gestionnaire du Réseau de Distribution et doit éviter les faux couplages au moment de la reconnexion de ces réseaux au Réseau de transport.

La protection doit permettre d'éliminer les défauts suivants :

- défauts HTA à la terre ;
- défauts entre phases HTA ;
- défauts résistants ;
- défauts sur le Réseau HTB.

Les principales causes de dysfonctionnement et les solutions susceptibles d'être apportées lors d'un raccordement font l'objet du paragraphe suivant.

### **3-1-1 Régime de neutre du producteur**

Le raccordement d'un générateur d'énergie électrique dans une installation électrique alimentée par un réseau de distribution nécessite la mise en œuvre de dispositions particulières de protection.

La norme C15-400 [43] prévoit un certain nombre de dispositions concernant les régimes de neutre des installations de production.

Lorsqu'elle est couplée au réseau de distribution d'électricité, l'installation de production bénéficie du régime de neutre établi par ce réseau et aucun régime de neutre HTA ne doit être créé dans l'installation de production.

Lorsque l'installation de production n'est pas couplée au réseau public de distribution d'électricité et qu'elle alimente des charges par l'intermédiaire d'installations intérieures îlotées, il appartient au producteur d'établir dans l'installation intérieure un régime de neutre permettant la détection des défauts à la terre afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes. Dès que l'installation de production est à nouveau couplée au réseau public de distribution d'électricité, ce régime de neutre doit être supprimé, généralement en recourant à un automatisme [42].

### 3-1-2 Dysfonctionnement de la protection au poste de livraison sur un défaut en amont

Lors d'un défaut électrique entre phases survenant sur le réseau de distribution assurant l'évacuation de l'énergie produite par une production décentralisée, le courant de défaut fourni par l'installation de production peut faire déclencher la protection du producteur selon la NF C13-100 [44], dès lors que le réglage du seuil de phase de celle-ci est inférieur à la valeur de courant de défaut fourni par l'installation de production. Il en résulte un déclenchement intempestif de cette protection, lequel peut laisser penser que le défaut se situe dans l'installation.

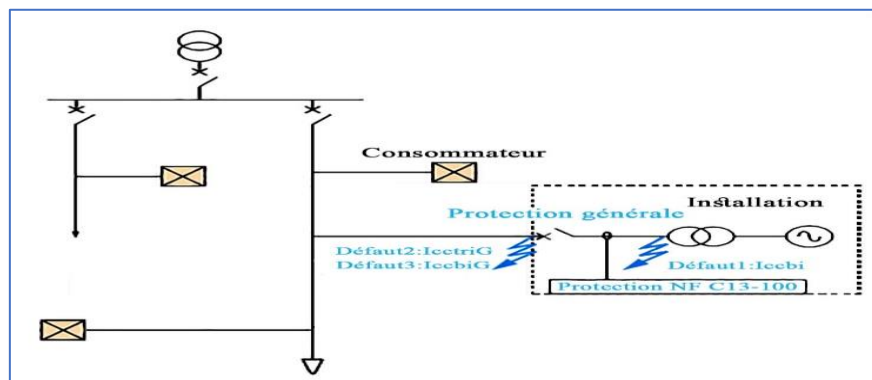


Figure IV-5 : Positionnement des défauts pour le réglage de la protection NF C13-100

### 3-1-3 Risque de dysfonctionnement des protections au poste source sur un défaut en amont

Dans certains cas, lors d'un défaut entre phases survenant sur une ligne issue du même JDB que le départ producteur, le courant de défaut fourni par l'installation de production peut faire déclencher la protection du départ producteur dès lors que le réglage de la

protection est inférieur à la valeur de courant de défaut fourni par l'installation de production. Il en découle un déclenchement intempestif de ce départ pour un défaut en amont [42].

### 3-1-4 Dysfonctionnement des protections du poste source par aveuglement

Lorsque la centrale est loin du poste source et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale, il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut. On observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement. Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut. Dans ce cas, il faudrait attendre que la centrale se déconnecte par les relais minimum de tension entre phases de sa protection de découplage pour que la protection au poste source retrouve sa sensibilité. L'élimination des défauts serait donc retardée de la temporisation du minimum de tension (1 à 1,5 s), ce qui est inacceptable [42].

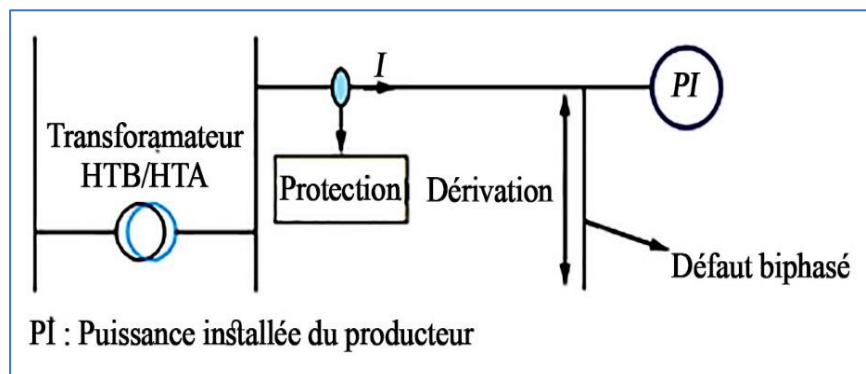


Figure IV-6 : Risque d'aveuglement d'une protection de départ, sur un défaut avec une production décentralisée

### 3-1-5 Risque de maintien d'un défaut réseau par la protection de découplage

En cas de défaut sur le réseau HTA, la protection de découplage installée chez le producteur a pour mission, de faire en sorte que l'installation de production se découple très rapidement afin de ne pas réalimenter le défaut sur le réseau et de permettre aux automatismes du réseau d'assurer leur fonction.

Cette protection de découplage doit pouvoir déceler les passages du réseau de distribution en îloté sans défaut. Cette situation se rencontre fréquemment lorsqu'un défaut monophasé auto-extincteur a provoqué le fonctionnement de la protection du départ au

poste source, puis s'est éliminé lors du passage en réseau séparé du fait du régime de neutre isolé ainsi créé. Les critères de base de la protection de découplage sont l'observation, côté réseau, de la fréquence, de la tension entre phases, de la tension homopolaire. Ils peuvent être complétés par :

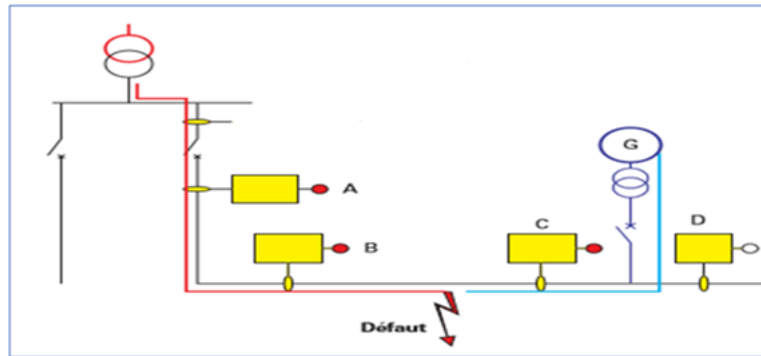
- la mise en place d'un verrouillage du réenclenchement du départ HTA à partir de la détection de la présence de la tension tête de câble ;
- la mise en place d'une télé action entre poste source et installation de production qui permet d'augmenter la performance de la protection de découplage tant dans l'intérêt du gestionnaire de réseau que dans celui du producteur. Cette télé action génère des coûts d'investissement et d'exploitation non négligeables. Elle doit être réservée aux cas pour lesquels l'étude de raccordement montre qu'il existe une probabilité certaine de création de réseau îloté stable en présence de l'installation de production.

Il ne faut pas confondre cette protection de découplage avec la protection NF C13-100 [44] également installée sur l'installation de production et destinée à éliminer un défaut qui peut apparaître sur l'installation intérieure afin qu'il n'entraîne pas le déclenchement du réseau du distributeur.

### **3-1-6 Risque de dysfonctionnement des dispositifs de défaut aériens ou souterrains sur un défaut en amont**

La production décentralisée peut induire des fonctionnements erronés des DDA ou DDS lors de défauts entre phases. Lors de l'apparition d'un défaut entre phases, comme montre la figure IV-7, situé entre les postes B et C et en l'absence de production, le courant de défaut issu du réseau amont est vu par les indicateurs de défaut des postes A et B, et n'est pas vu par les indicateurs situés aux postes C et D. L'équipe de localisation de défaut (agent d'exploitation) isole le tronçon B-C et réalimente le réseau de part et d'autre.

En présence d'une installation de production, celle-ci fournit un courant de défaut susceptible d'être vu par l'indicateur de défaut du poste C dès lors que la valeur de ce courant est supérieure au seuil de détection. L'agent d'exploitation est induit en erreur car il localise le défaut entre les postes C et D.



**Figure IV-7 : Incidence de la production sur les DDA et DDS**

La conception actuelle des indicateurs de défauts est non directionnelle vis-à-vis des défauts phase. L'intégration des ENR sur le réseau MT nécessite de revoir la technologie adoptée ainsi que l'emplacement de ces indicateurs aux niveaux des postes et lignes HTA.

S'agissant d'un produit de grande diffusion (généralement un indicateur DDS par poste maçonné HTA/BT et un indicateur DDA par tronçon ou dérivation de ligne aérien MT), une étude technico-économique s'avère nécessaire.

### 3-2 Plan de sauvegarde

L'équilibre des flux d'énergie sur le réseau de transport est assuré par le gestionnaire de réseau de transport GRT. Lorsqu'il n'est plus possible d'équilibrer la production à la consommation par recours aux réglages primaires, secondaires et ou tertiaires, le GRT passe au délestage volontaire de tout ou partie de la consommation.

Le délestage a pour but d'éviter la chute de fréquence et d'effondrement de tension, lesquels entraînent la déconnexion de la production raccordée au réseau lorsque les limites de leurs domaines de fonctionnement sont franchies et ainsi d'éviter la coupure de courant sur la totalité d'une zone géographique [42].

Le délestage des utilisateurs raccordés au réseau de distribution en HTA est mis en œuvre par les distributeurs sur la base d'un plan de délestage prédéfini. Il s'effectue en agissant sur les disjoncteurs des départs HTA des postes sources. Les départs HTA sont réparti en 4 sous-ensembles appelés échelons. Chacun de ces échelons est caractérisé par un numéro d'ordre de priorité de 1 à 4 :

- Echelons 1, 2 et 3 : départ non prioritaire ;
- Echelon 4 : départs rassemblant les utilisateurs prioritaires.



- Le délestage peut être activé sous forme de deux modes :
  - A la demande de l'opérateur du Réseau de transport lorsque les phénomènes sont prévisibles ou à évolution lente ; il s'agit alors d'intervention manuelle effectuée rapidement à distance par le distributeur ;
  - Automatiquement lors de franchissement de seuils de fréquence lorsqu'il s'agit de phénomènes imprévisibles à évolution rapide. Généralement :
    - A partir de 49 Hz : échelon 1,
    - A partir de 48,5 Hz : échelon 2,
    - A partir de 48 Hz : échelon 3,
    - A partir de 47,5 Hz : échelon 4.

### **3-3 Fluctuations rapides de tension : flikers**

Outre la vérification des différents aspects techniques cités ci-avant, les caractéristiques particulières des éoliennes et plaques solaires et les différentes technologies utilisées conduisent à mener des études complémentaires.

Les éoliennes sont à l'origine de fluctuations de puissance active, s'ajoute à cela ; des variations d'énergie active et réactive lors des régimes transitoires aux couplages des machines. Il convient donc de vérifier que ces variations de puissance actives et réactives ne conduiront pas à des niveaux de fluctuations rapides de tension (papillotement) inacceptables pour les autres utilisateurs de réseau.

Les variations rapides de tension engendrées par les fermes éoliennes ont des origines différentes et sont classées en deux catégories :

- Le papillotement en fonctionnement établi, ce sont les variations rapides de tension engendrées en fonctionnement établi ; elles sont dues aux variations de la puissance produite par les aérogénérateurs en raison des fluctuations du vent, du gradient de vent et de leur aérodynamisme ;
- le papillotement lors des opérations de couplage, ce sont les variations de tension engendrées lors des opérations de couplage/découplage ;
- Les constructeurs disposent généralement de rapport d'essais des aérogénérateurs

réalisés conformément à la norme CEI 61400-21 [45]. Ces données permettent de mener un calcul précis de la sévérité du papillotement qui s'exprime sous la forme de deux paramètres définis dans les normes CEI 868 et CEI 61000-4-15 [46] [47] :

- Pst, flicker à court terme (short term) qui est quantifié sur 10 min ;
- Plt, flicker à long terme (long term) qui est quantifié sur 120 min.

Le Pst est établi à partir d'un algorithme multipoint utilisant les cinq points P0, P1, P3, P10 et P50 lu sur la courbe de « fonction de probabilité cumulée » (FPC) du phénomène établie au cours des essais. Plt se déduit des Pst comme suit :

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{st,i}^3}{N}} \quad (4.1)$$

Avec N nombre de Pst relevés sur les 120 min (en principe 12).

La méthode de calcul pour évaluer l'impact sur le réseau est celle du rapport technique donné par la norme CEI 61000-3-7 [48] qui retient le principe d'un partage de la pollution par papillotement entre les différents utilisateurs.

Les niveaux d'émission de base sont de 0,35 pour Pst et 0,25 pour Plt avec une Pcc de référence de 40 MVA. Si ce n'est pas le cas, les limites d'émission à prendre en compte sont multipliées Par  $\frac{40MVA}{P_{ccPDL}}$ .

Pour avoir le Pst et Plt dans les limites admissibles, quelques solutions sont envisageables : soit à rechercher la modification des caractéristiques du site, soit des modifications des caractéristiques du réseau vues du point de livraison :

❖ **Pour le site :**

- Changer la machine ;
- Recourir à un compensateur statique ;

❖ **Pour le réseau :**

- Rechercher un autre point de raccordement avec une puissance de court-circuit plus élevée.

### 3-4 Harmoniques

L'utilisation d'électronique de puissance est de plus en plus fréquente dans les éoliennes et solaires. Ces dispositifs sont générateurs de courants harmoniques injectés sur le réseau

et provoquant des tensions harmoniques dont le niveau pourrait dépasser les limites fixées par le gestionnaire de réseau selon la norme EN 50160[49].

L'étude consiste donc à prédéterminer, à partir des caractéristiques du réseau et de celles des machines, les niveaux de perturbations exprimés en courant et à limiter les émissions, afin de ne pas dépasser les seuils indiqués dans le tableau IV- 2. Le courant harmonique de rang h est exprimé comme suit :

$$I_{hi} = K_i \frac{P_{réf}}{\sqrt{3}U_c} \quad (4.2)$$

Avec :

- $U_c$  : valeur de la tension contractuelle ;
- $P_{réf}$  : puissance apparente maximale de l'installation de production ;
- $K_i$  : Coefficient de l'aérogénérateur/onduleur i.

Il s'agit de calculer les courants harmoniques au point de livraison, du rang 2 au rang 50, émis par le site à partir des émissions individuelles de chaque aérogénérateur/onduleur. La loi de sommation issue des normes CEI 61400-21 [45] et CEI 61000-3-6 [48] pour le rang h donne :

$$I_{h\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{h,i}^{\beta}} \quad (4.3)$$

Avec

- n : nombre d'aérogénérateurs.
- $\beta$  : fonction du rang h de l'harmonique de rang le plus élevé.
- $h < 5$  :  $\beta=1,0$  ;  $5 \leq h \leq 10$  :  $\beta=1,4$  ;  $h > 10$  :  $\beta=2,0$

Rangs impairs	Taux limite	Rangs pairs	Taux limite
3	4%	2	2%
5 et 7	5%	4	1%
9	2%	6 à 24	0.5%
11 et 13	3%	26 à 50	0.5%
15 à 25	2%		
27 à 49	2%		

**Tableau IV-2 : Limites admissibles des taux harmoniques générés par un producteur**

Le site ne peut être raccordé avec le réseau si la limite admissible est dépassée. Le producteur doit :

- Soit effectuer un meilleur réglage des équipements de l'électronique de puissance ;

- Soit mettre en œuvre un système de filtrage actif ou passif au niveau de chaque aérogénérateur/onduleur ;
- Soit mettre en œuvre un système de filtrage actif ou passif centralisé au niveau du site.

### **3-5 Évolution des outils de conduite des réseaux**

En fonction de l'importance d'une installation par rapport au réseau auquel elle est raccordée, les conventions de raccordement et d'exploitation fixent les modalités d'échange d'informations entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'utilisateur.

Il est en principe considéré qu'une installation de production n'est pas marginale si elle est :

- Raccordée sur un départ dédié, sa puissance installée apparente nominale dépasse les 25 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA auquel est relié le départ HTA du producteur ;
- Raccordée sur un départ non dédié, sa puissance maximale active nominale dépasse les 25 % de la charge maximale du départ.

Si le fonctionnement de la centrale n'est pas marginal par rapport à la gestion et à la conduite du réseau, et si elle est raccordée au poste HTB/HTA par un départ dédié, le gestionnaire de l'installation doit à la demande du gestionnaire de réseau, communiquer le programme de fonctionnement prévu.

Afin d'assurer ces échanges d'informations entre producteurs observables et gestionnaire du réseau de distribution, un matériel doit être installé. Ce matériel intègre les fonctions suivantes :

- Acquisition de signalisations (position d'appareil, ...) ;
- Envoi de commandes (autorisation de reprise d'un fonctionnement normal, passage en régime spécial d'exploitation, passage en régime dégradé) ;
- Télémessures.

### **3-6 Adaptation des systèmes de comptages**

Le dispositif de comptage numérique, installé au point de comptage du point de livraison, a pour fonction principale de mesurer les énergies active et réactive fournie et/ou absorbée, les appels de puissances par tranches horaires et de mettre à disposition cette

information sous différentes formes (courbes de charges). Il assure aussi des fonctions complémentaires de mesures ou d'informations sur les grandeurs mesurées et sur les conditions de fonctionnement rencontrées (décodification du mot d'état).

Le comptage est nécessaire pour :

- Mettre à disposition de l'utilisateur des données sur sa consommation et/ou son production ;
- Facturer l'énergie et les appels de puissance de l'énergie selon le tarif d'utilisation ;
- Transmettre ces données aux fournisseurs et acheteurs en vue de l'établissement ou de la vérification des factures d'énergie ;
- Effectuer le bilan énergétique et ainsi déterminer les pertes en énergie active.

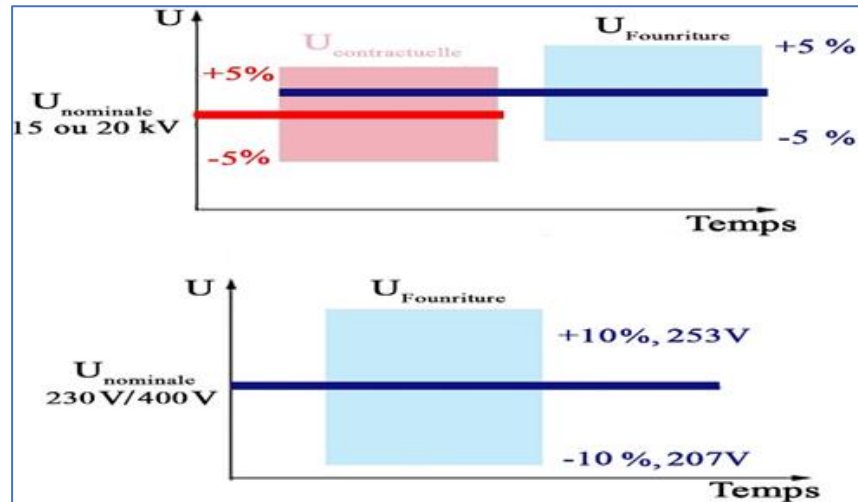
Le système de comptage comprend également :

- Des outils de configuration, de paramétrage et de contrôle des comptages ;
- Des systèmes de relevé des données des compteurs (œil optique...);
- Le réseau téléphonique ou le réseau GSM, ainsi que les protocoles de communication associés.

### **3-7 Plan de tension du réseau**

En général, la tension en tout point du réseau doit être comprise entre les limites contractuelles, tant en moyenne tension qu'en basse tension. Les limites contractuelles ou réglementaires aux niveaux de tension HTA et BT sont les suivantes :

- En HTA :  $\pm 5 \%$  ;
- En BT :  $\pm 10 \%$ .



**Figure IV-8 : Valeurs contractuelles de tenue de la tension en HTA et en BT**

Ainsi, les dispositifs de réglages de tension présents sur le réseau de distribution, comme le régulateur en charge du transformateur, les batteries condensateurs MT et les prises à vide du transformateur HTA/BT sont exploitées et fonctionnent pour cette configuration de réseau.

### 3-7-1 Limites de la régulation actuelle

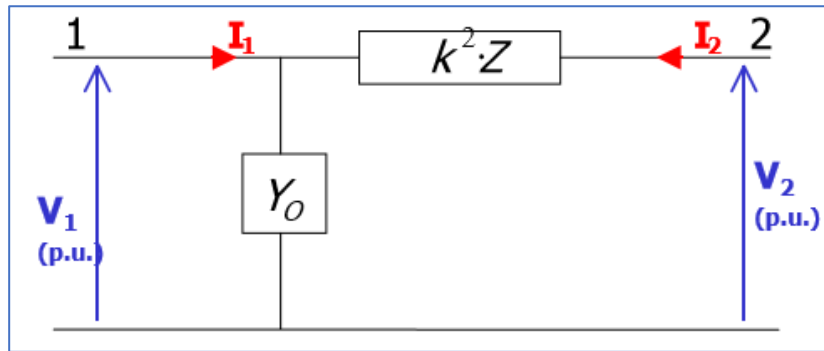
Généralement, les prises à vide des transformateurs HTA/BT sont utilisées pour compenser une partie des chutes de tension sur les réseaux HTA, tandis que la tension de consigne du poste peut être une valeur fixe ou une valeur fixe corrigée d'un compoundage actif (qui varie donc en fonction de la charge appelée au niveau du transformateur HTB/HTA).

Le compoundage a pour effet de compenser en partie les chutes de tension du réseau HTA et de relever le niveau de tension sur le réseau de distribution.

La figure IV - 9 présente le schéma équivalent d'un transformateur triphasé symétrique de type HTB/HTA avec régulateur en charge.

L'impédance  $Z$  traduit les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire, et  $Y_0$  traduit l'impédance à vide.

Le paramètre  $k$  symbolise le ratio du régulateur en charge (les tensions sont exprimées en per unit de chaque côté du transformateur,  $k$  est donc proche de 1 pour des tensions proches des tensions nominales) [50] :



**Figure IV-9 : Modélisation d'un transformateur**

Si l'on se réfère aux données du constructeur,  $k$  prend des valeurs discrètes pour les régleurs en charge des transformateurs des réseaux de distribution.

Pour un transformateur HTB/HTA (63kV/22kV de puissance nominale entre 1 et 40 MVA), on a ainsi :

Tension nominale primaire	63 kV
Tension nominale secondaire	22 kV
Ucc	4%
Nombre de prises	21
couplage	YnD11

**Tableau IV-3 : Exemple de données constructeurs**

Sur le réseau Marocain, on peut trouver d'autres transformateurs qui ont un nombre différent de prises pour le régleur en charge.

Grâce aux régleurs en charge des transformateurs situés au niveau des postes sources avec ou sans compoundage, actuellement il existe deux modes différentes pour le réglage de la tension. Ces modes ont été créés pour les réseaux de distribution ne contenant pas de PD. Au Maroc, généralement, le gestionnaire de réseau de distribution utilise le mode «sans compoundage».

### 3-7-2 Régulation automatique de la tension sans compoundage

La tension du nœud à régler (sortie du poste source) est comparée à un niveau de tension de consigne. Lorsque l'écart des deux tensions est supérieur à une valeur donnée  $\Delta V$ , le passage à une autre prise est temporisé d'un temps  $T1$ . Si après le changement de

prise, l'écart de tension est toujours supérieur à la valeur  $\Delta V$ , alors le passage d'une nouvelle prise est temporisé d'un temps  $T_{int} < T_1$  [50].

### 3-7-3 Régulation automatique de la tension avec compoundage

On se retrouve exactement devant le même principe que celui défini ci-dessus avec une simple modification de tension de consigne à la sortie du poste source. Ce changement de consigne permet de maintenir la tension voulue à un autre nœud (k) du réseau en évaluant sa tension. Cette évaluation se fait sur la base des courants qui transitent dans le transformateur. La formule associée correspond à  $V_k = V_{transfo} - Z_{ligne}.I$  pour les composantes simples [50] [51].

$$V_k = \sqrt{|\underline{V}|^2 + R^2 \cdot |\underline{I}|^2 + 2 \cdot |\underline{V}| \cdot |\underline{I}| \cdot R \cdot \cos(\varphi)} \quad (4.4)$$

Avec :

$$\underline{V} = V_{Réel} + j \cdot V_{imag} \quad (4.5)$$

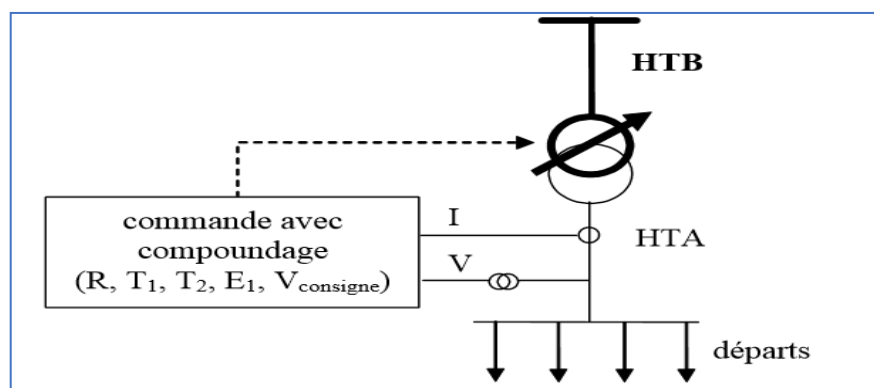
$$\underline{I} = I_{Réel} + j \cdot I_{imag} \quad (4.6)$$

$$\varphi = \arctan\left(\frac{I_{imag}}{I_{réel}}\right) - \arctan\left(\frac{V_{imag}}{V_{réel}}\right) \quad (4.7)$$

$R = |Z|$  est le facteur de compoundage

V est la tension simple au secondaire du transformateur, I est le courant déphasé d'un angle  $\varphi$  avec la tension.

La figure IV - 10 explique les grandeurs mesurées :



**Figure IV - 10 : Illustration des mesures nécessaires pour le réglage avec compoundage**



Les mesures des tensions et des courants dans le transformateur permettent d'avoir une image de la chute de tension d'un nœud dans le réseau de distribution.

La logique du régulateur en charge avec compoundage est représentée par la figure IV-11 [11].

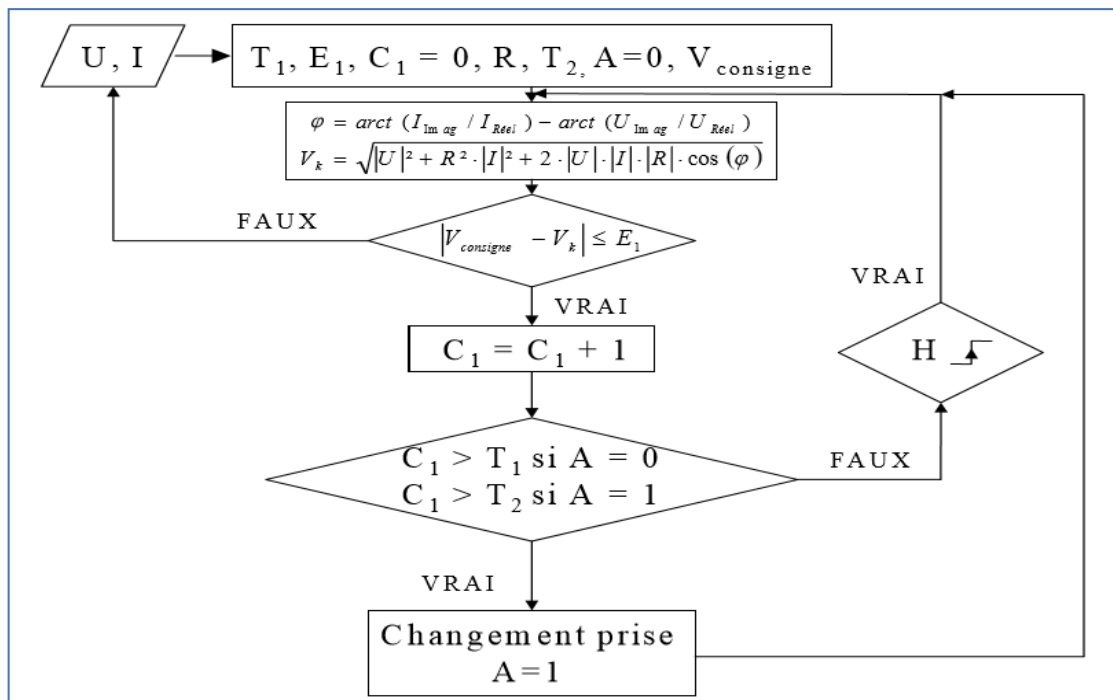


Figure IV -11 : Logique du régulateur en charge avec compoundage

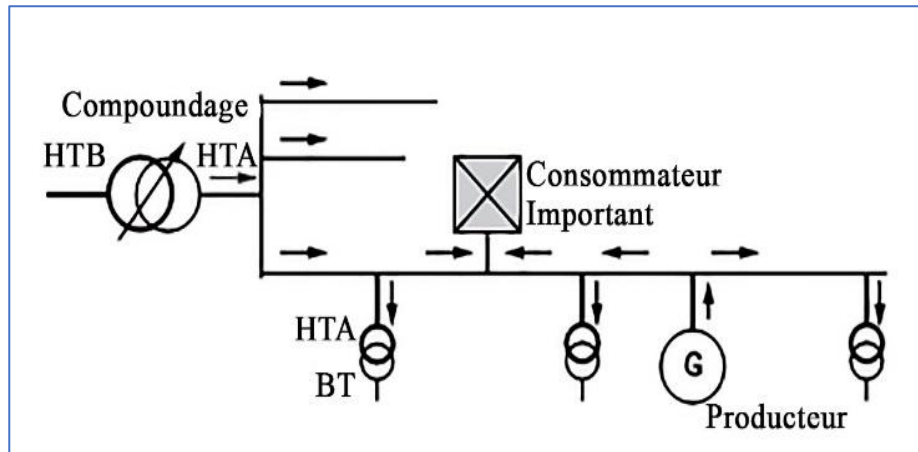
L'organigramme précédent montre les séquences suivies par le régulateur en charge. H est une horloge qui permet de compter (C1 est le compteur) le temps passé hors limites

$|V_{consigne} - V_k| < E_1$ . La variable A permet de changer la temporisation en cas de changements successifs.

L'insertion de la production renouvelable peut induire une inversion du flux de puissance sur le réseau de distribution et par conséquent des problèmes de réglage de tension du réseau.

Du fait de l'injection de puissance active et réactive, le raccordement d'une installation de production sur un réseau HTA, induit une modification des transits d'énergies sur le réseau.

La figure IV-12 illustre un exemple d'écoulement de puissance sur un réseau de distribution avec présence de la PD.



**Figure IV-12 : Ecoulement de puissance sur un réseau de distribution avec PD**

La thèse [52] a prouvé que :

- la régulation, sans compoundage, peut ne pas voir l'élévation du plan de tension dans les départs qui ont de la PD et donc maintenir la tension en sortie du poste source à un niveau élevé provoquant la surtension sur le départ contenant de la PD.
- la régulation, avec compoundage, du régleur en charge, pouvait diminuer la tension en présence de la PD. En effet, la PD provoque la diminution du courant qui transite dans le transformateur en fournissant localement la puissance aux charges du réseau de distribution. Le régleur en charge a donc tendance à changer de prise le régleur et diminue la tension au niveau du poste source. Les départs qui ne contiennent pas de la PD risquent d'être en sous-tension et avoir des chutes de tension inadmissibles.

Le réglage de tension conventionnel ne convient pas à un réseau avec pénétration importante de la PD [53], surtout dans un réseau avec des départs multiples où la répartition des PD n'est pas homogène.

Les valeurs de réglage des tensions HTA et BT à adopter à la fois aux périodes de faibles et de fortes charges, en présence ou absence d'installations de production, peuvent présenter dans certaines configurations une réelle difficulté.

Le calcul de la chute de tension dans chaque élément se fait en utilisant l'expression suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP+XQ}{U^2} (4.8)$$

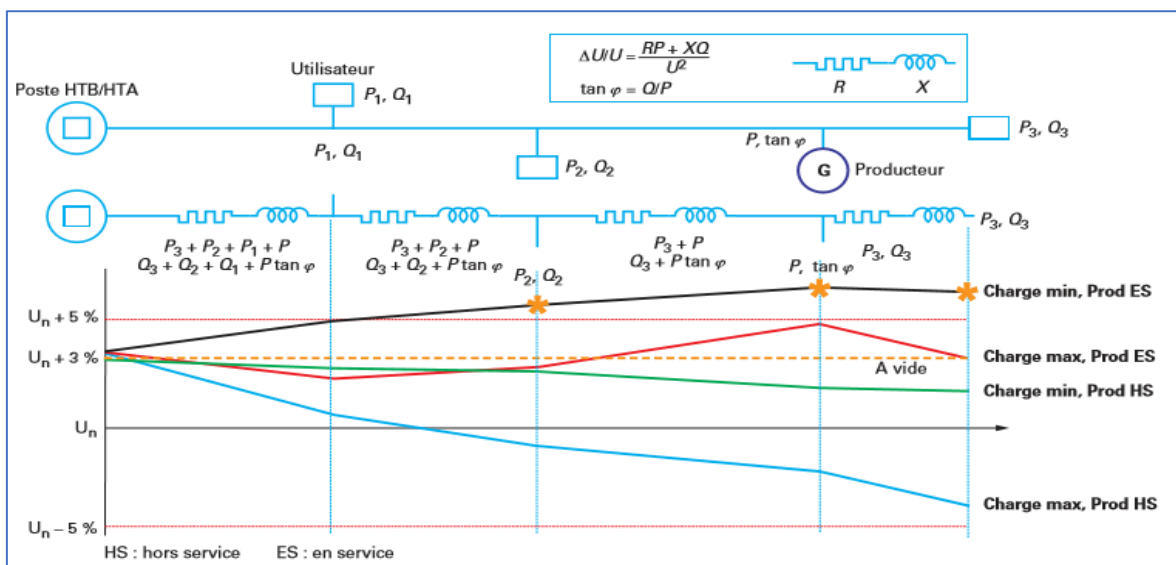
Avec :

- $\frac{\Delta U}{U}$  : Chute de tension relative aux bornes d'un élément de réseau ;
- U : tension composée nominale (exemple : 22 kV) ;
- R et X : résistance et réactance de cet élément de réseau ;
- P : puissance active transitant dans l'élément de réseau ;
- Q : puissance réactive transitant dans l'élément de réseau.

Quatre cas de figure peuvent être cités :

- Pleine charge en présence de la production décentralisée ;
- Pleine charge et sans production décentralisée ;
- Basse charge en présence de la production décentralisée ;
- Basse charge en son absence.

La figure IV-13 illustre la variation de la tension en trois points d'un réseau HTA en fonction de la charge.



**Figure IV-13 : Tension en tous points d'un réseau HTA en fonction de la charge et avec ou sans producteur**

En période de faible charge de consommation, l'énergie active injectée par le producteur crée une augmentation de tension qui pourrait conduire à un dépassement des niveaux de tension admissibles : terme RP négatif. La consommation de réactif par le producteur permet de diminuer voire de supprimer cette augmentation de tension : terme

XQ positif, d'où  $\tan \phi$  négative. Ce sont les études de raccordement qui permettent de déterminer la contribution en réactif demandée au producteur (dans les limites constructives).

Ce pendant pour lever les contraintes de tension dans le contexte du réseau de distribution actif, le mécanisme du régulateur en charge doit être revu et avoir une coordination avec la régulation de la PD. De plus, le réglage de tension dans un réseau actif doit adopter les moyens les plus actifs, tels que la régulation de la puissance active de la PD, voire la gestion des charges.

Pour le gestionnaire de réseau, la satisfaction des obligations réglementaires en matière de tension du réseau consiste à utiliser à chaque instant les possibilités de fourniture ( $Q^-$ ) ou d'absorption ( $Q^+$ ) de réactif pour effectuer le réglage de la tension.

La gestion sommaire de la tension au niveau des producteurs en particulier sur les problèmes de tension haute a pour conséquence de demander des dispositions d'absorption de réactif pour faire face à des situations contraignantes de tension haute (faible consommation et une forte production).

Ces dispositions conduisent à faire transiter du réactif absorbé dans le réseau pendant de longues périodes pour faire face à ces situations contraignantes généralement de courte durée. Donc pour optimiser le fonctionnement du réseau et limiter les pertes, il est souhaitable d'adapter à chaque instant le niveau de réactif fourni ou absorbé à la tension mesurée au point de livraison du producteur.

Le réglage conventionnel de tension ne convient pas donc à un réseau avec pénétration importante de la PD, surtout dans un réseau avec des départs multiples où la répartition des PD n'est pas homogène [53].

La 1<sup>ère</sup> partie du chapitre 4 a montré la criticité de l'impact de la PD insérée sur les réseaux de distribution sur les plans de protection et de tension de la HTA. Cet impact doit donc être traité de manière prioritaire pour permettre l'insertion de la PD (au niveau de la HTA et de la BTA) à des taux de pénétration élevés tout en respectant les limites réglementaires de la tension ( $22\text{kV} \pm 5\%$ , ce qui signifie que la tension d'un nœud  $N_i$  quelconque d'un réseau de distribution HTA doit être comprise entre  $19\text{kV} \leq U_{Ni} \leq 23\text{kV}$ ).

Dans la partie suivante nous proposons une approche de la régulation de tension à l'aide du contrôle de la PD. Cette approche consiste à faire participer d'une manière optimale la PD dans la régulation de tension.

Le nouveau plan de tension consiste à utiliser en HTA les possibilités de réglage de la

tension de consigne au niveau du jeu de barres du poste source, le régleur en charge du transformateur HTB/HTA, les batteries condensateurs, les prises de réglage à vide des transformateurs HTA/BT, et la participation en puissance réactive des producteurs décentralisés.

#### 3-7-4 Nouveau plan de tension

Les différents éléments du réseau qui avaient une action sur le plan de tension et qui pouvaient être gérés ont été présentés aussi. Ces éléments sont notés moyens de réglage. Ils sont de deux types :

- Grandeurs de consigne discrètes (régleur en charge ou banc de capacité).
- Grandeurs de consigne continues (injection de puissance réactive des producteurs),

La nature de couplage entre la tension et les flux de puissance dans le réseau de distribution est très non-linéaire et donc non-convexe [53]. La solution d'une optimisation non-convexe est très difficile parce qu'elle se situe dans la catégorie des problèmes NP-hard. En effet, la solution de ces optimisations comme l'optimal power flow (OPF) s'appuie généralement sur les méthodologies méta-heuristiques, tel que l'algorithme génétique (GA). Il existe des techniques pour convexifier le couplage de tension/puissance en gardant le lien non-linéaire des flux de puissance. Par exemple, [54] et [55] ont proposé une méthode de convexification avec le modèle de flux de branche dans lequel aucune approximation n'est prise en compte. La méthode d'approximation permet de faciliter la formulation de l'optimisation.

[53] a utilisé une méthode qui consiste à linéariser le couplage entre les variables de contrôle et les quantités à contrôler. Ce moyen est adopté pour le réseau de transport depuis longtemps. Pourtant des études sur son extension dans le réseau de distribution HTA sont apparues en référence ces dernières années [56]. Les coefficients de sensibilité sont issus de la matrice jacobéenne du réseau ou de l'analyse analytique [57].

Afin de coordonner de manière optimale les différents moyens de réglage qui ont des variables de commande mixtes, on fait appel à des outils d'optimisation. Les algorithmes d'optimisation qui gèrent les problèmes mixtes sont peu référencés et très souvent développés pour des problèmes spécifiques [58] [59] [60] [61] [62] [63] [64].

La variation de tension en fonction des différentes variables de contrôle est présentée en équation :

$$\Delta V = S_P \cdot \Delta P + S_Q \cdot \Delta Q + S_T \cdot \Delta T \quad (4.9)$$

Avec :

- $S_P$  : Coefficient de sensibilité de couplage de la tension avec la puissance active ;
- $S_Q$  : Coefficient de sensibilité de couplage de la tension avec la puissance réactive ;
- $S_T$  : Coefficient de sensibilité de couplage de la tension avec la prise de réglage en charge du transformateur.

C'est-à-dire que la tension dans le réseau peut être impactée par les trois variables : P, Q et T d'une manière linéaire et leur pente dépend des caractéristiques du réseau.

L'injection ou l'absorption de puissance réactive peut augmenter les pertes Joule sur les lignes de transmission d'énergie électrique. Par conséquent, la priorité de ces trois variables est comme suit :  $T > Q > P$ . Cela veut dire que l'on va utiliser d'abord le régleur en charge au contrôle de tension. Si ce moyen ne suffit pas, on va utiliser la régulation de puissance réactive de la DG. Si la puissance réactive atteint sa limite alors que le problème de tension existe encore, on va finalement utiliser la régulation de puissance active de la DG [53].

Puisque l'effacement de puissance active va réduire l'énergie produite par la ressource renouvelable, l'action sur la puissance active n'est pas rentable.

Notre approche se basera sur la même méthode, la relation qui lie entre le vecteur X et les paramètres à minimiser sera plus large.

Le principe de notre approche consiste à organiser le réseau MT en « Zones de réglages » et à réguler d'un point particulier de chaque zone, appelé " Nœud pilote". Le nœud pilote est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de sa zone.

Ce nouveau plan de tension a pour objectif de limiter les transits de puissance réactive entre chaque zone, et de maintenir la tension aux nœuds pilotes de chaque zone à sa valeur de consigne.

Le vecteur X sera donc :  $\{P_{DER}, Q_{DER}, n_{OLTC}, Q_{Batt}\}$  qui représentent la réponse du système aux changements des variables de contrôle.

$$D'où : |\Delta V_i| = K_{iP} \cdot \Delta P_{DER} + K_{iQ} \cdot \Delta Q_{DER} + K_{in} \cdot \Delta n_{OLTC} + K_{iQb} \cdot \Delta Q_{Batt} \quad (4.10)$$

De même pour  $|\Delta P_j|$ .

Les objectifs de l'optimisation sont traduits comme suit :

$$\min_{\Delta X} \{\alpha \cdot P_j + \beta \cdot J\} \quad (4.11)$$

Avec :

$$J = \sum_i^{\text{ALL Buses}} \left( \frac{V_i - V_{i,\text{avg}}}{dV_i} \right) (4.12)$$

$$V_{i,\text{avg}} = (V_{i,\text{max}} + V_{i,\text{min}}) / 2 (4.13)$$

$$dV_i = (V_{i,\text{max}} - V_{i,\text{min}}) / 2 (4.14)$$

## IV- DESCRIPTION DU SYSTEME D'ETUDE ET LE LOGICIEL DE SIMULATION

### 4-1 Logiciel de simulation : ETAP

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) est un logiciel de modélisation et de simulation de réseau électrique utilisé pour analyser les systèmes électriques dynamiques et transitoire ainsi que les protections électriques. Son module d'optimisation utilise la méthode de Newton-Raphson.

### 4-2 Réseau d'étude

Le réglage de tension est appliqué dans un réseau HTA alimenté par un poste source HTB/HTA (60/22kv) représenté par la figure IV-14. Celui-ci est issu d'un réseau distribution du Maroc.

L'étude se portera sur le réseau suivant contenant 8 départs MT hétérogènes dont deux sont détaillés. Le premier départ MT contient 4 charges avec une production décentralisée de 3 MW installée au bout de ligne, et le deuxième c'est un départ très long alimente plusieurs charges et sans aucune production décentralisée.

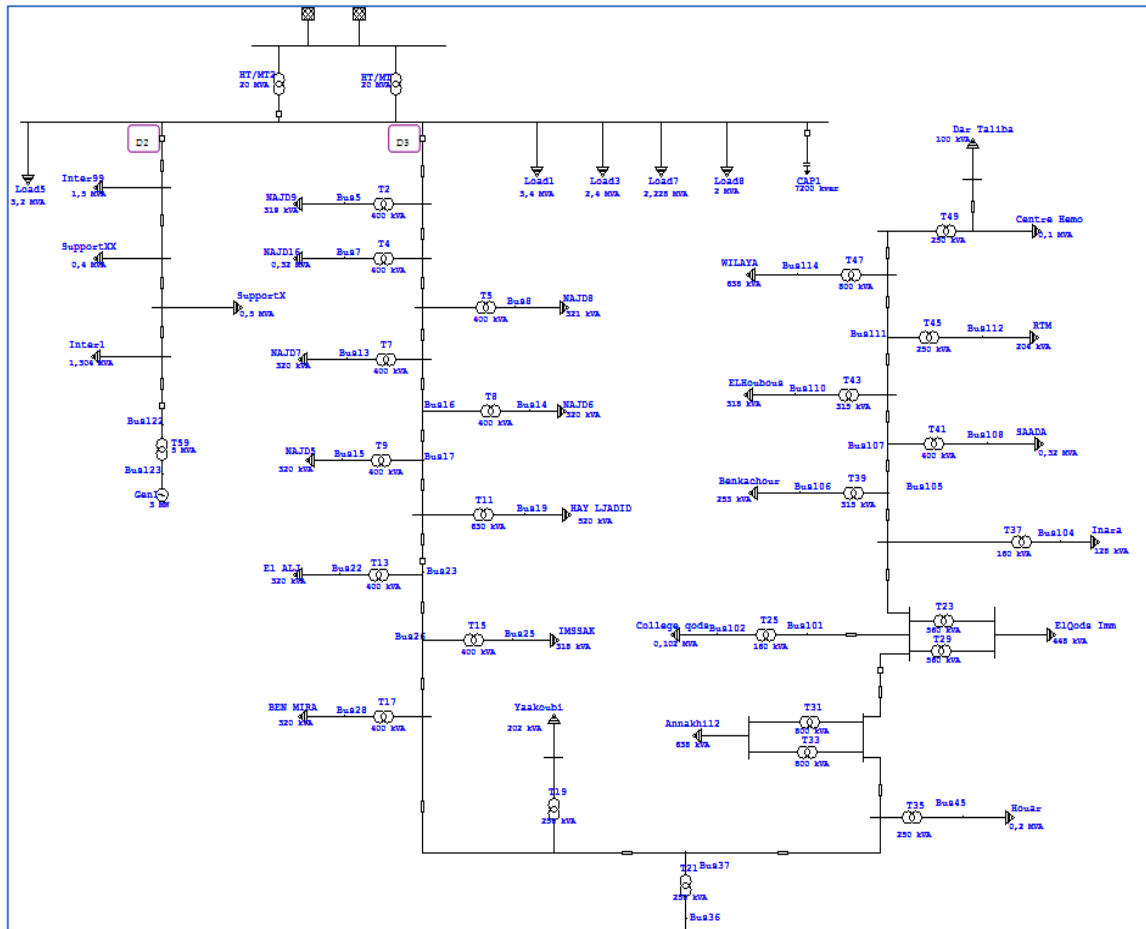


Figure IV-14 : Réseau d'étude

On lance l'analyse de l'Optimal power flow, avec des contraintes de puissance min et max du Gen1, puis min et max des batteries et des limites de tension seulement sur les nœuds pilotes 118 et 122.

Les niveaux de tension sur chaque nœud sont illustrés sur la figure suivante :



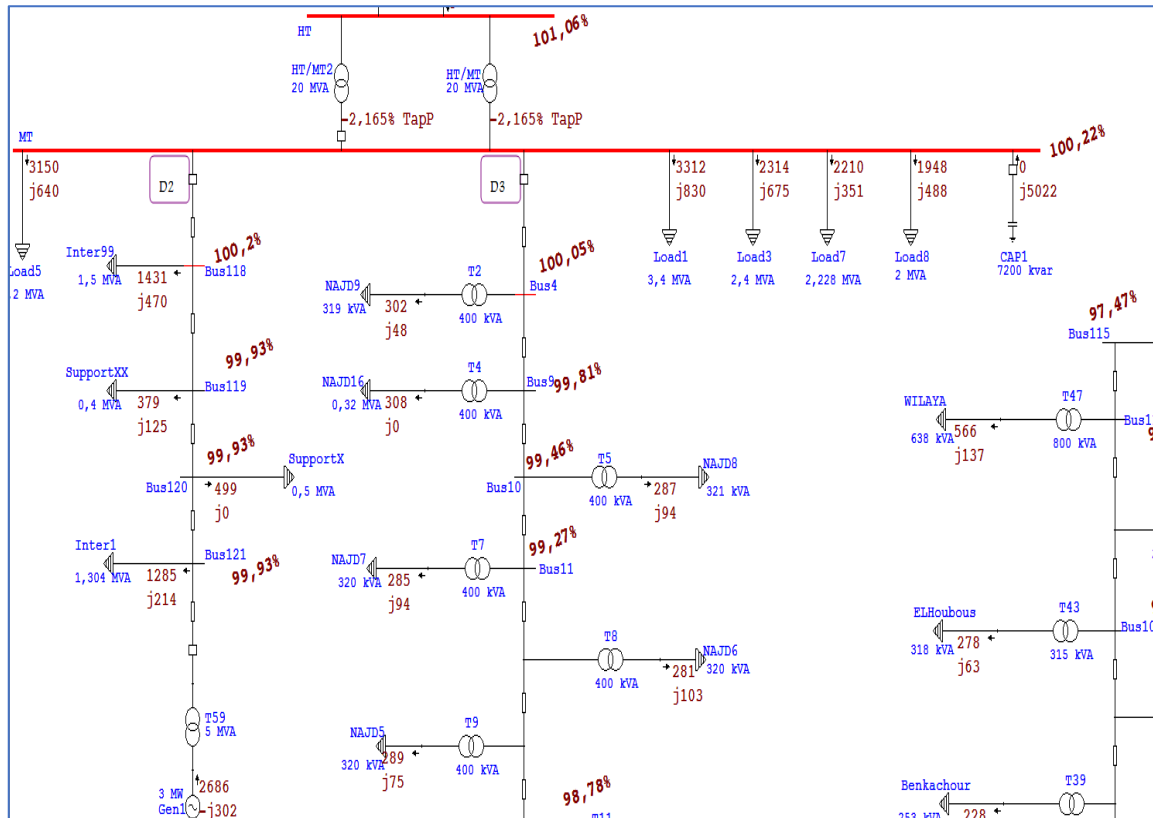


Figure IV-15 : Niveau de tension sur les nœuds du réseau

Le fonctionnement du régleur en charge ainsi que la participation du générateur en puissances active et réactive sont illustrés sur la figure suivante :

Generator/Power Grid		Operating		Delta	
ID	%Voltage	MW	Mvar	MW	Mvar
Gen1	99.94	2.686	-0.302	2.686	-0.302
U1	101.06	20.698	12.214	-0.005	-0.011
U3	101.06	0.000	0.000	0.000	0.000

LTC (Load Tap Changer)			
Transformer ID	Tap		
	Initial	Final	Delta
HT/MT	0.000	-2.165	-2.165
HT/MT2	0.000	-2.165	-2.165

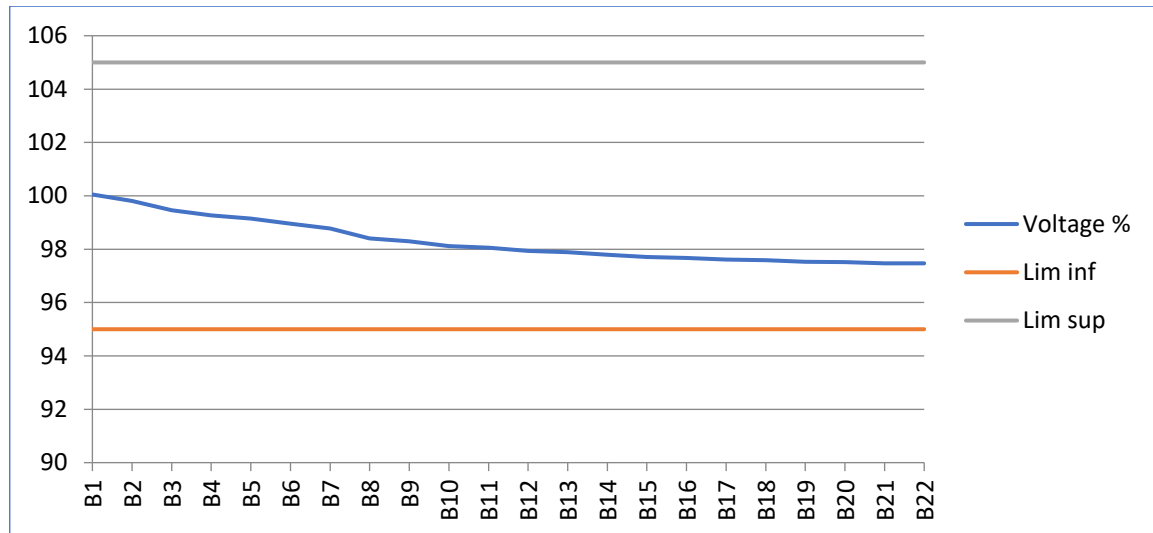
Shunt Capacitor/SVC			
Device ID	Mvar		
	Initial	Final	Delta
CAP1	-5.000	-5.022	-0.022

Figure IV-16 : Participation du régleur en charge, des BC et de la PD

Pour maintenir les tensions aux intervalles -2 % à +2%, le régleur en charge a opéré

deux fois et les batteries condensateurs ont fourni 5,022 Mvar tandis que la production décentralisée a absorbé 302 kvar.

La tension sur tout le départ est située dans la zone des limites inférieure et supérieure comme montre la figure IV-17.



**Figure IV-17 : Evolution de la tension le long du départ**

Les tensions aux nœuds MT sont tous bien situées dans les zones de tolérance. Mais on remarque une circulation de la puissance réactive sur le réseau (les batteries ont fourni et la PD a consommé le réactif), c'est-à-dire une perte de puissance dans le réseau. Le résultat est logique parce qu'on n'a pas encore posé aucune contrainte sur la circulation de réactive.

Dans ce qui suit, on va présenter les quatre scénarios possibles qui peuvent être existés réellement avec application de l'approche d'optimisation citée en haut.

Cas	Charge	Production
Cas1	Max	Max
Cas2	Max	Min
Cas3	Min	Max
Cas4	Min	Min

**Tableau IV-4 : Scénarios charge-production**

Les contraintes seront affectées sur le jeu de barres MT et sur deux nœuds pilotes, le premier nœud c'est le point de raccordement de la PD et l'autre est situé au bout de ligne du départ D3. La maîtrise de la tension à ces 3 points emmène directement à un plan de tension optimisé.

### 4-3 Résultats et discussion

#### 4-3-1 Cas1 : Consommation Max, Production Max

Les résultats de simulation sont présentés sur la figure IV-18 :

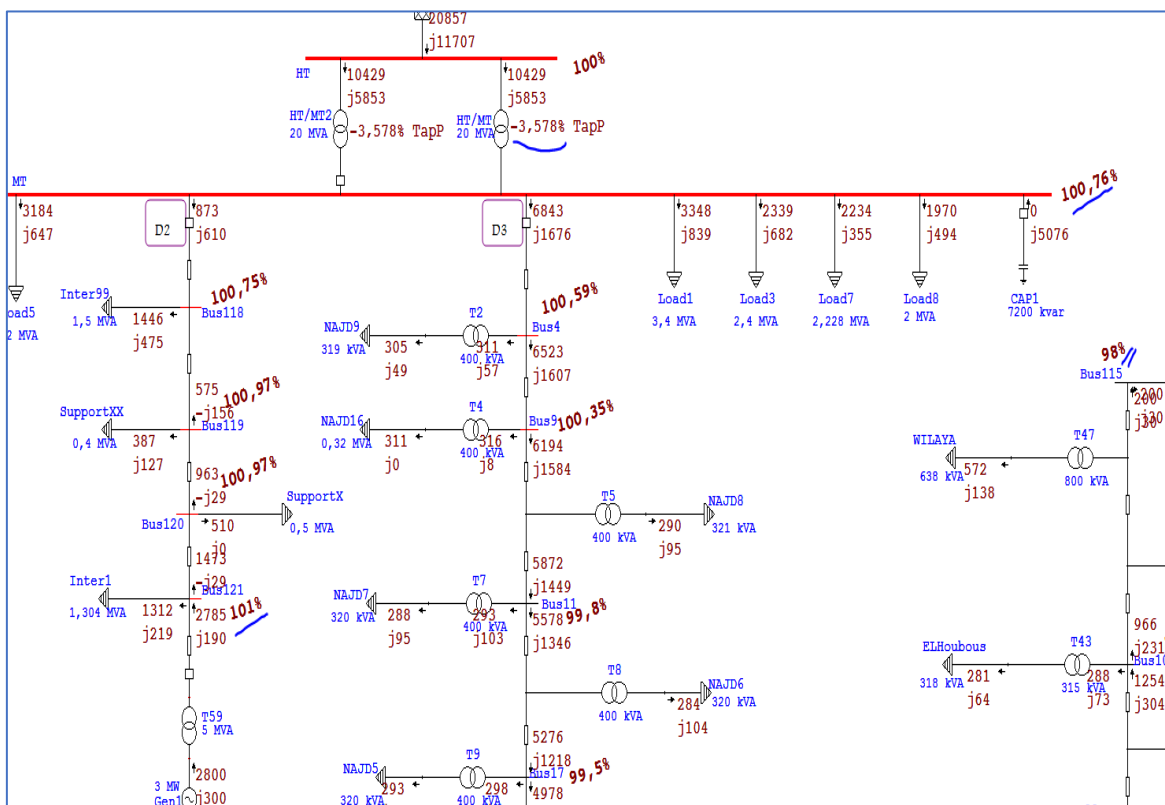


Figure IV-18 : Résultats de simulation cas1 -Charge Max- Production Max

Les tensions aux points de contrôle respectent les contraintes imposées. En effet, la tension au jeu de barre MT est de 100,76%, la tension au point de raccordement de la PD est de 101% et la tension au bout de ligne est de 98%.

Le régleur en charge a opéré 4 fois et les batteries condensateurs ont fourni 5,076 MVar. Les participations du régleur en charge et des batteries condensateurs à ce résultat sont montrées sur la figure IV-19:

Generator/Power Grid						
ID	%Voltage	Operating		Delta		
		MW	Mvar	MW	Mvar	
Gen1	101.89	2.800	0.300	0.000	0.000	
U1	100.00	20.857	11.707	20.857	11.707	

LTC (Load Tap Changer)			
Transformer ID	Tap		
	Initial	Final	Delta
HT/MT	0.000	-3.578	-3.578
HT/MT2	0.000	-3.578	-3.578

Shunt Capacitor/SVC			
Device ID	Mvar		
	Initial	Final	Delta
CAP1	-5.000	-5.076	-0.076

Figure IV-19 : Cas1-participation du OLTC, des BC et de la PD

4-3-2 Cas2 : Consommation Max, Production Min

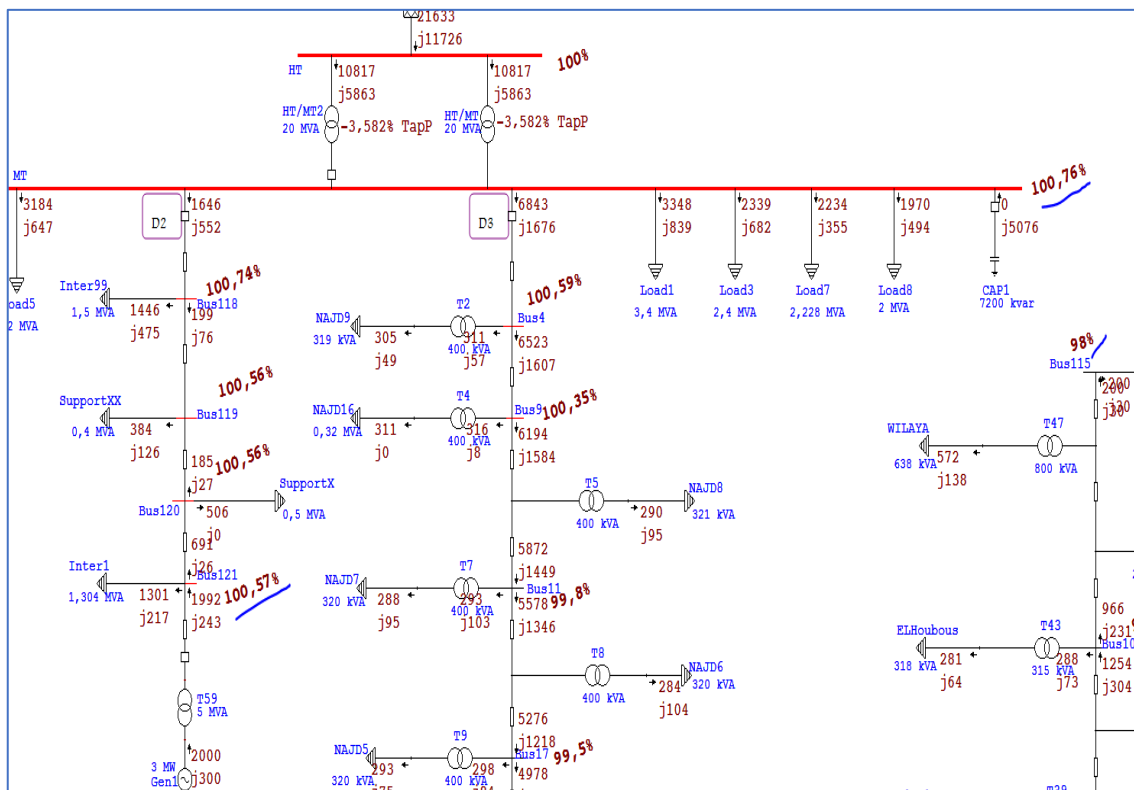


Figure IV-20 : Résultats de simulation cas2 -Charge Max- Production Min

Les tensions aux points de contrôle respectent les contraintes imposées. En effet, la tension au jeu de barre MT est de 100,76%, la tension au point de raccordement de la PD est de 100,57% et la tension au bout de ligne est de 98% comme montre la figure IV-20.

Par rapport au cas N°1, la seule tension qui a diminué est celle au nœud de raccordement de la PD du fait de l'action sur la puissance active.

Le régleur en charge a opéré 4 fois et les batteries condensateurs ont fourni 5,076 MVAR. Les participations du régleur en charge et des batteries condensateurs à ce résultat sont montrées sur la figure IV-21 :

<b>Generator/Power Grid</b>					
ID	%Voltage	Operating		Delta	
		MW	Mvar	MW	Mvar
Gen1	101.35	2.000	0.300	0.000	0.000
U1	100.00	21.633	11.726	21.633	11.726

<b>LTC (Load Tap Changer)</b>			
Transformer ID	Tap		
	Initial	Final	Delta
HT/MT	0.000	-3.582	-3.582
HT/MT2	0.000	-3.582	-3.582

<b>Shunt Capacitor/SVC</b>			
Device ID	Mvar		
	Initial	Final	Delta
CAP1	-5.000	-5.076	-0.076

Figure IV-21 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 2

4-3-3 Cas3 : Charge Min, Production Max

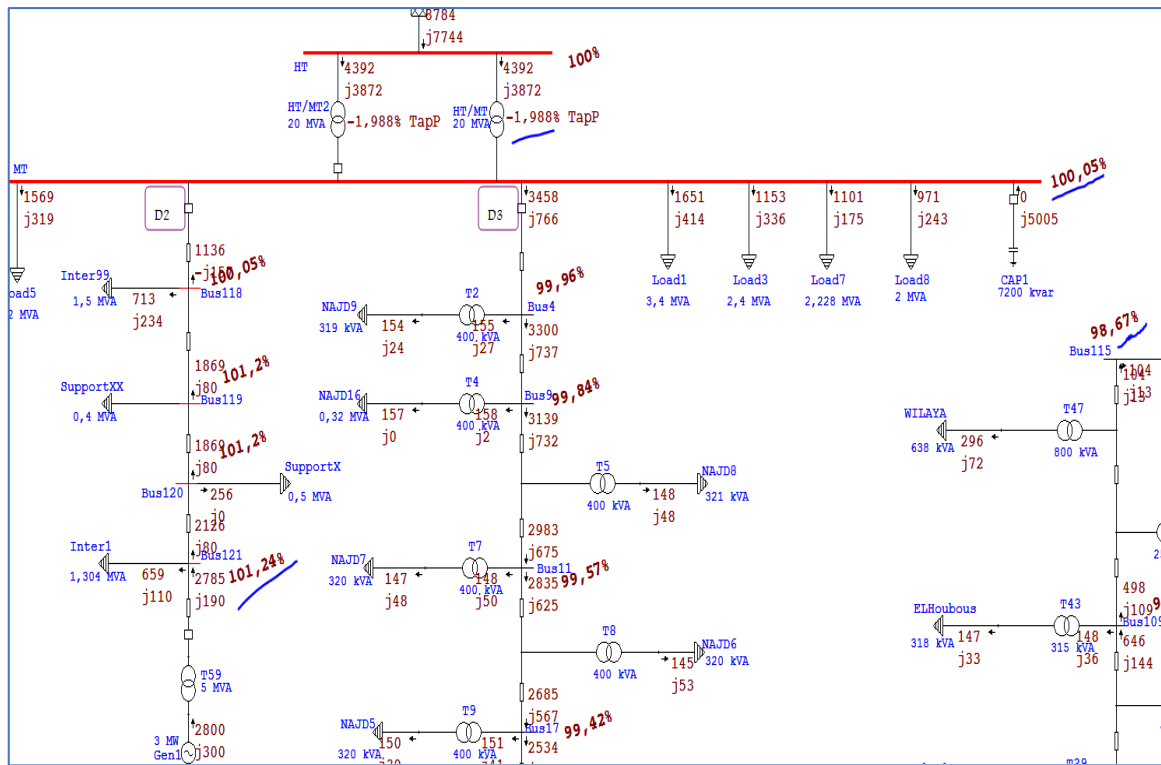


Figure IV-22 : Résultats de simulation cas3 - Charge Min- Production Max

Les tensions aux points de contrôle respectent les contraintes imposées. En effet, la tension au jeu de barre MT est de 100,05%, la tension au point de raccordement de la PD est de 101,24% et la tension au bout de ligne est de 98,67% comme montre la figure IV-22.

Le régulateur en charge a opéré 2 fois et les batteries condensateurs ont fourni 5 MVAR. Les participations du régulateur en charge, des batteries condensateurs et de la PD à ce résultat sont montrées sur la figure IV-23 :

Generator/Power Grid						
ID	%Voltage	Operating		Delta		
		MW	Mvar	MW	Mvar	
Gen1	102.13	2.800	0.300	0.000	0.000	
U1	100.00	8.784	7.744	8.784	7.744	

LTC (Load Tap Changer)			
Transformer ID	Tap		
	Initial	Final	Delta
HT/MT	0.000	-1.988	-1.988
HT/MT2	0.000	-1.988	-1.988

Shunt Capacitor/SVC			
Device ID	Mvar		
	Initial	Final	Delta
CAP1	-5.000	-5.005	-0.005

Figure IV-23 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 3

#### 4-3-4 Cas4 : Charge Min, Production Min

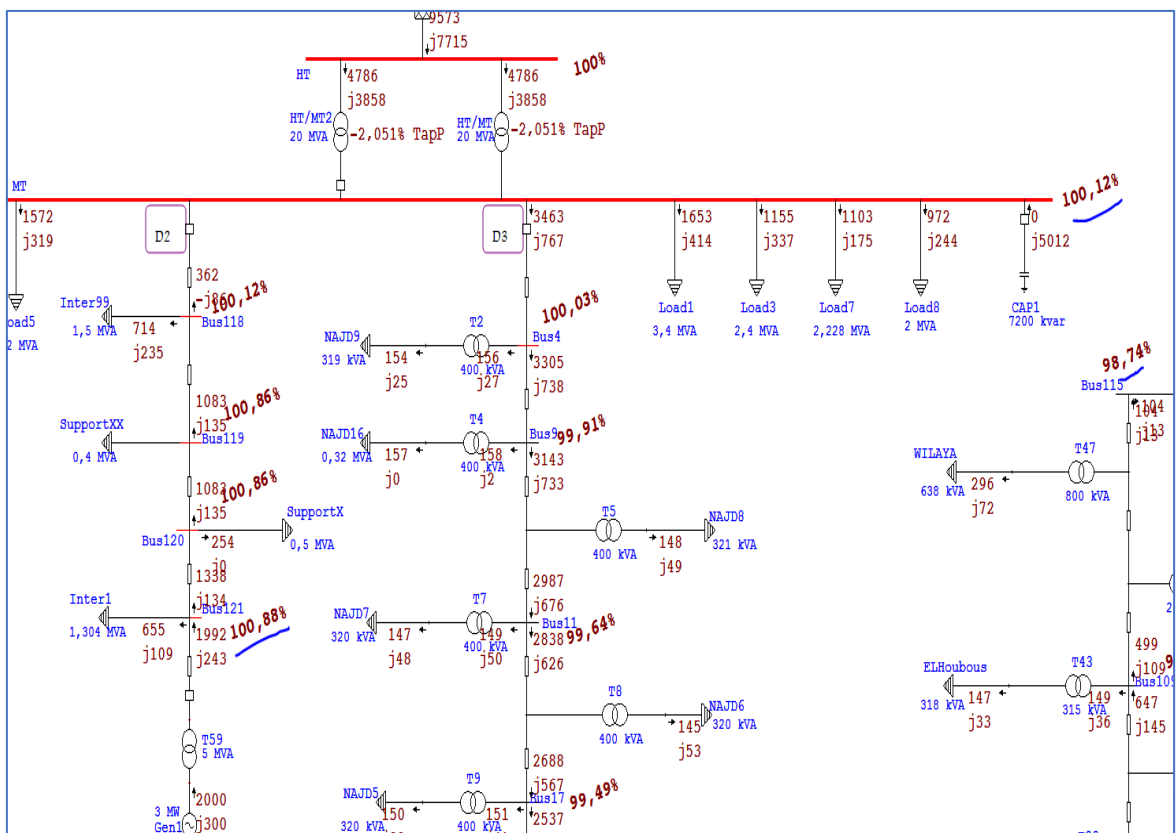


Figure IV-24 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 4

Les tensions aux points de contrôle respectent les contraintes imposées. En effet, la tension au jeu de barre MT est de 100,12%, la tension au point de raccordement de la PD est de 100,88% et la tension au bout de ligne est de 98,74% comme montre la figure IV-24.

Le régleur en charge a opéré 2 fois et les batteries condensateurs ont fourni 5,012 MVar. Les participations du régleur en charge, des batteries condensateurs et de la PD à ce résultat sont montrées sur la figure IV-25 :

<b>Generator/Power Grid</b>						
ID	%Voltage	Operating		Delta		
		MW	Mvar	MW	Mvar	
Gen1	101.66	2.000	0.300	0.000	0.000	
U1	100.00	9.573	7.715	9.573	7.715	
<b>LTC (Load Tap Changer)</b>						
Transformer ID	Initial	Tap		Final	Delta	
		Initial	Delta			
HT/MT	0.000	-2.051	-2.051	-2.051	-2.051	
HT/MT2	0.000	-2.051	-2.051	-2.051	-2.051	
<b>Shunt Capacitor/SVC</b>						
Device ID	Initial	Mvar		Final	Delta	
		Initial	Delta			
CAP1	-5.000	-5.012	-0.012	-5.012	-0.012	

**Figure IV-25 : Résultats de simulation par logiciel ETAP-cas 4 participation d'OLTC**

Ce cas de figure est le cas le moins contraignant pour le réseau car il correspond à un appel de charge min et une production minimale aussi. La satisfaction du besoin en puissances est assurée par le réseau en amont.

Pour les quatre cas de figure, on constate que la variation de la production de la puissance active de la PD n'affecte que les bus proches du départ à lequel la PD est raccordée. La PD ne participe pas à l'élévation de tension sur le nœud pilote le plus éloigné de l'autre départ. On remarque aussi que l'OLTC joue le grand rôle dans l'optimisation quel que soit les puissances injectés de la part des DG ou des batteries condensateurs. Le fonctionnement du régleur en charge et à chaque fois, sans aucune limitation, peut engendrer son usure. Sa limitation à une valeur donnée par jour n'est pas pratique. Une réflexion s'avère nécessaire à fin d'optimiser son nombre de fonctionnement durant sa durée de vie du fait qu'il représente la pièce maîtresse du transformateur de puissance.

Sur le plan d'exploitation du réseau, la réalisation du shunt ou point de sectionnement



entre les départs avec et sans production décentralisée peut résoudre le problème. Aussi l'insertion des régulateurs de tension au niveau des lignes MT peut minimiser le fonctionnement du régleur en charge du Transformateur de puissance HT/ MT.

Sur le plan technologique, une réflexion est nécessaire sur l'utilisation du régleur en charge au primaire ou au secondaire du transformateur. Aussi l'utilisation des transformateurs de puissance MT/ BT avec régleur en charge au lieu de régleur à vide au niveau de certains points du réseau. Vu le nombre important des transformateurs MT / BT installés sur le réseau, une étude technico économique de cette proposition est nécessaire.

Des études de simulations ainsi que des études de rentabilité seront nécessaires à fin d'évaluer ces propositions.

#### **4-3-5 Conclusion**

Les réseaux électriques sont actuellement en pleine mutation. L'une des conséquences de la dérégulation est l'apparition de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. Cette introduction de production d'énergie au sein des réseaux de distribution existants n'est pas sans effet sur ceux-ci.

Le travail réalisé dans le cadre de ce chapitre a permis d'identifier et d'étudier les principaux impacts de la génération d'énergie décentralisée sur les réseaux de distribution (impact sur le plan de tension et sur le plan de protection). L'impact sur le plan de tension est mis en évidence par des simulations numériques. Dans ce travail, des algorithmes d'optimisation sont utilisés afin d'insérer au mieux cette génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution. Les algorithmes d'optimisation sont mis en œuvre pour améliorer le profil de tension des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée.

Pour augmenter le taux d'insertion des énergies renouvelables sur le réseau de distribution, des actions importantes s'avèrent nécessaires :

#### **❖ Développement du mode de fonctionnement du réseau de distribution :**

La conception initiale des réseaux de distribution pour desservir des charges passives ne facilite pas cette intégration. Les différents dispositifs installés et répartis sur le réseau (protections, réducteurs de mesures, équipements de puissance..) exploitent des données locales et de ce fait se montrent peu performants dans ce nouvel environnement. La mise en réseau de ces différents dispositifs grâce au développement des moyens rapides de communication semble aujourd'hui la solution permettant d'appréhender ces situations

complexes résultant de la présence de production et d'effectuer les actions appropriées.

❖ **Plan de protection :**

Le plan de protection des réseaux HTA et BT a été conçu en partant du principe que l'amont était la seule source de courant de court-circuit. Le développement de la production met à mal ce principe avec pour conséquence des risques de déclenchement intempestif de protection et des risques de non-déclenchement sur défaut par aveuglement de la protection. Il paraît peu réaliste de faire évoluer le plan de protection actuel vers un plan de protection à mesure d'impédance de type de celui utilisé sur le réseau de transport, en raison du coût exorbitant que cela représenterait. En HTA, il semble plus raisonnable de miser sur les évolutions rapides des moyens de communication qui pourraient permettre de mettre en réseau les différentes protections afin d'assurer la sélectivité.

❖ **Plan de tension :**

Le développement de solution de réglages dynamiques de la tension par pilotage du réactif sur le réseau de distribution HTA avec participation des installations de production est de nature à faciliter le raccordement de la production tout en assurant le respect des plages de tension. Cette solution ne résoudra pas tous les cas et que des aménagements du réseau resteront nécessaires pour les cas les plus difficiles. Le transformateur HTA/BT à rapport de transformation fixe pourrait être remplacé par un transformateur avec régleur sur quelques points de réseau.

❖ **Compteurs communicant :**

Le déploiement des compteurs communicant transmettant périodiquement leurs données permettra d'envisager de développer une intelligence sur les réseaux basse tension ; la question du coût de mise en œuvre sera le principal frein.

❖ **Schéma de raccordement au réseau :**

Un schéma régional de raccordement des énergies renouvelables au réseau, qui permettra d'anticiper les renforcements nécessaires sur les réseaux électriques pour pouvoir accueillir l'ensemble de la production d'électricité renouvelable, s'avère nécessaire.

L'élaboration de schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables est une nécessité. Ces schémas devront définir les postes de transformation existants ou à créer entre les réseaux de distribution et le réseau de transport ainsi que des liaisons de raccordement au réseau de transport, permettant d'atteindre les objectifs définis par les schémas régionaux.

❖ **Grid code ou code réseau :**

Le Grid-Code ou code réseau est un document de références spécifiant le minimum technique pour les utilisateurs du réseau concernant le raccordement des centrales de production d'électricité d'origine renouvelables ou classiques, au réseau électrique, les règles de planification et l'exploitation du système électrique. Il permettra la création de réseaux robustes, sécurisés et homogènes avec des objectifs techniques et économiques.

L'objectif des codes de réseau est de fixer des règles techniques de raccordement au réseau de l'électricité, de conduite et de fonctionnement du système électrique afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité. Dans le domaine électrique, un code de réseau est un document qui définit les conditions nécessaires pour un producteur d'énergie électrique ou un consommateur d'énergie électrique pour pouvoir se raccorder sur un réseau électrique.

Les règles techniques de raccordement et les règles de conduite du système électrique comprennent également :

- Les règles techniques de raccordement des utilisateurs au réseau électrique ;
- Les règles et critères de planification du développement du réseau de distribution de l'électricité ;
- Les règles techniques de conduite et de fonctionnement du système de l'électricité ;
- Les relations entre les différents opérateurs et l'opérateur du système.

Le contenu d'un code de réseau peut varier d'un pays à l'autre, et même d'un opérateur à l'autre à l'intérieur d'un pays. Typiquement, le code de réseau spécifiera le comportement d'un générateur de réseau lors d'une perturbation de réseau. Ceci peut inclure des spécifications de :

- Absorption et fourniture d'énergie réactive ;
- Régulation de tension ;
- Régulation de fréquence ;
- Comportement sur court-circuit ;
- Niveaux Flickers ;

- Taux d'harmoniques ;
- Creux de tension ;
- Surtensions ;
- Déséquilibre.

Afin de garantir la stabilité à long terme du réseau électrique, le Grid code doit être aligné de manière optimale sur les propriétés du réseau d'alimentation. Les facteurs décisifs les plus importants à cet égard sont la structure et la topologie du réseau électrique, les caractéristiques des unités de production et des consommateurs.

# **Chapitre V : Impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau HTB**

## INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons présenter les impacts sur le réseau de transport HTB. Nous allons étudier d'une manière exhaustive et approfondie les effets de l'intégration de la production décentralisée sur le réseau de transport, et nous allons proposer des solutions pour réduire le taux d'harmonique au point de raccordement d'une centrale PV avec un réseau en antenne à faible puissance de court-circuit.

### I. INCIDENCES SUR LE RESEAU HTB DE LA PRODUCTION RACCORDEE EN HTA

#### **1-1 Vérification de la capacité d'accueil du réseau de transport**

Parallèlement aux études de raccordement en HTA, le gestionnaire du réseau de distribution doit s'assurer auprès du gestionnaire de réseau de transport que le raccordement d'installations de production en HTA est acceptable vis-à-vis du réseau HTB en régime permanent et en régime transitoire. Les études à faire par le gestionnaire du réseau de transport concernent principalement la vérification du respect des transits dans le réseau de transport.

La demande de raccordement et sa concentration dans des zones à haut potentiel peut conduire la présence des contraintes sur le réseau HTB (situations de  $n - 1$ , respect des intensités admissibles...). Dans certaines régions, le volume de demande de raccordement dépasse largement la puissance consommée à la pointe. Dans ces situations, des adaptations lourdes du réseau HTB, sont nécessaires pour accepter les demandes de raccordement en HTA.

#### **1-2 Vérification du fonctionnement du réseau en situation de défaut**

##### **1-2-1 Plan de protection, régime de neutre**

Les productions décentralisées vont participer à la puissance de court-circuit. L'élimination des défauts apparaissant sur un élément de réseau HTB suppose la prise en compte des apports de courant de défaut par toutes les extrémités du tronçon amont en défaut.

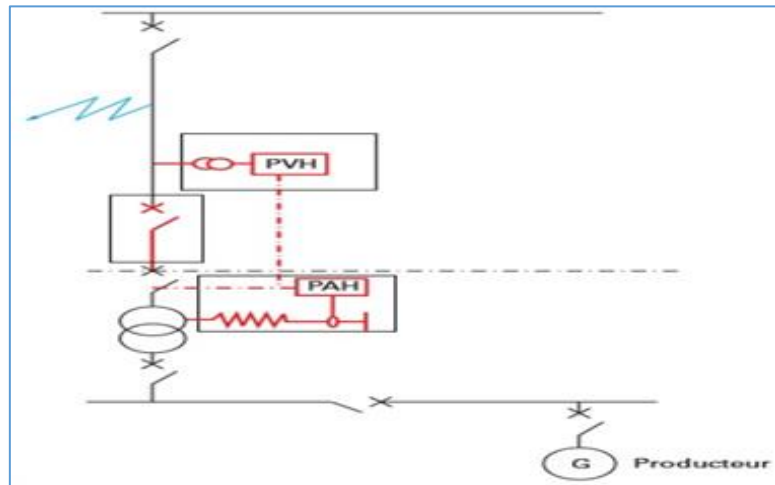
Lors d'un défaut polyphasé survenant sur le réseau de Transport, ce défaut est alimenté à la fois par le réseau transport amont, ainsi que par les productions décentralisées,

raccordées au réseau de distribution, à travers le poste source. Le défaut est décelé par les protections du réseau de transport qui provoquent l'ouverture du disjoncteur supprimant ainsi l'alimentation de ce défaut par le réseau amont. Selon la nature et la localisation du défaut HTB, le critère de tension basse de la protection de découplage peut provoquer la déconnexion de ces installations à la condition que son réglage soit instantané. Si cette condition n'est pas remplie, le défaut HTB reste alimenté par les productions décentralisées dans un petit système électrique îloté. Le déséquilibre de puissance active et réactive qui résulte de cette situation provoque, de façon quasi obligatoire, le franchissement des seuils de fréquence et/ou de tension des protections de découplage assurant ainsi la déconnexion de toutes les productions décentralisées [41].

Pour les défauts à la terre, le mode de mise à la terre du réseau HTB est déterminant pour les apports de courant de défaut des extrémités du tronçon. La participation des groupes connectés au réseau HTA à l'alimentation de défaut terre HTB dépend de l'impédance homopolaire du transformateur HTB/HTA elle-même liée au groupe de couplage et au mode de mise à la terre du neutre HTB :

- si aucune mise à la terre n'est effectuée sur le neutre HTB du transformateur HTB/HTA, le défaut n'est pas alimenté par le producteur raccordé en HTA et est donc impossible à déceler par le critère max U homopolaire de la protection de découplage installée en HTA. Après fonctionnement des protections amont (ligne) et création d'un réseau séparé, cette protection pourrait agir par critère min/max de fréquence avec un délai dépendant des déséquilibres actif et réactif entre production et consommation. Ce fonctionnement hasardeux est incompatible avec un délai d'élimination de défaut. Il a été retenu d'installer une protection volumétrique homopolaire (PVH) HTB à temps constant comme montre la figure V-1.

- si une mise à la terre est effectuée sur le neutre HTB du transformateur HTB/HTA, le défaut est alimenté par le producteur raccordé en HTA. La sensibilité de détection du critère max U homopolaire de la protection de découplage installée en HTA vis-à-vis du défaut terre HTB ne peut être garantie dans tous les cas. La mise en place d'une protection ampérométrique homopolaire (PAH) dans la connexion de mise à la terre HTB du transformateur HTB/HTA à action temporisée (3 à 5 s) sur le disjoncteur HTB du transformateur HTB/HT est le seul moyen d'élimination des apports de courant de défaut terre de la part de la HTA [42].



**Figure V-1 : Positionnement des PVH et PAH dans un poste source, pour éliminer l'alimentation d'un défaut à la terre en HTB par un producteur HTA**

### 1-2-2 Automatismes

#### ■ Réenclencheurs :

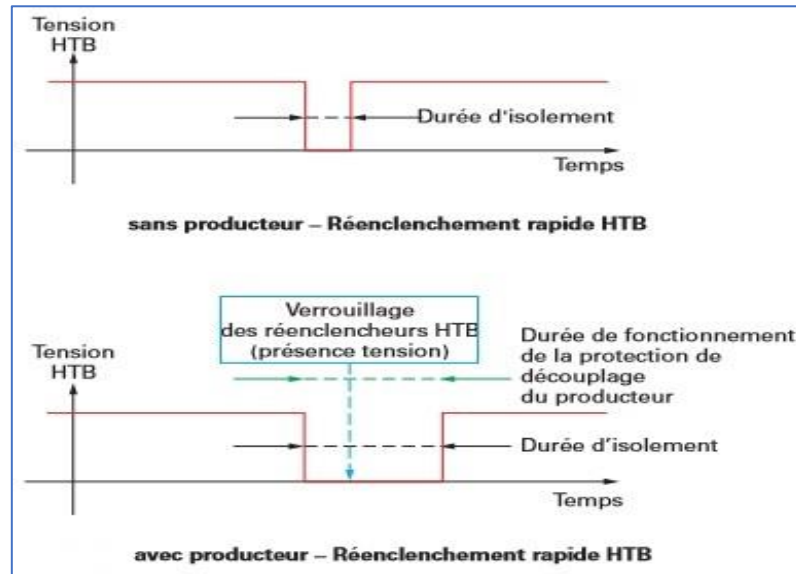
Les réenclencheurs sur le réseau de transport ou de distribution disposent d'une fonction de verrouillage de la fermeture du disjoncteur sur présence de tension aval comme montre la figure V-2, afin d'empêcher la mise en liaison de deux réseaux qui présenteraient un écart de phase ou de fréquence. La présence de producteur sur le réseau aval prolonge le maintien sous tension du réseau aval et dégrade ainsi la qualité du réseau en augmentant la durée de l'interruption. En effet, après un défaut, le dispositif ne procède au renvoi de la tension sur la ligne qu'après vérification de l'absence de tension. Dans la pratique, le renvoi ne peut avoir lieu tant que la tension  $U > 0,2 U_n$  sur l'ouvrage HTB1 en défaut.

L'utilisation d'une protection supplémentaire de type PVH ou PAH, ne modifie en rien cette situation. Le temps de fonctionnement d'une telle protection étant généralement supérieur à la seconde, le réenclenchement rapide ne peut généralement pas avoir lieu. Le réenclenchement lent préserve toutefois son efficacité (mais avec une coupure brève ( $> 1$  s) du poste source).

Compte tenu de cette situation, il a été convenu que [42] :

- les postes sources HTB1 neufs accueillant dans un premier temps uniquement de la production HTA ne seront pas équipés d'un dispositif de réenclenchement rapide. Ce dispositif sera toutefois installé ultérieurement si de la clientèle distribution est alimentée par le poste ;





**Figure V-2 : Effet de la fonction de verrouillage de la fermeture du disjoncteur en cas de présence d'un producteur**

### 1-3 Accès et raccordement au réseau de transport

Les études de raccordement tiennent notamment en compte des caractéristiques techniques de l'installation à raccorder et des caractéristiques du Réseau de Transport de l'Electricité.

Le raccordement de l'installation de production s'effectue normalement au point du Réseau de Transport le plus proche. L'Opérateur du Système vérifie que l'insertion de la nouvelle installation n'affecte pas la sécurité et la sûreté de fonctionnement du Réseau de Transport de l'Electricité sur les points suivants :

- Le respect des intensités admissibles dans les ouvrages du Réseau de Transport de l'Electricité en régime permanent et lors des régimes de surcharge temporaire admissibles en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau.
- Le respect en cas de défauts d'isolement, des pouvoirs de coupure des disjoncteurs et de la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du Réseau de Transport de l'Electricité et des utilisateurs déjà raccordés.
- La tenue de la tension sur le Réseau de Transport de l'Electricité dans les plages normales lors de la mise en service ou de déclenchement de l'installation ainsi que lors de ses variations de charge.
- Le respect des performances d'élimination de défauts d'isolement.
- Le maintien de la continuité du service dans les conditions normales de fréquence et de tension.

L'installation de raccordement est équipée, généralement, de :

- Un système de comptage d'énergie conforme aux spécifications établies par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité ;
- Un système de télémesure et de télésignalisation des paramètres de fonctionnement (courant, tension, fréquence, puissance active, puissance réactive, position disjoncteur et sectionneur) ;
- Un système de protections et automates de l'installation de production ;
- Un dispositif de couplage de l'installation au réseau de transport : l'installation de production doit être équipée d'un dispositif automatique et manuel permettant son couplage au réseau de transport de l'électricité par l'intermédiaire du disjoncteur groupe ou du disjoncteur ligne.

#### **1-4 Contraintes de raccordement avec le réseau de transport**

Les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'énergie électrique sont précisées dans l'arrêté [65] et le décret[66]. [66] présente quelques considérations générales sur ces contraintes de raccordement. En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent :

- être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime perturbé.
- Avoir des capacités constructives de fourniture de services auxiliaires nécessaires. ces services comprennent :
  - Les réglages primaire et secondaire de la tension ;
  - Les réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
  - Le fonctionnement en réseau séparé ;
  - Le renvoi de la tension et la participation à la reconstitution du réseau.
- Etre équipées d'un dispositif qui permet de les coupler au réseau de transport. Les installations doivent en outre être conçues pour que la stabilité de leur fonctionnement soit assurée compte tenu des caractéristiques de leur raccordement au réseau et doivent être équipées des régulations de tension et de fréquence qui sont nécessaires pour atteindre cet objectif. Des pertes de stabilité ne doivent pas être à l'origine d'une

dégradation de la qualité d'alimentation sur le réseau de transport ou de perturbation des conditions de son exploitation.

- Être capables de recevoir et d'exécuter les ordres de conduite en provenance du gestionnaire de réseau de transport ( Dispatching).

L'arrêté [65] précise ces contraintes de raccordement en fonction du type d'installation.

### **1-5 Raccordement d'une centrale Solaire Photovoltaïque**

La structure des réseaux actuels HT et MT doit être changée afin de pouvoir gérer efficacement l'intégration de ces sources d'énergie renouvelables. Une haute pénétration des systèmes photovoltaïques aura certainement des conséquences sur l'exploitation du réseau électrique. Cependant, les performances des systèmes PV connectés au réseau peuvent être affectées en raison de la nature intermittente de la photovoltaïque, de sa forte pénétration, de la présence de charges non linéaires dans le système de distribution. Les problèmes de qualité de l'énergie rencontrés dans le système PV connecté au réseau sont les fluctuations lentes et rapides de tension, les surtensions, le déséquilibre et les harmoniques. Ces paramètres doivent être dans la plage spécifiée par les normes IEC et IEEE. Il est, donc, important d'analyser l'impact de la centrale PV sur les paramètres de qualité d'énergie associés au système d'alimentation avant le raccordement avec le réseau.

### **1-6 Variantes possibles de raccordement d'une centrale avec le réseau de transport**

Le mode de raccordement dépend de la puissance de la centrale. Pour les puissances supérieures à 60 MVA le raccordement est généralement en 225kv .

Le réseau 60kv est réparti sur la totalité du territoire marocain et par conséquent la majorité des productions décentralisées seront raccordées en 60kv.

Les variantes possibles de raccordement en 60kv avec les estimations par km sont détaillés ci après :

- Raccordement en piqure de la centrale sur la ligne existante la plus proche ;
- Rabattement de la ligne existante par la réalisation de deux lignes simple ternes ;
- Rabattement de la ligne existante par la réalisation d'une ligne a deux ternes ;
- Raccordement de la centrale par la réalisation d'une ligne directe simple terne ;

- Raccordement de la centrale par la réalisation d'une ligne directe à deux ternes .

Les estimations de raccordement en 60 kv sont illustrées sur le tableau V-1 qui représente la base d'estimation et les coûts unitaire de la réalisation des ouvrages transport.

Variantes	Unité	Qté	PU (kdh)	Total (kdh)
<b>Raccordement en pique</b>				
Ligne 60kV à simple terne	km	1	650	650
Travaux télécom aux postes encadrants	Forfaitaire	1	350	350
<b>Total</b>				<b>1.000</b>
<b>Rabattement en simple ternes de la ligne 60kV</b>				
Ligne 60kV à 1 T	km	2	650	1.300
Réhabilitation de la ligne 60kV existante	Forfaitaire	1	350	350
<b>Total</b>				<b>1.650</b>
<b>Rabattement en double ternes de la ligne 60kV</b>				
Ligne 60kV à 2 T	km	1	750	750
Réhabilitation de la ligne 60kV existante	Forfaitaire	1	350	350
<b>Total</b>				<b>1.100</b>
<b>Raccordement en antenne sur le poste 60/22kV</b>				
Ligne 60kV 1T CPV	km	1	650	650
Départ 60kV au poste 60/22kV	U	1	2.500	2.500
Extension JdB 60kV	Forfaitaire	1	500	500
Extension TG+T.Aux+TBarre60kV	Forfaitaire	1	1.000	1.000
<b>Total</b>				<b>4.650</b>
<b>Raccordement en 2T sur le poste 60/22kV</b>				
Ligne 60kV 2T CPV	km	1	750	750
Départ 60kV au poste 60/22kV	U	2	2.500	5.000
Extension JdB 60kV	Forfaitaire	1	500	500
Extension TG+T.Aux+TBarre60kV	Forfaitaire	1	1.000	1.000
<b>Total</b>				<b>7.250</b>

**Tableau V-1 : Modes et Estimations de raccordement en 60kv**

Concernant les technologies retenues pour la filière solaire, le Maroc a priorisé le développement de centrales solaires CSP, pour des besoins urgents de son système électrique national en vue d'assurer une meilleure modulation de la puissance appelée grâce à la capacité de stockage. Les grands projets de technologie CPS et qui sont

maintenant réalisés sont donnés sur le tableau V-2 :

Centrale	Puissance en MW	Technologie
NOOR 1,2,3,4	580	CSP
Ain Beni Mathar	420	CSP/gaz
Foum Al Ouad	500	CSP/PV
SebkhatTah	500	CSP/PV
Boujdour	100	CSP/PV

**Tableau V-2 : Projets PV déjà en service**

Il est prévu aussi la mise en place de centrales solaires photovoltaïques de moyenne et grande capacité d'environ 3000MW à l'horizon 2030.

Une série de centrales PV de taille moyenne (20 à 40 MW), prévues dans le programme marocain de l'énergie solaire.

Cette partie du chapitre présente les résultats de l'étude d'impact sur le réseau HTB d'un projet PV , composé d'une centrale photovoltaïque de 40MW. L'étude analyse les éventuels problèmes techniques pouvant résulter de l'interconnexion de cette nouvelle installation sur le réseau Marocain et propose des solutions techniques destinées à minimiser cet impact à la fois sur la centrale photovoltaïque et sur le Réseau de Transport .

L'analyse du comportement du réseau comprend le calcul du court-circuit, du flux de puissance active et réactive, du profil de tension, des flickers et des harmoniques .

Cette partie de l'étude évalue la capacité du parc PV à alimenter le réseau avec les puissances active et réactive nécessaires, et en respectant les contraintes sur les niveaux de tension. Les résultats de cette étude sont le dimensionnement correct des équipements ainsi que l'adjonction, si nécessaire, d'équipements de compensation complémentaires afin de répondre aux exigences techniques.

## II. DESCRIPTION DU SYSTEME D'ETUDE

### 2-1 Réseau d'étude

Le réseau de transport et de distribution de la région d'étude est constitué de :

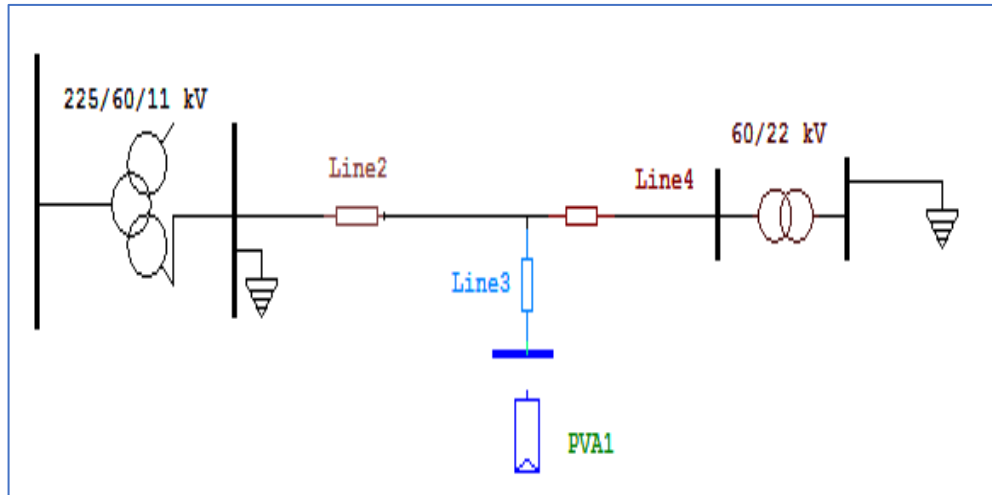
- Un poste THT/HT/MT (225/60/22 kV) équipé de deux transformateurs de puissance 2 × 70 MVA (Etage 225/60 kV) .

- Un poste source (60/22 kV) équipé de deux transformateurs de puissance 2\*40 MVA.

Ce poste alimenté en antenne par une ligne 60kv de longueur 70km et de section 181.6

Almelec issue du poste 225/60/22kv.

Le mode de raccordement, en piqure, de l'installation PV via une ligne de 1km avec la ligne 60kv existante est représenté par la figure V-3:



**Figure V-3 : Mode de raccordement en piqure**

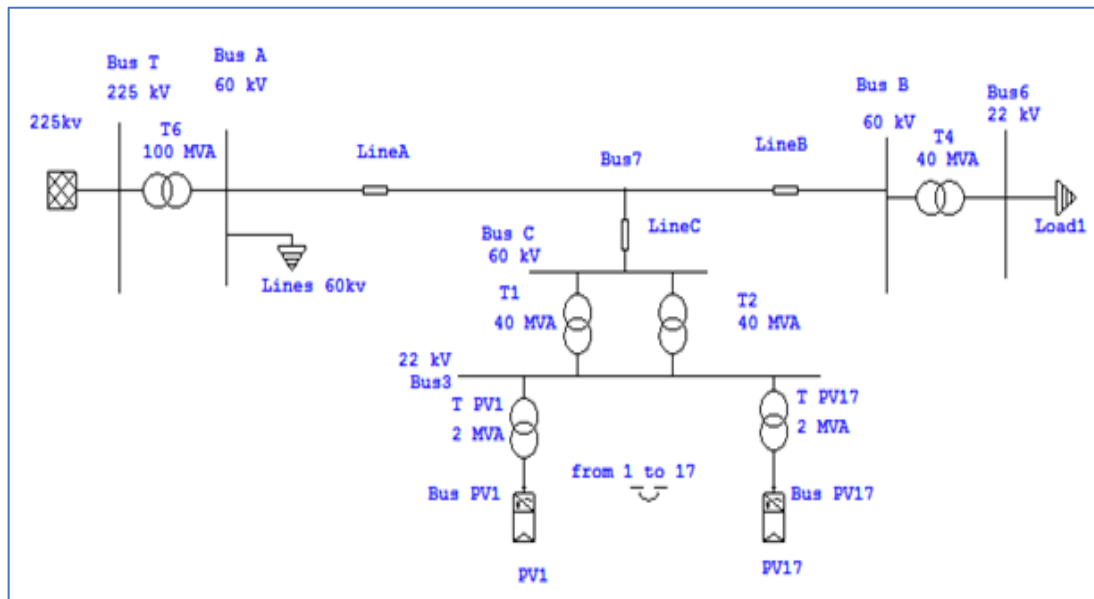
## 2-2 Représentation de l'installation PV

La centrale PV de 40 MVA est dimensionnée de 130560 Panneaux, 17 onduleurs, 17 transformateurs 0,4 /22kv et 2 transformateurs 60/22kv un en service et l'autre de réserve. Les données techniques des Transformateurs éleveurs 0,4/22 kv et 22/60kv sont présentées sur le tableau V-3 :

Transformateur Elévateur 22/0,4 kv		Transformateur Elévateur 60/22kv	
Puissance installée	2,2 MVA	Puissance installée	40 MVA
Puissance Pcc	6,5%	Puissance Pcc	10%
Couplage	Dyn11	Couplage	Ynd11
Régleur	5 prises	Régleur	21 prises

**Tableau V-3 : Caractéristiques des transformateurs de puissance**

La figure V-4 montre le schéma simplifié de raccordement de la centrale au réseau 60kv :




**Figure V-4 : Schéma simplifié de raccordement de la centrale au réseau 60kv**

**+** Caractéristiques du module photovoltaïque polycristallin :

Le choix des modules s'est porté sur la technologie polycristalline dont les caractéristiques électriques à 1000 W/m<sup>2</sup> et 25 °C sont données sur le tableau V-4 :

Maximum Power (Pmax)	<b>325 W</b>
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.2 V
Maximum Power Current (Imp)	8.73 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V
Short Circuit Current(Isc)	9.19 A
Maximum SeriesFulse	15 A
Power Selection	0-5W
Module Application	Class A
Maximum System Voltage	IEC 1000A

**Tableau V-4 : Caractéristiques du module photovoltaïque**

 Données techniques de l'onduleur :

Le choix des onduleurs s'est porté sur le type suivant de puissance 2MW.

<b>Données techniques</b>	
<b>Entrée (DC)</b>	
Plage de tension MPP VDC (à 25 °C/à50°C)	570 à 950 V/ 800 V
Tension d'entrée min VDC, min/ tension de démarrage VDC, démarrage	545 / 645 V
Tension d'entrée max, VDC, max	1100V
Courant d'entrée max, IDC, max (à 25°C/à 50°C)	3960 A / 3600 A
Courant de court-circuit max IDC	6400 A
Nombre d'entrée DC	24
<b>Sortie (AC)</b>	
Puissance nominale AC en cas de cos phi=1 (à 25 °C/à 40 °C/ à 50°C)	2200 kVA/ 2080 kVA /2000 kVA
Puissance nominale AC en cas de cos phi=0.8 (à 25 °C/à 40 °C/ à 50°C)	1760 kW/ 1664 kW/ 1600 kW
Courant nominal AC IAC, min=courant de sortie max IAC, max	3300 A
Taux de distorsion harmonique max	< 3 % en cas de puissance nominale
Tension nominal AC/ plage de tension nominal AC	385 V / 308 V à 462 V
Fréquence du réseau AC/Plage	50 Hz / 47 Hz à 53 Hz 60 Hz / 57 Hz à 63 Hz
Rapport min de court-circuit à des bornes AC	> 2
Facteur de puissance à la puissance assignée/facteur de déphasage réglables	1 / 0,8 inductif à 0,8 capacitif

**Tableau V-5: Caractéristiques électriques de l'onduleur choisi**



Le schéma simplifié de raccordement de la centrale avec le réseau est donné sur la figure V-5 :

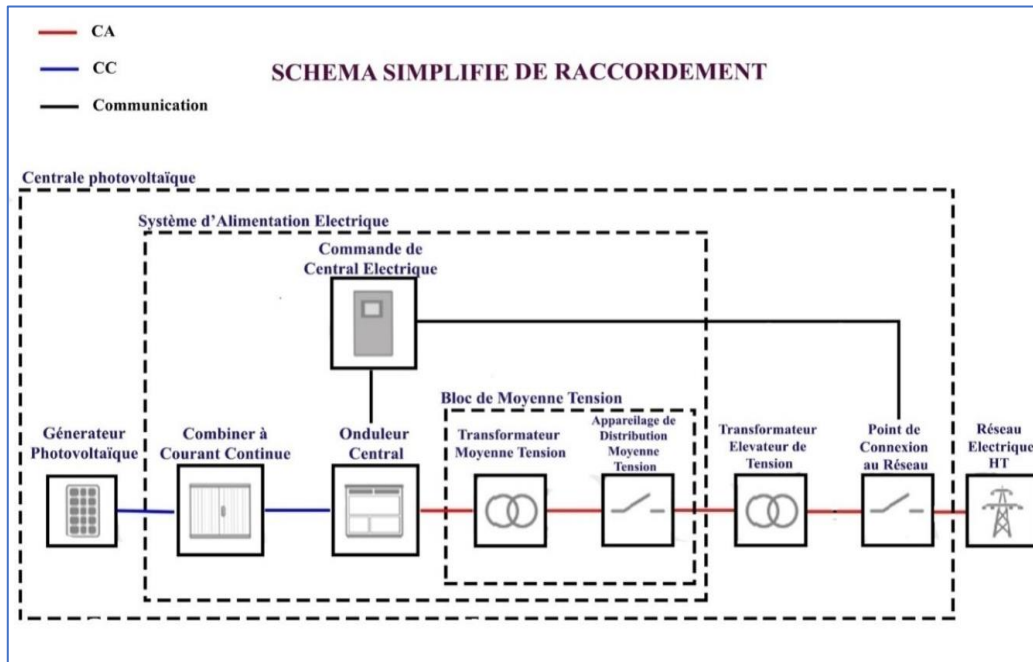


Figure V-5 : Schéma simplifié de raccordement de la centrale au réseau HT

Le schéma des blocs DC-AC est représenté sur la figure V-6 :

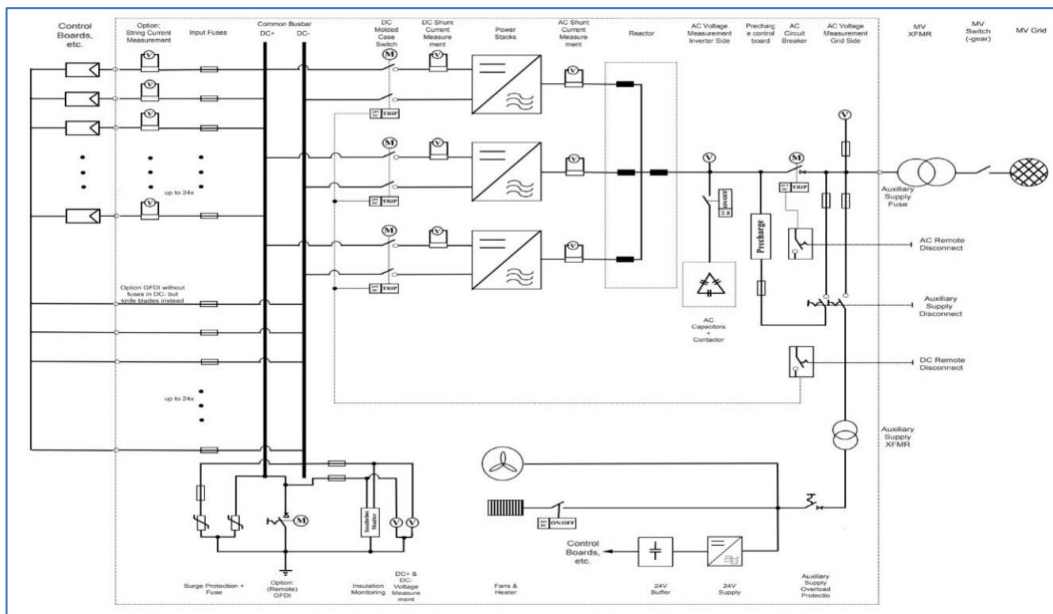


Figure V-6 : Schéma du bloc DC-AC

Les réseaux internes de la centrale PV sont modélisés. Le réseau extérieur est représenté par un modèle réduit connecté au point de connexion en 60kV. Ce modèle réduit consiste en un équivalent de Thévenin dont les réactances sont adaptées en fonction des puissances de court-circuit.

La représentation des installations photovoltaïques par le logiciel de calcul ETAP est effectuée avec des générateurs. Ce dispositif est configuré pour le contrôle de tension HT à la borne de la centrale photovoltaïque dans les limites du générateur.

### 2-3 Impact sur le réseau

En raison de la taille réduite de l'installation PV (40MW) par rapport à la charge totale du système Marocain, l'impact de la perte du parc PV sur la réserve globale sera très limité, car le dimensionnement de la réserve primaire est calculé sur la perte de la plus grande centrale électrique. Néanmoins, la perte totale ou la réduction soudaine de la production d'électricité du parc PV entraînera une modification du flux de puissance du réseau local.

#### 2-3-1 Niveau de courant de court-circuit

Le raccordement du nouveau parc PV contribuera au courant de court-circuit qui sera injecté dans le réseau en cas de défaut.

Le courant de court-circuit au point de connexion avec le réseau HT est présenté au tableau V-6.

Tension nominale	Courant de court-circuit maximal
60 kV	1,9 KA

**Tableau V-6 : Courant de court-circuit au point de raccordement**

La valeur du courant de court-circuit dans la zone autour du parc PV est basse et même après l'installation du nouveau parc PV, elle ne dépasse pas la valeur limite de 31,5 kA pour le niveau de tension 60kv.

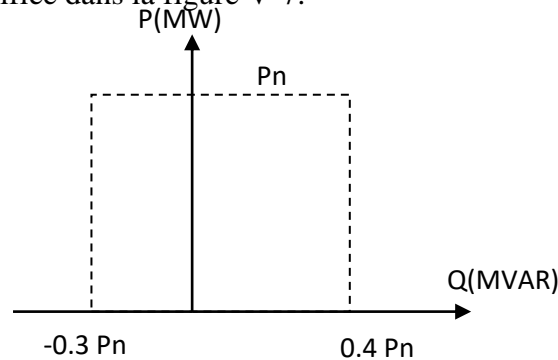
#### 2-3-2 Capacité active et réactive du parc PV et régulation de tension

La centrale doit être capable de rester connectée au réseau dans des conditions aussi bien normales que dégradées.

Les limites de puissance réactive du générateur sont fixées à  $0 - 0.4 \times P_n$  en fourniture et

à  $0 - 0.3 \times P_n$  en absorption. Soit de 0-16 MVAR en fourniture et de 0-12 MVAR en absorption.

Selon [67], les nouvelles installations PV doivent pouvoir fonctionner dans la zone du plan PQ (au PCC) spécifiée dans la figure V-7.



**Figure V-7 : Courbe de capacité de la centrale au Point de connexion**

Pour vérifier les limites de contributions des onduleurs en termes de puissance réactive, Trois catégories et huit scénarios sont simulés par le logiciel ETAP.

Les résultats sont présentés sur le tableau V-7 :

Catégorie	N° scénario	Scénario	OLTC	P export en MW	Q export en MVAR	Q import en MVAR
<b>C</b>	1	$P=P_n$ $U=0,9 U_n$	-11	33.1	16.7	-
	2	$P=P_n$ $U=1,1 U_n$	+5	33.5	-	12.7
	3	$P=P_n$ $U=1 U_n$	0	33.4	16.8	-
<b>B</b>	4	$P=P_{max}$ $U=1 U_n$	0	36.8	-	5.9
	5	$P=P_n$ $U=1 U_n$	0	33.5	-	4.9
	6	$P=P_n$ $U=0,9 U_n$	-11	33.4	-	6.0
	7	$P=P_n$ $U=1,1 U_n$	+11	33.6	-	4.0
<b>A</b>	8	$PF\%=PF_{min}$ $U=0,9 U_n$	0	29.3	16.4	-

**Tableau V-7 : Contribution des onduleurs à la fourniture et absorption de la réactive**

Pour la catégorie C, il y a trois scénarios qui correspondent au respect des exigences au point de raccordement.

Pour la catégorie B, il y a quatre scénarios : la centrale reçoit de l'énergie réactive à

partir du réseau pour compenser les pertes internes de la centrale PV ce qui permet un maximum d'export de puissance active.

La catégorie A représente les limites de contribution de la centrale en fourniture dans une situation plus dégradée qui correspond à la défaillance du régulateur en charge ou de toute boucle locale ou externe de régulation. Pour une tension de -10% de sa valeur nominale et même avec une défaillance de régulation, les onduleurs permettent de maintenir à 99,9% la tension 22kv à la sortie des onduleurs et à 95,1% la tension 22kv au niveau du poste 60/22kv.

Les simulations effectuées montrent que même en cas de conditions de tensions extrêmes au point de raccordement, le parc est capable de produire et d'absorber le maximum de puissance réactive tout en maintenant des tensions aux bornes des onduleurs dans les plages autour de 10% de la valeur nominale. Le régulateur en charge a bien participé à cette régulation.

Afin de garantir un soutien en tension du parc au point de connexion, il est recommandé de mettre en place un contrôle à distance de la tension au point de connexion au moyen d'un contrôleur centralisé pour le parc PV. L'objectif de ce contrôleur est de mesurer la tension au PCC et d'ajuster la production réactive des onduleurs en conséquence. La consigne de tension devrait être communiquée par le gestionnaire de réseau pour piloter la tension du réseau.

Lorsque la tension sur le jeu de barres 60 kV descend en dessous de la valeur de consigne donnée, chaque onduleur PV doit augmenter sa production de puissance réactive pour rétablir la tension. Lorsque la tension sur le jeu de barres 60 kV augmente au-delà de la valeur de consigne, la génération de puissance réactive, par des onduleurs, doit diminuer pour compenser cette augmentation.

Vu la faible puissance de court-circuit au point de raccordement du parc, la sensibilité de la tension au point de connexion est élevée et fortement influencée par la production de puissance réactive. Les résultats en termes de besoins réactifs des onduleurs à la puissance nominale sont présentés dans le Tableau V-8 ci-après.

Plage de puissance réactive PV	Sans compensation
Q <sub>max</sub> (MVar)	16.8
Q <sub>min</sub> (MVar)	-6.0

**Tableau V-8 : Plage de puissance réactive sans batterie de condensateurs au niveau 22KV du parc**

Il apparaît une dissymétrie entre les besoins réactifs selon le fonctionnement capacitif et inductif. Ceci suggère l'utilisation d'un banc de capacité afin de solutionner ce problème et d'optimiser la taille des onduleurs.

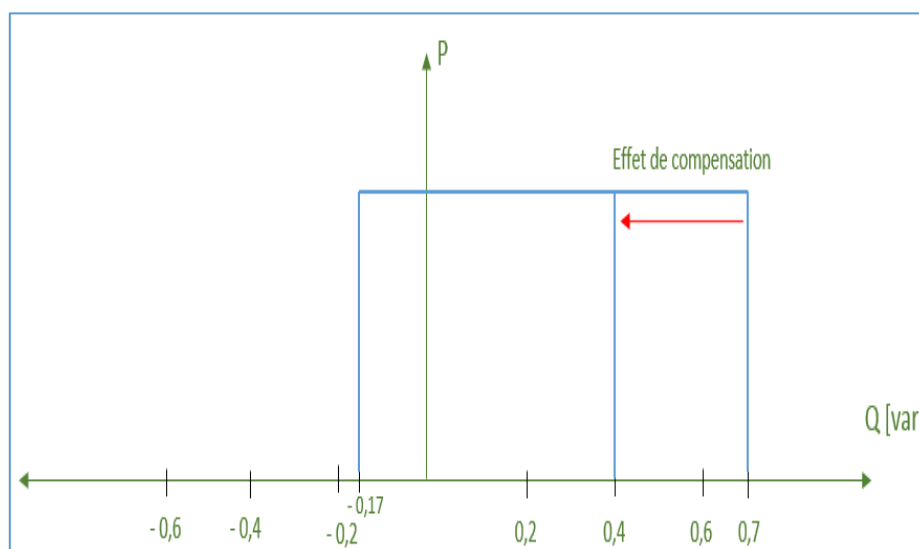
Il existe donc deux solutions pour satisfaire aux exigences de plages de puissance réactive au point de connexion:

La première solution c'est d'installer un dispositif de compensation réactive qui va enclencher et déclencher en fonction des besoins du système par le contrôleur centralisé du parc PV.

Avec un condensateur de 7,2 Mvar connecté au jeu de barre 22 kV du réseau interne de la centrale, les besoins réactifs des onduleurs seront rendus plus symétriques et la taille requise des onduleurs sera réduite.

Bien que la compensation fixe diminue les besoins réactifs capacitifs des onduleurs, elle augmente aussi les besoins réactifs inductifs. Pour cette raison il est conseillé, en cas d'installation d'une batterie de condensateurs, d'inclure une logique de commande qui déconnecte automatiquement la compensation pour éviter que les onduleurs n'absorbent pas la puissance réactive générée localement par les batteries condensateurs, lorsqu'elles ne sont pas nécessaires pour le réseau. Le dimensionnement des onduleurs est alors sera réduit.

La figure V-8 représente l'effet de la compensation sur la taille des onduleurs.



**Figure V-8 : Diagramme de courbe de capacité de l'onduleur PV avec et sans compensation**

La seconde solution est d'installer des onduleurs dont la taille est surdimensionnée par rapport à la puissance active nécessaire et capables de fonctionner à bas facteur de

puissance. Cette solution permettra d'injecter la totalité de la puissance réactive demandée sans nécessité au recours à d'autres composants supplémentaires.

Le choix retenu en termes de dimensionnement des onduleurs devra faire l'objet d'une analyse technico-économique tenant compte du coût des équipements, mais aussi de la possibilité de fournir du soutien réactif supplémentaire en tant que service auxiliaire, étant donné des faibles puissances de court-circuits aux environs du parc PV.

Les calculs réalisés dans cette section ont permis de dimensionner les onduleurs en vue de satisfaire aux exigences techniques en termes de plages réactives au point de connexion. Les calculs montrent une asymétrie des besoins réactifs des onduleurs, si aucune compensation du réseau interne n'est intégrée au système. L'installation de la compensation réactive au jeu de barres 22kV du réseau interne de la centrale permet de réduire la taille des onduleurs. Ce choix devra faire l'objet d'une étude technico-économique.

### 2-3-3 Qualité d'alimentation

La qualité de la tension distribuée est un souci partagé tant par les clients, dont certaines charges y sont très sensibles, que par le gestionnaire de réseaux de respecter un niveau minimum de performance. La réglementation demande aux gestionnaires de respecter des niveaux minimums de qualité selon la norme EN 50160 [49].

Le produit électricité est livré sous la forme d'un système triphasé de tensions. Ces tensions sont définies par trois ondes sinusoïdales d'amplitude et de fréquence constantes équilibrées entre elles. Tout phénomène modifiant les caractéristiques de ces ondes (la fréquence, l'amplitude des trois tensions, la symétrie du système, et la forme des ondes) est considéré comme une perturbation de la qualité de la tension. On distingue ainsi plusieurs perturbations influençant différents paramètres de la qualité l'onde électrique. Le tableau V-9 représente les perturbations de la qualité de la tension :

<b>les perturbations de la qualité de la tension</b>	Les creux de tension
	Les surtensions
	Les variations lentes de la tension
	Les variations de la fréquence réseau
	Le déséquilibre de la tension
	Les variations rapides de la tension- le papillotement (flicker)
	Les harmoniques

**Tableau V-9 : Perturbations**

Cette partie de l'étude évalue la compatibilité de la nouvelle installation aux exigences concernant les perturbations engendrées au point de raccordement en termes des flickers et les harmoniques.

### 2-3-3-1 Flicker

Selon la définition donnée par la norme CEI-61000 [68], le flicker est l'impression d'instabilité de la sensation visuelle induite par un stimulus lumineux. Le flicker est la variation d'intensité provoquée par des fluctuations de tension. Ces fluctuations sont causées par une installation (soit une charge, soit une source) et sont la conséquence de soudaines fluctuations de puissance, ou encore de courants de démarrage ou d'appel lors de l'enclenchement de moteurs et de transformateurs respectivement.

Les installations photovoltaïques présentent la plupart du temps des fluctuations de puissance suite aux nuages qui passent et modifient l'irradiation des panneaux PV et donc la puissance produite. Ces chutes d'irradiation presque instantanées peuvent atteindre 80 ou 90 % de la puissance nominale. Selon la couverture nuageuse, ce phénomène peut entraîner un flicker dans le réseau voisin au parc. Cette section examine donc l'influence de ces fluctuations de puissance du parc sur le niveau de flicker au point de raccordement.

Deux quantités sont importantes pour l'évaluation du degré de sévérité du flicker:

- Pst : flicker courte durée est défini sur une fenêtre de dix minutes selon l'algorithme représentant la courbe de sensibilité.

- Plt : flicker longue durée est défini sur une fenêtre de deux heures (120 minutes) ; cette valeur est déduite de groupes de 12 valeurs Pst consécutives selon la formule suivante :

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_1^{12} Pst^3 / 12} \quad (5.1)$$

La norme IEC 61000-3-7 [48] définit les limites maximales acceptables de Flicker pour différents niveaux de tension. Les valeurs limites sont représentées dans le tableau V-10 :

Flicker	MV	HV
Pst	0,9	0,8
Plt	0,7	0,6

**Tableau V-10 : Limite maximale des Flickers**

Le calcul du flicker a été effectué sur la base de la norme CEI 61400-21 [45] en reconduisant une similitude d'un parc Eolien de 17 machines de puissances 2MVA avec un parc PV de 17 onduleurs de 2 MVA chacun.

En Régime normal, la formule de calcul est donnée comme suit :

$$Pst = Plt = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=0}^{Nwt} (C(\psi_k, V_a) * S_n)^2} \quad (5.2)$$

Avec :

- $S_k$  = Scc Puissance de Court-circuit du réseau
- $S_{n,i}$  Puissance Nominale Apparente d'une machine (Onduleur)
- $Nwt = N$  : Nombre de machines (17 Onduleurs)
- $C(\Psi_k, v_a)$  Angle d'impédance  $\arctg(X/R)$  =coefficient de Flicker se déduit du tableau V-11 :

Network impedance angle $\psi$	30°	50°	70°	85°
Flicker coefficient $C(\psi)$ based on current flicker	0.96	1.01	1.11	1.15

**Tableau V-11 : Coefficient Flickers selon l'angle d'impédance**

Le rapport X/R du réseau est de 10 soit un angle de 84,2°.

La valeur de la puissance de court-circuit Scc en MVA sera considérée dans le cas le plus défavorable à savoir  $S_{cc} = S_{ccmin} = 100MVA$ .

En Régime de Couplage -Découplage, les formules de Calcul sont :

$$Plt = \frac{8}{S_k} \left( \sum_{i=1}^{Nwt} N_{10m,i} * \left( (K_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31} \quad (5.3)$$

$$Pst = \frac{18}{S_k} \left( \sum_{i=1}^{Nwt} N_{120m,i} * \left( (K_{f,i}(\psi_k) * S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31} \quad (5.4)$$

Avec :

- $S_{cc} = S_k$  : Puissance de Court-circuit du réseau
- $S_n$  : Puissance Nominale Apparente d'une machine (Onduleur)
- $Nwt = N$  : Nombre de machines (17 Onduleurs)
- $N_{10}$  : coefficient pour 10mn
- $N_{120}$  : coefficient pour 120mn
- $K_{f,i}(\Psi_k)$  :coefficient de Flicker



Selon la norme CEI 61400-21 [45], le coefficient de flicker se déduit du tableau V-12:

$\psi$	$K\psi$	$K\phi$	k
30°	0.107	0.183	0.111
50°	0.087	0.149	
70°	0.061	0.104	
85°	0.043	0.073	

**Tableau V-12 :Facteur de variation de tension, facteur de pas de scintillement et courant maximal pour la mise en marche à 10 %.**

En régimes normal et perturbé les résultats de calcul sont présentés sur le tableau V-13 :

Parc	Sc (MVA)	C	K	Sn (MVA)	N	N10	N20	Régime normal	Régime perturbé	La norme
Site d'étude	100	1.15	0,11	2	17	10	20	<b>Pst=Plt=0,10</b>	<b>Pst= 0.14 Plt =0.13</b>	<b>Pst=0.8 Plt=0.6</b>

**Tableau V-13 : Valeurs calculés de Plt et Pst**

Les résultats montrent que les valeurs sont au-dessous des limites définies dans la norme CEI 61000-3-7 [48].

Le parc PV de 40MW n'est pas émettrices de flicker et que ce risque d'émission reste lié à une forte pénétration de la génération PV sur cette artère 60kv.

Les calculs ont été réalisés en utilisant la valeur de puissance de court-circuit la plus faible au point de raccordement.

Les résultats montrent que les valeurs d'indice de sévérité du flicker sont bien en dessous des valeurs prescrites par la norme IEC. Aucun problème de flicker n'est attendu sur les installations environnantes au parc de 40MW qui sera raccordé au réseau de transport HT de faible puissance de court-circuit.

### 2-3-3-2 Harmoniques

Les harmoniques sont causées par l'introduction sur le réseau de charges non-linéaires comme les équipements intégrant de l'électronique de puissance. Plus généralement, tous les matériaux incorporant des onduleurs, des redresseurs et des électroniques de découpage déforment les courants et créent des fluctuations de tension sur le réseau de distribution basse tension.

Les courants harmoniques circulant à travers les impédances du réseau donnent lieu à

des tensions harmoniques. Le domaine des fréquences qui correspond à l'étude des harmoniques est généralement compris entre 100 et 2000 Hz, soit de l'harmonique de rang 2 jusqu'à l'harmonique de rang 40. Les niveaux maxima rang par rang sont définis dans la norme CEI 61000-3-6 [69]. Le taux de distorsion THD est limité à 3% en 60kv et à 6,5% en 22kv. Concernant leurs effets, les courants et tensions harmoniques peuvent avoir, à long terme comme à court terme, des conséquences néfastes sur les équipements et sur les éléments du réseau. Des échauffements supplémentaires induits peuvent diminuer la durée de vie des transformateurs de puissance, des machines tournantes, des condensateurs, et des conducteurs de neutre. Des dysfonctionnements temporaires, voire permanents, d'équipements sensibles peuvent être enregistrés.

Une étude d'harmonique est nécessaire parce que la centrale photovoltaïque avec des onduleurs sera connectée au réseau HT.

## 2-4 Modélisation

Le parc PV est modélisé en détail, de la basse tension (400 Vac) jusqu'à la haute tension (60 kV) en utilisant le logiciel ETAP. Les harmoniques de tension individuelles et le Taux de Distorsion Harmonique (TDH) sont calculés par injection d'un courant harmonique sur le scan fréquentiel des impédances.

Les harmoniques individuels ainsi que les TDH doivent respecter les normes définies dans la norme CEI 61000-3-6 [69] comme montre le tableau V-14.

Odd harmonics non multiple of 3			Odd harmonics multiple of 3			Even harmonics		
Order h	Harmonic voltage %		Order h	Harmonic voltage %		Order h	Harmonic voltage %	
	MV	HV-EHV		MV	HV-EHV		MV	HV-EHV
<b>5</b>	5	2	3	4	2	2	1.6	1.5
<b>7</b>	4	2	9	1.2	1	4	1	1
<b>11</b>	3	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
<b>13</b>	2.5	1.5	21	0.2	0.2	8	0.4	0.4
<b>17</b>	1.6	1	>21	0.2	0.2	10	0.4	0.4
<b>19</b>	1.2	1				12	0.2	0.2
<b>23</b>	1.2	0.7				>12	0.2	0.2
<b>25</b>	1.2	0.7						
<b>&gt;25</b>	0.2 + 0.5	0.2 + 0.5 $\frac{25}{h}$						

**Note: Total harmonic distortion (THD): 6.5% in MV networks 3% in HV networks.**

**Tableau V-14 : Limites selon le standard IEC 61000-3-6.**

Les impédances des câbles de moyenne tension ainsi que des transformateurs seront repris directement de l'étude du réseau interne. Le réseau haute tension est modélisé par une impédance équivalente au point de raccordement. L'étude calculera d'abord un spectre

fréquentiel sur les impédances des nœuds d'intérêt du réseau. Cette analyse permettra d'identifier les éventuelles résonnances harmoniques du système.

Les onduleurs PV sont modélisés en tant que sources de courant. Le comportement spectral utilisé est repris à partir de données des constructeurs standards. Le spectre est présenté au tableau V-15.

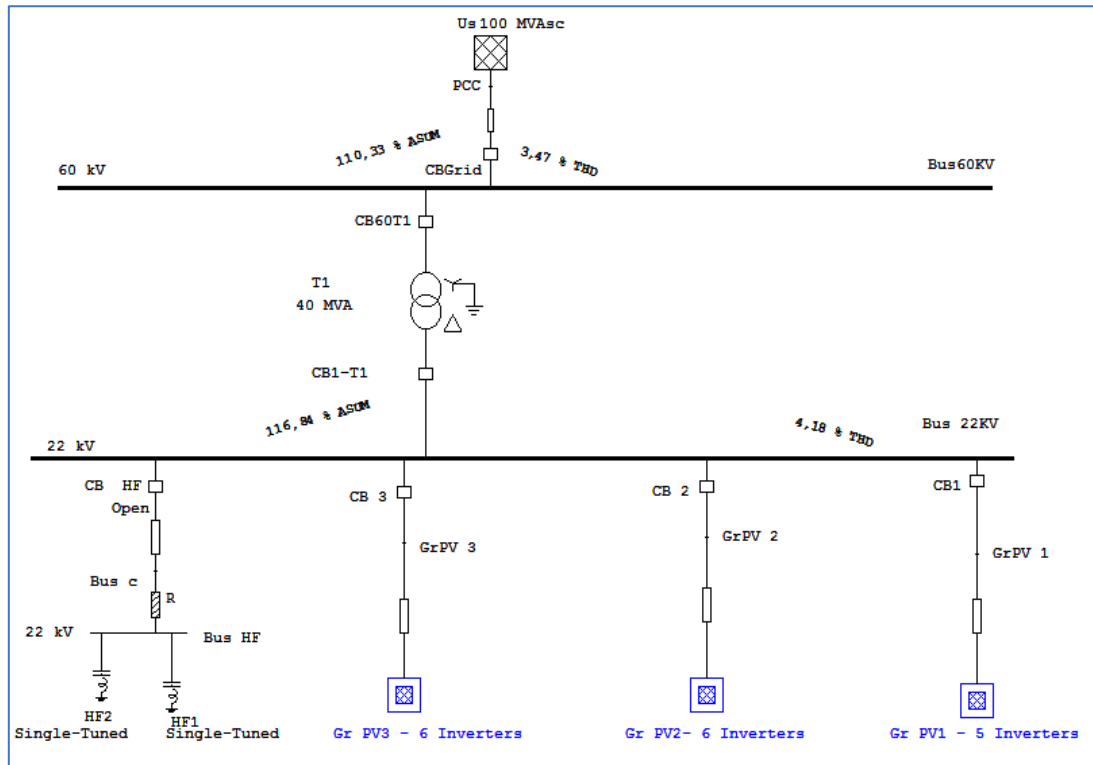
<b>n</b>	<b>%In</b>	<b>n</b>	<b>%In</b>
1	100	26	0.1758
2	0.44487	27	0.11694
3	0.12209	28	0.14782
4	0.16372	29	0.35271
5	0.0187	30	0.07765
6	0.07484	31	0.19413
7	0.02993	32	0.05707
8	0.9262	33	0.21003
9	1.19193	34	0.04350
10	0.13191	35	0.22968
11	1.16293	36	0.02479
12	0.38452	37	0.22126
13	0.55901	38	0.03414
14	0.34148	39	0.19413
15	0.35084	40	0.02947
16	0.2563	41	0.17308
17	0.87664	42	0.02105
18	0.1122	43	0.16045
19	0.44487	44	0.03274
20	0.08326	45	0.11554
21	0.16934	46	0.02572
22	0.06595	47	0.10899
23	0.3793	48	0.01543
24	0.13612	49	0.12209
25	0.30640	50	0.02151

**Tableau V-15 : Spectre harmonique d'un onduleur**

## 2-5 Résultats de simulation

Les onduleurs PV sont modélisés en tant que sources de courant. Le comportement spectral utilisé est repris à partir de données des constructeurs. Les harmoniques de tension individuelles et le Taux de Distorsion Harmonique (TDH) sont calculés par injection d'un courant harmonique sur le scan fréquentiel des impédances.

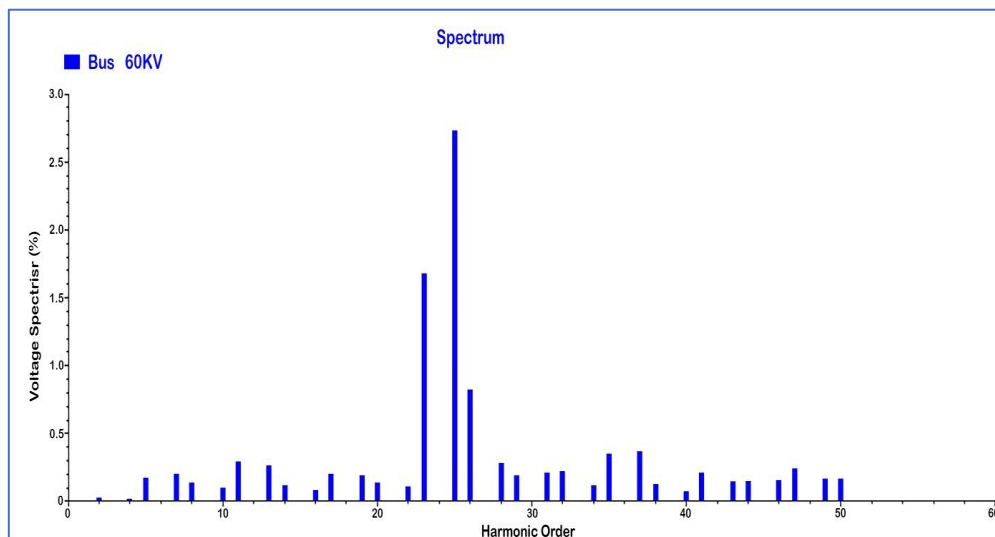
Les résultats de simulations sont représentés par la figure V-9.



**Figure V-9 : Résultat de simulation du Taux d'harmoniques sans filtre**

Les résultats de simulation par ETAP montrent que le taux de distorsion est de l'ordre de 3,47%. Ce taux dépasse la valeur limite de la norme qui est de 3%.

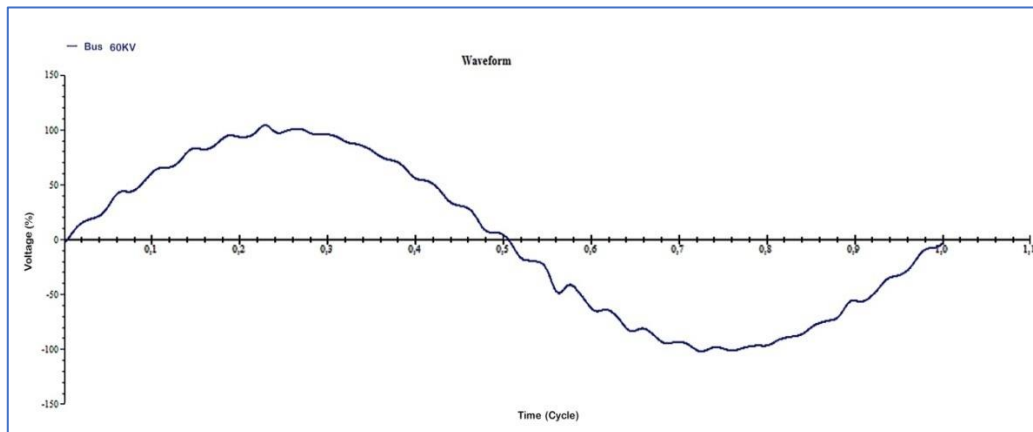
La figure V-10 représente les taux d'harmoniques individuels THDi :



**Figure V-10 : % des harmoniques individuels sans- filtre**

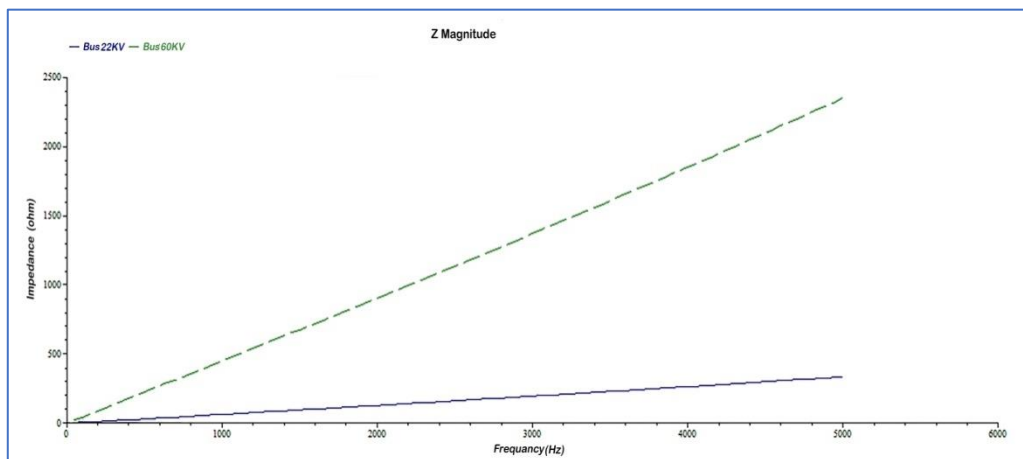
On remarque que les harmoniques supérieurs de rangs H23, H25 et H26 ont des valeurs assez élevées qui sont responsable de cette valeur de 3,47% du taux global.

La figure V-11 montre la tension 60kV en fonction du temps.



**Figure V-11 : la tension en fonction du temps- sans filtre**

La figure V-12 montre les impédances des réseaux 22kv et 60kv en fonction de la fréquence.



**Figure V-12 : les impédances en fonction de la fréquence- sans filtre**

La distorsion harmonique dépend des types d'onduleurs qui sont générateurs d'harmoniques et de la puissance de court-circuit du réseau auquel la centrale PV est raccordée. Plus cette valeur est petite, plus le taux de distorsion est important. Comme la distorsion de tension dépasse les limites définies dans la norme CEI 61000-3-6 [69], le traitement des harmoniques doit être nécessairement pris en considération.

Deux alternatives pour réduire le taux des harmoniques seront présentées.

### **2-5-1 Réduction des harmoniques par augmentation de la puissance de court-circuit**

La relation entre la puissance de court circuit et l'impédance du réseau est donnée par la formule suivante :

$$S_{cc} = \sqrt{3} U^2 / Z \quad (5.5)$$

$$U_h = Z * I_h \quad (5.6)$$

Avec :

- $S_{cc}$  : puissance de court-circuit du réseau ;
- $U$  : tension nominale ;
- $Z$  : Impédance du réseau ;
- $I_h$  = courant harmonique de rang  $h$  ;
- $V_h$  = tension harmonique de rang  $h$ .

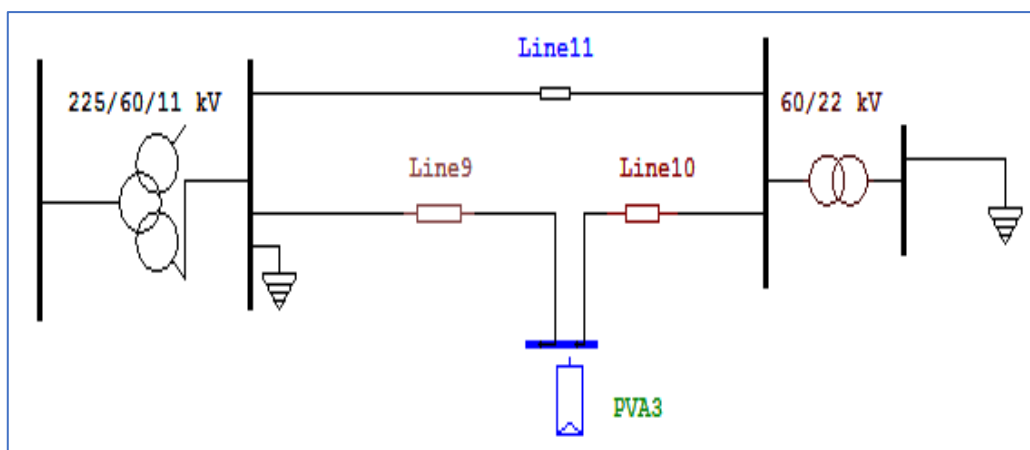
La puissance de court-circuit est inversement proportionnelle à l'impédance du réseau.

Plus que la puissance de court-circuit est grande, plus l'impédance du réseau est faible.

Pour réduire les valeurs de THD, on peut augmenter le niveau de court-circuit dans les secteurs appropriés du réseau. Ceci peut être fait par des connexions supplémentaires à la ligne principale ou par de nouvelles connexions à d'autres endroits de réseau.

Afin de respecter le critère d'exploitation du réseau en situation N-1 et d'augmenter la puissance de court circuit, la variante consiste à réaliser une ligne 60 kV.

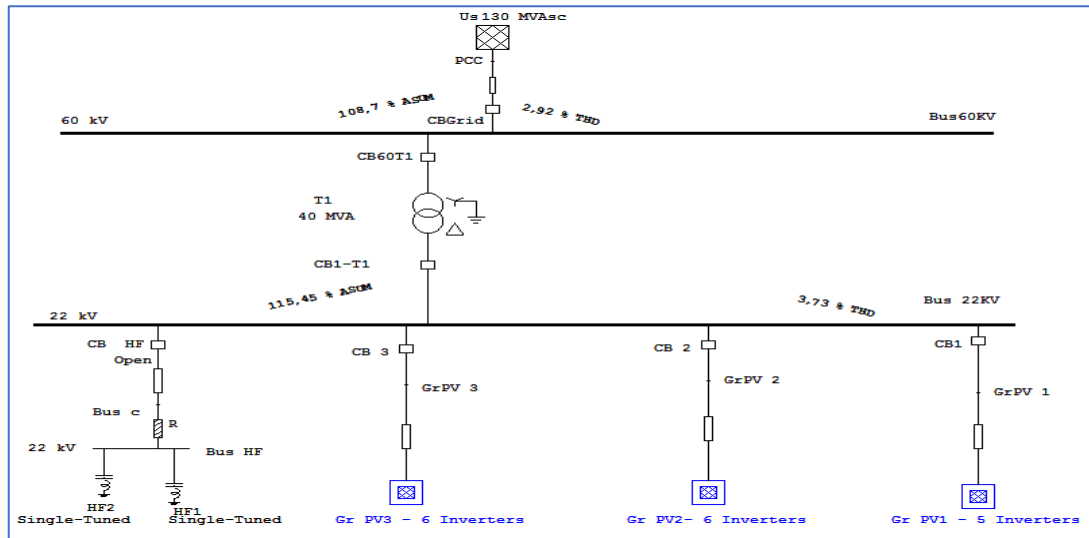
Dans ce cas le mode de raccordement de la centrale sera comme montre la figure V-13:



**Figure V-13 : Mode de raccordement avec extension**

Avec cette configuration, la puissance de court-circuit deviendra 130MVA.

Pour cette puissance de court-circuit, Le VDH sera de 2,92%, comme indique la figure V-14 :



**Figure V-14 : Taux d'harmonique pour une  $S_{cc}=130\text{MVA}$**

Le tableau V-16 représente le THD en fonction de la puissance de court-circuit :

Scc	100 MVA	125 MVA	130 MVA
THD%	3,47%	3%	2,92%

**Tableau V-16 : Evolution de la THD en fonction de la Scc**

Pour une puissance de court-circuit égale à 125MVA, le THD vaut la valeur limite de 3% indiquée par la norme CEI 61000-3-6 [69].

Avec l'augmentation de la puissance de court-circuit, on peut réduire la distorsion harmonique au point de raccordement. Cependant ces mesures d'amélioration de réseau seraient très chers vu que les distances entre postes sont très longues et ne sont pas exigées du point de vue de flux de puissance. Ainsi on ne recommande pas de renforcer le réseau juste pour réduire seulement le THD.

En plus de la puissance de court circuit, la distorsion est influencée aussi par le type d'onduleur installé qui est une source des courants harmoniques.

### 2-5-2 Réduction des harmoniques par installation du filtre passe haut

Pour limiter les harmoniques de courant injectés par les onduleurs on a installé un filtre passe-bas des harmoniques. La figure V-15 montre le schéma unifilaire du filtre proposé :

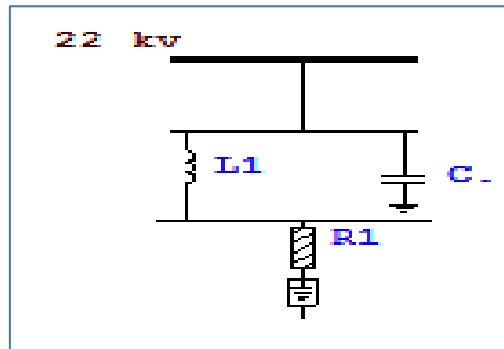


Figure V-15 : Schéma du filtre

Avec :

C : représente le condensateur de filtrage ;

L1 : représente l'inductance;

R : indique la résistance ;

Les valeurs de la capacité du condensateur de filtrage C et de l'inductance d'accord L1 doivent satisfaire les équations suivantes :

$$\begin{cases} \omega_0^2 L_1 C = 1 \\ \omega_0 = 2\pi f_0 = 100\pi \end{cases} \quad (5.7)$$

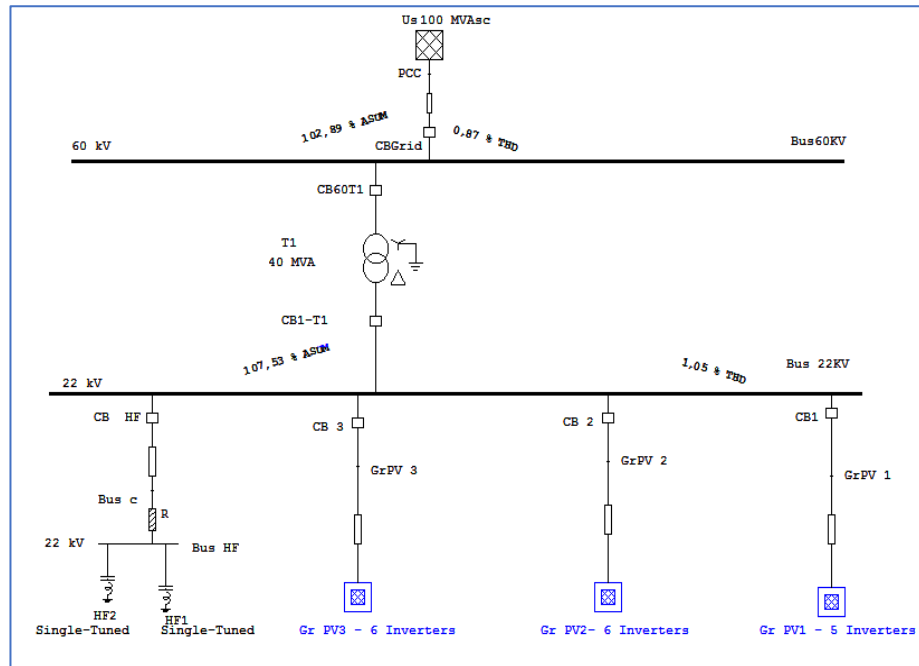
L'impédance du filtre passe-haut est donnée par l'équation suivante:

$$|Z(f)| = \left| \frac{X_{L1}(f)X_C(f)}{X_{L1}(f)+X_C(f)} + R \right| = \left| \frac{2\pi f L_1}{1-4\pi^2 f^2 L_1 C} + R \right| \quad (5.8)$$

Les valeurs des composants du filtre passe-haut sont comme suit : C= 19,73μF, L1= 0,51H, R=10Ω

Les résultats de distorsion harmonique de la tension au point de raccordement, après ajout du filtre, sont présentés sur la figure V-16 suivante.

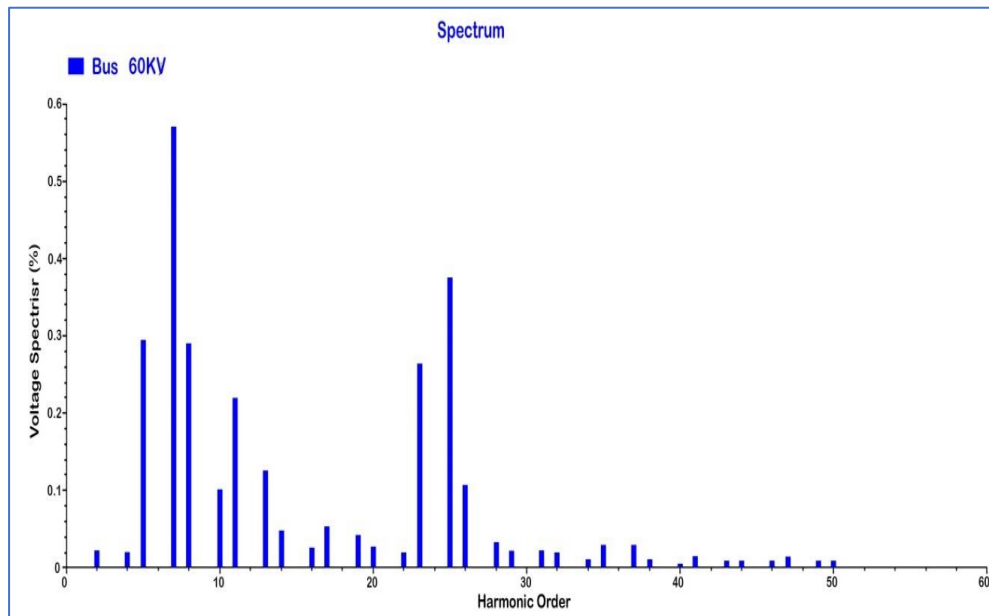




**Figure V-16 : Taux d'harmoniques avec filtre**

Le THD est devenu 0,89% largement inférieur à la limite de la norme CEI 61000-3-6 [69].

Les taux d'harmoniques individuels après filtrage sont présentés sur la figure V-17.



**Figure V-17 : Taux des harmoniques individuels avec filtre**

Les harmoniques supérieurs objet du filtrage sont bien éliminés. Par contre quelques harmoniques de rangs inférieurs sont devenus significatifs.

Le tableau V-17 est un tableau comparatif des taux harmoniques sans et avec filtrage.

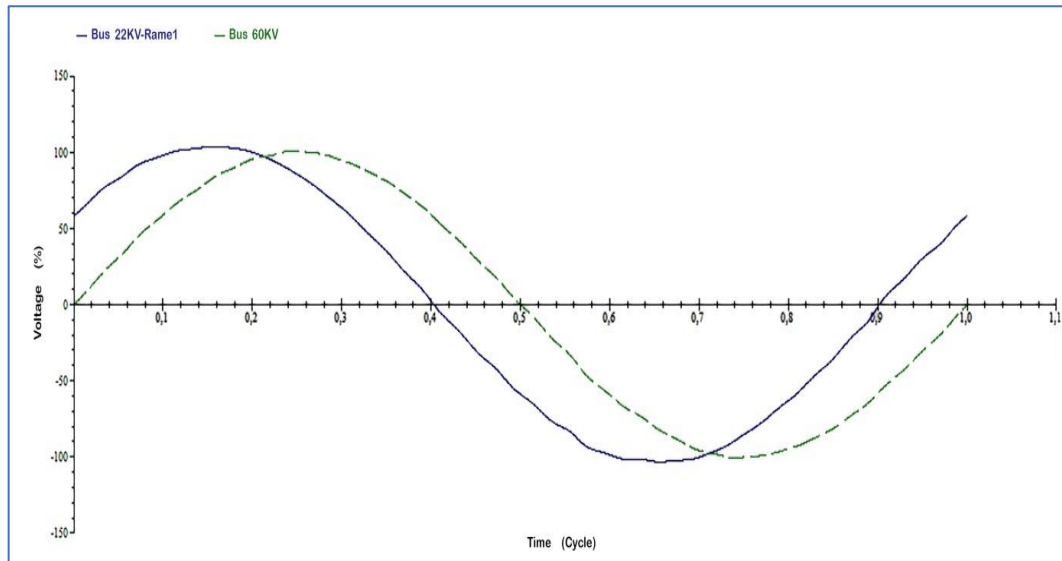
Rangs impairs non multiple de 3	Valeurs en %			Rangs impair s multipl e de 3	Valeurs en %			Rangs pairs	Valeurs en %		
	La norme	sans	avec		La norme	sans	avec		La norme	sans	avec
5	2	0,17	0,29	3	2	0	0	2	1,5	0,02	0,02
7	2	0,20	0,57	9	1	0	0	4	1	0,01	0,02
11	1,5	0,29	0,22	15	0,3	0	0	6	0,5	0	0
13	1,5	0,26	0,12	21	0,2	0	0	8	0,4	0,13	0,29
17	1	0,20	0,05	27	0,2	0	0	10	0,4	0,10	0,10
19	1	0,19	0,04	33	0,2	0	0	12	0,2	0	0
23	0,7	1,68	0,26	39	0,2	0	0	14	0,2	0,12	0,05
25	0,7	2,7	0,37	45	0,2	0	0	16	0,2	0,08	0,02
29	0,6	0,19	0,02					18	0,2	0	0
31	0,6	0,21	0,02					20	0,2	0,13	0,03
35	0,5	0,35	0,03					22	0,2	0,11	0,02
37	0,5	0,37	0,03					24	0,2	0	0
41	0,5	0,20	0,01					26	0,2	0,82	0,11
43	0,4	0,14	0,01					28	0,2	0,28	0,03
								30	0,2	0	0
								32	0,2	0	0,02
								34	0,2	0,11	0,01
								36	0,2	0	0
								38	0,2	0,13	0,01
								40	0,2	0,07	0
								42 <sup>2</sup>	0,2	0	0
								44	0,2	0,15	0,01

**Tableau V-17 : Taux THD avant et après filtrage**

Avant filtrage, les rangs supérieurs H23, H25, H26 et H28 objet du filtrage représentaient respectivement 1,68% ; 2,7% ; 0,82et 0,28%.Après filtrage ces rangs représentent respectivement 0,26% ; 0,37% ; 0,11et 0,03%. Ces rangs sont devenus inférieurs aux valeurs de la norme.

Par contre, les harmoniques de rangs inférieurs H5, H7 et H8 ont subis une augmentation par rapport à leurs états avant filtrage et dépassent les limites de la norme. Après filtrage, les rangs inférieurs H5, H7et H8 représentent respectivement 0,29%, 0,57 % et 0,28 % contre les valeurs 0,17%, 0,20% et 0,13 avant le filtrage. Malgré cette augmentation, le taux global est devenu 0,89% après filtrage contre 3,47% avant filtrage.

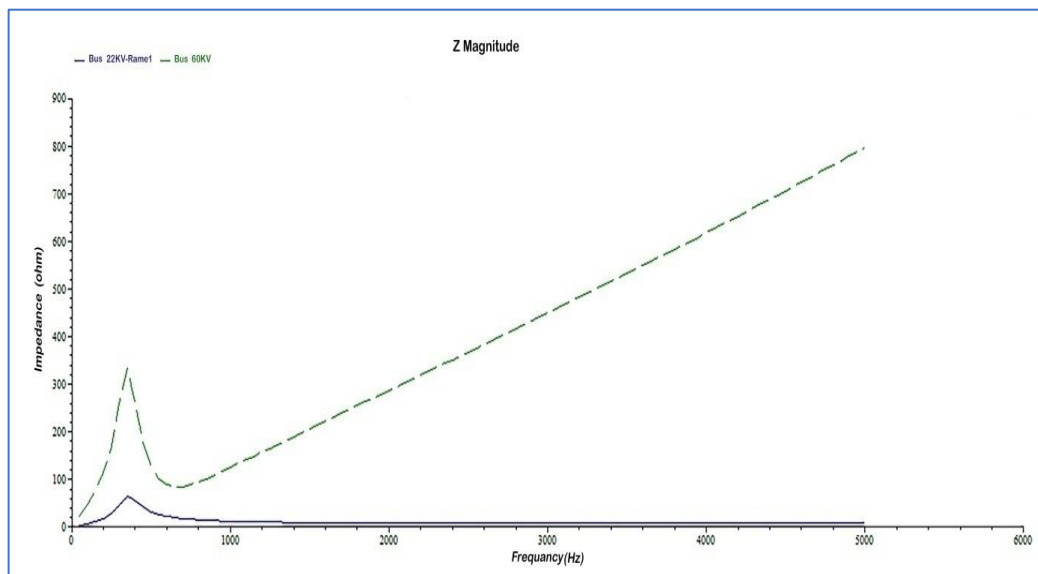
La figure V-18 suivante représente les spectres de tension 22kv et au point de raccordement 60kv :



**Figure V-18 : Spectre de tension avec filtre**

Les tensions 22kv et 60kv sont devenues presque sinusoïdales.

La figure V-19 représente les spectres des impédances 22kv et 60kv en fonction des ordres harmoniques.



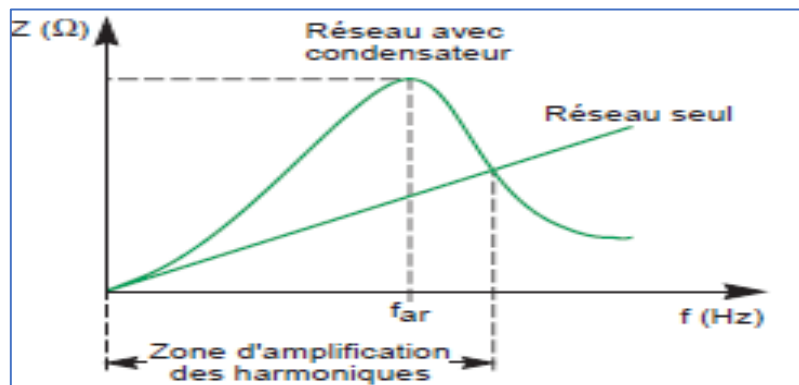
**Figure V-19 : Spectre de tension avec filtre**

Un pic est observé au niveau d'harmonique 7. Le problème de résonance peut apparaître.

Le phénomène de résonance est à l'origine des plus importantes distorsions harmoniques dans le réseau.

Le module de l'impédance vue par les courants harmoniques est représenté sur la figure

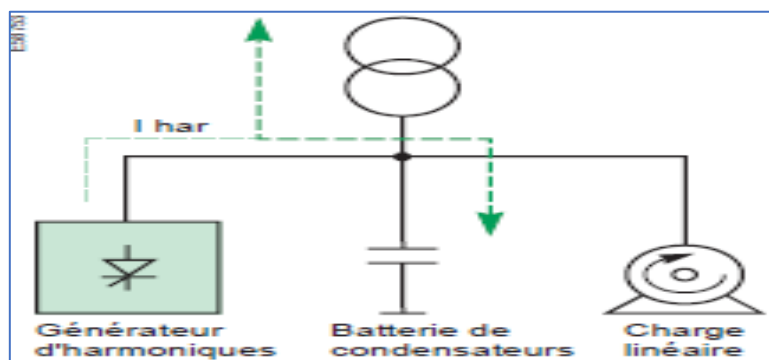
ci-dessous :



**Figure V-20 : Module de l'impédance  $Z$  en fonction de la fréquence**

A la fréquence d'accord  $f_{ar}$  du circuit, le module de l'impédance du réseau vu par les harmoniques est maximal. Il y a donc apparition de tensions harmoniques importantes, et donc une forte distorsion de tension. Dans la zone d'amplification des harmoniques il y a la circulation dans le circuit de courants harmoniques supérieurs aux courants harmoniques injectés.

Le schéma suivant montre les éléments du circuit affectés par les courants harmoniques :



**Figure V-21 : Circulation des courants harmoniques**

Le réseau d'alimentation ainsi que les condensateurs de compensation sont soumis à des courants harmoniques importants et donc à des risques de surcharge.

Il est important de noter que les fréquences de résonance et les harmoniques dépendent fortement des paramètres du réseau interne et des onduleurs et de l'éventuelle présence d'un condensateur.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une

résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

La solution classique à base de filtres passifs ne peut pas s'adapter à l'évolution du réseau et aux charges polluantes et souvent pénalisée en termes d'encombrement et de résonance.

On autre, les filtres actifs parallèles et séries et leur combinaison n'occasionnent aucune résonance avec les éléments passifs du réseau et feront preuve d'une grande flexibilité face à l'évolution du réseau électrique et de la charge polluante. Cette proposition pourra être traitée dans les futurs travaux.

### **2-6 Conclusion**

Les simulations effectuées sur le réseau ont montré l'influence du système photovoltaïque sur la qualité de l'énergie du réseau de transport. Les résultats montrent que, sans filtrage d'harmoniques, la distorsion harmonique totale (THD), dépasse la limite. La raison est le niveau bas de court-circuit à l'extrémité du réseau en antenne, où la centrale PV sera raccordée. Avec l'installation des filtres, la distorsion harmonique totale (THD) est devenue acceptable.

Pour maintenir les niveaux harmoniques en dessous de seuils acceptables afin de limiter leur impact, les gestionnaires de réseaux peuvent avoir recours à plusieurs leviers :

- L'installation de filtres qui peuvent absorber une partie des courants harmoniques émis par les installations.
- La limitation des perturbations à la source, en fixant des limites d'émission pour les appareils et pour les installations.
- Augmentation de la puissance de court-circuit au point de raccordement par la réalisation des lignes de bouclage des postes sources.

En outre, une étude d'impact de l'ensemble des centrales PV qui seront accordées sur la même artère HT du réseau HT est nécessaire à fin d'évaluer l'influence des unes sur les autres d'une part et leurs impacts sur le réseau aux points de raccordement d'une autre part.

Les perturbations sur les réseaux dépendent de la puissance de court-circuit du réseau au point de connexion (plus cette puissance est faible et plus le réseau est affecté) ainsi que du

rapport X/R au point d'interconnexion. Dans le cas de variation de la puissance de production, plus ce rapport est élevé et moins le réseau est affecté [70].

### III. LE RESEAU DE TRANSPORT EST UN VECTEUR D'OPTIMISATION

Le réseau de transport Marocain est un outil de flexibilité puisqu'il assure la mutualisation des capacités de production à l'échelle nationale et à l'échelle européenne via des interconnexions avec l'Espagne et l'Algérie. Le maillage du réseau de transport permet, ainsi, d'économiser des moyens de production pour garantir l'approvisionnement en électricité de tout le territoire et renforcer la sécurité du système.

L'intégration de la production d'électricité renouvelable implique divers défis à relever, en raison de ses caractéristiques. Parmi ces défis, nous citerons la localisation et la dispersion des ouvrages; la difficulté des prévisions découlant de la nature variable des ressources primaires ; leur comportement durant d'éventuelles perturbations ; faible participation aux services auxiliaires, ce qui peut causer une baisse de la capacité de contrôle de la tension ; l'augmentation de la part de production fondée sur l'électronique de puissance, entraînant une réduction de l'inertie du réseau ; des impacts possibles sur l'action des relais de protection et, dans le cas du Maroc, une faible capacité d'échanges internationaux d'énergie électrique.

Afin de relever ces défis, les opérateurs doivent recourir à de nouveaux outils, à de nouvelles pratiques et à de nouveaux paradigmes .

Nous examinerons les actions et les mesures à adopter sur le réseau de transport pour intégrer le plus grand flux d'énergie à base des sources renouvelables.

#### **3-1 Développer le réseau de transport : un pré requis indispensable à l'intégration des énergies intermittentes**

Les réseaux de transport d'électricité ne sont pas les déterminants d'une transition énergétique, mais ils sont la condition indispensable de sa mise en œuvre.

Aujourd'hui, la transition énergétique au Maroc liées au développement des énergies renouvelables entraînera de nouveaux flux d'électricité sur le réseau de transport. Ce dernier doit s'adapter à ces changements et transporter l'énergie produite là où les conditions météorologiques le permettent vers les lieux des consommations où les appels de puissance sont importants. Les lignes devront notamment permettre l'écoulement de la production éolienne située dans le Nord et Sud du pays vers les centres de consommation

majoritairement situés au Centre.

Les interconnexions permettront une utilisation optimale des énergies renouvelables afin de tirer parti efficacement des complémentarités énergétiques entre différentes régions. L'optimisation des modes d'exploitation est nécessaire aussi ; elle ne saurait toutefois être suffisante sans un développement d'un réseau de transport adapté. En effet, leur fonction est double, assurer un secours mutuel entre pays et favoriser les échanges entre pays de manière à mobiliser les centrales dont le coût de fonctionnement est moins élevé et arrêter celles dont le coût est trop grand.

En effet, un grand nombre de projets de production d'électricité renouvelable nécessitera un renforcement du réseau de transport pour pouvoir être mise en service ou augmenter leurs capacités de production.

### **3-2 Ajustement de l'offre à la demande**

Un facteur crucial pour la sécurité du réseau est la volatilité de la production des sources renouvelables, en particulier celle des parcs éoliens. Cette volatilité rend difficile l'équilibrage du réseau et l'ajustement de la réserve de puissance à la hausse ou à la baisse.

En raison des caractéristiques techniques de certaines technologies de production, l'arrêt de centrales conventionnelles devient indispensable au-delà de certains ratios.

Toutefois, en raison des temps de démarrage de certaines de ces centrales conventionnelles, il est impossible de les remettre en route quelques minutes plus tard, pour assurer la montée en charge. Généralement cette situation est gérée en recourant aux installations de stockage par pompage hydraulique. La capacité totale de ce type d'équipement connecté au système électrique marocain est actuellement de 440 MW (STEP Afourer), mais elle risque de devenir insuffisante avec la croissance de la production d'électricité issue de sources renouvelables. D'autres moyens doivent donc être trouvés afin d'équilibrer le réseau, le stockage et le renforcement d'interconnexion. Car, fréquemment, la production éolienne est élevée alors que la demande est faible. Inversement, il arrive que la production d'électricité éolienne diminue tandis que la demande d'électricité s'accroît.

Ainsi, le fort développement des énergies renouvelables conduit parfois les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité à demander aux producteurs de stopper certaines de leurs éoliennes, notamment lorsque les interconnexions d'un pays avec ses

voisins sont limitées et ne permettent pas d'évacuer l'excédent temporaire de production. Une des réponses à cette difficulté passe par l'augmentation des capacités d'échanges entre les pays interconnectés.

La nécessaire modulation de la consommation est un des défis à relever pour les opérateurs de réseau ainsi que l'importante variabilité des caractéristiques de l'électricité produite par des unités de production renouvelable. Comme l'échelle de temps de variation est très réduite, et que le réseau a besoin d'une vraie stabilité et d'un équilibre instantané, il est nécessaire de développer des modes de gestion appropriés et des outils techniques garantissant la sécurité des réseaux.

### **3-3 Observabilité et contrôlabilité**

Les outils disponibles avant l'essor de ces énergies intermittentes pour assurer la conduite et l'exploitation des réseaux électriques (modèles de calcul et de simulation, systèmes informatiques, réseaux de télécommunications,...) avaient été conçus pour répondre aux spécificités de moyens de production centralisés raccordés au réseau de transport.

Une des difficultés à résoudre est l'observabilité. Des télémesures en temps réel de la production sont essentielles pour assurer la sécurité du réseau. De plus, cette information est nécessaire pour établir des prévisions de production qui soient fiables. L'observabilité en temps réel et des prévisions précises sont des outils fondamentaux pour assurer l'équilibrage du réseau et une gestion efficace des réserves opérationnelles.

La contrôlabilité est devenue une nécessité pour les centrales d'une puissance installée significative, en raison de leur influence sur l'équilibre du réseau et sur la satisfaction de la demande.

S'agissant du maintien de l'équilibre offre/demande, la flexibilité de la consommation est ainsi un outil intéressant au même titre que le développement de réseau, de moyens de production ou encore de stockage.

Par ailleurs, une gestion plus fine de la demande en associant les consommateurs aux enjeux d'équilibre offre/demande, et en leur demandant notamment de réduire ou de reporter leurs consommations aux moments critique, est indispensable pour fluidifier la gestion des équilibres.

Plusieurs outils permettront de transformer le consommateur en consom'acteur. Le signal tarifaire est un moyen décourageant de maîtrise de la consommation d'électricité.



### **3-4 Amélioration de la prévision de la production et de la consommation**

La prévision de la production d'électricité d'origine renouvelable est un élément décisif pour la gestion du réseau et pour que le gestionnaire de réseau disposera de réserves appropriées.

Le gestionnaire de réseau doit mettre un outil de prévision de l'activité éolienne et un outil de prévision de l'ensoleillement qui fournissent tous les deux des prévisions horaires de production d'énergie pour les jours à venir.

Si la prévision de la production est un enjeu majeur, il ne faut pas oublier que c'est le déséquilibre production consommation qu'il convient de gérer pour assurer la stabilité du système électrique. La prévision de consommation même si elle bénéficie d'un plus grand retour d'expérience reste fondamentale et doit sans cesse être affinée. Le gestionnaire de réseaux de distribution doit développer de son tour, des outils de prévision à la maille de son réseau.

### **3-5 Prendre en compte l'incertitude supplémentaire générée par l'intermittence des renouvelables**

Les incertitudes et les aléas sont inhérents à l'exploitation du réseau de transport d'électricité. Pour faire face aux aléas d'exploitation du réseau de transport (déclenchement ligne importante, déclenchements transformateurs et Auto transfo de puissance..) de nombreux outils sont mis en œuvre, notamment une réserve dite« primaire » qui permet de compenser instantanément toute rupture de l'équilibre entre consommation et production. L'incertitude entourant la capacité de production d'électricité renouvelable, qui a un caractère fatal, constitue un aléa supplémentaire lié à la faible prévisibilité de la production. Pour couvrir cet aléa, il est nécessaire d'accroître les marges dont le système dispose.

Il faut aussi noter que la production éolienne peut également s'interrompre de façon brutale et difficilement prévisible: en dessous de certains seuils de vitesse du vent, les éoliennes ne peuvent fonctionner ; c'est aussi le cas au-delà de certains seuils : ainsi, lorsque le vent forçit, il peut conduire (pour des raisons de sécurité) à un arrêt simultané des éoliennes soumises au même régime de vent. Ces situations sont plutôt rares, mais avec l'augmentation des volumes installés, le gestionnaire de réseau doit disposer de moyens instantanément mobilisables en substitution à la production éolienne. Là encore, une

capacité d'interconnexion suffisamment élevée permet de mettre en commun ces moyens de substitution entre les pays concernés, plutôt que chacun d'eux les développe indépendamment.

L'apparition de la production décentralisée pourrait offrir une opportunité dans le but de changer les méthodes traditionnelles de conduite du système en effectuant des apports majeurs [23] :

-Augmentation des réserves primaires d'énergie : Tous les acteurs devraient apporter des réserves en proportion de leur puissance nominale. Donc, la limitation traditionnelle de participation à la réserve primaire ne devrait pas être restreinte aux générateurs en deçà d'une certaine puissance et toute la génération devrait y participer. En cas d'incapacité technique pour fournir une telle énergie réglante, elle devrait être rachetée pour qu'à tout moment donné, cette réserve primaire soit disponible. De cette façon, des niveaux minimaux de réserves primaires seraient garantis et l'intégration de la production représenterait une augmentation de la réserve primaire globale donc une plus petite sensibilité de la fréquence face aux aléas de puissance [23].

Donc, les méthodes de détermination des réserves primaires devraient être reformulées pour faire face à un système plus complexe à cause de l'intégration de la production décentralisée. Notamment, il faut prendre en compte les inconvénients que l'intermittence et les protections de découplage présentent devant les excursions de la tension et la fréquence [23].

Du coup, la réserve primaire devrait être incrémentée pour tenir compte d'une marge spécifique de compensation de la production décentralisée notamment avec les nouveaux aléas possibles avec l'intermittence et le reste de la production décentralisée, plus précisément celle de grande puissance qui est connectée aux réseaux de répartition et du transport.

Réserves Primaires = (Réserves Primaires Traditionnelles) + (Réserves Primaires de Compensation de la Production Décentralisée).

La détermination des réserves primaires de compensation de la PD nécessite :

- Une parfaite connaissance du réseau.
- Les caractéristiques des moyens de production de la PD.

### **3-6 Renforcement des interconnexions**

Le développement des énergies intermittentes renforce le besoin de coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité. Il s'agit de gérer la grande

variabilité des flux d'électricité créés par le développement de ces énergies.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux doivent travailler ensemble dans l'objectif d'améliorer la sécurité d'alimentation en électricité via des outils partagés et l'harmonisation des principes et pratiques d'exploitation du réseau, la programmation des échanges aux interconnexions, le réglage de la fréquence et le développement des méthodes communes d'analyse des risques et des incidents.

### **3-7 Développement des systèmes de stockage d'énergie à court et à long terme**

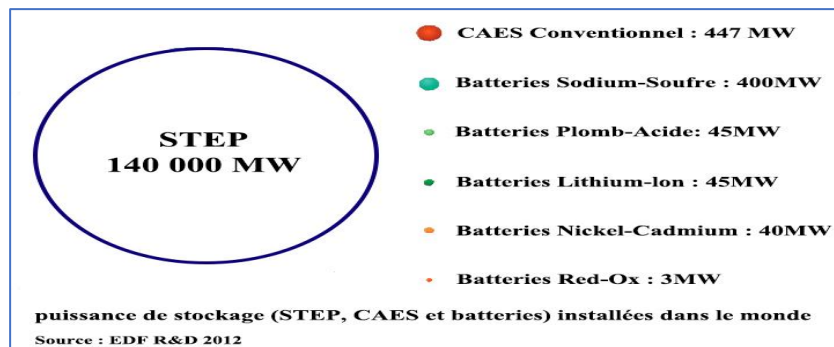
Les technologies de stockage contribueront de manière significative à l'équilibre du système électrique et à sa flexibilité, en stockant durant les heures creuses et en fournissant de l'énergie pendant les heures de pointe. Le stockage peut se situer au niveau d'une installation de production ou sur le réseau.

Le tableau V- 18 présente les principaux procédés utilisés pour stocker de l'énergie électrique. Parmi ces techniques, on trouve le stockage mécanique (par volant d'inertie, l'hydraulique ou l'air comprimé), le stockage thermique sous forme de chaleur, le stockage électrique à travers les condensateurs conventionnels, ou encore le stockage électrochimique à partir de batteries, de super condensateurs et de piles à combustibles [71][72].

Moyen De stockage	Den. Energétique Wh/Kg	Durée Stockage	Ren d %	Coût €/kWh	Inconvénient	Avantage
<b>Electrochimie (Plomb-acide)</b>	25 à 45	>1mois	60 à 98	50 à 200	Durée de vie	Facilité de mise en œuvre Temps de mobilisation court
<b>Electrique (supercapacité)</b>	0.1 à 5	Quelques heures	80 à 100	16000	Faible durée de stockage-coût	Densité de puissance élevée
<b>Mécanique (Volant inertie)</b>	30 à 100	Quelques min	90	1000 à 5000	Faible durée de stockage-coût	Densité de puissance élevée
<b>Thermique (Chaleur latente)</b>	5 à 50 Wh/L	Quelques heures	90	Centaines d'euros	Lourd à mettre en œuvre séparément	Mise en œuvre naturelle pour une unité de production thermique
<b>Hydraulique</b>	0.1 à 1 Wh/L	Quelques mois	60 à 80	70-150 (pompage)	Gros investissement. Impact environnemental. Risque	Faible coût pour un stockage de masse
<b>Air comprimé</b>	1 à 5 Wh/L	Quelques jours	<50 %	20 à 150	Rendement faible (conventionnel). Si te spécifique	Technologie traditionnelle, faible coût.

**Tableau V-18 : Moyens de stockage de l'énergie électrique**

les puissances implantées au niveau mondial. (STEP : Station Electrique de Pompage. CAES : Compressed Air Electric Storage) sont présentées sur la figure V-22.

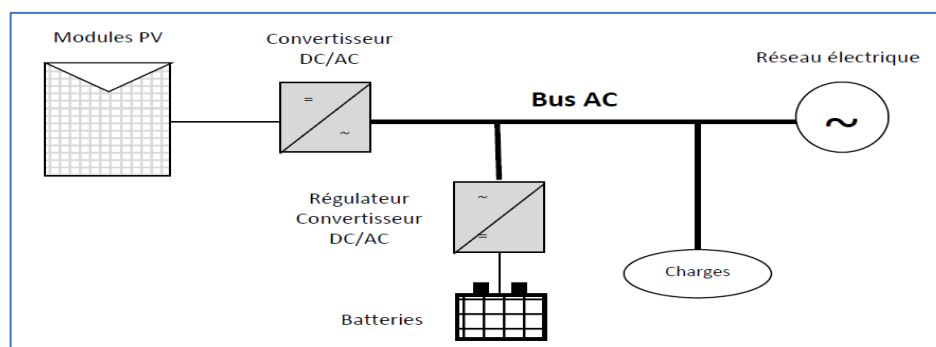


**Figure V-22 : Puissance de stockage implanté dans le monde**

A partir du moment où le taux de pénétration des EnR devient trop important sur le réseau Marocain, le caractère aléatoire de la production pose des contraintes excessives en termes de gestion du réseau. Si l'on veut réellement alléger la contrainte pour le réseau, le recours au stockage devient incontournable, soit stockage à court terme, donnant le temps de mobiliser les ressources thermiques de substitution, soit stockage à long terme si l'on veut limiter le pourcentage de réserve en ressources thermiques à prévoir en parallèle de la

puissance moyenne d'une ferme de production d'EnR.

Une architecture type pour un système photovoltaïque avec stockage couplé au réseau est donnée par la figure V-23. Le système comporte un bus en courant alternatif (AC) et deux convertisseurs. Le premier convertisseur est un onduleur qui a pour rôle de faire fonctionner les modules PV à leurs points de puissance maximum, et de convertir en courant alternatif le courant continu issu des panneaux, synchronisé avec le réseau. Le second convertisseur est un convertisseur alternatif/continu réversible. Il joue le rôle de régulateur de charge et permet donc à la batterie de se charger à partir des modules PV ou du réseau. Il permet aussi d'injecter de l'énergie sur le réseau en cas de besoin.



**Figure V-23 : Architecture d'un système PV couplé au réseau électrique**

Pour le gestionnaire du réseau, la disponibilité d'une réserve de stockage s'inscrit d'une manière bien plus importante et générale. En effet, elle permet :

La gestion du prix et la gestion de la demande de l'électricité : lors des périodes d'heures creuses l'énergie produite est stockée et est revendue durant les périodes d'heures pleines à un prix plus élevé. L'écêtement et le lissage de la consommation : le stockage offre la possibilité de suppression des pics de consommation et d'avoir une puissance soutirée au réseau constante.

La sûreté d'approvisionnement : en cas de défaillance d'une des sources d'approvisionnement du réseau électrique le système de stockage prend le relais.

A cet égard, compte tenu du coût d'investissement, il paraît idéalement souhaitable qu'il puisse y avoir mutualisation des moyens de stockage. Qu'il y ait d'une part une contrainte pour l'installateur d'un parc d'EnR de prévoir une capacité minimale de stockage (en termes de durée équivalente d'absorption de la puissance du Parc). Que d'autre part le gestionnaire du réseau garde en permanence une possibilité d'accès à ce tampon de stockage pour les besoins courants de gestion d'énergie.

### **3-8 Transport d'énergie à cournat continu à haute tension (HVDC)**

La demande en énergie électrique augmente de façon très rapide, alors l'extension des moyens de la production et de transport d'électricité est fortement limitée en raison de ressources limitées et des conditions environnementales. En conséquence, les réseaux électriques sont devenus plus difficiles à exploiter, les marges de stabilité transitoire sont diminuées considérablement et les conditions de fonctionnement sont très favorables à la perte de la stabilité en raison d'insuffisance des réserves de puissance et des limitations thermiques et dynamiques des systèmes actuels, etc.

Dans la plupart des cas, le transport de l'énergie électrique se fait en courant alternatif. La nécessité de transporter des fortes puissances sur des longues distances requiert aujourd'hui la mise en place des réseaux haute tension à courant continu (HTCC). Pour acheminer à grande échelle l'énergie produite par des sources renouvelables éloignées des centres de consommation, le développement des nouveaux réseaux de transport d'énergie utilisant le courant continu est devenu un enjeu important pour les années futures.

Si la technologie utilisée en courant alternatif est aujourd'hui parfaitement maîtrisée, la mise au point des équipements de haute tension à courant continu (HTCC) nécessite encore d'importantes recherches portant aussi bien sur le gaz, les isolants solides que sur les convertisseurs. L'utilisation de matériaux isolants dans de telles applications, dont les durées de service souhaitées atteignent plusieurs dizaines d'années, implique une bonne connaissance et maîtrise de leurs propriétés à l'état initial et de leur évolution sous les fortes contraintes électriques et thermiques.

Le transport par HVDC a pour avantage une meilleure maîtrise des flux d'électricité dans les réseaux maillés, des connexions de réseaux de fréquences différentes et le transport d'électricité sur de longues distances à moindre coût et à moindres pertes.

Pour ces raisons, l'interconnexion des réseaux électriques via les systèmes de transmission HVDC (High Voltage Direct Current) et les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) peuvent offrir de nouvelles opportunités d'amélioration des performances du système électrique Marocain.

# Conclusion générale

Le Maroc avance d'un pas assuré vers la diversification de son mix énergétique, avec un objectif de 52% d'énergie de source renouvelable dès 2030. Aujourd'hui un grand chemin a été parcouru et on parle de 35% de puissance installée renouvelable en 2020. La loi 13-09 relatif à l'intégration des énergies renouvelables a apporté des innovations majeures. Tout d'abord, elle a permis l'ouverture à la concurrence de la production d'origine renouvelable, ainsi que l'accès au réseau électrique national THT, HT et MT. La loi a également donné la possibilité aux producteurs d'exporter de l'électricité d'origine renouvelable via le réseau national et les interconnexions. Mais beaucoup reste à faire. Des révisions sont nécessaires aux niveaux :

- du régime d'autorisation et de déclaration ;
- de la participation aux services système ;
- de la participation des opérateurs privés aux coûts des services rendus au marché libre par le gestionnaire du réseau de transport ;
- de la permission aux gestionnaires de réseaux de distribution d'acquiescer une partie de l'énergie fournie dans leurs zones de compétences.

La production décentralisée, à base des énergies renouvelables, est de plus en plus développée à travers plusieurs pays dans le monde.

Outre la mutation des systèmes électriques de leur structure verticale traditionnelle vers une structure horizontale, les énergies renouvelables (en particulier l'éolien et le photovoltaïque) ont des impacts sur le système électrique qui peuvent être classés en deux catégories :

- les impacts locaux qui concernent la qualité d'alimentation, le plan de tension, le plan de protection et la capacité d'accueil du réseau ;
- les impacts globaux qui concernent la gestion de la production à tous les horizons de temps et le comportement dynamique du système.

L'introduction des productions à base d'énergies renouvelables sur les réseaux de distribution est devenue un fait établi et remet en cause les modes d'exploitation et de développement actuels des réseaux de distribution et de transport.



L'insertion massive de producteurs décentralisés a des impacts négatifs sur la sûreté de fonctionnement et la qualité de fourniture de l'énergie. Parmi ceux-ci, les problèmes liés à la tension sont ceux auxquels nous nous sommes intéressés dans cette thèse.

Les moyens de réglage de tension utilisés aujourd'hui dans les réseaux de distribution ne sont plus adaptés à la présence de nombreuses PD. En effet, on a établi une brève étude sur les méthodes et moyens de compensation d'énergie réactive et de régulation de la tension, les transformateurs à régulateurs en charge et les batteries de condensateurs ne parviennent pas à maintenir la tension entre les limites réglementaires dans tous les cas de figure (fort taux de pénétration des PD, faible consommation). Enfin, un ensemble de simulations par le logiciel ETAP du fonctionnement d'un réseau sans et avec production décentralisée a été réalisé afin d'évaluer l'impact de l'intégration d'une centrale sur le plan de tension et les flux de puissances transportées par le réseau vers les consommateurs.

On a pu constater que le réseau de distribution, de par sa structure et les réglages existants, n'est pas dimensionné pour l'accueil de la PD à grande échelle. L'impact de la production décentralisée sur ce réseau induit des problèmes sur le sens de transit de puissance et sur la tenue de tension ou des surtensions qui, en fonction des états de charge du réseau, peuvent entraîner un non-respect des valeurs de tensions maximale et minimale admissibles. Ceci mène à penser à des solutions adéquates au problème de réglage de tension. L'étude menée dans notre travail a abouti à la proposition d'une solution au problème de tension sur le réseau de distribution MT. L'approche propose une méthode de réglage de tension permettant de maintenir la tension sur les réseaux de distribution en présence de production décentralisée. Une analyse de la littérature scientifique et des précédents travaux ont montré l'intérêt des algorithmes d'optimisation pour cette problématique du réglage de tension. L'objectif est de trouver la répartition optimale de production ou de consommation de puissance réactive entre toutes les PD du réseau considéré, associée à la prise optimale des régulateurs des transformateurs et aux batteries de condensateurs. Cette répartition optimale permet de respecter les contraintes de tension en tous points du réseau. Dans les travaux présentés deux objectifs ont ainsi été étudiés : la minimisation des pertes Joule dans les lignes et le respect des limites réglementaires de tension. Les simulations menées ont montré que ce type de régulation peut parfois s'avérer insuffisant dans le cas où plus d'une PD sont connectées. En effet, les contraintes en tension peuvent être mal réparties et certaines PD peuvent se trouver en limite d'action,

alors que d'autres, n'ayant pas de niveau de tension critique visible, ne participent pas assez au contrôle de tension.

Deux types de productions ont été pris en compte lors de ces travaux, à savoir les PD interfacées au réseau via un onduleur et les productions intégrant un alternateur synchrone. Pour chaque modèle de PDE des contrôles en puissances et en tension ont été développés.

Le travail réalisé dans cette thèse a permis d'étudier la gestion optimale de la tension dans un réseau de distribution avec une pénétration des productions décentralisées. Le réseau de distribution actuel, conçu pour transférer l'énergie électrique depuis le poste source vers les postes de consommation, n'est pas en mesure d'accueillir suffisamment les flux de puissance inversés par les productions décentralisées car ces derniers pourraient engendrer des contraintes sur le système.

Le réseau de distribution électrique représente l'anneau du système de puissance où l'intégration de la production décentralisée est la plus attendue. Cependant, cette production aura des incidences sur le réseau de transport. Certaines études récentes montrent que l'interconnexion de productions décentralisées au réseau électrique peut créer de nombreux problèmes techniques sur le réseau de transport. Donc, il convient d'évaluer les capacités d'accueil du réseau de transport de ces unités de production décentralisée. Les études d'impact des EnR ont pour principal objectif de vérifier que toutes les contraintes liées au fonctionnement normal des systèmes sont respectées.

On a abordé ce sujet par deux voies :

- Incidences sur le réseau de transport des productions décentralisées raccordées en HTA ;
- Incidences sur le réseau de transport des productions raccordées sur le réseau 60kv à faible puissance de court-circuit.

La bonne sélectivité entre les protections installées sur la travée HTB et sur les travées MT pour l'élimination de défaut nécessite l'ajout d'autres protections aux postes sources.

Le dernier chapitre a présenté les impacts sur le réseau de transport HTB. Nous avons étudié de manière exhaustive et approfondie les effets de l'intégration de la production décentralisée sur le réseau de transport, et on a proposé des solutions pour réduire le taux d'harmonique au point de raccordement d'une centralePV avec un réseau en antenne à

faible puissance de court-circuit. Les problèmes de qualité de l'énergie rencontrés dans le système PV connecté au réseau sont les fluctuations lentes et rapides de tension, les surtensions, le déséquilibre et les harmoniques. Ces paramètres doivent être dans la plage spécifiée par les normes. La taille et l'emplacement de la centrale sont des paramètres importants pour évaluer l'influence de la centrale sur le réseau HT. Une partie de la thèse évalue la compatibilité d'une installation PV aux exigences concernant la perturbation engendrée en termes d'harmonique au point de raccordement PCC avec le réseau HT. Des simulations par le logiciel ETAP ont été effectuées et interprétées. Les simulations effectuées sur le réseau ont montré l'influence du système photovoltaïque sur la qualité de l'énergie du réseau de transport Marocain. Les résultats montrent que, sans filtrage d'harmoniques, la distorsion harmonique totale (THD), dépasse la limite. La raison est le niveau bas de court-circuit à l'extrémité du réseau en antenne, où la centrale PV sera raccordé. Avec l'installation des filtres, la distorsion harmonique totale (THD) est devenue acceptable. Pour maintenir les niveaux harmoniques en dessous de seuils acceptables afin de limiter leur impact, les gestionnaires de réseaux peuvent avoir recours à plusieurs leviers :

- L'installation de filtres qui peuvent absorber une partie des courants harmoniques émis par les installations.
- La limitation des perturbations à la source, en fixant des limites d'émission pour les appareils et pour les installations.
- Augmentation de la puissance de court-circuit au point de raccordement par la réalisation des lignes de bouclage des postes sources.

En outre, Une étude d'impact de l'ensemble des centrales PV qui seront accordées sur la même artère HT du réseau HT est nécessaire à fin d'évaluer l'influence des unes sur les autres d'une part et leurs impacts sur le réseau aux points de raccordement d'une autre part.

Les variantes possibles de raccordement d'une centrale avec le réseau de transport HTB et les coûts de chaque mode de raccordement sur le réseau ont été présentées aussi dans le dernier chapitre.

Par ailleurs, la production décentralisée va faire évoluer le réseau marocain vers la notion de « smart grid ». La gestion de la nouvelle configuration n'est pas totalement clarifiée.

L'intégration à grande échelle des énergies renouvelables pose aux réseaux d'énergie électrique de nouvelles contraintes par rapport aux sources d'énergies conventionnelles dont le comportement est bien maîtrisé. Afin de relever le défi de coordination d'une production avec le reste du système électrique, un code grid doit être adopté. L'objectif des codes de réseau est de fixer des règles techniques de raccordement au réseau de distribution et de transport, de conduite et de fonctionnement du système électrique afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité.

Les travaux de recherches sur les axes cités en haut ont fait l'objet des publications d'articles, communications dans des journaux indexés et des conférences internationales.

Cependant, et comme perspectives, il faut noter que ce modeste travail peut être utile à d'autres travaux de recherche à fin d'améliorer et d'optimiser les ressources énergétiques décentralisées aux réseaux électriques. On note essentiellement les axes suivants :

- Etablir un nouveau plan de protection qui prend en considération l'insertion massive des ressources énergétiques sur les réseaux électriques : le plan de protection actuel a été conçu en partant du principe que l'amont était la seule source de courant de court-circuit.
- Revoir le principe de fonctionnement des régleurs en charges des transformateurs de puissance des postes sources HTB/ HTA. Les régleurs des Transformateurs actuels sont placés au niveau des enroulements primaires où le courant est faible. Une réflexion s'avère aussi nécessaire à fin d'optimiser le nombre de fonctionnement du régleur durant la durée de vie du fait qu'il représente la pièce maîtresse du transformateur de puissance.
- Détermination des emplacements 'optimum' pour les points de sectionnements et pour les régulateurs des lignes MT : le secours mutuel entre les lignes MT est nécessaire à fin d'assurer, avec le respect du plan de tension, la continuité de service et de maintenir la production des RED raccordées sur le réseau en cas de défaut sur une ligne MT.
- Localisateurs de défaut (DDA, DDS) : la conception actuelle des indicateurs de défauts est non directionnelle. L'intégration des RED sur le réseau HTA nécessite de revoir la technologie adoptée ainsi que l'emplacement optimal de ces indicateurs aux niveaux des lignes et postes HTA.
- Revoir le mode de couplage et de mise à la terre des postes de distribution MT/ BT. Actuellement, les transformateurs sont installés au niveau des postes de distribution en

se basant sur le fait que la puissance est unidirectionnelle de la source vers la charge. Avec les RED, la puissance sera bidirectionnelle.

- Etablir et développer une étude technico économique sur l'installation des transformateurs MT/BT avec régleurs en charges au lieu des transformateurs avec prises réglables à vide.

# Références

## Références 1/8

- [1] Data and statistics- World : Electricity 2018, agence internationale de l'énergie.
- [2] Agence internationale de l'énergie (AIE-en anglais : International Energy Agency-IEA), key world Energy Statistics 2020.
- [3] Monsieur Aziz RABBAH, Ministre de l'Énergie, des Mines et du Développement Durable, « PHOTOVOLTAÏCA 2018 », Troisième édition du Salon International, Marrakech, le 13 février 2018.
- [4] Haut-Commissariat au Plan, Prospective Maroc 2030, Quelles options pour le Maroc
- [5] Carnet de prescriptions du personnel - édition mai 2009 CDP électrique
- [6] Site ONEE : [www.one.org.ma](http://www.one.org.ma).
- [7] Rapports d'activités de l'ONEE-Branche Electricité.
- [8] Benjamin K. Sovacool, « Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey », Energy Policy, no 36, 2008, p. 2940–2953.
- [9] Observ'ER, « la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde » observatoire des énergies renouvelables, Tech.Rep, 2019.
- [10] IRENA (2020), Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- [11] O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau,” Thèse de Doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, Décembre 2002.
- [12] L. Söderlund, JT. Erikson, J. Salonen, H. Vihriälä and R. Perälä, « A permanent-magnet generator for wind power applications », IEEE transaction on magnetics, vol 32, N° 4, july 1996.
- [13] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sorensen and B. Bak-Jensen, « Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines », Riso national laboratory, Roskilde, Denmark, december 2001.

## Références2/8

- [14] Nicolas Laverdure. Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005. Français.
- [15] CEA, Mémento sur l'énergie 2009, Commissariat à l'Énergie Atomique, Tech. Rep., 209. [Online]. Available : [http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/file/cea\\_memento\\_sur\\_l-energie\\_2009.pdf](http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/file/cea_memento_sur_l-energie_2009.pdf).
- [16] J.F. Walker, N. Jenkins, "Wind energy technology", John Wiley & Sons, Inc., 1997.
- [17] S .Winjnbergen, "Wind Force 12. A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020", Global Wind Energy Council (GWEC) report, Jun. 2005.
- [18] A. Mirecki, "Étude comparative des chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Avril 2005.
- [19] RTE, Bilan électrique français 2013 (2013), disponible sur le site : <http://www.rte-france.com/>.
- [20] R.Caire. «Gestion et Stratégies de conduite de la Production Décentralisée».Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2004.
- [21] J.F.Canard. «Impact de la génération d'Energie Dispersée dans les réseaux de distribution». Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Grenoble, 2000.
- [22] Rapport final de la Commission Ampère, Octobre 2000. [Online] : [http://mineco.fgov.be/energy/ampere\\_commission/ampere\\_commission\\_fr.htm](http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/ampere_commission_fr.htm).
- [23] Thèse Miguel Angel FONTELA Garcia, « Interaction des réseaux de transport et de distribution en presence de production decentralisée », 10 juillet 2008- page 25.
- [24] Prabha Kundur, « Power System Stbility and Control » , Ed. McGraw-Hill, 1994.



## Références3/8

- [25] Patrick Bastard et Michel Meunier, « le réglage fréquence-puissance dans un réseau d'énergie », la revue 3EI, Vol.6, 196, pp.3-9.
- [26] Pierre Bornad, Michel Pavad et Georges Testud, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 096, Aout 2005.
- [27] Maxime Dauby, « Les mécanismes de défences du réseau de transport français », recueil de la journée SRBE-SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [28] T. Margotin, P. Juston et M.P. Houry, « Les services systèmes : l'expérience RTE », journées de la section électrotechnique du club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », Supélec, Gif-sur-Yvette, Mars 2006.
- [29] « Référentiel technique TRE », [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [30] RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », Edition 2004, RTE
- [31] Ye Wang. Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire. Autre. Ecole Centrale de Lille, 2012. Français. ffNNT : 2012ECLI0027ff.
- [32] T. Margotin, P. Juston et M.P. Houry, « les Services Système : l'expérience de RTE », Journées de la section électrotechnique du club EEA 2006.
- [33] B. Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Hermes sciences, 2003.
- [34] Documentation technique de référence RTE, « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production », version 3- janvier 2014.
- [35] Yujun He, « Contribution au réglage de la tension sur le réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande », Suplec, 2015, Français.
- [36] Documentation technique de référence RTE, « Contribution des utilisateurs aux performances du RPT », janvier 2014.

## Références4/8

- [37] Arnoud Davigny, « Participation aux services système de fermes d'éolines à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », lille, décembre 2007.
- [38] O. Richardot, « réglage de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée », rapport de thèse, G2Elab, Institut Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, 2006.
- [39] Guillaume Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution. Energie électrique », Institut National Polytechnique de Grenoble- INPG,2006, Français.
- [40] Les centrales solaires photovoltaïques commerciales, guide à l'intention des promoteurs des projets, International Finance Corporation.
- [41] Thi Minh Chau Le. Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle / commande et rejet de perturbations. Autre. Université de Grenoble, 2012. Français.
- [42] Jean-Luc FRAISSE, Jean-Paul HORSON, techniques de l'ingénieur d4242 « raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution-aspects techniques » ,2010.
- [43] Norme C15-400, « Installations électriques à basse tension - Guide pratique - Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution », Juillet 2005.
- [44] Norme NF C13-100, « Postes de livraison alimentés par un réseau public de distribution HTA (jusqu'à 33 kV) », avril 2015.
- [45] Norme CEI 61400-21, « Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau ».
- [46] Norme CEI 868, « Détermination de la dureté par pénétration au moyen d'un duromètre ».
- [47] Norme 61000-4-15, « Techniques d'essai et de mesure – Section 15 : Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception ».

## Références5/8

- [48] CEI/TR 61000-3-7 – Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV, HV and EHV power systems - 2008-02, Ed. 2.0.
- [49] Norme EN 50160, « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution ».
- [50] Raphael Caire. Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004. Français.
- [51] Tractebel-EDF « Manuel d'utilisateur-version 4.1 », décembre 2000.
- [52] J.F.Canard, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat de l'INPG, Décembre 2000.
- [53] Yujun He. Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande. Autre. Supélec, 2015. Français.
- [54] M. Farivar and S. H. Low, (2013A) "Branch flow model: Relaxations and convexification - part I," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, pp. 2554–2564, 2013.
- [55] M. Farivar and S. Low, (2013B) "Branch flow model: Relaxations and convexification - part II," IEEE Trans. On Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2565–2572, Aug 2013.
- [56] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian and N. D. Hatziargyriou, "Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 1, pp. 346-356, Jan. 2015,
- [57] Viehweider A., Bletterie B., Burnier De Castro D. (2009), "Advanced Coordinated Voltage Control Strategies for Active Distribution Network Operation," 20th International Conference on Electricity Distribution (2009).
- [58] K.; Le Boudec, J.-Y.; Paolone, M.; Tomozei, D.-C. (2013), "Efficient Computation of Sensitivity Coefficients of Node Voltages and Line Currents in Unbalanced Radial Electrical Distribution Networks," IEEE Trans. Smart Grid 4(2): 741-750 (2013).

## Références6/8

- [59] Sven Leyffer « Integrating SQP and Branch-and-Bound for Mixed Integer Nonlinear Programming », Kluwer Academic Publishers, Computational Optimization and Applications, Vol. 18, pp 295-309, 2001.
- [60] C.S. Adjiman, A.A. Scheiger, C.A. Floudas « Mixed-Integer Nonlinear Optimisation in Process Synthesis », Kluwer Academic Publishers, Handbook of Combinatorial Optimization, D.Z. Du and P.M. Pardalos (Eds.), 1998.
- [61] Raphaël Caire, Nicolas Retière, Sylvain Martino, Christophe Andrieu, Nouredine Hadjsaid « Impact Assessment of LV Distributed Generation on MV Distribution Network », IEEE Power Engineering Society 2002 Summer Meeting, 21-25 July 2002, Chicago, USA.
- [62] Raphael Caire, Tuan Tran-Quoc, Nicolas Retière, Nouredine Hadjsaid, Sylvain Martino, Christophe Andrieu « Case Studies on the Operating ok 20 kV DistributionNetwork With Large-Scale Low-Voltage Dispersed Generators », 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED 2003, 12-15 Mai 2003, Barcelona, Spain.
- [63] Raphaël Caire, « Impact de la Production décentralisée BT sur la HTA - Réflexion sur les impacts envisagés », Notice Technique IDEA-Gie, 11 Mai 2001, NT/Sy2/01/005/A.
- [64]R. Caire, N. Retière, E. Morin, M. Fontela, N. Hadjsaid « Voltage Management of Distributed Generation in Distribution Network », IEEE Power Engineering Society 2003 General Meeting, 13-17 July 2003, Toronto, Canada.
- [65] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, arrêté du 04 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- [66] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Décret n°2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

## Références7/8

- [67] « Conditions de raccordement des éoliennes & parcs solaires à base de PV au réseau de transport du Maroc » .
- [68] Norme CEI-61000, «Compatibilité électromagnétique (CEM) », 2004.
- [69] Norme CEI 61000-3-6, « Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-12: Limites – Limites pour les courants harmoniques produits par les appareils connectés aux réseaux publics basse tension ayant un courant appelé  $>16$  A et  $\leq 75$  A par phase », Mai 2011.
- [70] Ph. Juston, D.cortinas, contraintes technique liées au raccordement de production décentralisée au réseau CIRED 1997, 7pages.
- [71] Riffonneau, Y. ., Barruel, F. and Bacha, S. (2008) “Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau”, Journal of Renewable Energies, 11(3), pp. 407 - 422. Available at: <https://revue.cder.dz/index.php/rer/article/view/92> (Accessed: 25June2021).
- [72]Virgin schwarz et b.gindroz, « le stockage électrochimique », Doss.stock.l'énergie ADEME
- [73] J.-C. Sabonnadière and N. Hadjsaïd, Lignes et réseaux électriques 1 : lignes d'énergie électrique, B. Multon, Ed. Lavoisier, 2007, vol. 1.
- [74] J. J. Grainger and W. D. S. Jr., Power System Analysis. McGraw-Hill International Editions, 1994.
- [75] RTE, Mémento de la sûreté du système électrique, RTE, Tech. Rep., 2004. [Online]. Available: [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/memento\\_surete\\_2004\\_complet\\_\\_.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet__.pdf)
- [76]Sven Leyffer « Integrating SQP and Branch-and-Bound for Mixed Integer Nonlinear Programming », Kluwer Academic Publishers, Computational Optimization and Applications, Vol. 18, pp 295-309, 2001.
- [77] : C.S. Adjiman, A.A. Scheiger, C.A. Floudas « Mixed-Integer Nonlinear Optimisation in Process Synthesis », Kluwer Academic Publishers, Handbook of Combinatorial Optimization, D.Z. De l'and P.M. Pardalos (Eds.), 1998.

## Références8/8

[78]: James A. Momoh « Electric Power System Applications of Optimisation », Marcel Dekker Inc., New York, 2001, ISBN 0-8247-9105-3

[79] Boris Berseneff. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. Sciencesdel'ingénieur [physics]. Université de Grenoble, 2010. Français.

[80] C. S. Cheng and D. Shlrmoammadi, A three-phase power ow method for real-time distribution system analysis,IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 671679, 1995.

## Liste des publications

## Liste des publications

### - Articles de Journal :

- Mohamed Dib, Ali Nejmi, Mohamed Ramzi, "Voltage Regulation of HV Grid Connected to a 40MVA Photovoltaic Power Plant", Lecture Notes in Electrical Engineering, Volume 681,2020, Pages 421-427.
- Mohamed Dib, Ali Nejmi, Mohamed Ramzi, " New auxiliary services system in a transmission substation in the presence of a renewable energy source PV", Materials today proceeding, Volume 27, 2020, Pages 3151-3156.
- Mohamed Dib, Ali Nejmi, Mohamed Ramzi, M. Elhafyani 2 " Voltage regulation and minimization of loses in the presence of renewable energy sources on the medium voltage network", International Journal of Engineering & Technology, Volume 9,2020, Pages 202-210.
- Mohamed Dib, Mohamed Ramzi, Ali Nejmi «Voltage adjustment for medium electrical distribution networks including renewable energies sources", Materials today proceeding, Volume 13, 2019, Pages 739-745.

### - Conférences :

- Mohamed Dib, Ali Nejmi, Mohamed Ramzi, "Voltage Regulation of HV Grid Connected to a 40MVA Photovoltaic Power Plant", 2nd international conference on electronics engineering and renewable energy, april 13-15, 2020, Saidia
- Mohamed Dib, Mohamed Ramzi, Ali Nejmi " New auxiliary services system in a transmission substation in the presence of a renewable energy source PV", 3rd international conference on materials and environmental Science, December 18-20, 2019, Agadir.
- Mohamed Dib "Qualité d'alimentation en énergie électrique", 7ème Conférence Générale du Comité Maghrébin de l'Electricité, Décembre 11-12, 2018, Nouakchout.
- Mohamed Dib, Ali Nejmi «Voltage adjustment for medium electrical distribution networks including renewable energies sources", 2nd international conference on materials and environmental Science, April 26-28, 2018, Saidia.
- Mohamed Dib, Ali Nejmi " Evaluation de l'impact des sources d'énergies renouvelables de la région TADLA AZILAL sur le réseau électrique", 6eme édition de



congrès international : Eaux, Déchets, Environnement (EDE6)"L'Afrique, Etats des lieux et perspectives d'avenir", Décembre 12-14, 2017, Béni Mellal.

▪ Mohamed Dib, Ali Nejmi " Les problèmes de réglages de la tension sur le réseau de distribution en présence des sources d'énergies renouvelables", 6eme édition de congrès international : Eaux, Déchets, Environnement (EDE6)"L'Afrique, Etats des lieux et perspectives d'avenir", Décembre 12-14, 2017, Béni Mellal.

▪ Mohamed Dib "Nouveau plan de protection des postes électriques HT/MT raccordés aux sources d'énergies renouvelables", Journées des sciences de l'ingénieur JCI, 22 avril, 2017, Casablanca