



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2021

MEMOIRE

Pour l'obtention du

MASTER EN GENIE ELECTRIQUE

Option : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par :

ZOUNGRANA Gueswendé Sylvain et DIALLO Salam

Intitulé :

**VERIFICATION DE DIMENSIONNEMENT ET
SIMULATION D'UN POSTE HT/MT 225/90/33KV
PAR LE LOGICIEL NEPLAN**

Soutenu le 04/07/2021 devant le jury composé de :

Président : *Professeur BOUKORTT Abdelkader*

Examineur : *Docteur SOUAG Slimane*

Encadreur : *Pr BEKKOUCHE Benaissa*

Année Universitaire 2020/2021

DEDICACE

Nous dédions ce travail,

A nos chers parents, qui sont le bouclier de notre vie de par leur affection, leur appui et leurs prières tout au long de nos études. Ce travail trouve son accomplissement dans votre engagement quotidien, votre foi en notre réussite et votre soutien sans réserve.

REMERCIEMENTS

Avant tout nous remercions Dieu le Tout puissant de nous avoir donné le souffle de vie jusqu'à ce jour ainsi que la force et le courage de pouvoir mener à bout ce travail.

Nos vifs remerciements vont à nos chers parents pour leur amour impartial, leurs bénédictions, leurs aides et leurs encouragements tout au long de nos études.

Nous exprimons une profonde reconnaissance à l'égard de notre encadreur Pr BEKKOUCHE Benaissa, pour sa constante disponibilité, ses encouragements et ses précieux conseils qui nous ont permis de mener à bien cette étude.

Nous exprimons notre gratitude également au professeur BOUKORTT Abdelkader et au docteur SOUAG Slimane d'avoir accepté d'apprécier cet humble travail. Nous ne saurions oublier tout le corps professoral du Département Génie Electrique, et à tous ceux et celles de près ou de loin, qui nous ont accompagné pour l'atteinte de ce résultat.

RESUME

Ce travail est basé sur la validation de la conception d'un poste de transformation HT/MT 225/90/33KV pour Zagtoui, au Burkina Faso, après son extension pour augmenter la puissance requise. A cet effet, une centrale photovoltaïque d'une capacité de 33 MW a été connectée au niveau du jeu de barre 33 kV, ce qui a entraîné une modification de la configuration du réseau électrique. Pour bien faire, nous avons utilisé le logiciel de simulation NEPLAN.

La vérification du fonctionnement de ce réseau exige de faire la simulation de celui-ci sans compensation et en absence de la centrale photovoltaïque, avec compensation, et intégration de la centrale solaire avec compensation pour pouvoir analyser son comportement. L'écoulement de puissance, la chute de tension, le taux de distorsion des harmoniques, la stabilité transitoire, la mise en service d'une charge très importante, et un court-circuit sont les paramètres qui ont été analysés. Le logiciel NEPLAN est l'outil pratique nous permettant de planifier, de s'informer, d'analyser, d'optimiser et de gérer les réseaux. Les résultats de simulations obtenues présentent des bons indicateurs de dimensionnement du poste.

A la fin de ce travail nous avons acquis une double compétence à savoir la maîtrise du logiciel et la contextualité de notre savoir théorique.

Mots-clés : Réseau électrique, écoulement de puissance, chute de tension, harmoniques, stabilité transitoire, charge importante et court-circuit.

ABSTRACT

This work is based on the validation of the design of an HT / MT 225/90 / 33KV transformer station for Zagtouli, in Burkina Faso, after its extension to increase the power required. For this purpose, a photovoltaic plant with a capacity of 33 MW was connected to the level of the 33 kV busbar, which led to a modification of the configuration of the electrical network. To do this well, we used NEPLAN simulation software.

Verifying the operation of this network requires simulating it without compensation and in the absence of the photovoltaic plant, with compensation, and integration of the solar plant with compensation in order to be able to analyze its behavior. Power flow, voltage drop, rate of harmonic distortion, transient stability, very large load activation, and short circuit are the parameters that were analyzed. NEPLAN software is the handy tool that enables us to plan, learn, analyze, optimize and manage networks. The simulation results obtained present good indicators for the sizing of the substation.

Keywords : Electrical network, power flow, voltage drop, harmonics, transient stability, heavy load and short circuit.

NOMENCLATURE

BID : Banque Islamique de Développement
BT : Basse Tension
C : Capacité linéique
CEI : Commission Electrotechnique Internationale
COOPEL : Coopérative d'Electricité
CRCO : Centre Régional de Consommation de Ouagadougou
DDR : Disjoncteur Différentiel à courant Résiduel
G : Conductance
HT : Haute Tension
JDB : Jeu De Barre
KV : Kilovolt
L : Inductance
MT : Moyenne Tension
MVA : Méga Voltampère
Mvar : Mégavar
MW : Mégawatt
PASEL : Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité
PG : Puissance active fournie ou consommée
PIE : Producteur Indépendant d'Electricité
PL : Pertes en Ligne
PPP : Partenariat Public-Privé
Pu : Paire Unite
PV : Photovoltaïque
QG : Puissance réactive fournie ou consommée
QL : Puissance réactive consommer par une ligne
R : Résistance
RNI : Réseau National Interconnecté
RNI : Réseau National Interconnecté
SONABEL : Société National d'Electricité du Burkina
TC : Transformateur de Courant
THT : Très Haute Tension
TT : Transformateur de Courant
V : Volt
WAPP : West African Power Pool
X : Réactance inductive
Y : Admittance

TABLE DES MATIERES

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS.....	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT	iv
NOMENCLATURE	v
TABLE DES MATIERES	1
LISTE DES TABLEAUX	5
LISTE DES FIGURES.....	6
INTRODUCTION GENERALE	9
Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	10
I.1. Introduction	10
I.2. Définitions.....	10
I.3. Structure d'un système production-transport-distribution	11
I.3.1. Les réseaux d'énergie électrique.....	11
I.3.2. Classification suivant la tension.....	12
I.3.2.1. Rappel sur les différents niveaux de tension	12
I.3.3. Classification selon la fonction du réseau.....	12
I.3.4. Classification suivant la structure topologique	12
I.3.4.1. □ Les réseaux radiaux	13
I.3.4.2. Les réseaux bouclés	13
I.3.4.3. Les réseaux maillés.....	13
I.3.5. Les postes dans le réseau électrique.....	13
I.3.6. Types des postes électriques	14
I.3.6.1. Famille des postes.....	15
I.3.7. Ligne de transport ou de distribution	15
I.3.7.1. Conducteurs	16
I.3.7.2. Isolateurs.....	16
I.3.7.3. Câbles de garde.....	16
I.3.7.4. Signalisation	16
I.3.8. Classification des lignes.....	16
I.3.9. Les transformateurs de puissance	17
I.3.9.1. Couplage de transformateurs triphasés.....	18
I.3.9.1.1. Connexion étoile	18
I.3.9.1.2. Connexion triangle	18
I.3.9.1.3. Connexion zigzag.....	19
I.3.9.2. Chutes de tension.....	19
I.3.9.2.1. Phénomène de superposition.....	20
I.3.10. Qualité de l'énergie électrique :	20
I.3.10.1. Classification des perturbations électriques :	20
I.3.11. Mesure de la qualité d'énergie	20

I.3.11.1.	Creux de tension et coupures	21
I.3.11.2.	Sources des surtensions.....	21
I.3.11.3.	Variation et fluctuation de tension (Flicker)	22
I.3.11.4.	Déséquilibre (asymétrie)	22
I.3.11.5.	Variation de la fréquence	23
I.3.11.6.	Notion des Charges	23
I.3.11.7.	Harmoniques et inter- harmoniques.....	24
I.3.11.7.1.	Composition d'une onde déformée	25
I.3.11.7.2.	Valeurs efficaces d'une onde déformée	26
I.3.11.7.3.	Facteur crête et facteur de distorsion (THD).....	26
I.3.12.	Systèmes généralement utiliser dans l'industrie pour augmenter la qualité d'énergie	27
I.3.12.1.	Dispositifs FACTS.....	27
I.3.12.2.	Parmi les compensateurs parallèles nous pouvons cite.....	27
I.4.	RESEAU ELECTRIQUE DU BURKINA FASO	29
I.4.1.	Présentation du réseau de distribution moyenne tension de Ouagadougou	30
I.4.2.	Projets de renforcement des moyens de production.....	30
I.4.2.1.	Renforcement du parc de production thermique	30
I.4.2.2.	Renforcement du parc de production solaire	31
I.4.3.	Poste électrique de Zagtoui existant.	32
I.5.	Conclusion	33
Chapitre II :	MODELISATIONS.....	34
II.1.	Introduction	34
II.2.	ELEMENTS PROTECTIONS.....	34
II.2.1.	Régimes du neutre	34
II.2.2.	Différents régimes du neutre	34
II.2.2.1.	Régime du neutre TT	35
II.2.2.2.	Régime de neutre TN :.....	36
II.2.2.2.1.	Régime de neutre TN-C-S :.....	36
II.2.2.2.2.	Régime de neutre TN-C :	36
II.2.2.2.3.	Régime de neutre TN-S :.....	37
II.2.2.3.	Régime de neutre IT :	37
II.2.3.	Les jeux de barres.....	38
II.2.3.1.	Conception jeux de barres	39
II.2.3.2.	Jeux de barres HT	39
II.2.4.	Les Sectionneurs	40
II.2.5.	Les différentes catégories de sectionneurs :	40
II.2.5.1.	Sectionneurs basse tension	40
II.2.5.2.	Les sectionneurs haute tension	40
II.2.5.3.	Sectionneur de mise à la terre.....	41
II.2.5.4.	Performances d'un sectionneur	41
II.2.6.	Les fusibles.....	42
II.2.7.	Disjoncteur haute tension	42
II.2.7.1.	Les disjoncteurs à huile	42
II.2.7.2.	Les disjoncteurs à air comprimé.....	43
II.2.7.3.	Les disjoncteurs au gaz SF6	43

II.2.7.4. Les disjoncteurs à vide	44
II.2.8. Les interrupteurs à cornes	44
II.2.9. Parafoudres.....	44
II.2.10. Transformateur de tension.....	45
II.2.11. Transformateur de courant	45
II.2.12. Circuit bouchon haute tension.....	46
II.3. MODELISATION	47
II.3.1. Modélisation d'une ligne.....	47
II.3.2. Transport d'énergie en régime alternatif.....	47
II.3.2.1. Variation d'amplitude de la tension	48
II.3.2.2. Variation de la phase de la tension	48
II.3.3. Modélisation du réseau.....	49
II.3.3.1. Généralités	49
II.3.3.2. Moyens de production	50
II.3.3.3. Lignes	50
II.3.3.4. Transformateurs.....	52
II.3.3.5. Charges	54
II.3.4. Modélisation de parafoudre ZnO pour les régimes transitoires lents	55
II.3.4.1. Modélisation de parafoudre pour les régimes transitoires rapides	55
II.3.5. Mise en équations.....	56
II.3.5.1. Méthode nodale	56
II.3.5.2. Utilisation des puissances	58
II.3.5.3. Mise en forme définitive.....	58
II.3.6. Résolution numérique	60
II.3.6.1. Généralités	60
II.3.6.2. Méthode de Newton-Raphson	60
II.3.6.3. Application au calcul de répartition.....	61
II.3.6.4. Mise en œuvre pratique	62
II.4. Conclusion	64
Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS	65
III.1. Introduction.....	65
III.2. PRESENTATION DU LOGICIEL	65
III.2.1. Aperçus sur le logiciel NEPLAN	65
III.2.2. Présentation de l'interface	65
III.2.2.1. Barre d'outils :	66
III.2.2.2. Espace de Travail :.....	66
III.2.2.3. Gestionnaire des variantes :	66
III.2.2.4. Fenêtre des symboles :	66
III.2.2.5. Fenêtre des messages :	66
III.2.3. Aide en ligne	67
III.2.4. Eléments	67
III.2.4.1. Modélisation des éléments actifs	67
III.2.5. Équipement de protection, transformateurs de courant et de tension.....	67
III.2.5.1. Symboles.....	67
III.2.5.2. Interrupteurs	67

III.2.6. Les zones et régions	68
III.2.6.1. Réseaux partiels	68
III.2.7. Etape n°1 : Création d'un nouveau projet	68
III.2.8. Etape n°2 : comment saisir un réseau.....	69
III.2.9. Saisie des éléments du réseau.....	69
III.2.9.1. Saisie d'un élément	69
III.2.10. Création et élimination des défauts	70
III.3. SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS	71
III.3.1. Architecture du réseau à analyser.....	72
III.3.1.1. Principe de fonctionnement	72
III.3.2. Données de simulation	73
III.3.3. Hypothèses de simulation.....	73
III.3.3.1. Taux global de distorsion.....	73
III.3.3.2. Stabilité statique.....	74
III.3.3.3. Stabilité dynamique	74
III.3.3.4. Stabilité transitoire	74
III.3.4. Les cas d'analyses	75
III.3.4.1. 1er Cas : analyse de système sans la compensation et sans la centrale solaire.	75
III.3.4.1.1. Analyse et interprétation de la chute de tension	75
III.3.4.1.2. Analyse et interprétation du taux de distorsion	76
III.3.4.2. 2ème Cas : analyse du système avec compensation et sans la centrale solaire	79
III.3.4.2.1. Analyse et interprétation de la chute de tension	79
III.3.4.2.2. Analyse et interprétation du taux de distorsion	80
III.3.4.3. 3ème Cas : Analyse du système en présence du SVC avec la centrale solaire	82
III.3.4.4. Analyse et interprétation de la chute de tension	82
III.3.4.5. Analyse et interprétation du taux de distorsion.....	83
III.3.5. Analyse de la stabilité du système transitoire	86
III.3.5.1. 1er Cas : analyse du système sans compensation et sans la centrale solaire	86
III.3.5.2. 2ème Cas : Insertion de la compensation avec la centrale solaire au système	88
III.3.6. Cas de la mise sous tension d'une charge de forte puissance et analyse.....	90
III.3.7. Simulation de court-circuit.....	91
III.4. Conclusion	92
CONCLUSION GENERALE.....	93
ANNEXES	95
BIBLIOGRAPHIE	98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 : Classification suivant la tension en Afrique Celons la norme CEI-38	12
Tableau I-2 : Différents constituants d'un transformateur de puissance.....	18
Tableau I-3 : Tableau récapitulatif des perturbations.....	24
Tableau III-1 : Données des transformateurs	73
Tableau III-2 : Situation des moyens de productions.....	73
Tableau III-3 : Situation des compensateurs	73
Tableau III-4 : Situation des câbles	73
Tableau III-5 : Appareils de protection	73
Tableau III-6 : Résultats de l'écoulement de puissance	75
Tableau III-7 : Résultats de la chute de tension et du THD	76
Tableau III-8 : : Ecoulement de puissance avec compensation sans PV.....	79
Tableau III-9 : Chute de tension et taux de distorsion harmonique avec compensation sans PV	80
Tableau III-10 : résultats de l'écoulement de puissance avec compensation et PV	82
Tableau III-11 : Chute de tension et le taux distorsion harmonique avec compensation et PV	83
Tableau III-12 : Ecoulement de puissance	87
Tableau III-13: Ecoulement de puissance	89
Tableau III-14 : Tension des différents nœuds.....	91
Tableau III-15: Temps de déclenchement des relais	92

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 : Production, transport et distribution de l'électricité. [3]	11
Figure I-2 : Schéma unifilaire [5].....	11
Figure I-3 : Réseau radial en simple antenne et double antenne	13
Figure I-4 : Réseau bouclé en boucle ouvert et boucle fermée	13
Figure I-5 : Réseaux maille	13
Figure I-6 : Poste HT à l'extérieur [8]	15
Figure I-7 : Poste isolé dans le gaz [8]	15
Figure I-8 : Poste isolé à l'air [8]	15
Figure I-9 : : Transformateur de puissance de 100 MVA dans un poste [9].....	17
Figure I-10 : Transformateur dans un réseau de distribution sur poteau.....	17
Figure I-11 : Vue constitutionnelle d'un transformateur de puissance	18
Figure I-12 : Symbole d'un transformateur étoile-étoile	18
Figure I-13 : Symbole d'un transformateur triangle-étoile.....	19
Figure I-14 : Symbole d'un transformateur étoile-zigzag.....	19
Figure I-15 : Modélisation d'une ligne phénomène de superposition.....	20
Figure I-16 : Exemple de forme d'onde : a) creux de tension, b) coupure de tension	21
Figure I-17 : Exemple de surtension	22
Figure I-18 : Exemple d'un déséquilibre [14]	23
Figure I-19 : Exemple Variation de fréquence	23
Figure I-20 : Allure du courant et de la tension : a) Charge linéaire, b) Charge non-linéaire	23
Figure I-21 : Exemple des harmoniques	25
Figure I-22 Représentation des harmoniques, inter-harmonique et infra-harmonique	25
Figure I-23 : L'onde d'un courant alternatif déformer.....	25
Figure I-24 : Schéma d'un statique vars compensateur (SVC).....	28
Figure I-25 : Schéma unifilaire de la RNI.....	29
Figure I-26 : Schéma unifilaire poste de zagtoui	32
Figure I-27 : Photo réel poste de zagtoui 225 kV/90/33 kV	32
Figure II-1 : Schéma de liaison à la terre TT	35
Figure II-2 : Schéma de liaison à la terre TT en présence d'un défaut	35
Figure II-3 : Schéma de liaison à la terre TN-C-S	36
Figure II-4 : Schéma de liaison à la terre TN-C	37
Figure II-5 : Schéma de liaison à la terre TN-S	37
Figure II-6 : Schéma de liaison à la terre IT	38
Figure II-7 : Différents jeux de barres HT [19].....	39
Figure II-8 : Schéma du symbole électrique d'un sectionneur triphasé	40
Figure II-9 : Vue d'exemple d'un sectionneur ouvert et fermer	41
Figure II-10 : Sectionneur 110 kV ouvert [20].	41
Figure II-11 : Schéma d'un disjoncteur HT 161KV [23].....	43
Figure II-12 : Disjoncteur à air courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension [24]	43
Figure II-13 : Disjoncteur HT à gaz SF6 [25].....	43
Figure II-14 : Disjoncteur à coupure sous vide de Live Tank 40,5 kV [26]	44
Figure II-15 : Un pôle d'un interrupteur à cornes triphasé dans la position ouvert. Capacité :27kv,600A [27]	44
Figure II-16 : Parafoudre500kv [29]	45
Figure II-17 : Transformateur de tension, de tension nominale 150 kV.	45

Figure II-18 : Transformateur de courant HT	46
Figure II-19 : Photo réelle de circuit bouchon	46
Figure II-20 : Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique.....	47
Figure II-21: Diagramme vectoriel associé au fonctionnement simplifié d'une ligne de transport d'énergie électrique	47
Figure II-22 : Modélisation d'un moyen de production.....	50
Figure II-23 : Modélisation d'une ligne par constante réparties	50
Figure II-24 : Modélisation d'une ligne par un schéma en π	51
Figure II-25 : Résumé du schéma en π	51
Figure II-26 : Transformateur monophasé	52
Figure II-27 : circuit équivalent ramener au primaire	53
Figure II-28 : Circuit équivalent approximatif ramené au primaire primaire	53
Figure II-29 : Circuit équivalent approximatif ramené au secondaire	54
Figure II-30 : Modélisation d'un transformateur	54
Figure II-31: Modélisation d'une charge	55
Figure II-32 : Caractéristique non linéaire v et i du parafoudre.....	55
Figure II-33 : Modèle de parafoudre à 2 sections pour les ondes à front raide.....	56
Figure II-34 : Représentation générale d'un nœud.....	57
Figure II-35 : Méthode de Newton-Raphson	60
Figure III-1 : Fenêtres du graphique de l'utilisateur	66
Figure III-2 : Comment appeler l'aide en ligne	67
Figure III-3: Réseaux partiels.....	68
Figure III-4 : Créer un nouveau projet	69
Figure III-5 : Après création d'un nouveau projet	69
Figure III-6 : Saisir un élément	70
Figure III-7 : Création d'un défaut par Neplan.....	70
Figure III-8 : Schéma unifilaire du réseau.....	72
Figure III-9 : Schémas d'écoulement de puissance.....	75
Figure III-10 : Forme d'onde de la tension du JB-33Kv.....	77
Figure III-11 : Spectre harmonique du jeu de barre JB-33 KV.....	77
Figure III-12 : Forme d'onde de tension du jeu de barre JB-90 KV	77
Figure III-13 : Spectre d'harmonique du jeu de barre JB-90 KV	78
Figure III-14 : Forme d'onde de tension du jeu de barre JB-225 KV	78
Figure III-15 : spectre d harmonique de du jeu de barre JB-225 KV.....	78
Figure III-16 : schéma de l'écoulement de puissance	79
Figure III-17 : Forme d'onde de tension sur le JB-225Kv avec compensation sans PV	80
Figure III-18 : Forme d'onde de tension sur le JB-90Kv avec compensation sans PV	81
Figure III-19 : forme d'onde de tension sur le JB-33Kv avec compensation sans PV	81
Figure III-20: schéma d'écoulement de puissance avec compensation et PV	82
Figure III-21: Forme d'onde de la tension du bus JB-225 KV avec compensation et PV	84
Figure III-22: Spectre harmonique du jeu de barre JB-225KV avec compensation et PV	84
Figure III-23 : Forme d'onde de la tension du bus JB-90 kV avec compensation et PV.....	84
Figure III-24 : Spectre d'harmonique JB-90KV avec compensation et PV.....	85
Figure III-25 : Forme d'onde de tension du bus JB-33 kV avec compensation et PV.....	85
Figure III-26: Spectre d'harmonique du JB-33KV avec compensation et PV.....	85
Figure III-27: Forme d'onde de tension du bus solaire	86
Figure III-28: Spectre harmonique du bus solaire.....	86
Figure III-29: Amplitude des tensions	87

Figure III-30 : Amplitude de la tension JB-90kv en défaut	87
Figure III-31: tension sur le générateur	88
Figure III-32: Vitesse du générateur	88
Figure III-33 : Amplitude des tensions sur les jeux de barre	89
Figure III-34: Tension du générateur	89
Figure III-35: Courbe d'évolution de la vitesse du générateur	90
Figure III-36: Courbe de la vitesse et du courant du moteur.....	90
Figure III-37: Courbe de la tension	90
Figure III-38: Schéma de simulation du court-circuit.....	91

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie électrique est devenue indispensable pour la vie humaine et sur le plan mondial. Donc, ce qui a provoqué une grande augmentation de la consommation de l'énergie électrique chaque année par les industries et les résidentielles. Cependant, la gestion de la consommation de cette énergie devient de plus en plus difficile. Alors grâce au développement de la technologie le contrôle du flux énergétique et des perturbations du réseau est actuellement maîtrisable. Afin de pouvoir contrôler l'offre et la demande, les ingénieurs spécialistes sont appelés en permanence à trouver des solutions adéquates. Quoique, pour assurer une bonne qualité d'énergies aux consommateurs, ils doivent augmenter la puissance demandée, en intégrant des nouvelles sources énergétiques et en améliorant les systèmes de compensation et de filtrage.

Considérée comme le leader dans le domaine de la production, transport et de la distribution de l'énergie électrique au Burkina Faso, la SONABEL propose des solutions fonctionnelles qui répondent toujours aux attentes de ses clientèles. Pour cela, elle élabore des stratégies bien déterminées dans le pilotage des projets de renforcement du réseau électrique. Ces stratégies sont basées sur la connaissance des besoins énergétiques pour la satisfaction et les contraintes de réalisation, en impliquant la prise en compte de l'ensemble des données, des hypothèses et de tous l'ensemble des éléments indispensables pour la conception de ces réseaux.

Pour ce faire, face à la croissance de la demande, la SONABEL a mis en œuvre le 13 juin 2016 un projet de renforcement de la capacité énergétique en construisant une centrale photovoltaïque de 33MW. Cette centrale étant raccordée au réseau national d'interconnexion (RNI) de Zagtouli a fait l'objet d'une extension du réseau.

C'est dans cette optique nous avons été orientés pour redimensionner et vérifier le fonctionnement de ce réseau 225/90/33 KV. Bien que, les postes de transformations sont des éléments primordiaux dans le réseau, il permet d'assurer le niveau de la tension et l'équilibre entre la production et la consommation. Afin d'exécuter ce travail nous avons constaté qu'il existe plusieurs logiciels utilisés pour la vérification et l'analyse des extensions des réseaux à savoir l'étude et l'observation des impacts de cette centrale solaire intégrée sur le réseau. Parmi ceux il y a le logiciel NEPLAN qui est aussi utilisé généralement pour l'étude du comportement des réseaux concernant la stabilité du réseau sans oublier l'écoulement de puissance et la protection à distance du réseau.

En résumé notre travail sera réparti en trois axes :

Le premier sera consacré à des notions sur les généralités du réseau électrique. Les différents éléments constitutifs, la présentation du réseau Burkina et les différentes perturbations seront décrits.

Le deuxième axe nous introduit la protection et la modélisation des éléments du réseau ainsi que les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance.

Le troisième axe sera réservé à la simulation et l'analyse des résultats du réseau par NEPLAN, nous terminerons ce travail par une constatation générale.

I.1. Introduction

A la fin du 19^{me} siècle, les réseaux de production, transport et distribution d'énergie électrique oblige les compagnies d'électricité locales, régionales puis nationales à promouvoir un choix commun sur la nature du système électrique tensions continues ou alternatives, monophasées ou triphasé et la valeurs de la fréquence. Tous ces aspects énumérer sont aussi techniques, mais également économiques. Ils ont été le bouclier de l'évolution des réseaux d'énergie électrique et ont définie au cours des décennies des paramètres spécifiques qui ne correspondent plus nécessairement aujourd'hui à un optimum.

C'est alors de ce fait que la tension a été choisie alternative, pour pouvoir exploiter les propriétés des transformateurs et transporter l'énergie en haute tension afin de minimiser les pertes et pouvoir l'utiliser en tension basse et en toute sécurité. Le système triphasé présente beaucoup plus des avantages par rapport au monophasé car la possibilité de l'exploitation des différents couplages des transformateurs, utilisation des tensions simples ou composées en fonction des besoins de puissance instantanée constante. En ce qui concerne la fréquence, elle est toujours définie en fonction des contraintes techniques relatives aux éléments du réseau et aux machines tournantes. La fréquence optimale est aujourd'hui comprise entre 50 ou 60 Hz. Quel que soit l'amélioration de la technologie de l'électronique de puissance qui servant à titre d'exemple l'exploiter des liaisons à courant continu, l'étude des réseaux de production, transport, distribution et l'utilisation de l'énergie passe obligatoirement par celle des systèmes triphasés.

I.2. Définitions

Le réseau électrique constitue un ensemble d'infrastructures énergétiques dont on dispose plus ou moins permettant d'acheminer l'énergie électrique des sources de production vers les clientèles ou consommateurs d'électricité. Il est constitué d'un ensemble de lignes électrique exploitées à différents niveaux de courant et de tension, connectées entre elles dans des postes de transformation d'énergie électrique. Les postes électriques permettent d'assurer la répartition de l'énergie électrique et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux différents transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer le bon fonctionnement c'est-à-dire la stabilité de l'ensemble.

Aux débuts de l'énergie électrique commerciale, la transmission de l'énergie électrique à la même tension que celle utilisée par l'éclairage et les charges mécaniques limitait la distance entre la centrale et les consommateurs. En 1882, la génération était avec l'utilisation du courant continu (DC), qui ne pourrait pas facilement être augmenté dans la tension pour la transmission à longue distance. Pour le courant alternatif (AC), sa transmission de l'énergie électrique est devenue possible grâce à Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs qui après qui ont construit ce qu'on appelle le second générateur, l'un des premiers transformateurs fournis avec un rapport de rotation 1/1 et circuit magnétique ouvert, en 1881.

La première ligne AC longue distance faisait 34 kilomètres de long, construite pour l'Exposition internationale de 1884 à Turin, en Italie . Il était alimenté par un alternateur Siemens & Halske 2000 V, 130 Hz et comportait plusieurs générateurs secondaires Gaulard avec leurs enroulements primaires connectés en série, alimentant les lampes à incandescence. Le système a prouvé la faisabilité de la transmission de courant alternatif sur de longues distances. Alors le courant alternatif prendra le dessus.

[1]

I.3. Structure d'un système production-transport-distribution

Les groupes générateurs d'énergie sont, pour des raisons techniques et économiques, rarement installés juste à côté des appareils consommant l'énergie qu'ils produisent. Pour réaliser les liaisons entre les groupes de production et les groupes de consommateurs, on construit des lignes. Les tronçons de ligne sont raccordés entre eux dans des postes. Les postes constituent les nœuds du réseau. [2]

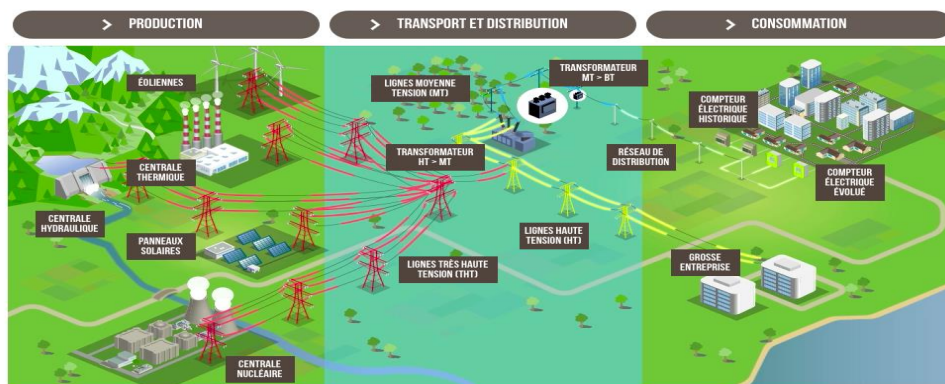


Figure I-1 : Production, transport et distribution de l'électricité. [3]

I.3.1. Les réseaux d'énergie électrique

Il existe des multiples critères dont quatre permettant de différencier ou de regrouper les réseaux :

- Le premier critère est la tension car elle limite les puissances transportées et fixe les dimensions des lignes et du matériel des postes.
- Le second, est le plus important. C'est la fonction que le réseau doit remplir. Celle-ci détermine les quantités d'énergie, les puissances qu'il recevra ou fournira. Elle influence de façon essentielle le choix de sa tension et les contraintes imposées au fonctionnement du réseau.
- Le troisième définit la topologie du réseau. Il fixe son mode d'exploitation normale et les possibilités de secours en cas de défaillance.
- Le quatrième indique le système utilisé, c'est-à-dire pour les courants alternatifs le nombre de phases et, en alternatif comme en continu la position du neutre par rapport à la terre. Ce critère, moins apparent pour l'observateur extérieur qui reconnaît cependant le nombre de « fils de phase » des lignes, est lié surtout au fonctionnement interne des appareils installés, tant dans le réseau que chez l'utilisateur.

Dans tous les cas où l'on pourra en faire abstraction, on utilisera des « schémas unifilaires » comme indique la figure I-2, plus simple que les schémas polyphasés [4].

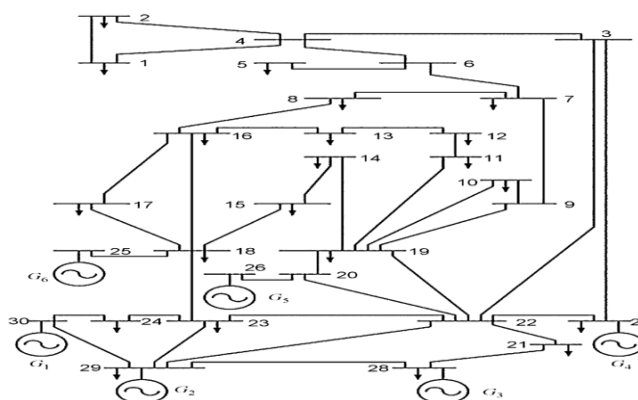


Figure I-2 : Schéma unifilaire [5]

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.3.2. Classification suivant la tension

I.3.2.1. Rappel sur les différents niveaux de tension

Tableau I-1 : Classification suivant la tension en Afrique Celons la norme CEI-38

Types de tension	HT	MT	BT
Alternatif	$U \geq 45 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < U < 45 \text{ kV}$	$U \leq 1 \text{ kV}$

I.3.3. Classification selon la fonction du réseau

Les réseaux sont construits pour acheminer l'énergie de l'usine génératrice à l'appareil d'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont cependant pas rigoureusement les mêmes d'un bout à l'autre de la chaîne des installations nécessaires. Les puissances en jeu et les répercussions de tout incident présentent des différences qui permettent de délimiter des fonctions spécifiques.

Nous avons six (06) types de réseaux selon leur fonction : les réseaux d'utilisation, les réseaux industriels, les réseaux de distribution, les réseaux de répartition, les réseaux de transport et les réseaux d'interconnexion.

- ✓ Les réseaux d'utilisation : Ils sont destinés à alimenter directement un grand nombre d'appareils domestiques ou de petits moteurs ;
- ✓ Les réseaux industriels : Ils sont des réseaux d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées. Ils sont généralement intérieurs aux usines ;
- ✓ Les réseaux de distribution : Ils ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin ;
- ✓ Les réseaux de répartition : Ils fournissent la puissance aux réseaux de distribution, mais ne peuvent la transiter que sur de petites distances limitées à quelques dizaines de kilomètres. Les puissances qu'ils transitent sont de plusieurs dizaines de mégawatts, ce qui nécessite l'utilisation de hautes tensions, généralement entre 33 et 110 kV.
- ✓ Les réseaux de transport : Ils assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire, grâce à des transits de puissances importants sur des distances atteignant cent ou plusieurs centaines de kilomètres.
- ✓ Les réseaux d'interconnexion : Ils constituent des liaisons entre les réseaux de deux (02) pays ou plusieurs pays.

A partir de ces réseaux étendus en France et dans certains pays africains on abaisse la tension, par palier, pour alimentation des clients en 220kV, 90kV, 63kV, 20kV ou 230/400V [6].

I.3.4. Classification suivant la structure topologique

Si les réseaux doivent assurer le transit d'une certaine puissance, ils doivent le faire avec une sécurité suffisante. Or, les appareils qui les composent sont sujets à des avaries, et les lignes et postes sont soumis à toute sorte d'agressions externes, telles que la pluie, la pollution, la foudre, le choc d'engins divers.

On augmente la sécurité d'alimentation :

- Soit par des lignes ou d'appareillages plus solides ;
- Soit par des circuits plus nombreux.

De toute façon, augmenter la sécurité est très onéreux. Il y a donc un compromis entre le coût d'investissement supplémentaire et la valeur de ceux qu'il permet de sauver. Ce compromis n'est certainement pas le même suivant les types de réseaux et d'usagers. Il conduira donc à des topologies de réseaux différentes.

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.3.4.1. Les réseaux radiaux

Ces réseaux sont, à partir d'un poste d'alimentation, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun. Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple.

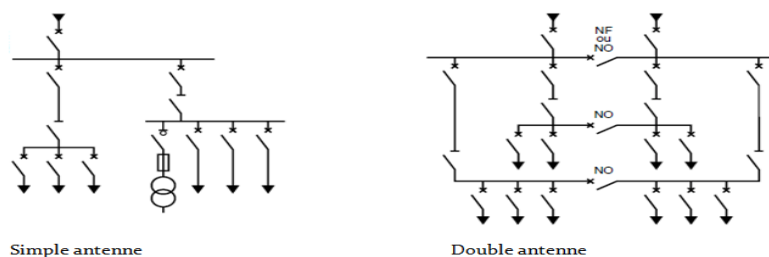


Figure I-3 : Réseau radial en simple antenne et double antenne

I.3.4.2. Les réseaux bouclés

Les réseaux bouclés comme indique la figure I-4 sont alimentés à la fois par plusieurs sources. Les lignes les reliant appelées « boucles » n'ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitent en parallèle. Le contrôle et la protection de ces réseaux nécessitent des dispositifs plus complexes donc plus chers que pour les réseaux radiaux.

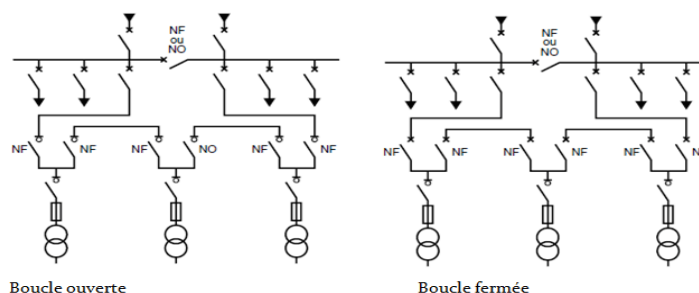


Figure I-4 : Réseau bouclé en boucle ouverte et boucle fermée

I.3.4.3. Les réseaux maillés

Les réseaux maillés comme indique la figure I-5 sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet.

On obtient la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé.

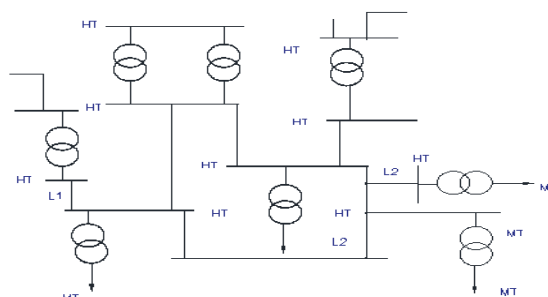


Figure I-5 : Réseaux maille

I.3.5. Les postes dans le réseau électrique

Les postes électriques sont des structures principales du réseau électrique. Ils assurent la jonction des différentes parties du réseau électrique. Ainsi, la distribution des puissances avec différents niveaux de tensions et la récupération automatique de la chute de tension de ligne.

Le poste est constitué essentiellement de plusieurs catégories de matériel :

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

1) D'appareils haute tension :

- Le sectionneur qui a une fonction d'isolement et d'aiguillage ;
- Le disjoncteur qui a une fonction de coupure, mais toujours associé à 1 ou 2 sectionneurs car il ne tient pas lui-même, en position ouverte, avec certitude, certaines situations du réseau (surtension...) ;
- Les réducteurs de mesure de courant (TC) et tension (TT) qui donnent une image aussi fidèle que possible du courant et de la tension HT ;
- Les parafoudres qui assurent la protection des équipements aux surtensions de foudre et de manœuvres ;

Pour leur bon fonctionnement les parafoudres doivent être associés à un filet de garde sur le poste et un câble de garde sur au moins une partie de la ligne et à un circuit de terre de qualité.

- Divers appareils tels que : circuits bouchons, des diviseurs capacitifs ...

2) De matériel d'installation :

- Charpentes, supports métalliques des appareils HT, isolateurs posés ;
- Câbles nus aériens et câbles isolés multiconducteurs ;
- Raccords HT/MT, armements (isolateurs de lignes) ;
- Circuit de terre.

3) Du génie civil associé : fondations, caniveaux, clôtures, bâtiments, drainage, piste, accès

4) D'équipement basse tension

- Système de conduite et surveillance (contrôle commande) ;
- Système de protection ;
- Auxiliaires et servitudes (éclairage...). [7]

I.3.6. Types des postes électriques

Selon le rôle à accomplir, on distingue :

- ❖ Les postes d'interconnexion ;
- ❖ Les postes de livraison ou de transformation ;
- ❖ Les postes de distribution ;
- ❖ Les postes mixtes.

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

Les postes de transformation permettent de passer d'un niveau de tension d'entrée donné à un niveau de tension de sortie qui peut être supérieur (on parle alors de transformateurs élévateurs) ou inférieur (abaisseur) ; ils sont aussi appelés poste source.

1. Les postes source

Ils permettent de passer d'un niveau de tension d'entrée à un niveau de tension de sortie qui peut être supérieur comme les transformateurs élévateurs ou inférieur comme les transfos abaisseurs.

2. Les postes de distribution

Leur but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

3. Les postes mixtes

Ils sont les plus fréquents, assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.3.6.1. Famille des postes

Les postes peuvent être très différents entre eux dans le domaine d'installation des équipements électriques. Il existe 3 grandes familles d'installation des postes HT /MT :

A. Le poste extérieur

L'ensemble des appareils HT est installé à l'extérieur comme indique la figure I-6.



Figure I-6 : Poste HT à l'extérieur [8]

B. Le poste intérieur

a) Le poste à isolement dans le gaz

Les connexions inter-appareils sont isolées dans le gaz. Ce type de poste est généralement installé dans un bâtiment comme indique la figure I-7.



Figure I-7 : Poste isole dans le gaz [8]

b) Le poste isolé à l'air

L'ensemble des appareils est installé à l'intérieur d'un bâtiment, les connexions inter-appareils sont à isolement dans l'air comme représenter à la figure I-8.



Figure I-8 : Poste isolé à l'air [8]

I.3.7. Ligne de transport ou de distribution

L'énergie électrique est transitée des centres de productions vers les consommateurs à travers les lignes électriques. Les lignes souterraines sont plus utilisées dans le milieu urbain et les lignes aériennes pour les périphéries.

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

Les pertes en ligne qui sont due à l'effets joule, ne dépend que de deux paramètres : la résistance et le courant $P = R * I^2$. La résistivité des matériaux utilisés pour fabriquer les câbles de transport, et la section de ces câbles sont des facteurs essentiels, pour diminuer les pertes.

I.3.7.1. Conducteurs

L'électricité est transportée dans des conducteurs, généralement sous forme triphasée, avec au moins trois conducteurs par ligne. Dans chaque phase, on peut aussi trouver un faisceau de conducteurs (de deux à quatre) à la place d'un simple conducteur afin de limiter les pertes et d'augmenter la puissance pouvant transiter. Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en d'aluminium, ou en combinaison aluminium-acier pour les câbles plus anciens ; ce sont des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium. Les conducteurs sont nus, c'est-à-dire non revêtus d'un isolant.

Les conducteurs HT sont aériens ou souterrains (et parfois sous-marins). Les conducteurs aériens sont soumis à l'action des facteurs atmosphériques : température, vent, pluie, verglances etc. Ces facteurs interviennent de façon importante dans le choix des paramètres d'une ligne haute-tension : type de conducteur électrique (matériaux et géométrie), hauteur et distance des pylônes, tension mécanique maximum sur le conducteur afin de maintenir une garde au sol suffisante, etc. Le choix de ces paramètres à une grande influence sur les coûts de construction et d'entretien d'une ligne de transmission, ainsi que sur sa fiabilité et sur sa longévité. Toutes choses égales par ailleurs la position des conducteurs influe sur l'intensité et la disposition du champ électromagnétique.

I.3.7.2. Isolateurs

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs. Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs en verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important. Sur une ligne 400 kV, les chaînes d'isolateurs comportent 19 assiettes. On peut alors deviner la tension des lignes en multipliant le nombre d'isolateurs par 20 kV environ.

I.3.7.3. Câbles de garde

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almelec-acier. Au centre du câble de garde on place parfois un câble en fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. Si on décide d'installer la fibre optique sur un câble de garde déjà existant, on utilise alors un robot qui viendra enrouler en spirale la fibre optique autour du câble de garde.

I.3.7.4. Signalisation

Afin d'éviter les impacts d'aéronefs, les lignes sont signalées par des balises diurnes (boules) ou nocturnes (dispositifs lumineux), aux abords des aéroports et aérodromes la partie supérieure du fût du pylône est peinte en rouge et blanc. D'autres dispositifs sont utilisés pour la protection avifaune dans les zones sensibles (couloir de migration en particulier), comme des spirales de couleurs qui outre l'aspect visuel siffle sous l'effet du vent ou encore des silhouettes de rapace placés en tête de pylône qui provoque par réflexe une élévation du vol pour échapper au supposé prédateur.

I.3.8. Classification des lignes

Les lignes sont classées en fonction de leur longueur. On distingue trois (03) types de lignes :

- a) Les lignes courtes

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

La longueur d'une telle ligne ne dépasse pas 50 km ($L \leq 50$ km) et le courant de fuite capacitif ne dépasse pas 5%(négligeable), $U \leq 60$ kV.

b) Les lignes moyennes

La longueur des lignes moyennes est inférieure à 150 km. Dans de telles lignes on tient compte des courants de fuite capacitifs.

c) Les lignes longues

La longueur des lignes longues est supérieure à 150 km. Dans l'étude de telles lignes, non seulement on tient compte des courants de fuite capacitifs, mais également des phénomènes de propagation des ondes de courant et de tension. A vide ou à faible charge, elles se comportent comme une charge capacitive.

I.3.9. Les transformateurs de puissance

Le transformateur de puissance est l'équipement le plus important dans un réseau électrique, son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Sa définition selon la CEI (commission électrotechnique internationale) est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique ». Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques. Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag. On peut trouver les transformateurs de puissance dans des postes de transformation et dans les réseaux de distributions comme indique les figures I-9 et la figure I-10.



Figure I-9 : : Transformateur de puissance de 100 MVA dans un poste [9]



Figure I-10 : Transformateur dans un réseau de distribution sur poteau

Les différents composants constitutifs d'un transformateur de puissance comme indique la figure I-11 sont représentés par le tableau I-2.

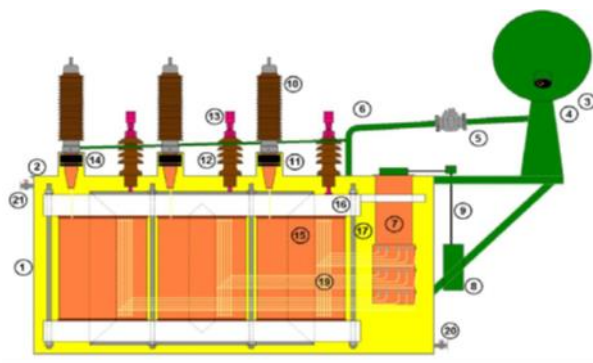


Figure I-11 : Vue constitutionnelle d'un transformateur de puissance

Tableau I-2 : Différents constituants d'un transformateur de puissance

N°			
1	Cuve	12	Traversée du secondaire
2	Conservateur	13	Connexion du secondaire avec l'extérieur
3	Conservateur	14	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
4	Indicateur de niveau d'huile	15	Enroulements
5	Relais Buchholz	16	Noyau magnétique
6	Tuyau d'huile	17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble en exerçant une force de compression
7	Changeur de prises	18	Connexion du changeur de prises aux enroulements
8	Moteur électrique du changeur de prises	19	Robinet d'huile
9	Transmission mécanique du changeur de prises	20	Robinet d'air
10	Traversée du primaire, avec connexion à son extrémité		
11	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur		

I.3.9.1. Couplage de transformateurs triphasés

I.3.9.1.1. Connexion étoile

Dans la connexion étoile comme l'indique la figure I-12, montre que chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé est connecté à un point commun (point neutre) qui peut être mis ou non à la terre. L'autre extrémité étant reliée à la borne de ligne correspondante. La tension aux bornes des bobines est la tension entre phases divisée par $\sqrt{3}$. Le courant traversant les bobines est le courant de ligne. Elle est représentée par la lettre Y.



Figure I-12 : Symbole d'un transformateur étoile-étoile

I.3.9.1.2. Connexion triangle

Dans la connexion triangle, la connexion des enroulements de phase d'un transformateur triphasé est effectuée de manière à réaliser un circuit fermé. La tension aux bornes des bobines est la tension entre phases. Le courant traversant les bobines est le courant de ligne divisé par $\sqrt{3}$. Elle est représentée par la lettre D ou Δ comme l'indique la figure I-13. Il ne peut pas être mis à la terre.



Figure I-13 : Symbole d'un transformateur triangle-étoile

I.3.9.1.3. Connexion zigzag

Connexion des enroulements consistant en deux sections d'enroulement, la première section étant connectée en étoile et la seconde en série entre la première section et les bornes de ligne : les deux sections sont disposées de telle sorte que chaque phase de la deuxième section soit enroulée sur une colonne du transformateur différente de celle de la première section à laquelle elle est connectée. Elle est représentée par la lettre Z son symbole est indiqué par la figure I-14. Elle combine certains des avantages des connexions étoiles et triangle. Ainsi, elle peut être mise à la terre de la même manière que les connexions étoiles.



Figure I-14 : Symbole d'un transformateur étoile-zigzag

Comme la connexion en triangle, la connexion zigzag supprime les harmoniques de rang 3. Comme la connexion étoile, il offre un point de neutre et donc une impédance homopolaire non-infinie. Parmi ses défauts, il est relativement complexe à construire.

I.3.9.2. Chutes de tension

La problématique des chutes de tension sur les lignes HT peut se résumer ainsi : la tension étant fixée à une extrémité de la ligne, comment maintenir en bout de ligne une tension aussi constante que possible, et ceci quel que soit le courant traversant la ligne. Si le problème des chutes de tension existe aussi bien en basse tension, il peut être crucial sur les lignes à haute tension du fait de leur distance. On verra également plus bas qu'en l'absence de courant, un phénomène paradoxal se produit sur les lignes à haute tension : la tension en extrémité de ligne est plus élevée qu'en entrée !

À vide

Si l'on considère le modèle en π lorsque le courant de sortie est nul, on remarque qu'à la sortie le condensateur est alors en série (c'est-à-dire traversé par exactement la même intensité) avec la résistance et l'inductance de ligne. On peut écrire : $\frac{U_e}{Z_L + Z_R + Z_C} = \frac{U_S}{Z_C}$, soit : $U_e = U_S + \frac{Z_L + Z_R}{Z_C} * U_S$

$$\text{D'où l'on tire : } \frac{U_e - U_S}{U_S} = Y_C Z_C = RC\omega - jLC\omega^2$$

Pour une ligne aérienne, nous avons vu que $R < L\omega$, donc le deuxième terme est prédominant, ce qui conduit à une tension de sortie supérieure de quelques pour cent à la tension d'entrée. Ce phénomène est appelé effet Ferranti.

En charge

La f.é.m. d'un alternateur est constante et égale à la somme vectorielle de la résistance fois le courant qui la traverse plus l'impédance interne fois le même courant plus la somme (résistance et impédance) de la ligne fois le courant plus la tension aux bornes de la charge qui est en parallèle avec la capacité de la ligne. Puisque la ligne en charge présente un aspect inductif, alors la formule sera :

$$U_e = (r + j\omega l).I + (R + jL\omega).I + U_S, \text{ soit :}$$

$$U_e = (r + R).I + j(\omega l + L\omega).I + U_S$$

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

Si l'intensité appelée I augmente les deux termes $(r + R).I$ et augmentent donc U_s diminue à l'extrémité de la ligne. Pour y remédier, il y a deux possibilités : soit demander aux groupes de fournir plus de réactif soit insérer les batteries de condensateurs dans le réseau ou bien les deux solutions à la fois. L'ajout de la batterie de condensateur diminue le vecteur $jL\omega$ inductif puisqu'elle impose un vecteur capacitif $-j/c\omega$ qui s'oppose au vecteur inductif ce qui augmente le vecteur U_s [10].

I.3.9.2.1. Phénomène de superposition

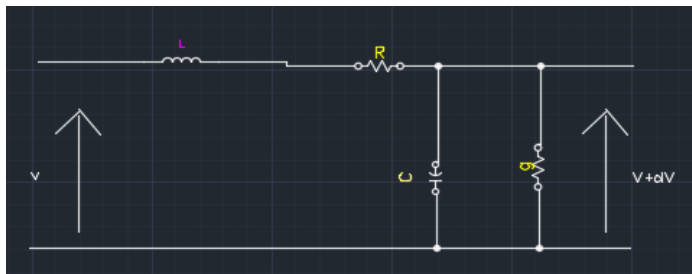


Figure I-15 : Modélisation d'une ligne phénomène de superposition

A travers un élément de la ligne de longueur dx comme indique la figure I-15, il existe la superposition de deux (02) phénomènes : la chute de tension et la perte de courant. Les fuites de courants sont dues aux conductances G et aux capacités linéiques C , et les chutes de tension sont dues aux résistances R et aux inductances linéiques L .

I.3.10. Qualité de l'énergie électrique :

La problématique des harmoniques, également appelée pollution harmonique, n'est pas un phénomène nouveau, elle est actuellement la préoccupation de plusieurs groupes de recherche activant dans le domaine de l'amélioration de la qualité d'énergie électrique à cause du nombre important des charges non linéaires connectées au réseau électrique. Ces charges provoquent une distorsion dans le courant donc dans la tension, ce qui peut entraîner un dysfonctionnement des dispositifs raccordés au réseau. D'où, l'intérêt d'éliminer ces harmoniques [11].

I.3.10.1. Classification des perturbations électriques :

On distingue quatre familles de perturbations électriques :

- 1) Les variations de l'amplitude (creux de tensions, coupures brèves et surtensions, flicker),
- 2) Les fluctuations de la fréquence autour de la fréquence fondamentale,
- 3) Les modifications de la forme d'onde (harmoniques, inter harmoniques, bruits),
- 4) La dissymétrie du système triphasé : déséquilibre [12].

I.3.11. Mesure de la qualité d'énergie

La mesure de la qualité de l'énergie électrique consiste habituellement à caractériser les perturbations électriques par :

- ✓ Creux de tension et coupures ;
- ✓ Surtensions ;
- ✓ Fluctuations de tension ;
- ✓ Déséquilibres de tension ;
- ✓ Variation de la fréquence ;
- ✓ Harmoniques.

I.3.11.1. Creux de tension et coupures

Les creux de tension sont dus aux phénomènes naturels comme la foudre, et à l'apparition de défauts sur l'installation ou sur les réseaux de distribution (les court-circuit affectant le réseau électrique ou les installations raccordés et le démarrage des moteurs de fortes puissances). Les coupures brèves sont généralement la cause de manœuvres des automatismes des réseaux de distribution (réenclencher, isolation de défauts). Ils apparaissent également lors des manœuvres d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités. Ils sont la cause la plus fréquente de problèmes de qualité d'énergie. Les conséquences sur les équipements et les installations peuvent être extrêmement coûteuses (néfaste le fonctionnement des moteurs synchrone et asynchrone, des contacteurs et relais thermique, des systèmes électroniques et informatiques).

Le creux de tension est une diminution brutale de la tension à une valeur située entre 10 % et 90 % de la tension nominale pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes. La figure I-16 illustre ce phénomène.

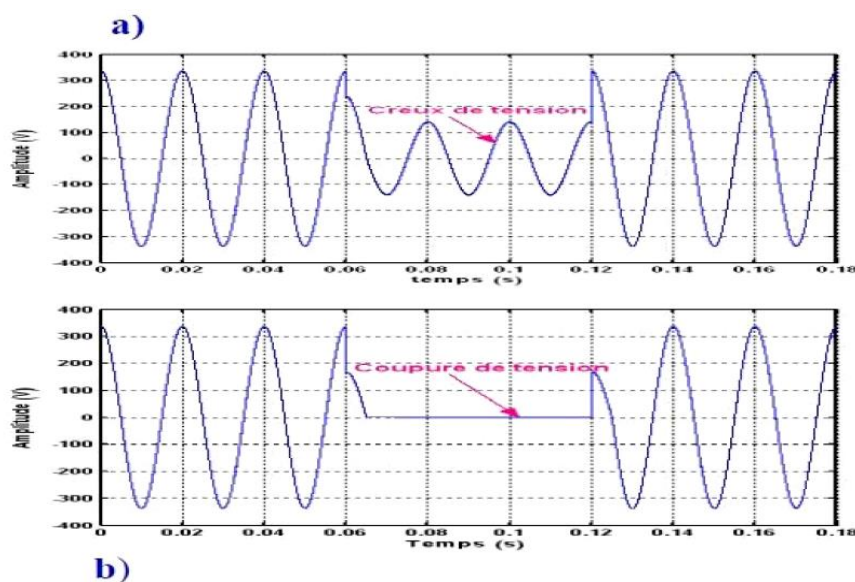


Figure I-16 : Exemple de forme d'onde : a) creux de tension, b) coupure de tension

I.3.11.2. Sources des surtensions

Les surtensions sont de trois natures : surtensions à la fréquence industrielle (50 Hz), surtensions des manœuvres, surtensions atmosphériques. Elles apparaissent selon deux modes :

- Mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).
- Mode différentiel (entre conducteurs actifs, phase-phase ou phase-neutre).

Les surtensions à la fréquence industrielle (leurs fréquences égalent à celle du réseau 50 à 60 Hz) prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et terre lors d'une surcompensation de l'énergie réactive ou encore lors d'une Ferro résonance provoquée par un circuit inductif et un condensateur.

Les surtensions de manœuvres découlent d'une modification de la structure du réseau : mise en service de gradins de condensateur, d'une ligne à vide.

Les surtensions atmosphériques sont provoquées par la foudre soit directement, soit indirectement par augmentation du potentiel de la terre.

La protection contre les surtensions d'origine atmosphérique nécessite soit l'emploi des dispositifs de protection (parafoudres), soit des dispositifs appropriés (distances d'isolement par exemple).

I.3.11.3. Variation et fluctuation de tension (Flicker)

Les fluctuations de tension sont une suite de variation de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques la fréquence de la variation et l'amplitude comme indique la figure I-17. Les variations lentes de tensions sont causées par la variation lente des charges connectées au réseau [13,14]. Elles sont en particulier dues à la propagation sur les lignes du réseau de courants d'appel importants. L'origine principale de ces courants est le fonctionnement d'appareil dont la puissance absorbée varie de manière rapide, comme les fours à arc et des machines à souder. Ces fluctuations se traduisent par des variations d'intensité, visible au niveau de l'éclairage causant une gêne visuelle perceptible pour une variation de 1 % de la tension. Ce phénomène de papillotement est appelé Flicker.

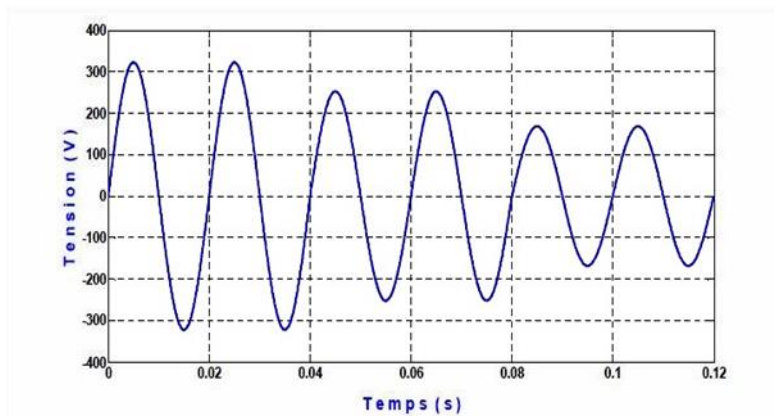


Figure I-17 : Exemple de surtension

I.3.11.4. Déséquilibre (asymétrie)

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de 120° comme indique la figure I-18. La quantification du phénomène fait appel à la décomposition de la composante fondamentale selon les composantes symétriques de Fortescue. On définit 2 degrés de déséquilibres [14] :

Le degré de déséquilibre inverse est le rapport entre la composante inverse du fondamentale de la tension et sa composante directe. $\left| \frac{\Delta U_i}{\Delta U_d} \right|$

L'indice de déséquilibre est rattaché à l'existence du courant dans le neutre et la tension du point neutre.

Le taux de déséquilibre est calculé par : $\zeta = V_i / V_d$ ou bien $Taux = \frac{\max_k |V_k - V_{moy}|}{V_{moy}}$

La principale cause de déséquilibre réside dans l'utilisation des charges monophasées. Les systèmes d'éclairages, et les équipements électriques, électroniques et informatiques pour l'usage domestique et administratif exigent une alimentation à basse tension monophasée. En conséquence, des courants déséquilibrés circuleront dans les impédances des réseaux en causant une asymétrie de tension. Les conséquences sont l'augmentation de l'échauffement des machines asynchrones, l'existence de couple inverse qui conduisent à la dégradation prématurée des machines.

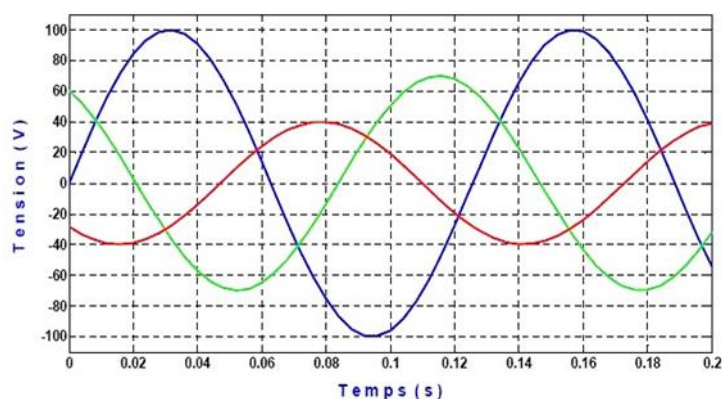


Figure I-18 : Exemple d'un déséquilibre [14]

I.3.11.5. Variation de la fréquence

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non inter connectés ou alimentés par une source autonome. Cette variation de la fréquence est très rare la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50\text{Hz} \pm 1\%$ [13,14].

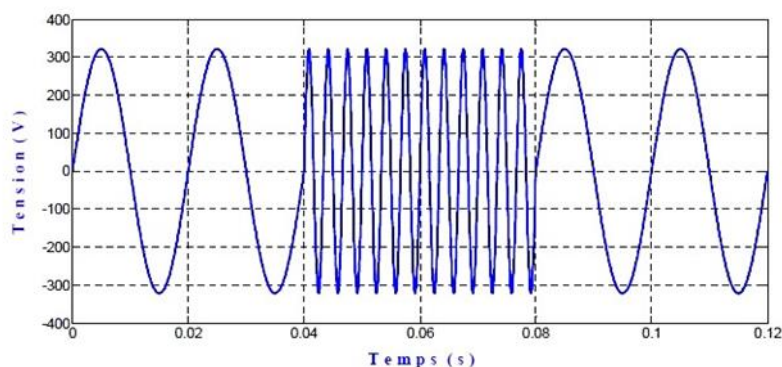


Figure I-19 : Exemple Variation de fréquence

I.3.11.6. Notion des Charges

Les récepteurs peuvent être classés en deux familles principales [10] :

- Les récepteurs linéaires (ou charges linéaires) ;
- Les récepteurs non-linéaires (ou charges non-linéaires).

Une charge est dite linéaire si, alimentée par une tension sinusoïdale, elle consomme un courant sinusoïdal (résistances, capacités et inductances). Cependant, le courant et la tension peuvent être déphasés (Figure I-20).

Une charge est dite non-linéaire lorsque la relation entre la tension et le courant n'est plus linéaire. Un tel récepteur alimenté par une tension sinusoïdale, consomme un courant non-sinusoïdal. Typiquement, les charges utilisant l'électronique de puissance sont non-linéaires. Or, elles sont de plus en plus nombreuses et leur part dans la consommation d'électricité ne cesse de croître.

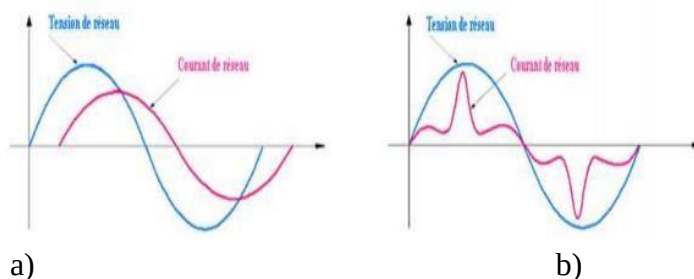


Figure I-20 : Allure du courant et de la tension : a) Charge linéaire, b) Charge non-linéaire

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

Enfin, les effets des perturbations électriques peuvent eux aussi être divisés en deux grandes familles qui sont :

- Les effets à court terme (déclenchement des appareils, dégâts matériels, ...),
- Les effets à long terme (pertes supplémentaires, échauffements, vieillissements).

Le tableau I-3, récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences.

L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per unit) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en % pour les variations faibles d'amplitude.

Tableau I-3 : Tableau récapitulatif des perturbations

Durée	Type de perturbations	Amplitude	Origine	Conséquences
<10ms	Transitoires (Impulsions et Oscillations)		Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutations	Dysfonctionnements gênants
10ms – 1min	Creux de tension	0.1 – 0.9 pu	Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs	Arrêts d'équipements, pertes de production
	Coupures brèves d'équipements,	<0.1 pu	Courts-circuits	Arrêts, pertes de production
	Surtensions	1.1 – 1.8 pu	Courts-circuits, débranchement des charges importantes	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels
Régime établi	Déséquilibre		Charges asymétriques ou monophasées	Echauffements des machines tournantes, vibrations
	Variations rapides de tension (Flicker)	0.1 – 7 %	Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
	Harmoniques	0 – 20%	Charges non linéaires (structures d'électronique de puissance, arcs électriques)	Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels
	Inter- harmoniques	0 – 2%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
	Bruit Fours à arc,	0 – 1%	Charges non linéaires	Echauffements, pertes, vieillissements

I.3.11.7. Harmoniques et inter- harmoniques

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entier de celle du fondamentale.

Les inter-harmoniques sont superposées à l'onde fondamentale, mais ne sont pas des multiples entiers de la fréquence du réseau. L'apparition des inter-harmoniques est en augmentation et leurs origines principales sont les convertisseurs de fréquences, les variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires de commande électrique.

La principale source de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus croissante d'équipements de l'électronique de puissance à base de thyristors et de transistors. Les figure I-21 et la figure I-22 illustres les exemples d'harmoniques et inter-harmoniques.

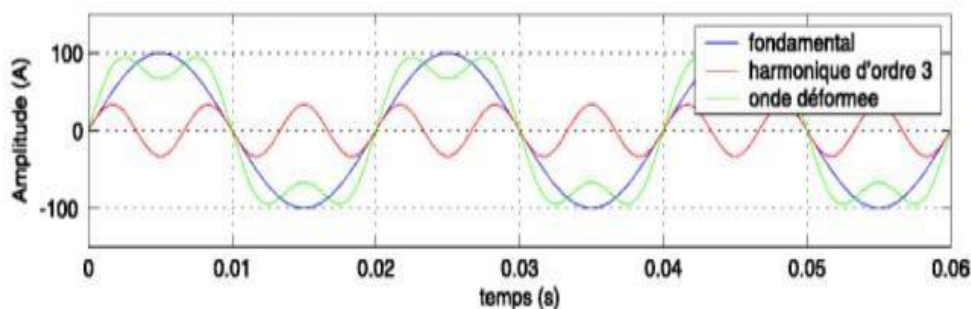


Figure I-21 : Exemple des harmoniques

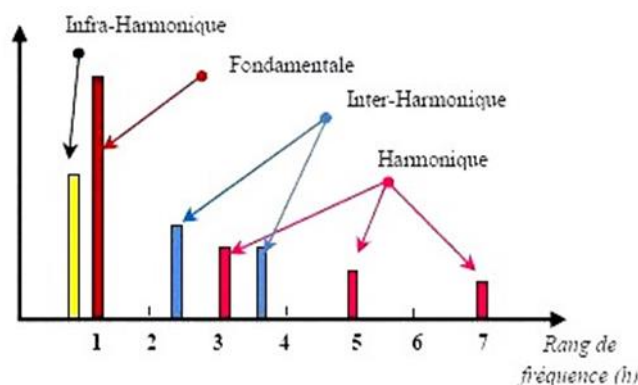


Figure I-22 Représentation des harmoniques, inter-harmonique et infra-harmonique

Il arrive souvent que les tensions et les courants d'un circuit n'aient pas une forme d'onde sinusoïdale. Ainsi, la figure I-23 montre un courant alternatif qui est fortement déformé. Cette distorsion peut être causée par la saturation du flux dans le noyau d'un transformateur, par la commutation des thyristors dans un système d'entraînement électrique, ou par toute autre charge non linéaire.

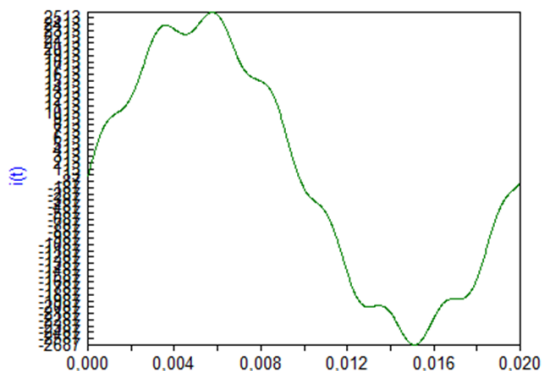


Figure I-23 : L'onde d'un courant alternatif déformer

Les tensions déformées affectent la qualité de la puissance offerte par le fournisseur d'électricité. Elles affectent aussi la performance de plusieurs appareils électroniques et leurs effets est devenue essentielle.

I.3.11.7.1. Composition d'une onde déformée

On peut décomposer une onde périodique déformée en une série d'ondes sinusoïdales. Inversement, on peut créer une onde périodique déformée, en faisant la somme de plusieurs ondes sinusoïdales de fréquences et d'amplitudes différentes.

Considérons un groupe d'ondes sinusoïdales dont les fréquences la plus basse est f et dont les autres fréquences sont des multiples entiers de f . L'onde sinusoïdale ayant la fréquence f s'appelle la fondamentale alors que les autres ondes sont appelées harmoniques. Ainsi, un groupe d'ondes sinusoïdales ayant des fréquences de 20,40,100 et 380Hz possède les composantes suivantes :

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

Fondamentale : 20Hz (la plus basse fréquence)

2eme harmonique : 40Hz (2x20Hz)

5eme harmonique : 100Hz (5x20Hz)

19eme harmonique : 380Hz (19x20Hz)

2,5,19 représentent les rangs d'harmoniques

En générale, les harmoniques de tension et de courant sont nuisibles, mais dans certains montages ils sont inévitables. Les harmoniques sont créés par des charges non linéaires telles que les arcs électriques et les circuits magnétiques saturables. Ils sont aussi générés par les redresseurs et les onduleurs utilisant l'électronique de puissance.

Dans les circuits à courant alternatif, la tension fondamentale et le courant fondamental produisent ensemble une puissance apparente fondamentale. Cette dernière comprend la puissance active et réactive qui fait tourner un moteur, ou qui fait allumer une lampe. De même, le produit d'une tension harmonique et du courant harmonique correspondant donne une puissance apparente harmonique. La composante active de cette puissance harmonique ne produit aucun travail utile et elle est généralement dissipée sous forme de chaleur. Par contre, le produit d'une tension sinusoïdale de fréquence donnée et du courant sinusoïdal d'une autre fréquence donne une puissance moyenne nulle. Ainsi, le produit par exemple d'une tension de 120V à 60Hz et d'un courant de 20A à 180Hz donne une puissance moyenne nulle.

I.3.11.7.2. Valeurs efficaces d'une onde déformée

La valeur efficace d'une tension déformée est donnée par la formule suivante :

$$E = \sqrt{E_F^2 + E_H^2} \quad (I-1)$$

E = valeur efficace de la tension déformée

E_F = valeur efficace de la fondamentale

E_H = valeur efficace de l'ensemble des harmoniques

La valeur efficace E_H d'un ensemble d'harmoniques est donnée par la formule

$$E_H = \sqrt{E_2^2 + E_3^2 + \dots + E_n^2} \quad (I-2)$$

Où $E_2, E_3, E_4, \dots, E_n$ sont respectivement les valeurs efficaces du 2^e, 3^e, $n^{\text{ième}}$ harmonique.

I.3.11.7.3. Facteur crête et facteur de distorsion (THD)

Dans l'industrie, la distorsion d'une tension ou d'un courant est décrite par deux indices, soit le facteur crête et le facteur de distorsion.

Par définition, le facteur crête d'une tension (« crest factor ») est égale à la valeur crête de la tension, divisée par sa valeur efficace (Rms)

$$\text{facteur crête} = \frac{\text{tension crête}}{\text{tension efficace}}$$

Pour une tension sinusoïdale (qui n'a évidemment aucune distorsion), le facteur crête a une valeur de $\sqrt{2} = 1.41$. Une onde ayant un facteur crête inférieur à 1.4 sera plutôt aplatie. Par contre, si le facteur crête est supérieur à 1.4 l'onde sera plutôt pointue.

Par définition, le facteur de distorsion (« total harmonic distortion (THD) ») d'un courant ou d'une tension est égal à la valeur efficace de la fondamentale.

Dans le cas d'un courant déformé le THD est donné par l'expression :

$$\text{facteur de distorsion (THD)} = \frac{I_H}{I_F} \quad (I-3)$$

Pour une tension, le THD est donné par une formule analogue :

$$\text{facteur de distorsion (THD)} = \frac{E_H}{E_F} \quad (I-4)$$

Il s'ensuit que les tensions et les courants sinusoïdaux ont un facteur de distorsion nul [15].

I.3.12. Systèmes généralement utilisés dans l'industrie pour augmenter la qualité d'énergie

I.3.12.1. Dispositifs FACTS

Un FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la tension, augmenter les capacités de transit, ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité. Il agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion.

Les condensateurs shunts fournissent la puissance réactive, et augmentent localement la tension du réseau (utilisé en période de forte consommation ou dans les zones éloignées des centres de production). Les réactances shunts consomment la puissance réactive, et diminuent la tension du réseau (utilisé en période de faible consommation). Les condensateurs séries permettent de diminuer l'impédance des liaisons électriques et d'augmenter la puissance transmissible par ces liaisons (une liaison électrique haute-tension est en effet essentiellement inductive). Les réactances série augmentent l'impédance d'une liaison électrique, afin de mieux répartir les courants sur les différentes liaisons.

A. Types de FACTS

Les contrôleurs FACTS peuvent être classés comme suit :

a. FACTS séries

Il modifie l'impédance de la ligne, en le diminuant afin d'augmenter la puissance active transmissible. Le FACTS est connecté en série avec le système de puissance, il fonctionne comme une source de tension AC, sur les lignes longues, quand un courant fort circule, ceci provoque une chute de tension importante. Pour compenser, des condensateurs séries sont connectés, diminuant l'effet de l'inductance de tension contrôlable.

Ces types de FACTS connectés en série avec le réseau peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

b. FACTS de type parallèle

Dans la compensation shunt, le système de puissance est connecté en shunt avec le FACTS. Il fonctionne comme une source de courant contrôlable. Un courant réactif est injecté dans la ligne pour maintenir l'amplitude de la tension. La puissance active transmissible est augmentée.

I.3.12.2. Parmi les compensateurs parallèles nous pouvons citer

❖ Statique synchrone compensateur (STATCOM)

Le compensateur statique synchrone STATCOM est constitué d'un convertisseur source de tensions, d'un transformateur d'accouplement et d'un circuit de commande.

❖ Statique Var Compensateur (SVC)

Dans la pratique, il y a plusieurs modèles de SVC, le modèle défini considère le SVC comme un générateur synchrone qui ne produit aucune puissance active, identique à un condensateur synchrone en parallèle avec une réactance inductive. Le compensateur statique de puissance réactive SVC rend possible le contrôle rapide de la tension. Il est l'association d'une inductance commandée par thyristor (Thyristor Controller-Réacteur : TCR), d'un condensateur commuté par thyristor (Thyristor Switcher Capacitor : TSC) et d'un filtre d'harmoniques. Il est un dispositif qui met en jeu des thyristors montés

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

en tête-bêche. Un “Statique Var Compensateur” est un dispositif shunt, branché en général à travers un transformateur HT/MT ou BT.

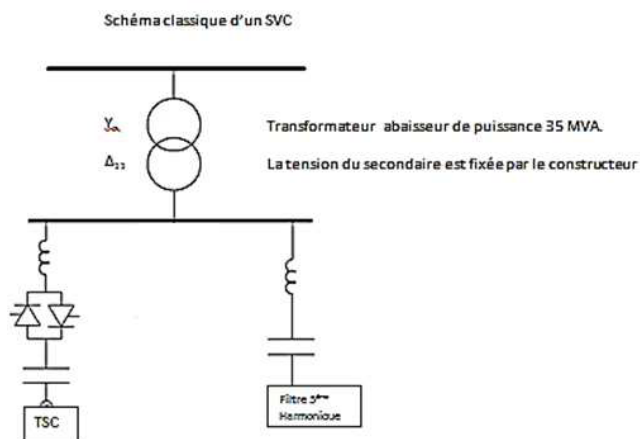


Figure I-24 : Schéma d'un statique vars compensateur (SVC)

Un SVC est un générateur de puissance réactive qui produit ou absorbe une puissance variant de façon continue depuis : + QC à – QL. Il répond en dynamique, dans un temps court, de l'ordre de deux cycles, pour compenser une variation brusque de la tension consécutive à un à-coup de charge ou à un défaut.

Le TSC fournit : rien ou sa pleine puissance : 0 ou +QC

- Le TCR absorbe de façon continûment variable : 0 ou -QL
- Le filtre fournit en permanence sa puissance : + QF
- Le bilan du SVC est donc : $Q = +QC + QF - QL$

Le SVC en régime permanent :

- Régule le profil de tension, particulièrement sur les systèmes faibles, en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive.
- Augmente la capacité de transport du système
- Réduit ou élimine les exigences pour des nouvelles lignes
- Réduit les pertes (en évitant de transporter du réactif) et donc optimise les Investissements

Le SVC en régime dynamique :

- Participe à la restauration d'un système après un défaut ;
- Amortit les oscillations de puissance ;
- Améliore les marges de stabilité ;
- Réduit les oscillations de (flicker) ;
- Equilibre les effets dus aux charges déséquilibrées [16].

Le réseau du Burkina Faso est en plein extension pour le renforcement de sa capacité énergétique. Pour cela, on sait intéresser sur une partie de son réseau qui a subi une extension pour le renforcement de sa puissance en raccordant une centrale photovoltaïque de 33MWc. Avant tout, son réseau se présente comme suit.

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.4.1. Présentation du réseau de distribution moyenne tension de Ouagadougou

Ce sont des réseaux à deux niveaux de tension aussi bien en aérien qu'en souterrain :

Le réseau en 33 kV : utilisé comme réseau de répartition et pour la distribution à la périphérie de la ville. Ce réseau permet d'alimenter la ville de Ouagadougou mais aussi certaines localités voisines.

Le réseau en 15 kV : il est surtout utilisé pour la distribution à l'intérieur de la ville ; ce réseau est placé au centre de la ville vu qu'il est moins encombrant que le réseau 33 kV du point de vue conception.

Le réseau de distribution de la ville est articulé autour de cinq postes-sources interconnectés par des liaisons 33 kV. Ces postes assurent la desserte des clients principalement par des lignes aériennes et souterraines 15 kV mais aussi grâce à la boucle 33 kV ; ce sont :

Le poste de la Patte d'oie : qui reçoit l'énergie des centrales hydroélectriques de Bagré et Kompienga via une ligne 132 kV. Ce poste alimente le sud-ouest de la ville. Il est relié au poste de Ouaga 2000 par une liaison 33 kV en Aster 148 sur 5 km. Il possède (08) départs 15kV dont les numéros commencent par un chiffre '3' (30, 31, 32 ...).

Le poste de Ouaga 2000 : récemment construit, ce poste dispose de (05) départs 15 kV qui alimentent le quartier du même nom, les secteurs 16 et 17 de la ville, les villes de Koubri, Kombissiri, Komsilga ainsi que la commune de Saponé.

Le poste de Komsilga : également de construction récente et qui alimente la brasserie BRAFASO.

Le poste de Zagtoui qui reçoit l'arrivée 225 kV de la Côte d'Ivoire via Bobo Dioulasso et de Ghana via Bolgatanga et relie la ville de Koudougou à travers une ligne 90kV (exploité en 33kV). Ce poste fera l'objet de notre Etude.

Le poste de Ouaga I : Il est situé au sein de la centrale thermique Ouaga I au centre-ville et dessert la majorité du centre et de l'est de la ville. Il compte (10) départs 15kV numérotés de 01 à 10.

Le poste de Ouaga II : Ce poste est situé sur le site de la centrale de même nom jouxtant la zone industrielle de Gounghin. Il approvisionne la moitié ouest de Ouaga, le village de Zagtoui, le site industriel de la cimenterie Diamond Ciment à l'ouest et les villages de Kamboinsé et Pabré au Nord. Il dispose de 10 départs 15kV numérotés de 10 à 19.

Le poste de Kossodo : Situé dans la zone industrielle du même nom au nord-est de la ville. Ce poste pourvoit en électricité le nord-est de la capitale ainsi que les villages de Loumbila et Saaba par le biais de (05) départs 15kV. Elle alimente en 33kV la ville de Ziniaré ainsi que l'ensemble des villes de Laye, Nanoro, Boussé, Niou, Yako jusqu'à Ouahigouya.

Chacun des postes sources ci-dessus cités dispose d'au moins deux jeux de barres (JDB) : un JDB 15 kV, un JDB 33 kV et un JDB 90 kV pour les postes de Zagtoui, Komsilga, Patte d'Oie, Ouaga I Ouaga II et Kossodo. Les tensions 90 et 33 kV sont abaissées à 15 kV au niveau des postes pour la distribution en 15 kV dans la ville.

La distribution se fait à travers des lignes aériennes et des câbles souterrains. Les lignes aériennes débitent soit sur des postes HTA/BT privés, appartenant à de gros consommateurs comme l'ONEA, Diamond Cement ou BRAKINA, soit sur des postes publics destinés à la distribution pour les abonnés BT.

I.4.2. Projets de renforcement des moyens de production

I.4.2.1. Renforcement du parc de production thermique

Le renforcement de parc de production thermique consiste d'une part en la réhabilitation de groupes dans les centrales de Kossodo et de Bobo 2, et d'autre part en l'installation de nouveaux groupes dans les centrales de Ouaga-Est, Kossodo et Fada, Ouaga Nord-Ouest (ex Donsin).

Centrale Kossodo :

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

Le renforcement de la centrale thermique de Kossodo consistera en l'installation d'une capacité additionnelle de 50 MW dont la date de mise en service était prévue en 2020. Le financement est assuré par la Banque Islamique de Développement (BID).

Centrale Ouaga-Est :

Le Burkina Faso a engagé le processus de sélection d'un PIE pour la réalisation d'une centrale thermique de 100 MW extensible à 150 MW sur le site SONABEL de Ouaga Est. La date de mise en service de la première tranche de 100 MW était prévue pour 2020.

Centrale Ouaga Nord-Ouest (ex. Donsin) :

Un projet de centrale électrique est prévu sur le site situé dans la zone Nord-Ouest de Ouaga (ex. Donsin) pour une puissance totale de 210 MW. La mise en service d'une première tranche de 100 MW était prévue en 2020.

Centrale Fada :

Dans le cadre du projet d'appui au secteur de l'électricité (PASEL), il est prévu la réalisation d'une centrale thermique de 2 x 3,75 MW à Fada N'Gourma. Les travaux sont en cours et la mise en service de cette centrale était prévue pour 2018.

I.4.2.2. Renforcement du parc de production solaire

Parc solaire de Zagtoui :

Les travaux de construction de la centrale Zagtoui 1 de 33 MWc ont démarré le 13 juin 2016 et la mise en service a été fait en septembre 2017. Une extension de cette centrale dénommée Zagtoui 2 était réalisée par l'installation d'une puissance additionnelle d'au moins 17 MWc. La mise en service de cette tranche était envisagée pour 2020. L'injection de la puissance de cette centrale solaire dans le réseau nationale d'interconnexion fera l'objet de notre étude.

Parc solaire de Koudougou et Kaya :

Un avant-projet détaillé a été élaboré en début 2017 pour la construction de deux (02) centrales solaires photovoltaïques dont une à Koudougou (20 MWc) et le second à Kaya (10 MWc). Le financement est assuré par la Banque Mondiale dans le cadre de l'exécution du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité. La date de mise en service de ces deux (02) centrales était prévue pour 2020.

Centrales solaires régionales – WAPP :

Dans le cadre du WAPP, une étude de préféabilité a été réalisée en vue de l'implantation de centrales solaires à vocation régionale d'une puissance totale de 150 MW. La mise en service de ces centrales est fixée pour 2022 avec une part de production pour le Burkina Faso de 50 MWc.

Centrale solaire 26,6 MWc de Zina (en PPP) :

Le Gouvernement a signé un protocole d'accord avec Windiga Energy pour la construction d'une centrale solaire de 26,6 MWc sur le site de Zina. La date de mise en service était prévue en fin 2019.

Cinq (05) centrales solaires PIE (68,24 MW) (en PPP)

Dans le cadre du renforcement du parc de production solaire le gouvernement a engagé un processus de recrutement de promoteurs pour la réalisation de cinq (05) centrales solaires photovoltaïques d'une puissance cumulée d'environ 68,24 MWc. Ce processus a conduit à l'attribution des sites à quatre (04) promoteurs que sont :

- CATEC Solar qui équipera le site de ZIGA d'une centrale solaire de 17 MWc ;
- CANOPY International / Biotherm Energy qui équipera les sites de Kodéni et de Pâ de deux centrales solaires de 17 MWc chacune ;

Chapitre I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

- Compagnie Financière NAANGE qui équippa le site de la Patte d'Oie d'une centrale solaire de 6,24 MWc ;
- SOLTECH qui équippa le site de ZANO d'une centrale solaire de 11 MWc.

I.4.3. Poste électrique de Zagtouli existant.

Le poste électrique 225 kV/90 kV de Zagtouli comme indique la figure I-27 et la figure I-28, peut fournir une puissance de 140 MVA grâce aux deux transformateurs 225/90 kV de 70 MVA chacun et deux transformateur 90/33kV de 40 MVA. Zagtouli reçoit directement l'énergie de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire par l'arrivée de la ligne de transport 225kV longue de 200 km provenant de Pâ et l'arrivée d'une deuxième ligne de 225 kV en provenance du Ghana (Bolgatanga). A partir du jeu de barres 90 kV, il y a deux départs vers l'intérieur du CRCO qui relie Zagtouli aux postes électriques de Komsilga et Ouaga 2 par des lignes aériennes 90 kV. Le poste compte (08) départs en 33 kV comptage MT [17].

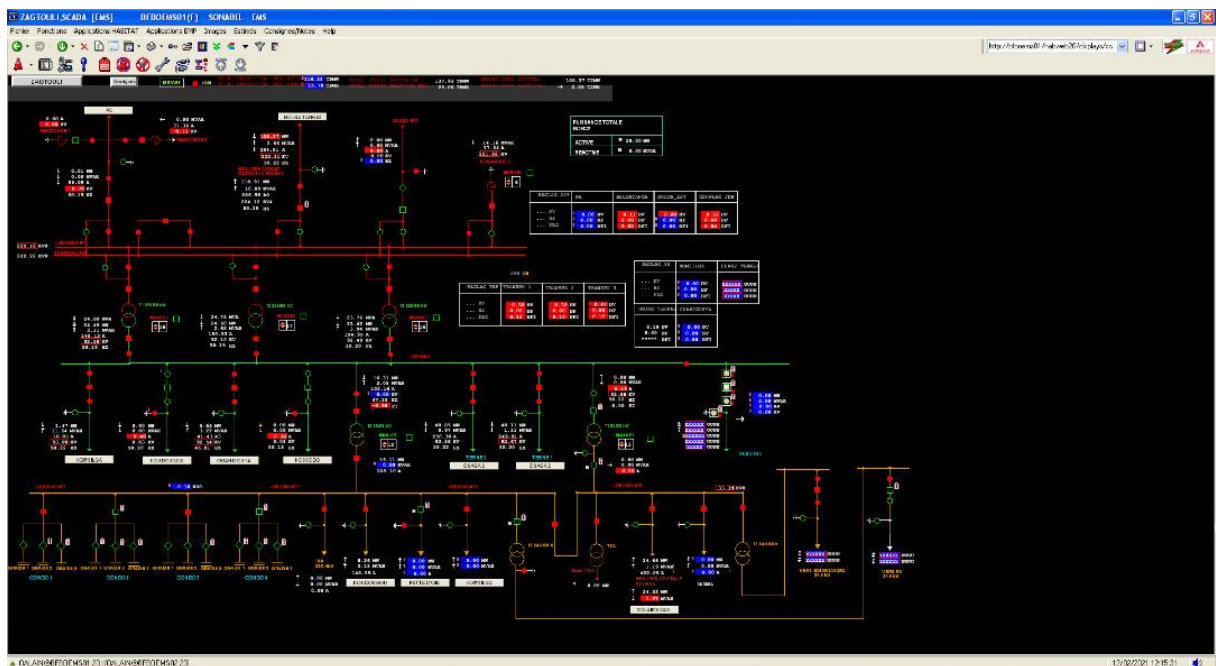


Figure I-26 : Schéma unifilaire poste de zagtouli



Figure I-27 : Photo réel poste de zagtouli 225 kV/90/33 kV

I.5. Conclusion

La conception, et le fonctionnement d'un réseau électrique (lignes électriques et les postes de transformation et d'interconnexion) nécessitent plusieurs moyens afin de répondre aux besoins quantitatifs et qualitatifs des clients.

L'extension des postes HT/MT vise notamment à améliorer :

- La qualité de service et de puissance délivrée aux consommateurs ;
- La protection et la surveillance du réseau ;
- La sécurité des exploitations et du personnel.

Le bon fonctionnement d'un réseau électrique est assuré par un choix minutieux de sa structure et de ses différents équipements électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs, etc.). Notre travail consistera à vérifier le dimensionnement de l'extension du réseau de Zagtouli avec le raccorder une centrale solaire de 33 MW, en passant par une modélisations, et une simulation assiste par le logiciel NEPLAN.

II.1. Introduction

Une installation électrique dont les normes de sécurité n'ont pas été respectées peut engendrer des dégâts matériels et humains. Le disjoncteur seul ne peut protéger une installation électrique. Lors d'un problème, il se déclenche et met hors service tout l'ensemble de l'installation. Il est donc impératif de faire recours à d'autres protections, en plus du disjoncteur. Ainsi, seuls les éléments présentant un problème seront coupés. Les protections sont donc indispensables et conçues de telle sorte qu'on puisse répondre à différents risques potentiels dans une installation. La norme NF C 15-100 ; NF C 13 100 ; NF C 13 200 ; etc. Impose l'installation de certains dispositifs en fonction des risques et des types de réalisations. Pour exploiter un réseau de production, transport et distribution d'énergie électrique on est soumise à de nombreuses contraintes. La première est d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation. Et cela est une contrainte technique et comme on risque de ne pas pouvoir la respecter, on met en danger la stabilité du réseau. Et c'est aussi économique car assurer un niveau de production fixé à chaque instant par la demande est très important ainsi qu'assurer cette production au moindre coût, c'est-à-dire en utilisant au mieux les moyens de production disponibles. En général, les charges du réseau sont imposées à l'exploitant, Elles se traduisent simplement par une consommation en certains points du réseau. Le réseau de transport étant maillé, on peut relier deux points quelconques (par exemple un point de production et un point de consommation) par des multitudes de chemins différents. Alors connaître les transits de puissance est fondamentale, car on peut s'assurer que les lignes ne sont pas surchargées. Ceci fera l'objet du calcul de répartition pour déterminer : pour un niveau de charge et un plan de production donnés, comment se répartissent les transits de puissance sur le réseau. Une fois cela connue et en plus le calcul de répartition qui fournira également la valeur de la tension, en module et en phase, en chacun des nœuds du réseau seront précieux pour l'exploitant.

Dans ce chapitre constituer de deux parties donc la protection et la modélisation, nous allons voir les différents éléments de protection d'un réseau électrique et finir par la modélisation de certains éléments de base qui représentent un réseau. La modélisation va consister à trouver les méthodes de calcul des paramètres des moyens de productions, des lignes, des transformateurs de puissances, des charges et certains éléments de protection.

II.2. ELEMENTS DE PROTECTIONS

II.2.1. Régimes du neutre

Les schémas de liaisons à la terre communément appelés, ont pour objectif d'assurer la protection des biens et des personnes contre les défauts d'isolement. Ils constituent une boucle appelée « boucle de défaut » permettant l'écoulement des courants de défaut et ainsi solliciter les dispositifs de protection par coupure automatique. Tout cela, en vue d'éviter les risques d'électrisation, voire d'électrocution. Anciennement dénommé « régime de neutre », voici une brève présentation des 3 schémas de liaison à la terre utilisés en électricité.

II.2.2. Différents régimes du neutre

Selon la norme NF C 15-100 ont défini 3 principaux régimes de neutre qui sont : Le régime TT ; IT ; TN (TNC, TNS). La première lettre désigne la position du neutre du générateur par rapport à la terre et la deuxième les masses par rapport à la terre.

- a) Le régime du neutre TT : le premier T indique que le neutre de l'installation est relié directement à la terre cotée générateur et le deuxième indique que les masses (carcasses) sont reliées à la terre.

Chapitre II : MODELISATIONS

- b) Le régime du neutre TN : la première lettre T indique que le neutre de l'installation est relié à la terre cotée générateur et la lettre N indique que les masses (carcasses) sont reliées au neutre. Il peut être aussi soit confondu ou séparé d'où le TNC ou le TNS.
- c) Le régime du neutre IT : la première lettre I indique que le neutre de l'installation est isolé de la terre ou liaison par l'intermédiaire d'une impédance assez forte.

II.2.2.1. Régime du neutre TT

Le point neutre du transformateur est relié directement à la terre, les masses sont reliées à la prise de terre de l'installation. Le conducteur du neutre est séparé des masses d'utilisation. D'où il résulte qu'un courant de défaut entre un conducteur de phase et la masse, tout en ayant une intensité inférieure à celle d'un courant de court-circuit, ce courant peut provoquer l'apparition d'une tension de contact supérieure à la tension limite conventionnelle de sécurité. Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif différentiel sélectif placé en amont de l'installation.

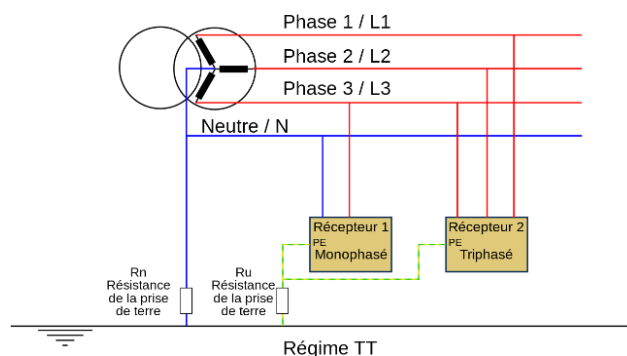


Figure II-1 : Schéma de liaison à la terre TT

En cas de défaut :

En présence d'un défaut d'isolement le courant de défaut I_d est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues) comme indique la figure II-2. Les résistances de terre étant généralement faibles et de même ordre de grandeur, cette tension est dangereuse, il est donc obligatoire de prévoir une déconnexion automatique de la partie de l'installation concernée par le défaut.

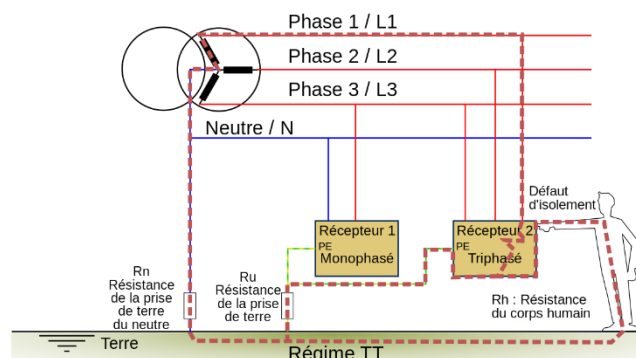


Figure II-2 : Schéma de liaison à la terre TT en présence d'un défaut

Avantages :

- C'est le régime de neutre le plus simple à mettre en œuvre, à contrôler et à exploiter ;
- Facilité de maintenance ;

Chapitre II : MODELISATIONS

- Elimination des risques d'incendies : les courants de défaut restent très faibles et sont rapidement interrompus par la protection différentielle ;
- Coupure dès le premier défaut : ceci peut être un inconvénient dans le milieu industriel.

Inconvénients :

- ✓ Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par un dispositif différentiel à courant résiduel (DDR) situé en tête de ligne d'exploitation ou éventuellement sur chaque départ pour améliorer la sélectivité. Pas de continuité de service lors d'un défaut d'isolement.

II.2.2.2. Régime de neutre TN :

C'est le régime de neutre employé pour les installations alimentées par un poste de transformation privé, le point de neutre du transformateur et le conducteur PE sont reliés directement à la terre. Le schéma TN comporte deux sous schémas (TN-C) et (TN-S).

II.2.2.2.1. Régime de neutre TN-C-S :

Le point de neutre du transformateur et le conducteur de neutre sont reliés directement à la terre et les masses sont reliées au conducteur du neutre comme indique la figure II-3. Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités. La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par un dispositif différentiel. Le conducteur ne doit jamais être coupé.

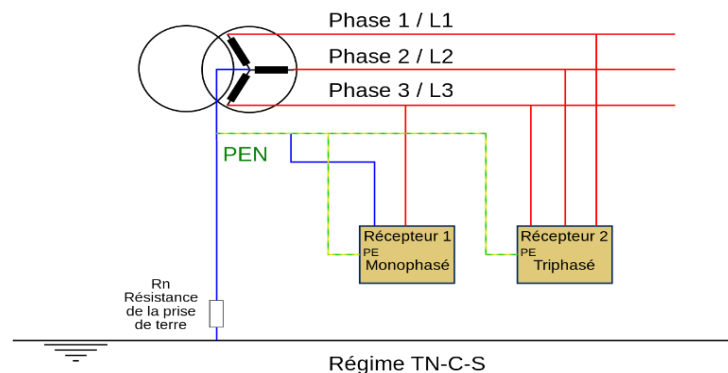


Figure II-3 : Schéma de liaison à la terre TN-C-S

II.2.2.2.2. Régime de neutre TN-C :

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont confondus, le point de neutre du transformateur et le conducteur de neutre sont reliés directement à la terre et les masses sont reliées au conducteur de neutre comme indique la figure II-4. Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités. Le conducteur ne doit jamais être coupé. L'utilisation d'un dispositif différentiel est impossible. Ce type de schéma est interdit pour les sections de conducteurs inférieure à 10mm². Le schéma TN-C doit être toujours en amont du schéma TN-S.

Chapitre II : MODELISATIONS

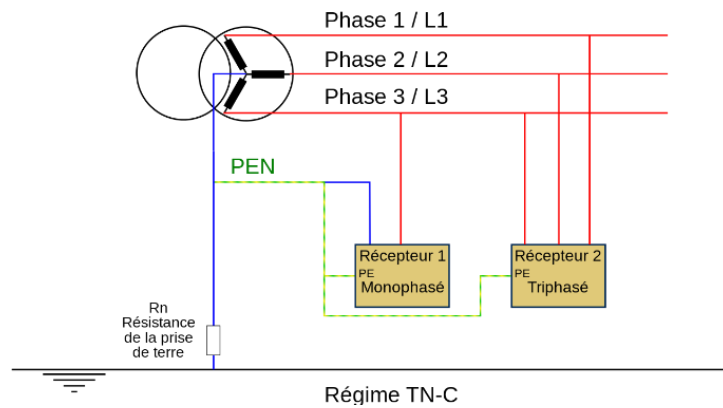


Figure II-4 : Schéma de liaison à la terre TN-C

II.2.2.2.3. Régime de neutre TN-S :

Dans ce régime, le conducteur de protection et le conducteur neutre sont reliés uniquement au poste de distribution et à aucun autre point. Le TN-S est obligatoire pour les réseaux ayant des conducteurs avec une section inférieure à 10 mm^2 en Cuivre ou une section inférieure à 16 mm^2 en Aluminium.

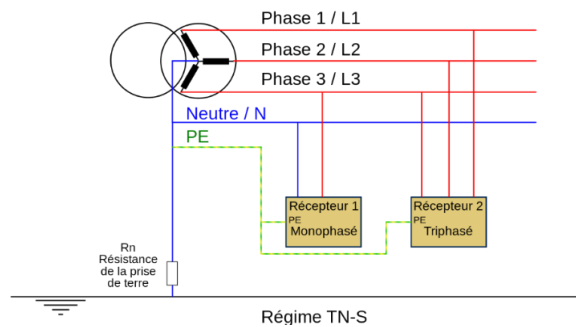


Figure II-5 : Schéma de liaison à la terre TN-S

En cas de défaut :

Que ce soit en TN-C ou en TN-S lors de l'apparition d'un défaut d'isolement, il se traduit par un court-circuit. Suite à un défaut d'isolement, le courant de défaut est très important, puisqu'il équivaut à un court-circuit monophasé entre phase et neutre. Le courant n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation.

Avantage et inconvénients du régime TN-S :

- ✚ Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par le dispositif de protection contre les surintensités.
- ✚ L'intensité des courants de défaut d'isolement est importante (perturbation et risque d'incendie accrus).

Avantage et inconvénients du régime TN-C :

- Economie des conducteurs. Il ne nécessite pas des DDR lors des grandes longueurs à des petites sections. Déclenchement obligatoire au premier défaut.
- Le neutre ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ces variations de potentiel, dus aux courants de charges et aux courants d'isolement.

II.2.2.3. Régime de neutre IT :

C'est le régime de neutre le plus employé pour les installations nécessitant une continuité de service. Dans le schéma IT le conducteur neutre est soit non relié à la terre (cas de neutre isolé) soit relié à la terre par l'intermédiaire d'une impédance Z comme indique la figure II-6 ; afin d'éliminer le risque de

Chapitre II : MODELISATIONS

défaut d'isolement HT/BT, un limiteur de surtension doit être insérer entre le point neutre et la terre. Ce schéma permet d'éviter en cas de premier défaut d'isolement et nécessite de ce fait une surveillance continue de l'isolement de l'installation par un contrôleur permanent d'isolement CPI.

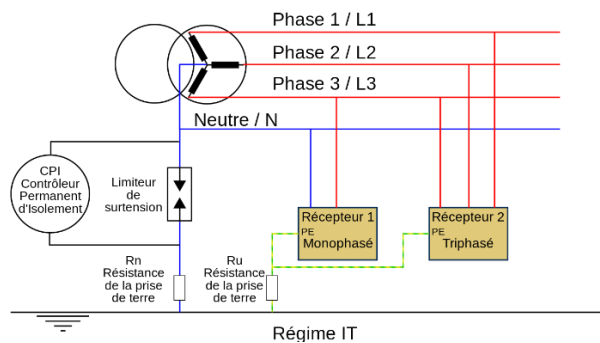


Figure II-6 : Schéma de liaison à la terre IT

En cas de défaut :

Comportement au premier défaut :

- Le premier défaut se referme par la mise à la terre du neutre du transformateur (impédance forte ou infinie). La tension de défaut n'est pas dangereuse ;
- Continuité de l'exploitation, le contrôleur permanent d'isolement CPI détecte ce courant de défaut et le signale afin qu'une recherche et une réparation du défaut intervienne avant le deuxième défaut.

Comportement au deuxième défaut :

Lorsqu'un deuxième défaut apparaît et que le premier défaut n'a pas été éliminé, ces cas sont à examiner :

1. Le défaut concerne le même conducteur actif : rien ne se passe et l'exploitation peut continuer
2. Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit, risque d'électrisation.

Avantages :

- L'intensité du courant du premier défaut d'isolement ne crée pas une situation dangereuse.
- Il n'est pas obligatoire de déclencher au premier défaut ce qui permet d'assurer une meilleure continuité de service.

Inconvénients :

- ❖ L'intensité de courant de double défaut d'isolement est importante ;
- ❖ Signalisation obligatoire au premier défaut d'isolement suivi à sa recherche et son élimination réalisée par le contrôleur permanent d'isolement installé entre neutre et terre ;
- ❖ Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement par le dispositif de protection contre les surintensités (condition des appareils de protection).
- ❖ Nécessite un personnel d'entretien disponible pour la recherche et l'élimination du premier défaut. [18]

II.2.3. Les jeux de barres

Dans la production, transport et distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique. Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, il s'agit « d'un conducteur

de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés ». Les jeux de barres constituent un composant critique dans un poste, car ils relient les différents composants du poste. Un court-circuit affectant un jeu de barres unique entraînerait la mise hors tension du poste complet. Pour élaborer une redondance, la plupart des postes HT comportent deux ou même trois jeux de barres construits en parallèle. Ceci permet en particulier d'effectuer la maintenance sur un jeu de barres pendant que l'autre reste sous tension.

En BT on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électriques (câble ou fil isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de dispositifs de connexion (trou, borne, etc.).

II.2.3.1. Conception jeux de barres

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres. On trouve des jeux de barres de petites sections (10 mm^2), mais les postes à haute tension utilisent des tubes métalliques d'un diamètre allant jusqu'à 120 mm et d'une section allant jusqu'à $1\,000 \text{ mm}^2$ comme jeu de barres. Les jeux de barres sont typiquement soit des barres plates, soit des tubes, car ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon ratio entre leur surface dissipatrice et leur surface conductrice. L'effet de peau rend inefficace des jeux de barres de plus de 8 ou 10 mm d'épaisseur à $50\text{-}60 \text{ Hz}$, les tubes épais ou les barres plates sont les plus courantes dans des applications à fort courant. Ces tubes ayant une rigidité meilleure que les barres ou tiges, on les utilise fréquemment dans des postes de grande dimension. Un jeu de barres peut être supporté par des isolateurs ou bien complètement enrobé d'isolant électrique. On doit protéger les jeux de barres d'un contact accidentel soit en les plaçant dans une enceinte métallique fermée, soit en les plaçant à une hauteur hors d'atteinte.

II.2.3.2. Jeux de barres HT

En HTB on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

- Jeux de barres dits posés, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs ; jeux de barres dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques.
- La technologie des jeux de barres plats est rare en HTB, car sujette à l'effet couronne du fait de sa configuration rectangulaire.

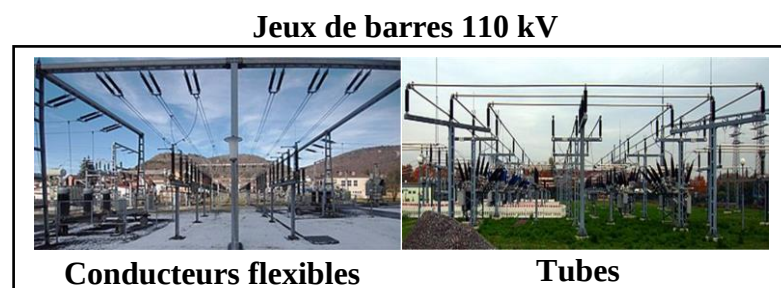


Figure II-7 : Différents jeux de barres HT [19]

La partie jeu de barres est constituée de deux parties : une partie principale en barres d'AGS et une partie secondaire en câble almélec (Alliage à base d'aluminium, magnésium et silicium) pour la liaison entre les barres et d'autres équipements du poste. Pour dimensionner ces jeux de barres il faut que les conducteurs vérifient les conditions suivantes selon la norme IEC 60865-1 :

Chapitre II : MODELISATIONS

Electriquement : Les sections des jeux de barres doivent être dimensionnés pour supporter le courant d'emploi et résister au courant de court-circuit.

Mécaniquement : Les jeux de barres doivent présenter une résistance mécanique aux conditions imposées par leur emploi effets électrodynamiques entre les conducteurs. [19].

II.2.4. Les Sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties. Ça diffère entre le disjoncteur ou de l'interrupteur, est qu'il n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture. Le sectionneur, pour satisfaire aux normes en vigueur, doit pouvoir être condamné en position ouverte.

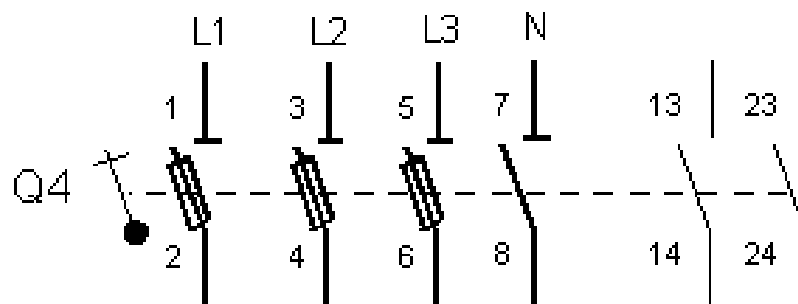


Figure II-8 : Schéma du symbole électrique d'un sectionneur triphasé

Ce sectionneur triphasé avec un fusible sur chaque phase est constitué :

- ✓ À gauche des contacts des trois phases et du neutre ;
- ✓ À droite des deux contacts secondaires de pré coupure.

II.2.5. Les différentes catégories de sectionneurs :

II.2.5.1. Sectionneurs basse tension

Lorsqu'il est muni de fusibles, on l'appelle alors sectionneur porte-fusibles. Certains sectionneurs comportent aussi des contacts à pré coupure permettant de couper la commande des organes de puissance afin d'éviter une manœuvre en charge.

A. Rôles des différents organes :

- a. Contacts principaux : couper un circuit électrique en isolant la source du consommateur ;
- b. Contacts auxiliaires : couper le circuit de commande ;
- c. La poignée de commande : elle peut être verrouillée par un cadenas en position ouverte ;
- d. Des porte-fusibles (facultatif).

Il est toujours impératif d'ouvrir le sectionneur et de le condamner lors de toute intervention hors tension sur un équipement électrique.

II.2.5.2. Les sectionneurs haute tension

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas : notions de distance) un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension,

Chapitre II : MODELISATIONS

transformateur, portion de poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique. Le sectionneur doit :

1. Indiquer sans ambiguïté sa position : on parle parfois de « coupure visible », sinon « certaine » quand les contacts ne sont pas directement visibles ;
2. Pouvoir être cadenassé pour garantir à l'opérateur qu'un circuit isolé ne sera pas refermé par inadvertance ;
3. Posséder une isolation entre les bornes, qui garantisse à l'opérateur qu'une surtension ne puisse pas mettre en défaut cette isolation et remettre malencontreusement le circuit sous tension.

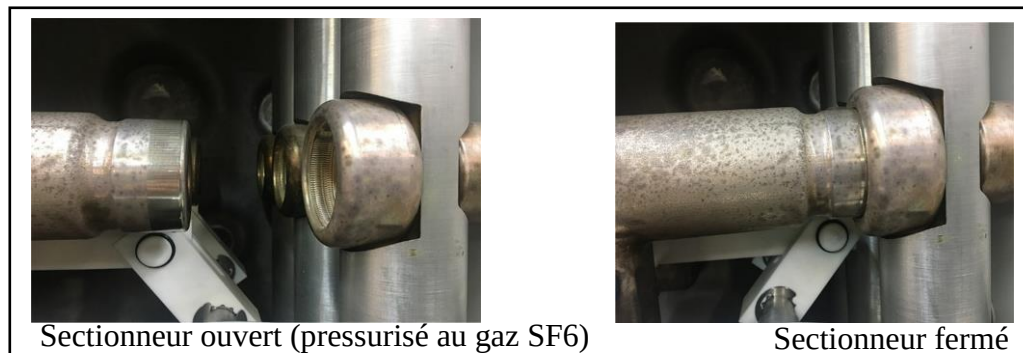


Figure II-9 : Vue d'exemple d'un sectionneur ouvert et fermer

II.2.5.3. Sectionneur de mise à la terre

On combine souvent les sectionneurs haute tension et BT de forte puissance avec une mise à la terre (ou MALT ou sectionneur de terre). Cette MALT est visible sur la photo ci-dessous (à gauche, perche rayée jaune et noir). Il s'agit d'un organe de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.



Figure II-10 : Sectionneur 110 kV ouvert [20].

II.2.5.4. Performances d'un sectionneur

La performance principale qui caractérise un sectionneur est sa tenue au courant de court-circuit, c'est-à-dire le courant maximal qu'il est capable de supporter lorsqu'il est fermé. Les valeurs de tenue au courant de court-circuit sont comprises typiquement entre 25 kA et 63 kA. La tenue diélectrique est un autre paramètre important, caractérisant la capacité à isoler du sectionneur, même en présence de surtensions ; selon la norme CEI-62271.[21]

II.2.6. Les fusibles

Il est utilisé soit directement comme un dispositif de coupure soit indirectement connecté au circuit secondaire d'un transformateur de courant, avec un contact de fusion donnant un ordre de déclenchement au disjoncteur. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité. L'exploitation doit disposer d'un grand nombre de fusibles de recharge pour les différents calibres. La grande variété de réseaux électrique impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application. [22]

II.2.7. Disjoncteur haute tension

Le disjoncteur HT est destiné à établir, supporter et interrompre le courant à la tension maximale du réseau qu'il protège, selon la définition donnée par la CEI. Il opère à la fois : dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou la déconnection d'une ligne dans un réseau électrique ; dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un courant de court-circuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes. De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil permettant de protégé essentiellement un réseau HT, car il est seul capable d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit en interrompant celui-ci.

Les disjoncteurs les plus rependus sont :

1. Les disjoncteurs à l'huile ;
2. Les disjoncteurs à air comprimé ;
3. Les disjoncteurs au SF₆ ;
4. Les disjoncteurs à vide.

La plaque signalétique d'un disjoncteur indique le courant nominal de régime permanent, le courant de rupture (courant maximal que le disjoncteur peut interrompre), la tension nominale et le temps d'ouverture en cycles. Grace à ce un soufflage énergétique et à une déionisation rapide de l'arc, on réussit à ouvrir le circuit dans un temps compris entre trois et huit cycles sur un réseau de 50 ou 60Hz. Une coupure rapide permet de réduire les dommages aux lignes et à l'équipement et, ce qui est tout aussi important, elle empêche que le réseau devienne instable.

II.2.7.1. Les disjoncteurs à huile

Ils se composent essentiellement d'une cuve contenant de l'huile isolante, de bornes d'entrée en porcelaine à l'extrémité desquels se trouvent les contacts fixes, et d'un contact mobile actionné par le déplacement d'une tige isolante comme indique la figure II-11. Le courant d'une phase pénètre par l'une des bornes d'entrée, traverse le premier contact fixe et sort par la deuxième borne. Ces bornes s'appellent traversées.

Lors d'une surcharge, la bobine de déclenchement libère un ressort puissant qui, en se détendant, entraîne la tige isolante et provoque l'ouverture des contacts. Au moment de la séparation des contacts, un arc s'établit et volatilise l'huile qui l'entoure. La pression des gaz ainsi produits agite énergiquement l'huile. de l'huile froide vient alors refroidir l'arc et l'éteindre.

Chapitre II : MODELISATIONS

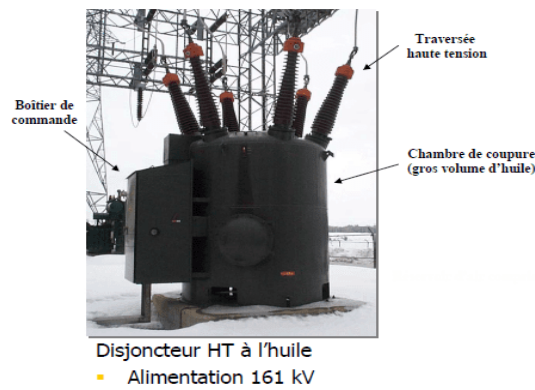


Figure II-11 : Schéma d'un disjoncteur HT 161KV [23]

II.2.7.2. Les disjoncteurs à air comprimé

Ils provoquent l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de transformation.

L'ouverture de ces disjoncteurs peut se faire dans un délai compris entre 3 et 6 cycles sous une tension de 800KV et un courant de court-circuit de 100KA. Le bruit produit lors de l'ouverture nécessite parfois des mesures d'insonorisation dans les régions résidentielles.

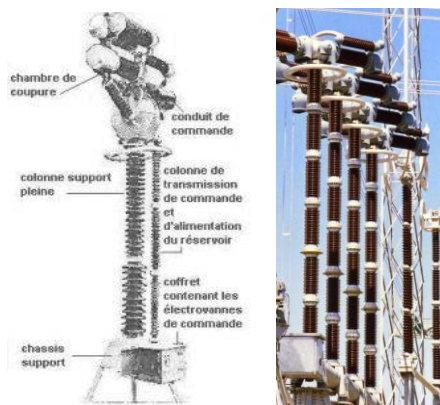


Figure II-12 : Disjoncteur à air comprimé jusqu'à 100 kA sous haute tension [24]

II.2.7.3. Les disjoncteurs au gaz SF₆

Ces disjoncteurs sont utilisés lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur comme, par exemple, dans les postes intérieurs des centres-villes. Ces disjoncteurs blindés permettent une grande économie d'espace tout en étant plus silencieux que les disjoncteurs à air comprimé. la figure II-13 indique l'exemple d'un disjoncteur à gaz SF₆.

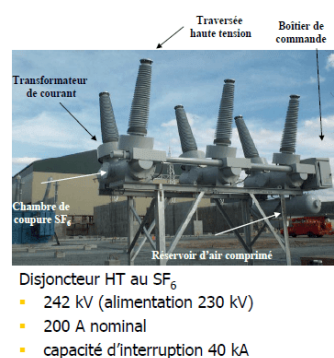


Figure II-13 : Disjoncteur HT à gaz SF₆ [25]

II.2.7.4. Les disjoncteurs à vide

Ils fonctionnent sur un principe différent de celui des autres disjoncteurs car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de bruit. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 40.5KV. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série.



Figure II-14 : Disjoncteur à coupure sous vide de Live Tank 40,5 kV [26]

II.2.8. Les interrupteurs à cornes

Les interrupteurs à cornes sont des appareils qui peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais qui ne peuvent pas interrompre les courants de charge normaux.

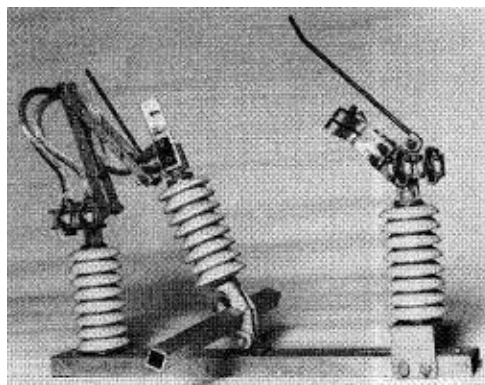


Figure II-15 : Un pôle d'un interrupteur à cornes triphasé dans la position ouvert. Capacité : 27kv,600A [27]

II.2.9. Parafoudres

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm. Maintenant, on utilise surtout les parafoudres à oxyde de zinc, parfois nommés parafoudres à oxyde de métal. Ils sont composés d'une série de pastilles à résistance non linéaire empilées dans un tube en porcelaine. L'absence d'éclateurs et d'autres dispositifs auxiliaires, ainsi que leur caractéristique E-I beaucoup plus plate que celle des éléments au carbure de silicium donnent un avantage marqué à ce genre de parafoudre sur ceux décrits précédemment. Toutefois, il est important que la température, de même que la tension en régime permanent, ne dépassant pas le seuil admissible du parafoudre. Non seulement les parafoudres offrent-ils une protection contre les surtensions, ils permettent aussi de réduire la tension de tenue aux

Chapitre II : MODELISATIONS

ondes de choc de tous les appareils installés dans les postes de transformation. Sur les réseaux HT et THT, on réalise ainsi des économies considérables sur le cout de l'appareillage. [28]



Figure II-16 : Parafoudre 500kV [29]

II.2.10. Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (CEI), un transformateur de tension est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ».

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée du réseau électrique Haute tension A (HTA) ou la Haute tension B (HTB). La caractéristique la plus importante d'un "transformateur de tension" est donc son rapport de transformation entre le primaire et le secondaire. On utilise aussi le terme transformateur de potentiel [30].



Figure II-17 : Transformateur de tension, de tension nominale 150 kV.

II.2.11. Transformateur de courant

Selon la définition de la CEI, un transformateur de courant est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ». La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A /1A. L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères comme indique la figure II-18.

Chapitre II : MODELISATIONS

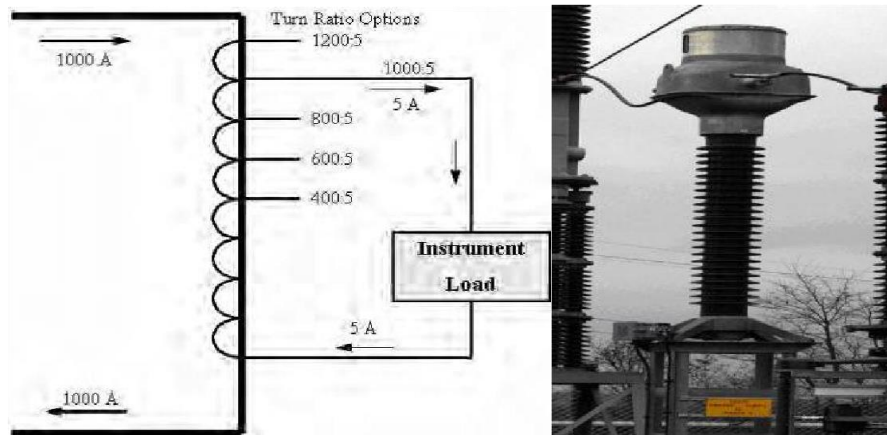


Figure II-18 : Transformateur de courant HT

II.2.12. Circuit bouchon haute tension

Les circuits bouchons sont utilisés dans les réseaux de transport et de distribution. Les circuits bouchons sont des composants clés des systèmes de courant porteurs en ligne (CPL), utilisés pour les signaux de télécommande, les communications vocales, la télémétrie et la télé conduite entre les postes d'un réseau électrique.

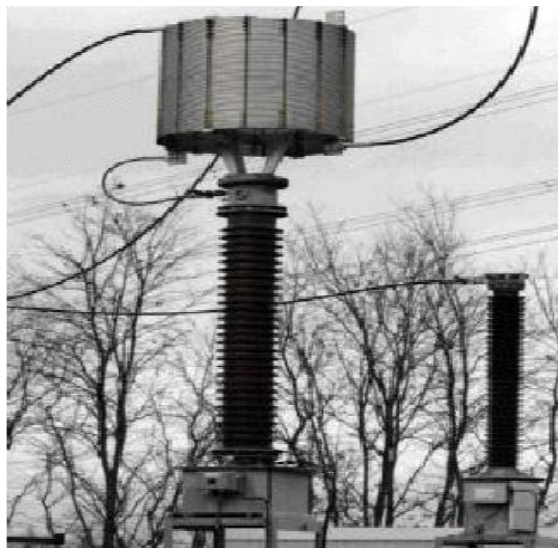


Figure II-19 : Photo réelle de circuit bouchon

Les appareils de protections sont très essentiels et indispensables pour la sécurité d'un réseau et aussi humaines et matériels [30].

II.3. MODELISATION

II.3.1. Modélisation d'une ligne

II.3.2. Transport d'énergie en régime alternatif

Supposons qu'une puissance active P et une puissance réactive Q doivent être acheminées d'un point de production 1 vers un point de consommation 2, via une simple ligne de transport monophasée. Pour simplifier les choses, supposons également que la ligne de transport puisse être modélisée en régime permanent 50 Hz par une impédance $R+jL\omega$, avec $R \ll L\omega$.

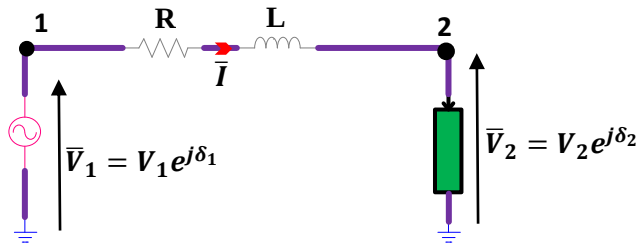
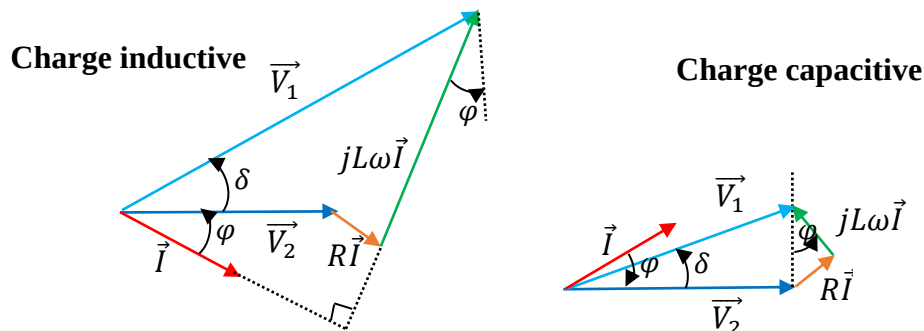


Figure II-20 : Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

La ligne est ici seulement représentée par une résistance et une inductance en série ; les effets capacitifs ne sont pas pris en compte, mais ce modèle simple permet qualitativement de tirer quelques conclusions sur le lien entre module et phase des tensions à chaque extrémité de la ligne et transits de puissance active et de puissance réactive. L'équation, en notation complexe, qui régit ce simple circuit électrique est :

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_2 + R\vec{I} + jL\omega\vec{I} \quad (II-1)$$

Cette équation conduit au diagramme vectoriel suivant :



$\vec{V}_2$ est choisie comme référence de phase : $\delta_2 = 0$ et $\delta_1 = \delta$

Figure II-21: Diagramme vectoriel associé au fonctionnement simplifié d'une ligne de transport d'énergie électrique

Intuitivement, il est clair que les puissances transitées P (active) et Q (réactive) sont intimement liées à la tension appliquée entre les deux extrémités de la ligne : $V_1(t) - V_2(t)$. Si à chaque instant $V_1(t) = V_2(t)$, alors le courant dans la ligne est nul et $P = Q = 0$.

Le transit de P et Q nécessite donc que $V_1(t)$ et $V_2(t)$ soient deux sinusoïdes distinctes. Elles peuvent l'être soit par leur module, soit par leur phase. Ces deux grandeurs n'auront pas nécessairement le même impact sur les transits de puissance active et réactive. Détaillons cet aspect fondamental du transport d'énergie électrique.

II.3.2.1. Variation d'amplitude de la tension

Dans le diagramme vectoriel de la figure II-21, on peut chercher à exprimer la projection du vecteur $\vec{V}_1$ sur un axe horizontal, puis sur un axe vertical, en fonction de la projection sur les mêmes axes des vecteurs $\vec{V}_2$; $R\vec{I}$ et $jX\vec{I}$ (on note $X=L\omega$) On aboutit aux relations suivantes :

$$\begin{aligned} V_1 \cos \delta &= V_2 + RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \\ V_1 \sin \delta &= -RI \sin \varphi + XI \cos \varphi \end{aligned} \quad (II-2)$$

Valables quelle que soit la nature de la charge, à condition de prendre $Q < 0$ pour une charge capacitive. D'où, en élevant au carré chacune de ces équations et en faisant la somme membre à membre :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \varphi + XV_2 I \sin \varphi)$$

On peut déduire de cette relation :

$$V_1 - V_2 = \frac{R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2RV_2 I \cos \varphi + 2XV_2 I \sin \varphi}{V_1 + V_2}$$

Dans cette relation :

RI^2 représente les pertes dans la ligne (notées PL)

XI^2 représente la puissance réactive consommée par la ligne (notée QL)

$V_2 I \cos \varphi$ représente la puissance active transmise à la charge (notée P)

$V_2 I \sin \varphi$ représente la puissance réactive transmise à la charge (notée Q)

En notant par ailleurs :

$$\begin{aligned} V &= \frac{(V_1 + V_2)}{2} \\ \Delta_V &= V_1 - V_2 \end{aligned}$$

La relation ci-dessus devient

$$\frac{\Delta_V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_L + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (II-3)$$

Si on néglige les puissances (active et réactive) consommées par la ligne face à celles effectivement transmises à la charge :

$$\frac{\Delta_V}{V} \approx \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (II-4)$$

Notons que dans des situations usuelles, sur les réseaux de transport (très haute tension) :

$$R \approx 0.1X$$

$$Q > 0.3P \text{ (C'est-à-dire que : } \cos \varphi < 0.95 \text{)}$$

Alors dans la relation (4) on peut dire que :

$$\frac{\Delta_V}{V} \approx \frac{XQ}{V^2}$$

Cette analyse rapide sur ce modèle de ligne simplifié conduit donc à conclure que les écarts de tension sur un réseau de transport d'énergie (en amplitude) sont essentiellement liés aux transits de puissance réactive.

II.3.2.2. Variation de la phase de la tension

Exprimons désormais le déphasage δ entre les tensions $V_1(t)$ et $V_2(t)$, à partir de la deuxième relation (2) :

$$\sin \delta = \frac{-RV_2 I \sin \varphi}{V_1 V_2} + \frac{XV_2 I \cos \varphi}{V_1 V_2}$$

Ou encore :

$$\sin \delta = \frac{XP - RQ}{V_1 V_2} \quad (II-5)$$

Là encore, il n'est pas inutile de noter que dans des situations usuelles, sur les réseaux de transport :

$$R \approx 0.1X$$

$$Q < P \text{ (C'est-à-dire que : } \cos \varphi > 0.7 \text{)}$$

En première approximation, la relation précédente se résume donc à :

$$\sin \delta \approx \frac{XP}{V_1 V_2}$$

La deuxième conclusion de cette analyse simplifiée est que les écarts de phase des tensions sur le réseau sont essentiellement liés aux transits de puissance active.

II.3.3. Modélisation du réseau

Cette partie décrit les modèles utiles pour mener un calcul de répartition de puissances dans un réseau d'énergie, Il rappelle quelques résultats fondamentaux du cours de modélisation, auquel il convient de se rapporter pour de plus amples développements.

II.3.3.1. Généralités

Un calcul de répartition nécessite une mise en équation, donc une modélisation du réseau électrique étudié. Par ailleurs, ce calcul n'a d'intérêt que si le réseau est maillé On s'intéressera donc essentiellement au réseau de transport, même si les méthodes décrites sont indépendantes du niveau de tension. Sur un tel réseau, on distingue essentiellement 5 types d'éléments fondamentaux :

- 1) Des moyens de production
- 2) Des lignes
- 3) Des transformateurs de puissance
- 4) Des charges
- 5) Des parafoudres

Notons que les charges ne sont qu'exceptionnellement des clients directement raccordés en HT Elles représentent plus généralement un point de connexion au réseau de distribution (typiquement 90 kV), via un transformateur. Notons également que les moyens de réglage de la puissance réactive (capacités, réactance, compensateurs statiques de puissance réactive) peuvent être assimilés à des charges ou à des moyens de production ne consommant ou ne fournissant que de la puissance réactive.

D'une manière générale, modéliser un réseau d'énergie, c'est avant tout faire un certain nombre d'hypothèses simplificatrices qui conditionneront à la fois la complexité et le domaine de validité du modèle. Les principales hypothèses retenues dans le cadre d'un calcul de répartition sont les suivantes : seul le comportement en régime permanent à 50 Hz est étudié ; le réseau est supposé linéaire.

Un choix important doit alors être fait : le calcul des transits de puissance se limite-t-il à un fonctionnement totalement équilibré du réseau, ou des régimes déséquilibrés doivent-ils pouvoir être pris en compte ? Dans le premier cas, l'étude du réseau peut être menée à partir d'un schéma monophasé équivalent, Cette approche est bien souvent suffisante dans le cadre de l'exploitation d'un réseau d'énergie. Elle permet déjà de prédéterminer, pour un plan de production et un niveau de charge donnés,

Chapitre II : MODELISATIONS

quelle sera la charge de chacune des lignes du réseau en fonctionnement normal, et aussi quel sera le plan de tension du réseau.

Dans ces conditions, les modèles retenus sont les suivants :

II.3.3.2. Moyens de production

Un moyen de production sera simplement représenté par une fourniture de puissance active P_{Gi} et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q_{Gi} .

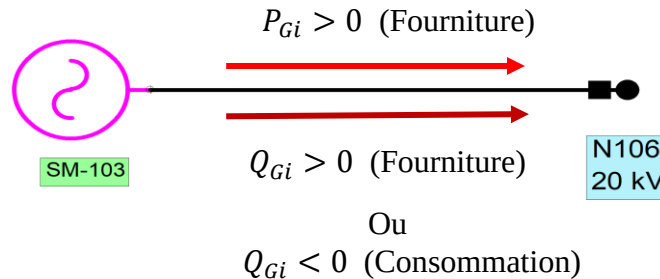


Figure II-22 : Modélisation d'un moyen de production

La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon le réglage de l'alternateur

II.3.3.3. Lignes

Considérons une ligne de transport d'énergie électrique parfaitement symétrique, et fonctionnant en régime équilibré. Son comportement peut être étudié en se limitant à un schéma monophasé équivalent. Par ailleurs, cette ligne se caractérise par des grandeurs linéiques résistance R et inductance L (directes) en série, capacité C et conductance G (directes) en parallèle. [31]

Ces grandeurs sont réparties le long de la ligne et s'expriment par unité de longueur :

$$Z_s = R + jL\omega \text{ (en } \Omega/\text{Km)}$$

$$Y_p = G + jC\omega \text{ (en } \Omega^{-1}/\text{Km)}$$

(II-6)

D'où le schéma suivant :

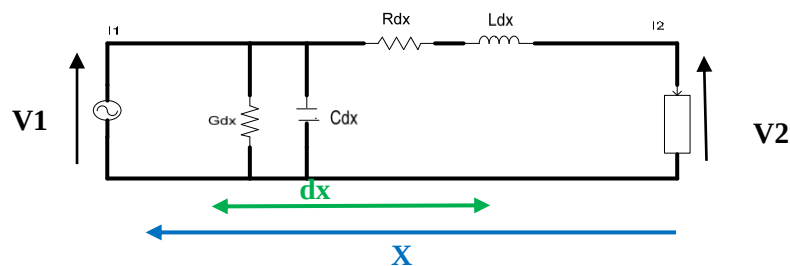


Figure II-23 : Modélisation d'une ligne par constante

Pour une ligne aérienne, $R \ll L\omega$; par ailleurs, G est souvent négligeable

La mise en équation liée au schéma de la figure II-23 fait intervenir des dérivées partielles de la tension et du courant par rapport à x , position le long de la ligne, et au temps t . La résolution de ces équations dans le cas particulier du régime permanent sinusoïdal conduit à :

$$\begin{bmatrix} V(x) \\ I(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh nx & Z_c \sinh nx \\ \frac{1}{Z_c} \sinh nx & \cosh nx \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

Avec :

$$n = \sqrt{Z_s Y_p} \text{ (n est un nombre complexe, appelé "constante de propagation" : } n=a+jb)$$

Chapitre II : MODELISATIONS

$Z_c = \sqrt{\frac{Z_s}{Y_p}}$ (Z_c est aussi un nombre complexe, appelé « impédance caractéristique »)

Si on ne s'intéresse qu'au comportement de la ligne vue de ses extrémités, ce système devient :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} chnX & Z_c shnX \\ \frac{1}{Z_c} shnX & chnX \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (II-7)$$

Où X désigne la longueur totale de la ligne.

Considérons maintenant un modèle quadripolaire de la ligne sous la forme suivante, dite "schéma en π " :

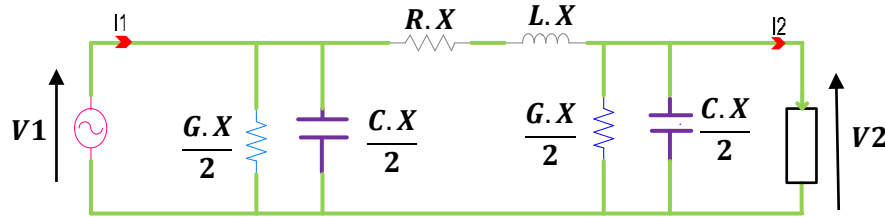


Figure II-24 : Modélisation d'une ligne par un schéma en π

R, L, C et G Représentent les constantes linéiques de la ligne de longueur X

Nous noterons :

$$Z_{tot} = Z_s \cdot X \text{ et } Y_{tot} = Y_p \cdot X$$

Le schéma de la figure II-24 se résume alors à :

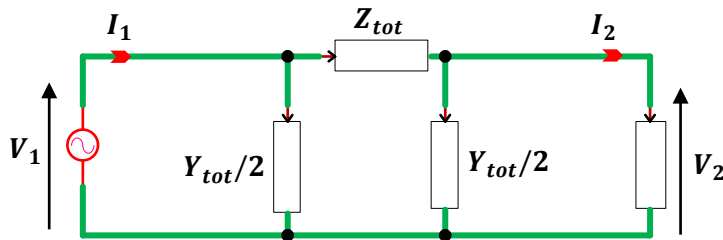


Figure II-25 : Résumé du schéma en π

Dont les équations sont :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Y_{tot} Z_{tot}}{2} & Z_{tot} \\ Y_{tot} + \frac{Y_{tot}^2 Z_{tot}}{4} & 1 + \frac{Y_{tot} Z_{tot}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (II-8)$$

Le modèle à constantes concentrées de la figure II-24 ne représentera pas bien le comportement de la ligne vue de ses extrémités que si les équations matricielles (II-7) et (II-8) conduisent à des résultats similaires. En d'autres termes, à quelles conditions les matrices carrées intervenant dans (II-7) et (II-8) sont-elles "quasiment" identiques ?

Il est possible de développer les ch et sh de (II-7) en série :

$$chnX = 1 + \frac{(nX)^2}{2!} + \dots = 1 + \frac{Z_s Y_p X^2}{2} + \dots = 1 + \frac{Y_{tot} Z_{tot}}{2} + \dots$$

$$Z_c shnX = \sqrt{\frac{Z_s}{Y_p}} (nX + \dots) = \sqrt{\frac{Z_s}{Y_p}} \sqrt{Z_s Y_p X} + \dots = Z_{tot} + \dots$$

$$\frac{1}{Z_c} shnX = \frac{1}{Z_c} \left(nX + \frac{(nX)^3}{3!} \dots \right) = \sqrt{\frac{Y_p}{Z_s}} \sqrt{Z_s Y_p X} + \frac{\sqrt{Y_p}}{\sqrt{Z_s}} \frac{\sqrt{Z_s Y_p Z_s Y_p}}{6} X^3 + \dots = Y_{tot} + \frac{Y_{tot}^2 Z_{tot}}{6} + \dots$$

Chapitre II : MODELISATIONS

On retrouve (presque...) dans les premiers termes de ces développements en série les termes de la matrice (II-8). On peut par ailleurs montrer que les termes résiduels (notés +...) sont d'autant plus faibles que la ligne est courte.

Il est important de garder à l'esprit qu'un schéma en π peut être un modèle très précis du comportement d'une ligne aérienne en régime permanent (50 Hz) équilibré, tout en étant un modèle très mauvais pour étudier le comportement de cette même ligne dans d'autres conditions de fonctionnement, par exemple en régime transitoire hautes fréquences. En effet, un tel modèle ne peut pas, par nature, représenter les phénomènes de propagation le long de la ligne, tels que ceux apparaissant par exemple lors de la mise sous tension de la ligne ou lors d'un choc de foudre. Il n'y a pas de bon ou de mauvais modèle dans l'absolu ; il n'existe que des modèles adaptés, ou pas, à l'étude d'un phénomène donné. Le modèle en π est bien adapté au calcul de répartition des puissances dans un réseau de transport d'énergie.

II.3.3.4. Transformateurs

Le modèle équivalent du transformateur monophasé est montré dans la figure II-26. Le circuit équivalent est constitué d'un transformateur idéal de rapport de transformation $k = \frac{N_1}{N_2}$ ainsi que des éléments qui représentent les imperfections du transformateur réel. Un transformateur idéal aurait des enroulements d'une résistance nulle avec un noyau sans pertes d'une perméabilité infinie (Reluctance nulle).

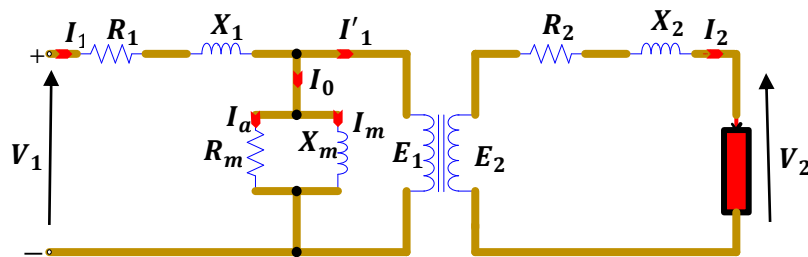


Figure II-26 : Transformateur monophasé

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2$$

Assumant un flux sinusoïdale la tension instantanée e_1 qui est :

$$e_1 = N_1 \frac{d\theta}{dt} = -\omega N_1 \Phi_{max} \sin \omega t = E_{1max} \cos(\omega t + 90)$$

Ou $E_{1max} = 2\pi f N_1 \Phi_{max}$ donc la valeur efficace

$$E_1 = \frac{E_{1max}}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_1 \Phi_{max}$$

De même, la tension efficace E_2 aux bornes du secondaire du transformateur idéal qui représente la tension induite dans l'enroulement secondaire par le flux mutuel est :

$$E_2 = 4.44 f N_2 \Phi_{max}$$

Dans un transformateur idéal, le circuit magnétique étant parfait, reluctance est nulle et il y a une force magnétomotrice équilibrée entre le primaire et le secondaire. Si I'_1 est la composante du courant pour neutraliser la f.é.m. du secondaire :

$I'_1 N_1 = I_2 N_2$ donc pour un transformateur idéal :

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{I'_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (\text{a})$$

Chapitre II : MODELISATIONS

Lorsque la reluctance devient nulle, tout le flux dans l'enroulements primaire et secondaire ne sont plus le même. Le flux a trois composantes : le flux mutuel, le flux de fuite primaire, et le flux de fuite secondaire. Le flux de fuite associé à un enroulement ne relie pas l'autre, et les chutes de tension causée par le flux de fuite sont exprimés en termes de réactances de fuite X_1 et X_2 . Finalement R_1 et R_2 représentent les résistances des enroulements 1 et 2.

Pour obtenir les caractéristiques de performance d'un transformateur, il convient d'utiliser un modèle du circuit équivalent ramené à un côté du transformateur. À partir de la loi de Kirchhoff $E_2 = V_2 + Z_2 I_2$, et la relation (a) pour un transformateur idéal : $E_1 = \frac{N_1}{N_2} V_2 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2 I'_1 = V'_1 + Z'_2 I'_1$ (b)

$$\text{Où : } Z'_2 = R'_2 + jX'_2 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 R_2 + j \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 X_2$$

La relation (b) du côté secondaire ramené au primaire, et le circuit équivalent précédent on peut le redessiner comme la figure II-27, donc les mêmes effets sont produits dans le primaire comme au secondaire.

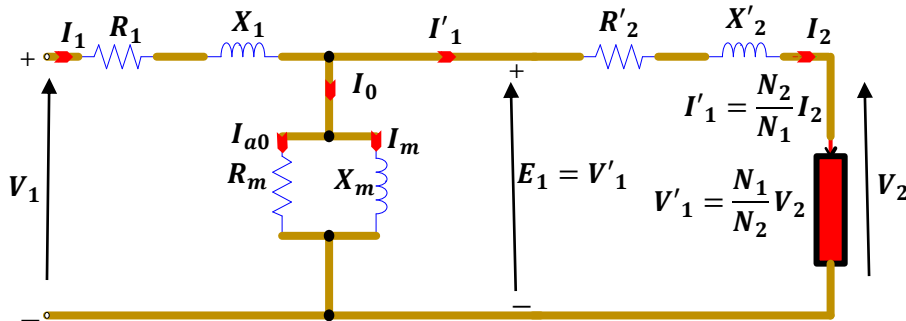


Figure II-27 : circuit équivalent ramener au primaire

$$Z'_2 = R'_2 + jX'_2$$

À vide, la chute de tension primaire est très faible, et V_1 peut être utilisée à la place de E_1 pour calculer le courant à vide I_0 . Donc la branche shunt peut être déplacée à gauche de l'impédance série avec une perte d'exactitude très négligeable. De cette manière les quantités primaires R_1 et X_1 sont rassemblées avec les quantités secondaires ramenées R'_2 et X'_2 pour obtenir les qualités R_{eq1} et X_{eq1} primaires comme l'indique la figure II-28.

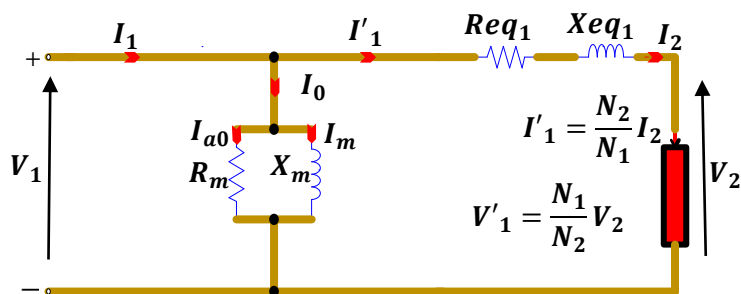


Figure II-28 : Circuit équivalent approximatif ramené au primaire

$$V_1 = V'_1 + (R_{eq1} + jX_{eq1}) I'_1 \quad \text{Ou } R_{eq1} = R_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 R_2 ; X_{eq1} = X_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 X_2 \quad \text{et } I'_1 = \frac{S_{ch}^*}{3V_2}$$

Le circuit équivalent ramené au secondaire est aussi montré À partir de la figure suivante, la tension primaire V'_1 ramenée est donnée par :

Chapitre II : MODELISATIONS

$$V'_1 = V_2 + (R_{eq2} + jX_{eq2})I_2$$

Les transformateurs de puissance sont généralement désignés avec une perméabilité du noyau très élevée et des pertes dans le noyau très faibles. En conséquence, une approximation supplémentaire du circuit équivalent peut être réalisée en enlevant la branche shunt comme indique la figure II-29.

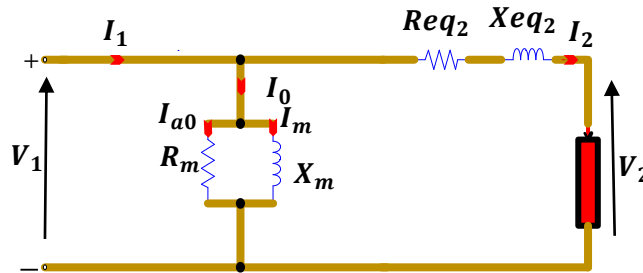


Figure II-29 : Circuit équivalent approximatif ramené au secondaire

Un transformateur est bien modélisé, à 50 Hz, par un schéma équivalent monophasé faisant intervenir un transformateur idéal, des éléments en série (les résistances des enroulements primaire et secondaire et les inductances de fuites) et des éléments en parallèle (l'inductance de magnétisation et éventuellement une résistance modélisant les pertes "fer"). Ramené au même niveau de tension (primaire ou secondaire), ce schéma peut se réduire à un simple schéma en T. Ce schéma admet lui-même un équivalent en π .

Il n'est pas rare que soient négligées dans un calcul de répartition les éléments en parallèle du schéma équivalent, dont l'influence est surtout sensible lorsque le réseau est très peu chargé. Dans ce cas, le schéma équivalent du transformateur, ramené au même niveau de tension comme indique la figure II-30, se réduit à une simple impédance "série" dont la résistance représente la résistance totale des enroulements primaire et secondaire, et dont l'inductance représente l'inductance de fuite totale entre enroulement primaire et enroulement secondaire.

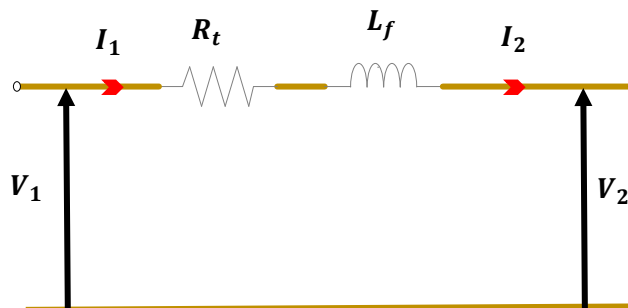


Figure II-30 : Modélisation d'un transformateur

Les paramètres de ce schéma sont ramenés au même niveau de tension. La résistance totale R peut être fournie directement par le constructeur du transformateur ou calculée à partir des pertes en court-circuit. L'inductance de fuite totale L_f peut être calculée à partir de la tension de court-circuit u_{cc} exprimée en %. Pour des transformateurs de très forte puissance (transport), $L_f \omega \gg R$.

II.3.3.5. Charges

Une charge sera simplement représentée par une consommation de puissance active P_{Di} et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q_{di} . La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge : capacitive ou réactive.

Notons qu'une telle modélisation permet de représenter aussi bien des charges connectées directement sur le réseau de transport (cas exceptionnel) que des points de connexion au réseau de

répartition ou de distribution, ou encore des éléments du réseau tels que des moyens de compensation de la puissance réactive.

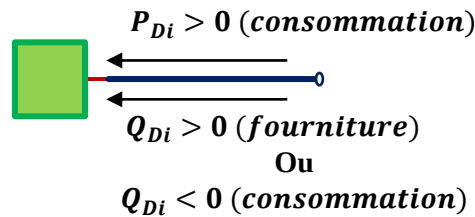


Figure II-31: Modélisation d'une charge

II.3.4. Modélisation de parafoudre ZnO pour les régimes transitoires lents

Un modèle de parafoudre ZnO peut être représenté par une résistance non linéaire définie simplement par sa caractéristique $v=f(i)$. Pour une précision acceptable, une représentation linéaire de cette caractéristique $v(i)$ par segment est insuffisante. La caractéristique $v(i)$ du parafoudre ZnO est représenté par une pente presque infinie dans la zone de tension normale et une pente presque horizontale dans la zone d'écrêtage de la surtension. La résistance non linéaire est représentée par une fonction exponentielle :

$$i = A \left(\frac{v}{v_{ref}} \right)^\alpha$$

Où A , v_{ref} et α sont des constantes (typiquement $\alpha = 20$ à 30). Comme il est difficile de décrire entièrement la totalité de la caractéristique $v(i)$ avec une seule fonction exponentielle, on la divise en plusieurs segments, chaque segment étant défini par sa propre fonction exponentielle.

Pour les tensions inférieures à v_{ref} , le courant est extrêmement faible ($i = A * 0.5^{30} = A * 10^{-9}$ pour $\frac{v}{v_{ref}} = 0.5$), et une représentation linéaire est donc suffisante dans cette zone de basse tension. Dans la zone utile de protection des surtensions, deux segments avec les fonctions exponentielles sont normalement suffisants. A partir des données obtenues lors des essais (courants et tensions), les coefficients A et α de cette équation sont déterminés par la méthode des moindres carrés. La figure II-32 présente la caractéristique non linéaire d'un parafoudre 350 kV.

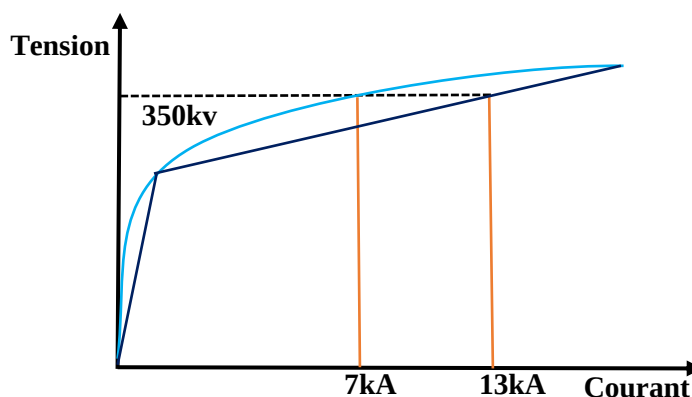


Figure II-32 : Caractéristique non linéaire v et i du parafoudre

II.3.4.1. Modélisation de parafoudre pour les régimes transitoires rapides

La caractéristique statique de l'équation peut être étendue pour y inclure des effets dynamiques tels que l'hystérésis, grâce à l'addition d'une inductance série L ; la valeur de L peut être estimée lorsque le courant et la tension du parafoudre sont approximativement connus à partir d'un essai réel. Un modèle

de parafoudre pour les ondes de courant à front raide (temps à la crête dans la zone de 0.5 à 10 μ s) a été proposé dans [IE92]. L'idée principale consiste à diviser la résistance non linéaire en plusieurs résistances non linéaires parallèles qui sont découplées par des filtres à basse fréquence comme représenter par la figure II-33.

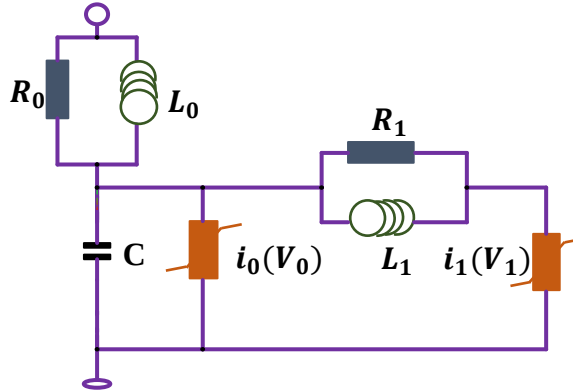


Figure II-33 : Modèle de parafoudre à 2 sections pour les ondes à front raide.

Le circuit L1 ; R1 est un filtre à basse fréquence qui sépare deux résistances non linéaires définies par $i_0(V_0)$ et $i_1(V_1)$. L_0 est une petite inductance associée aux champs magnétiques de fuite autour du parafoudre, tandis que R_0 est introduite seulement pour amortir les oscillations numériques. C'est une capacité parasite du parafoudre. Si trois parafoudres sont connectés aux phases a, b et c alors 6 résistances non linéaires doivent être déterminées avec la méthode numérique de compensation associée à 6 circuits équivalents de Thévenin.

Pour ce modèle, la caractéristique courant et tension du parafoudre est représentée par 2 sections de résistance non linéaire notées $A_0 = i_0(V_0)$ et $A_1 = i_1(V_1)$. Ces deux sections sont séparées par un filtre R1 et L1. Pour les ondes de courant à front lent, ce filtre R1-L1 à une très faible impédance et les deux sections du modèle sont essentiellement en parallèle. Pour les ondes à front raide, l'impédance du filtre R1 et L1 devient très importante. Il en résulte un courant dans la section non linéaire A_0 plus élevé que dans la section A_1 (la caractéristique A_0 a une tension d'écrêtage plus élevée que A_1 pour un courant donné). Ceci représente bien le fait que les parafoudres ont une tension résiduelle de décharge plus élevée pour les ondes à front raide (effet dynamique). Ces paramètres dépendent de la constitution générale du parafoudre.

II.3.5. Mise en équations

II.3.5.1. Méthode nodale

Considérons un réseau de transport d'énergie comprenant N nœuds. En adoptant la modélisation décrite précédemment, chacun de ces nœuds peut être représenté conformément à la figure II-34. En régime linéaire sinusoïdal 50 Hz, chaque courant ou tension est entièrement défini par la donnée d'un module et d'une phase, La notation complexe est alors parfaitement adaptée à la mise en équations du réseau. Ces ainsi que les admittances $\bar{Y}_{ikp}$ et $\bar{Y}_{iks}$ sont elles aussi des grandeurs complexes. Dans ces conditions, et en notant $\bar{V}_i$ tension au nœud i, la figure II-29 conduit à la mise en équations suivante.

$$\bar{I}_i = \sum_{k=1, k \neq i}^N \bar{Y}_{ikp} \bar{V}_i + \sum_{k=1, k \neq i}^N \bar{Y}_{iks} (\bar{V}_i - \bar{V}_k) \quad (II-9)$$

$\bar{I}_i$ représente alors la somme des courants en provenance des charges et des moyens de production connectés au nœud i. Si ce nœud est un simple nœud d'interconnexion, il est clair que $\bar{I}_i = 0$.

L'équation (II-9) peut encore être exprimée ainsi :

Chapitre II : MODELISATIONS

$$\bar{I}_i = \sum_{k=1}^N \bar{Y}_{ik} \bar{V}_i \quad (\text{II-10})$$

Avec :

$$\bar{Y}_{ik} = -\bar{Y}_{iks} \quad \text{Si } i \neq k$$

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{k \neq i}^N (\bar{Y}_{iks} + \bar{Y}_{ikp}) \quad (\text{II-11})$$

Appliquée à tous les nœuds, la relation (II-10) conduit à une relation matricielle du type :

$$[I] = [Y][V] \quad (\text{II-12})$$

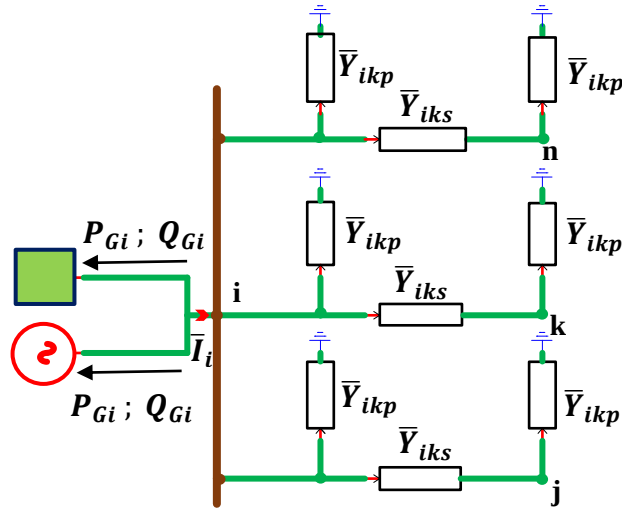


Figure II-34 : Représentation générale d'un nœud

Le nœud i peut être connecté à de nombreux autres nœuds du réseau comme indique la figure II-34. Chacune de ces connexions peut faire intervenir des admittances séries notées $\bar{Y}_{iks}$ et des admittances parallèles notées $\bar{Y}_{ikp}$. P_{Gi} représentent la puissance active fournie par tous les moyens de production connectés au nœud i , Q_{Gi} toute la puissance réactive fournie (ou consommée selon le signe) par tous les moyens de production connectés au nœud i , etc.

Dans la relation (II-12), $[I]$ représente le vecteur colonne d'ordre N de tous les courants $\bar{I}_i$, $[V]$ représente le vecteur colonne d'ordre N de toutes les tensions simples $\bar{V}_i$ et $[Y]$ est la matrice symétrique des admittances du réseau, obtenue avec la règle simple suivante le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal est obtenu en faisant la somme de toutes les admittances ("série" et "parallèle") arrivant au nœud i , le terme hors diagonale à la croisée de la colonne i et de la ligne j correspond à l'admittance série de la liaison directe entre le nœud i et le nœud j . Si ces deux nœuds ne sont pas 'voisins' (c'est-à-dire reliés par un seul élément de réseau ligne ou transformateur), l'admittance en question est nulle, Cette observation permet d'affirmer d'ores et déjà que pour un réseau de taille réelle la matrice $[Y]$ sera très "creuse" (remplie de zéros). Bien sûr, la connaissance exhaustive du réseau permet de supposer connue la matrice $[Y]$. Formulé par (II-12), notre problème (qui consiste, rappelons-le, à calculer toutes les tensions $\bar{V}_i$ puis tous les transits de puissance dans les différentes branches du réseau) ne semble guère plus compliqué à résoudre qu'un système linéaire. Cependant, force est de constater que les courants $\bar{I}_i$ restent des grandeurs très mal adaptées à la formulation du problème en termes d'exploitation du réseau. En effet, ce sont bien les puissances qui définissent les charges et les moyens de productions, et non les courants qui en proviennent. De même, ce sont bien des transits de puissances (active et réactive) et des tensions que l'exploitant du réseau cherchera à fixer, et non des courants, qui apparaîtront comme la conséquence

Chapitre II : MODELISATIONS

des consignes de puissances et de tension dans le réseau, et qu'on se contentera de mesurer pour veiller à ne pas dépasser des valeurs limites.

II.3.5.2. Utilisation des puissances

La formulation (II-12) doit donc être modifiée pour supprimer les courants et introduire les P_{Gi} , P_{Di} , Q_{Gi} et Q_{Di} . Pour cela, nous pouvons définir une puissance complexe au nœud i par :

$$\bar{S}_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{II-13})$$

Nous noterons simplement :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i \quad (\text{II-14})$$

On peut dire que :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (\text{II-15})$$

Où $\bar{I}_i^*$ désigne le complexe conjugué de $\bar{I}_i$

Posons par ailleurs :

$$\begin{aligned} \bar{V}_k &= V_k e^{j\delta_k} \\ \bar{Y}_{ik} &= Y_{ik} e^{j\gamma_k} \end{aligned} \quad (\text{II-16})$$

Alors, en combinant les « 3 » équations (II-12), (II-15) et (II-16), il s'ensuit :

$$\bar{S}_i^* = V_i e^{-j\delta_i} \sum_{k=1}^N \bar{Y}_{ik} e^{j\gamma_{ik}} \cdot \bar{V}_k e^{j\delta_k}$$

Ou encore :

$$\bar{S}_i^* = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) + j \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

Cette relation complexe fournit deux relations réelles :

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (\text{II-17})$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

Ces deux relations sont fondamentales. Elles permettent de relier les puissances active et réactive fournies (ou consommées) en chaque nœud i ($i=1$ à N) aux tensions (en module et phase) présentes sur l'ensemble du réseau.

II.3.5.3. Mise en forme définitive

Une rapide analyse conduit aux constatations suivantes :

Chaque nœud fournissant 2 équations de type (II-17), nous disposons de $2N$ équations chaque nœud se caractérisant aussi par 6 variables : V_i , δ_i , P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Di} et Q_{Di} , nous disposons a priori de $6N$ variables. Pour aboutir à un système soluble, il convient donc de fixer parmi les $6N$ variables ci-dessus $2N$ inconnues et $4N$ paramètres de valeur connue. Comment cet impératif mathématique peut-il se confondre avec la réalité des contraintes d'exploitation du réseau ?

La première hypothèse consiste à supposer que les charges du réseau sont Imposées à l'exploitant ; c'est le cas tant que le réseau fonctionne normalement. Cette hypothèse revient à fixer en chaque nœud i les P_{Di} et Q_{Di} restent donc $4N$ variables à répartir entre inconnues et paramètres. Nous pouvons constater que bon nombre de nœuds vont se caractériser par :

$$P_{Gi} = Q_{Gi} = 0$$

Chapitre II : MODELISATIONS

Ce sont tous les nœuds auxquels ne sont reliés aucun moyen de production. Pour tous ces nœuds, V_i et δ_i seront inconnus.

Il reste à traiter les nœuds auxquels sont reliés des moyens de production. De tels nœuds sont en fait reliés à des alternateurs dont la tension statorique est en général régulée à une valeur de consigne grâce à une boucle d'asservissement permettant de modifier la tension d'excitation. Cet asservissement n'est bien sûr valable qu'en module. On peut donc considérer que V_i est connu (imposé par l'exploitant). De même, la puissance active que fournira l'alternateur est directement liée à la puissance mécanique admise aux turbines. Cette puissance aussi est fixée par l'exploitant. Un nœud auquel est connecté un moyen de production est donc a priori un nœud pour lequel P_{Gi} et V_i sont des paramètres, Q_{Gi} et δ_i sont des inconnues. Il est à noter qu'il existe physiquement un très fort couplage entre P_{Gi} et δ_i d'une part, Q_{Gi} et V_i d'autre part. On peut donc considérer schématiquement que δ_i s'adapte pour maintenir Q_{Gi} constant et que Q_{Gi} s'adapte pour maintenir V_i constant.

L'approche ci-dessus semble cohérente. Elle conduit bien à $2N$ équations pour $2N$ inconnues. Toutefois, un raisonnement physique simple montre qu'elle n'est pas satisfaisante, ou du moins qu'elle doit être complétée. En effet, notre démarche nous a conduit jusqu'alors à fixer P_{Gi} et P_{Di} en chacun des nœuds du réseau. Or, ceci n'est pas réaliste dans la mesure où doit être vérifiée la relation :

$$\sum_{k=1}^N P_{Gi} - \sum_{k=1}^N P_{Di} = P_L \quad (II-18)$$

PL désignant l'ensemble des pertes dans le réseau.

Ces pertes ne peuvent en aucun cas être une donnée du calcul de répartition. Elles apparaissent comme la conséquence des différents transits de puissance, et ne peuvent donc être fixées par avance. Ne connaissant pas PL, il est donc impossible de fixer tous les P_{Gi} et P_{Di} tout en vérifiant (II-18).

Cette réflexion nous amène à introduire un nœud particulier, dit "nœud bilan", pour lequel ni P_{Gi} ni Q_{Gi} ne seront a priori fixés. Ce nœud permettra d'assurer l'équilibre production et consommation, en tenant compte des pertes (puissance active) et des consommation ou fourniture de puissance réactive par les éléments du réseau lui-même (lignes, bancs de condensateur, Un tel nœud sera donc caractérisé par deux paramètres fixés V_i et δ_i . Notons que le fait de fixer arbitrairement δ_i en un des nœuds du réseau correspond à une réalité physique qui transparaît dans les équations (II-17) : seules des différences de phase entre les différentes tensions importent, et non les valeurs absolues de ces phases, définies par rapport à une référence arbitraire (par exemple au nœud bilan). Dans un calcul de répartition, on aura intérêt à prendre pour nœud bilan le nœud auquel est connectée la source la plus puissante, On qualifiera souvent cette source de "réseau de puissance infinie".

En résumé, on distingue pour résoudre les $2N$ équations représentées par (II-17) 3 types de nœud :

- Des nœuds P_Q (P_{Gi} et P_{Di} connues) ce sont les nœuds auxquels ne sont connectées que des charges, des bancs de capacité, ou encore les nœuds de connexion simple.
- Des nœuds P_v (P_{Gi} et V_i connues) ce sont ceux auxquels sont raccordés les alternateurs régulés en tension.
- Un nœud V_δ (V_i et δ_i connus) c'est le nœud bilan.

Notons que pour maintenir la tension constante aux bornes d'un alternateur, on est amené à jouer sur la puissance réactive qu'il débite ou consomme. Or, cette puissance réactive est bornée. Si la valeur maximale est atteinte, il se peut que l'on fixe Q_{Gi} et que V_i soit alors "flottante". Dans une telle situation, l'alternateur devient un nœud PQ.

II.3.6. Résolution numérique

II.3.6.1. Généralités

Le système constitué par les 2N équations (II-17) comporte bien, après identification des différents nœuds (PQ, Pv, bilan) 2N inconnues. La présence du nœud bilan permet d'espérer que ce système admette une solution. La difficulté majeure réside alors dans le fait que ce système n'est pas linéaire, à cause des fonctions sin et cos. D'un problème simple à résoudre exprimé par (II-12), mais mal formulé car ne faisant pas intervenir les grandeurs physiques utilisées par l'exploitant, nous sommes passés à un problème bien formulé (II-17), mais difficile à résoudre numériquement.

II.3.6.2. Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode permet de trouver numériquement (et non analytiquement) la solution d'un système non linéaire. Le principe de cette méthode est facile à appréhender pour une simple équation non linéaire ("système" d'une équation à une inconnue). Supposons que l'équation à résoudre puisse s'exprimer sous la forme :

$$f(x) = 0$$

Supposons par ailleurs que l'on connaisse une valeur x_0 "proche" de la solution cherchée. A partir de x_0 , on peut calculer une nouvelle valeur x_1 en déterminant l'intersection de la tangente en x_0 à la courbe $f(x)$ avec l'axe des abscisses dans la figure II-35.

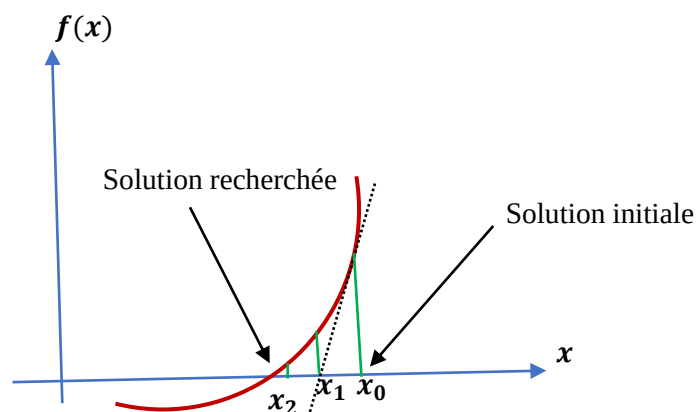


Figure II-35 : Méthode de Newton-Raphson

Appliquée de manière itérative, cette méthode peut permettre de converger vers la solution recherchée. La relation de récurrence reliant x_n et x_{n+1} est la suivante :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{II-19})$$

Il est important de noter que la convergence de cette méthode n'est pas inconditionnelle. Ainsi, si la fonction $f(x)$ présente par exemple des minima locaux et si la valeur initiale x_0 est trop éloignée de la solution recherchée, il est graphiquement aisé de comprendre que la méthode peut ne pas converger. Pour pouvoir être appliquée à la résolution du système (II-17), cette méthode doit être étendue au cas des fonctions de plusieurs variables et des systèmes de plusieurs équations. De manière générale, considérons le système suivant :

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \\ \dots \\ f_N(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \end{cases} \quad (\text{II-20})$$

Chapitre II : MODELISATIONS

On peut montrer que la méthode de Newton-Raphson peut encore être appliquée, mais sous la forme itérative suivante :

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_N \end{pmatrix}_{n+1} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_N \end{pmatrix}_n - j_n^{-1} \begin{pmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \\ \dots \\ f_N(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \end{pmatrix}$$

Où j_n^{-1} désigne l'inverse de la matrice jacobienne des dérivées partielles :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial x_1}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial x_2}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_N}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial x_N}(x_1, x_2, \dots, x_N)_n \end{bmatrix}$$

II.3.6.3. Application au calcul de répartition

Pour appliquer la méthode de Newton-Raphson au calcul de transits de puissance dans un réseau d'énergie, il convient de répertorier les nœuds en fonction de leur nature. Supposons que les N nœuds du réseau se répartissent comme suit :

K nœuds Pv (inconnues : Q_{Gi} et δ_i)

N-K-I nœuds PQ (inconnues : V_i et δ_i)

Le nœud bilan $V\delta$ (inconnues : P_{Gi} et Q_{Gi})

Le système (II-17) peut être mis sous la forme :

$$f_{pi} = P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$f_{qi} = Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

Le but est alors de résoudre :

$$f_{pi} = 0$$

$$f_{qi} = 0$$

Dans un premier temps, nous pouvons isoler un vecteur de (2N-K-2) inconnues :

$$X = \begin{bmatrix} \delta_i \\ \dots \\ \delta_{N-1} \\ V_1 \\ \dots \\ V_{N-K-1} \end{bmatrix}$$

Ces (2N-K-2) inconnues vérifient le système de (2N-K-2) équations suivantes :

$$\begin{cases} f_{p1}(\delta_1, \dots, \delta_{N-1}, V_1, \dots, V_{N-K-1}) = 0 \\ \dots \\ f_{pN-1}(\delta_1, \dots, \delta_{N-1}, V_1, \dots, V_{N-K-1}) = 0 \\ f_{q1}(\delta_1, \dots, \delta_{N-1}, V_1, \dots, V_{N-K-1}) = 0 \end{cases} \quad (II-21)$$

Les équations sont relatives aux nœuds Pv et PQ. Les équations $f_{q1} = 0$ sont relatives aux nœuds PQ. Ce système peut être résolu avec la méthode de Newton-Raphson décrite précédemment. Il est à noter

Chapitre II : MODELISATIONS

que les dérivées partielles intervenant dans la matrice jacobienne peuvent être calculées analytiquement. Par exemple :

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_i} = - \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_j} = V_i V_j y_{ij} \sin(\gamma_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

Il faut encore pour appliquer la méthode de Newton-Raphson déterminer une solution approchée permettant d'initialiser le processus itératif. Il existe pour cela au moins deux démarches.

1) La première consiste à fixer :

V_i = tension nominale du réseau (quel que soit i)

$\delta_i = 0$ (quel que soit i)

Ces hypothèses sont naturellement très simplificatrices. Elles permettent cependant une convergence dans la majorité des cas, au moins pour des réseaux pas trop grands.

2) La deuxième démarche consiste à considérer :

V_i = tension nominale du réseau (quel que soit i)

δ_i proche de 0 (quel que soit i)

$\gamma_{ij} = -\pi/2$ (quels que soient i et j)

La dernière hypothèse revient à assimiler les lignes et les transformateurs à des inductances pures. Dans ces conditions, les sinus et cosinus des équations (II-21) peuvent être assimilés à leur développement limité au premier ordre autour de 0. Le système (II-21) devient linéaire et sa résolution fournit une solution qui sera le point de départ de la méthode de Newton-Raphson. Après convergence, c'est-à-dire une fois déterminées les valeurs de tous les V_i et δ_i , les puissances réactives Q_{Gi} , aux nœuds Pv peuvent être calculées grâce à la relation :

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

De même, les puissances actives et réactives au nœud bilan sont calculées ainsi :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \cos(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} - \sum_{k=1}^N V_i V_k y_{ik} \sin(\gamma_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

En général, on fixe $P_{Di} = Q_{Di} = 0$ au nœud bilan, Les signes de P_{Gi} et Q_{Gi} , permettent alors de savoir si le réseau fournit ou demande de la puissance active et réactive au nœud bilan. Les pertes dans le réseau sont alors simples à déterminer : $P_L = \sum_{i=1}^N P_{Gi} - \sum_{i=1}^N P_{Di}$.

II.3.6.4. Mise en œuvre pratique

Il est important de noter que la démarche décrite donne lieu dans des logiciels professionnels à des astuces de calcul numérique permettant d'accélérer la résolution des équations et de s'affranchir de problèmes de précision inhérents aux grands systèmes d'équations. En particulier, la matrice jacobienne étant très creuse (comme l'est aussi la matrice des admittances), des étapes d'agrégation ont pour but de rassembler les termes non nuls et d'éviter ainsi de nombreuses opérations inutiles, La matrice Jacobienne n'est d'ailleurs jamais inversée par une méthode directe. Des méthodes de type LU permettent par

Chapitre II : MODELISATIONS

exemple d'accélérer considérablement les calculs. Dans le même objectif de rapidité, la matrice jacobienne peut aussi ne pas être recalculée à chaque itération, mais simplement remise à jour toutes les n itérations,

Notons également que le fort couplage entre puissance active et phase des tensions d'une part, puissance réactive et amplitude des tensions d'autre part peut être exploité pour accélérer les calculs. Il est ainsi possible en première approximation de supposer que les transits de puissances actives ne dépendent que des phases des tensions, et que ceux de puissances réactives ne dépendent que des modules des tensions, ce qui permet de calculer rapidement une matrice jacobienne approchée. Cette méthode, dite du "jacobien découplé" [32], conduit rapidement à une solution qui peut en général être exploitée directement, ou encore servir de point de départ à un calcul exact faisant intervenir la matrice jacobienne complète. Bien d'autres astuces permettent encore d'optimiser les calculs. [33].

Le calcul de répartition décrit précédemment conduit à la connaissance des tensions en chaque nœud du réseau (en module et en phase). Connaissant la matrice des admittances complexes $[Y]$, il est simple d'en déduire les courants dans chacune des branches du réseau. Enfin, la connaissance à la fois des courants et des tensions permet de calculer les transits de puissances active et réactive dans chacune des branches du réseau, grâce à une relation du type $P + jQ = VI^*$

En général, la méthode de Newton-Raphson converge très rapidement. Si la méthode ne converge pas, il se peut que cela soit révélateur d'un problème physique. Considérons à titre d'exemple une ligne de transport. Le modèle le plus simple d'une telle ligne consiste en une inductance. Supposons qu'une puissance active P transite à travers cette ligne. Comme l'indique la figure II-20 et figure II-21 (ligne et charge inductive).

La puissance de la ligne vaut :

$$P = V_2 I \cos \varphi$$

Or l'analyse du schéma vectoriel conduit à :

$$L\omega I \cos \varphi = V_1 \sin \delta$$

D'où :

$$P = \frac{V_1 V_2}{L\omega} \sin \delta$$

Cette relation montre clairement que, pour un niveau de tension fixé (par ex : $V_1 = V_2 = 400\text{kv}/\sqrt{3}$), la puissance transmissible dans une ligne est limitée par son impédance. Il est à noter que ce résultat n'a aucun rapport avec les pertes dans la ligne, que nous avons supposée ici purement selfique. Supposons que l'on cherche à mener un calcul de répartition des transits de puissance sur un réseau pour lequel, malencontreusement, la puissance à transiter dans une ligne donnée soit nécessairement supérieure à la limite établie ci-dessus. On observera que l'algorithme de Newton-Raphson ne converge pas. Et pour cause : il ne peut trouver une solution numérique là où les lois physiques interdisent l'existence de toute solution.

II.4. Conclusion

Savoir calculer la répartition des puissances d'un réseau électrique maillé est une difficulté majeure qui conduit à faire un appel à une double compétence c'est-à-dire la compréhension et la modélisation des phénomènes électriques d'une part, et la mise en œuvre des méthodes de calcul numérique d'autre part. Le calcul décrit précédemment nous permet de connaître la valeur des tensions, courants et le transit de puissance dans tout un réseau, qu'on suppose connaître la fourniture de la puissance active de chacun des moyens de production. Connaître ce calcul est très utile pour l'exploitant car il pourra aux préalables déterminer l'état de son réseau à travers un plan de production donné. Il faut savoir aussi que pour une demande fixée (en puissance active et réactive), il y a également une multitude de plans de production possibles. Et ainsi se présente un autre problème c'est-à-dire comment redistribuer de façon optimale la production sur les différentes centrales tout en assurant la satisfaction de la demande à nouveau ? alors ensembles des éléments qui permettent de définir le caractère optimal dans un plan de production ne peut plus être simplement technique mais plutôt aussi économique. Ainsi ce nouveau problème majeur fait appel à une autre gamme de méthodes numériques. Cela ne s'agira pas uniquement de résoudre un système non linéaire, mais à optimiser une fonction de coût, sous contraintes à la fois techniques, économiques ou encore écologiques. Ainsi ce repose l'objectif de savoir faire le calcul de répartition optimal. Il donnera à l'exploitant des indications très précieuses pour conduire son réseau à moindre coût d'exploitation. Le chapitre suivant nous permettra plus de comprendre comment nous pouvons par avance savoir le comportement d'un réseau en analysant les résultats trouvés à travers la simulation par logiciel NEPLAN qui utilise les mêmes méthodes numériques pour implémenter ces résultats.

III.1. Introduction

Notre réseau à étudier est constitué de 8 transformateurs, dont 2 transformateurs de 70MVA ; 3 transformateurs de 40 MVA ; 2 transformateurs de 5MVA et 1 transformateur de 10MVA. D'un jeu de barre 225kv d'où viennent se raccorder deux interconnexions (d'où nous avons compiler les puissances pour permettre à une source principale de la fournir) ; de deux jeux de barre de 90Kv ; de quatre de 33 KV ; d'un de 0.4 kV et deux autres de 34.5 KV. Une centrale thermique raccorder avec le jeu de barre 90kv constituant une boucle. Une compensation capacitive, Statique Var Compensateur (SVC) raccordée sur le JB 90kv afin qu'il puisse assurer en plus de la compensation, la régulation de la tension. Cependant, pour des raisons d'extension du réseau et pour une augmentation de la puissance demandée estimer à 279Mw, une centrale photovoltaïque (PV) de 33Mw a été raccordée au réseau au niveau du jeu de barre 33kv.

L'objectif de notre travail est de vérifier le dimensionnement du réseau comme suite :

- Étudier l'influence de la SVC quand elle est déconnectée ou connectée du réseau ;
- Analyser son fonctionnement vis-à-vis de l'injection de la centrale PV sur le réseau ;
- Examiner le problème de démarrage d'une charge de grande puissance connecter au réseau ;
- Prospector la protection à distance en cas de court-circuit.

Nous allons utiliser le logiciel NEPLAN pour réaliser la simulation du réseau. Les résultats d'écoulement de puissance obtenus seront interprétés selon les valeurs de la chute de tension et le taux d'harmoniques dans les cas de la stabilité statique et transitoire du réseau on se référons aux normes internationales.

III.2. PRESENTATION DU LOGICIEL

III.2.1. Aperçus sur le logiciel NEPLAN

Le logiciel NEPLAN est l'outil pratique permettant aux utilisateurs de planifier, de s'informer, d'analyser, d'optimiser et de gérer les réseaux d'alimentation électrique, ainsi que celui de gaz, d'eau et de chauffage urbain. Nous vous expliquerons comment ce fait le programme à l'aide des exemples. On vous montrera comment ouvrir un nouveau projet et comment faire un calcul pour un petit réseau. En plus, nous vous apprendrons comment saisir les données, l'utilisation des bibliothèques et comment faire les calculs et en fin présenter les résultats de l'analyse proprement dite par le logiciel. Cette première partie de la présentation du logiciel va nous permettre également de ce familiarise avec le logiciel NEPLAN pour réaliser notre modèle de simulation.

III.2.2. Présentation de l'interface

La figure III-1 illustre l'interface du logiciel

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

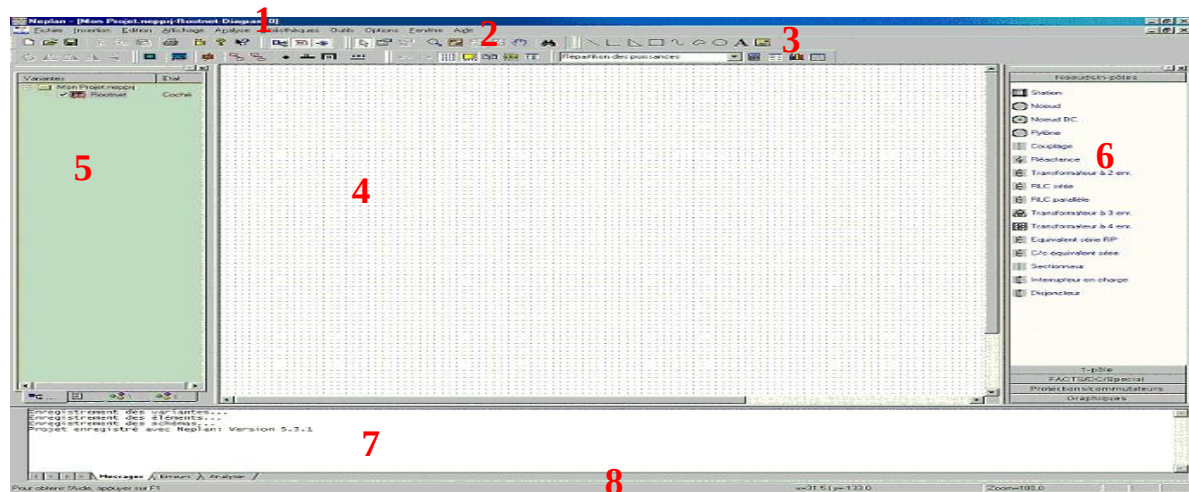


Figure III-1 : Fenêtres du graphique de l'utilisateur

- | | |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1-barre de titre | 2-barre des menus |
| 3-barre d'outils | 4-fenêtre de travail ou de dessin |
| 5-gestionnaire de variantes | 6-fenêtre des symboles |
| 7- fenêtre d'information | 8-ligne d'état |

III.2.2.1. Barre d'outils :

Les boutons de commande sont munis d'une info bulle. La description de l'icône ou de l'option correspondante s'affiche lorsque le pointeur de la souris survole l'icône.

Ils existent plusieurs commandes disponibles dans la barre d'outils qu'on peut retrouver également à travers leur différent menu. Certains outils graphiques sont facilement accessibles par leur barre.

III.2.2.2. Espace de Travail :

Dans l'espace de travail, différents schémas peuvent être ouverts. Les mêmes schémas peuvent être utilisés pour saisir un réseau, réaliser des circuits de contrôle ou pour esquisser des dessins.

III.2.2.3. Gestionnaire des variantes :

Le gestionnaire des variantes nous permet d'obtenir un bon aperçu du projet et de ses différentes variantes. Alors, nous pouvons gérés à nouveau un projet avec ses variantes. Cela veut dire que l'on peut les effacés, ajoutés, activés ou les désactivés. A travers ce Gestionnaire des variantes, tout utilisateur peut accéder au gestionnaire des schémas qui se charge des schémas ouverts et leurs couches graphiques.

III.2.2.4. Fenêtre des symboles :

Dans la fenêtre des symboles il existe tous les symboles et les éléments disponibles. Tout près des symboles standards de certains éléments, il y a autres avec une apparence graphique différente, mais avec exactement les mêmes caractéristiques. On peut créer aussi de nouveaux symboles ou modifier les symboles existant à travers la Bibliothèque des symboles.

III.2.2.5. Fenêtre des messages :

Cette fenêtre constitue un moyen de communication avec l'utilisateur. Elle lui permet de se renseigner sur l'exécution du logiciel, les messages d'erreur ainsi que des informations complémentaires.

III.2.3. Aide en ligne

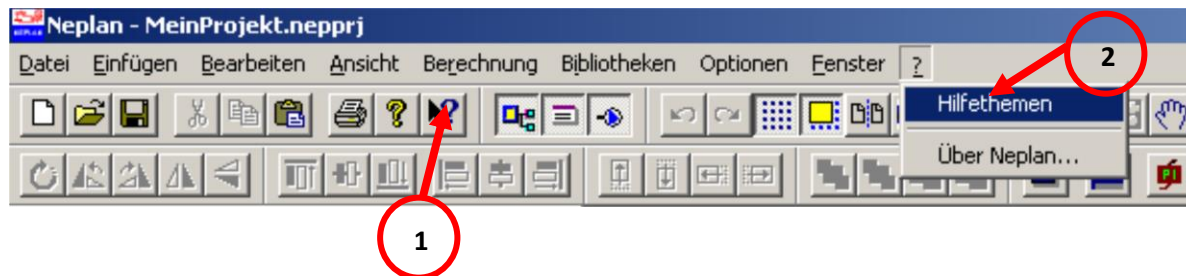


Figure III-2 : Comment appeler l'aide en ligne

Cette figure vous montre comment appeler l'aide en ligne. Si vous appuyez sur 1, l'aide apparaît. En tant qu'utilisateur cliquer en suite sur la boîte de dialogue 2 pour plus d'information en cas de besoin. Si vous sélectionnez les rubriques dans le menu d'aide ou si vous tapez sur la touche F1, en tant qu'utilisateur vous pouvez avoir plus d'information avec une recherche de thèse ou d'indexe.

III.2.4. Eléments

Un élément correspond à une composante du réseau, telles qu'une ligne, un transformateur ou une machine électrique. Il y a des éléments actifs et passifs. Un élément est décrit de façon conceptuelle par un nœud de départ et un nœud d'arrivée. Pour les transformateurs à trois enroulements, un troisième nœud doit être donné. Les éléments sont électriquement décrits par : Leur courant nominal, leur puissance nominale, leur tension nominale et Leurs paramètres tels que les pertes, les réactances, ...

Dans NEPLAN, ces paramètres sont saisis à l'aide d'un masque de données d'entrée.

Les éléments **actifs** sont les réseaux d'alimentation, les machines asynchrones et synchrones, ainsi que les stations ou groupes d'alimentation. Un réseau d'alimentation représente un réseau voisin.

Les éléments **passifs** sont les lignes, les éléments de couplage, les éléments de coupure, les transformateurs à 2 et 3 enroulements, les shunts et les charges. Les charges peuvent être entrées tout au long d'une ligne sans avoir besoin de saisir un nœud (charges de ligne).

III.2.4.1. Modélisation des éléments actifs

Pour un calcul de court-circuit, les éléments actifs sont modélisés à l'aide de leur réactance su transitoire. Pour un calcul de répartition des puissances, ces éléments sont modélisés par des puissances active et réactive (**nœud-PQ**) ou par l'amplitude et l'angle d'une tension au nœud désigné (**nœud-Bilan**). Le réseau d'alimentation est généralement modélisé comme un nœud bilan.

III.2.5. Équipement de protection, transformateurs de courant et de tension

Les équipements de protection (relais de surintensité, relais de protection de distance, disjoncteurs) et les transformateurs de courant et de tension sont associés au nœud à intégrer et à l'élément à commuter. Ils n'ont aucune influence sur les calculs de court-circuit et d'écoulement des puissances. Ces éléments sont utilisés dans les modules de coordination des relais.

III.2.5.1. Symboles

Pour chaque type d'éléments, il y a différents symboles dans la fenêtre des symboles. Il faut choisir celui que vous voulez insérer dans le schéma. Une bibliothèque des symboles est incorporée dans l'offre de NEPLAN. L'utilisateur peut ainsi définir et créer ses propres symboles.

III.2.5.2. Interrupteurs

Dans NEPLAN, les interrupteurs sont utilisés pour modifier la topologie du réseau (connecter ou déconnecter des éléments). Il y a deux types différents qui sont : Les interrupteurs physiques et Les interrupteurs logiques.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Les interrupteurs physiques sont des éléments de couplage, des disjoncteurs, des sectionneurs ou des commutateurs de charge. Les interrupteurs logiques sont dits fictifs. Ils sont assignés à tous les éléments par le système. Une ligne, par exemple, a deux interrupteurs logiques. Un premier à son nœud de départ et un deuxième à son nœud d'arrivée. Un interrupteur physique n'a pas de commutateur logique, car il sera toujours commutable.

Pendant la saisie du réseau, les interrupteurs physiques peuvent être négligés, du fait que les commutations peuvent être exécutées par les interrupteurs logiques. Ceci constitue un inconvénient quand une ligne conduit à un double jeu de barres. Pour commuter d'un jeu de barre à un autre, l'utilisateur doit changer le nœud de départ ou d'arrivée de la ligne. Si l'utilisateur saisit deux sectionneurs (un par jeu de barres) à l'aide d'un nœud complémentaire et intermédiaire, la commutation peut être exécutée à l'aide des sectionneurs. Les interrupteurs physiques peuvent être réduits pendant les calculs (voir dans le masque "Paramètres" les modules de calculs concernés).

III.2.6. Les zones et régions

Les zones et les régions sont des groupes de réseaux qui doivent être définis. Ce qui signifie que chaque élément et chaque nœud appartient à une zone et à une région. Une région contient normalement une ou plusieurs zones. Pour les calculs de répartition des puissances, il est possible de définir le plan d'échange entre elles.

III.2.6.1. Réseaux partiels

A la différence des zones et des régions, un réseau partiel est indépendant. Il n'a aucune connexion avec les autres réseaux. Vous pouvez fabriquer des réseaux partiels en ouvrant un interrupteur logique ou physique. Il est possible de colorier chaque réseau partiel différemment, comme le montre la figure (III-3).

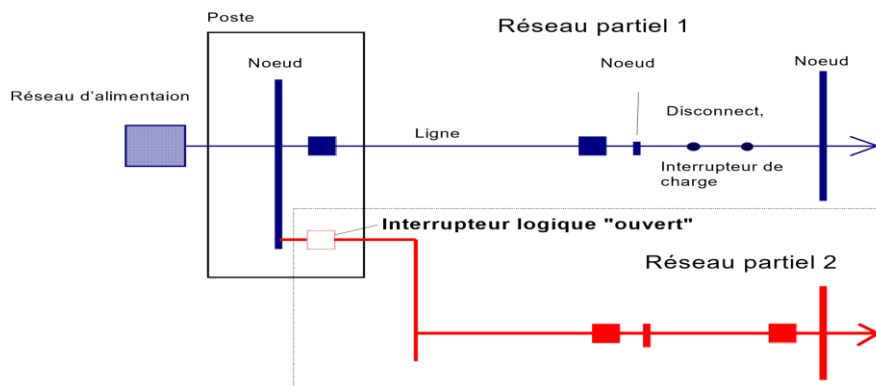
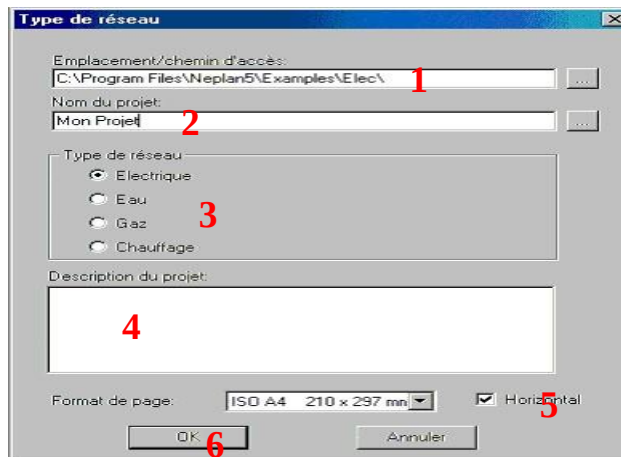


Figure III-3: Réseaux partiels

III.2.7. Etape n°1 : Création d'un nouveau projet

Pour créer un nouveau projet, après avoir lancé le programme, cliquer sur le menu Fichier – Nouveau.

1. Entrer la localisation ou le répertoire pour la sauvegarde du projet. En appuyant sur le bouton ..., vous pouvez choisir un répertoire.
2. Entrer le nom du projet.
3. Choisir le type de réseau : Electrique, Eau, Gaz ou Chauffage.
4. Si vous le souhaitez, vous pouvez ajouter une description textuelle du projet.
5. Choisir les dimensions du schéma et l'orientation de sa page.
6. Appuyer sur le bouton OK.



La figure III-5 présente l'interface de l'utilisateur après la création du nouveau projet. Il est identique à la figure III-1.

- a. La barre de titre affiche le nom du projet courant.
- b. Une surface de travail est ouverte dans la racine.
- c. Le gestionnaire des variantes affiche l'arborescence du projet qui comprend pour le moment la racine seule.

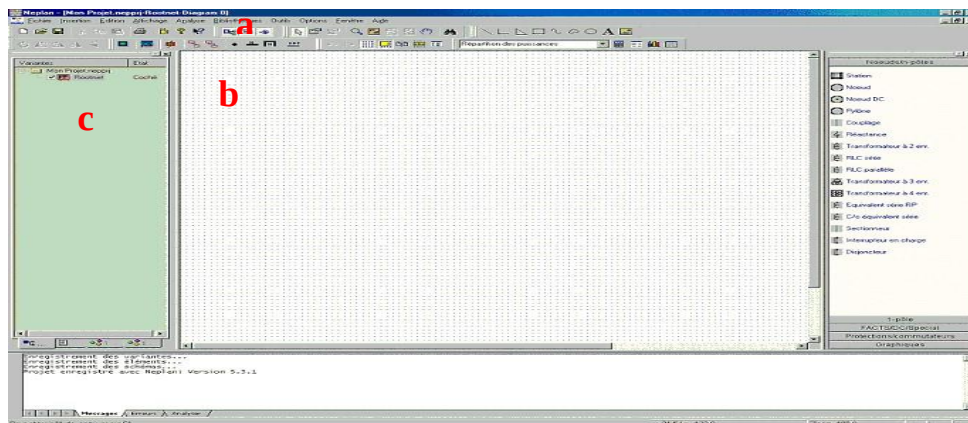


Figure III-5 : Après création d'un nouveau projet

III.2.8. Etape n°2 : comment saisir un réseau

Au cours de cette étape, vous êtes amené à saisir les nœuds et les éléments qui vous permettront de construire votre réseau électrique. La fenêtre des symboles vous permet de choisir facilement l'élément souhaité.

Vous pouvez commencer à saisir l'élément de votre choix. Il n'est pas nécessaire de saisir d'abord les nœuds, car la nouvelle philosophie de NEPLAN est d'entrer en premier les éléments et les nœuds dans le schéma et de les connecter ensuite avec des liaisons. Pour les lignes, la saisie est différente. Elles ont besoin de points de connexion qui sont soit les nœuds, soit les autres éléments. Il n'est pas nécessaire d'insérer un nœud entre les éléments, parce que ceux-ci peuvent être connectés directement par des liaisons. Cependant, si l'utilisateur veut afficher les résultats du nœud, il doit le saisir graphiquement.

III.2.9. Saisie des éléments du réseau

III.2.9.1. Saisie d'un élément

1. Pour dessiner un élément à partir de la fenêtre des symboles, cliquer sur celui-ci, maintenir appuyer le bouton de la souris, glisser le symbole dans le schéma puis le lâcher à l'endroit souhaité.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Cette présentation du logiciel consiste à nous familiariser avec NEPLAN pour pouvoir réaliser la simulation du réseau. NEPLAN nous présentes un maximum de paramètre utilisable et très important tel que la saisi graphique d'un schéma unifilaire d'un système de puissance avec ses composants, de pouvoir l'éditer, de l'archiver et de pouvoir faire la simulation d'écoulement de puissance qui nous seras très utile pour la bonne réussite de notre travail.

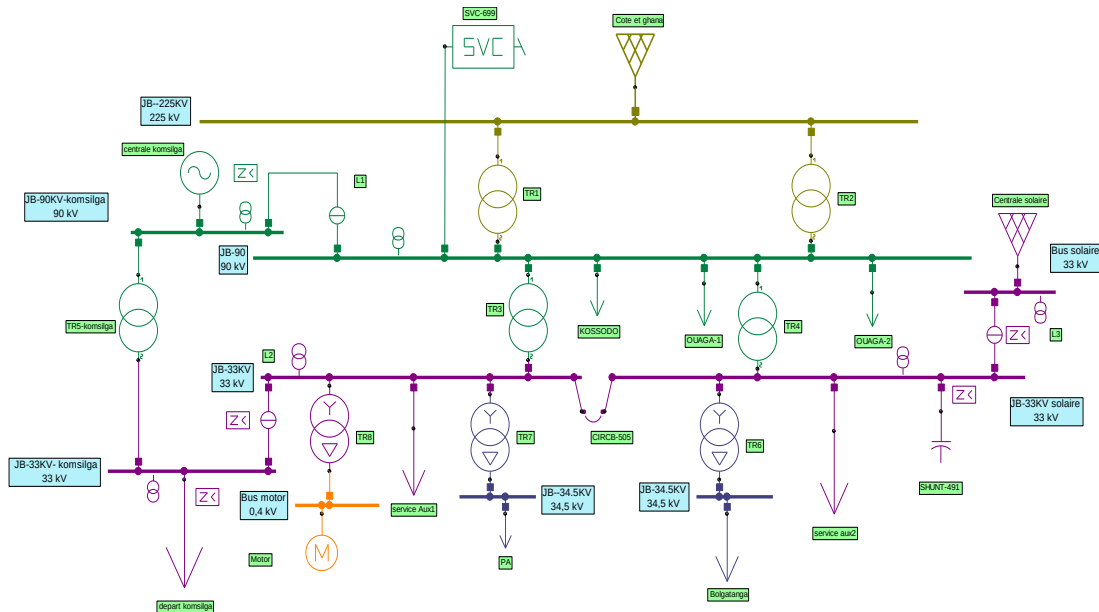
III.3. SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Un réseau dimensionner dont les normes non pas été respecter occasionnes des pertes économiques et matériels de la compagnie assurant la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Pour une bonne qualité d'installation industrielle, il faut qu'elle assure la disponibilité de l'outillage de la production. Le rôle des réseaux électriques est d'assurer la livraison de l'énergie nécessaire pour un bon fonctionnement de l'outillage de production. Il faut qu'il assure aussi, la continuité d'alimentation des récepteurs pendant le choix du schéma unifilaire. L'objectif de concevoir un réseau électrique est d'arriver à remplir les conditions satisfaisantes et les exigences du processus industriel au moindre coût d'investissement, d'exploitation et de défaillance.

Pour la bonne conception d'un réseau électrique il y a 6 étapes principales à suivre [Schneider] :

1. Première étape : elle consiste à l'identification des puissances existantes du réseau, des besoins et quel sont les contraintes imposées. Et réunir tous les éléments importants à permettre la réalisation du réseau et définir les matériels ;
2. Deuxième étape : c'est la réalisation du schéma unifilaire qui satisfait aux besoins et aux contraintes en tenant compte de l'ensemble des éléments ;
3. Troisième étape : représente le calcul des puissances, des courant de court-circuit, ...etc. En tenant compte des critères imposés ;
4. Quatrième étape : c'est le dimensionnement en fonction des résultats de calculs des besoins ;
5. Cinquième étape : Concerne la protection et la détection des défauts ;
6. Sixième étape : elle est réservée au système contrôle commande qui permet à l'exploitant de conduire et de surveiller le réseau.

III.3.1. Architecture du réseau à analyser



Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

III.3.2. Données de simulation

Tableau III-1 : Données des transformateurs

Transformateurs					
Tension 1 (KV)	Tension 2 (KV)	Nombre de transfo	Puissance (MVA)	Puissance totale (MVA)	Couplage
90	33	1	40	40	Dyn1
225	90	2	70	140	Yy0
90	33	2	40	80	YNyn0
33	34.5	2	5	10	Yy0
33	0.4	1	10	10	Dyn1

Tableau III-2 : Situation des moyens de productions

Sources d'alimentation	Puissance produite MW	Puissance produite Mvar
Interconnexion compiler	225	
Générateur Komsilga	40	3
Centrale solaire	33	

Tableau III-3 : Situation des compensateurs

Libellé	Puissance MVAR	Type de compensation
SVC (système vars compensateur)	30	Capacitive
Shunt	30	Capacitive

Tableau III-4 : Situation des câbles

Série de câble	Longueur considérée Km	R (1) Ohm/km	X (1) Ohm/km	B (1) uS/km	Model
L1 reliant zagtouli-komsilga	50	0,122	0,258	325	PI
L2 reliant le JB-33Kv - PV- 33kv Komsilga	50	0,123	1	325	PI
L3 reliant le JB-33Kv - PV- 33kv zagtouli	20	0,123	0,421	321	PI

Tableau III-5 : Appareils de protection

Type	Ligne	Nombres	Calibre	Normes
	L1	1	110<A<400	CEI 60044-1 2003
Transformateur de courant TC	L2	1	20<A<71	CEI 60044-1 2003
	L3	1	110<A<650	CEI 60044-1 2003
Transformateur de tension TT	JB 90KV	2	90<KV<110	
	JB 33KV	4	30<KV<110	
Disjoncteur de couplage	JB 33KV	1	0.5 KA	

III.3.3. Hypothèses de simulation

- 1- Concernant les lignes et les transformateurs, Le taux de charge ne doit pas dépasser 90%.
- 2- La tension au niveau des jeux de barres et des nœuds du réseau, ne doit pas dépasser $\pm 5\%$ de sa tension nominale. Il faudra noter que ces hypothèses de stabilité sont établies conformément aux exigences de la Norme.

III.3.3.1. Taux global de distorsion

Le taux global de distorsion harmonique permet d'évaluer à l'aide d'un nombre unique la perturbation (tension ou courant) en un point du réseau électrique. Il représente approximativement l'augmentation

d'échauffement subit par un récepteur résistif. Selon la sensibilité des appareils, des rangs plus élevés sont pris en compte. La tendance actuelle dans les normes, est de considérer les harmoniques jusqu'au rang 40. Le taux de distorsion dans l'ensemble d'un réseau est de 8% en MT et 3% en HT selon la norme CEI 1000-2-2.

III.3.3.2. Stabilité statique

Elle correspond à la stabilité d'un réseau électrique sujet à une perturbation lente et de faible amplitude. Le système reste stable sous l'action des dispositifs de régulation conventionnels.

Un réseau a un comportement stable ; cela signifie que lorsqu'il est soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

III.3.3.3. Stabilité dynamique

Dans ce cas le réseau électrique est sujet d'une perturbation rapide mais de faible amplitude. L'utilisation d'un modèle linéaire est acceptable et le système est stabilisé par des dispositifs de commande supplémentaires (stabilisateurs).

Afin d'éviter tout régime oscillatoire divergent du réseau et à revenir à un état stable acceptable, il est à inclure l'intervention éventuelle des protections et des automatismes.

L'études de la stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte des groupes de production, perte de l'alimentation du distributeur, variation de charge importante ;
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations ;
- préconiser les moyens à mettre en œuvre tels que les types de protection et réglages, qui permettent d'éviter l'instabilité.

III.3.3.4. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire correspond à la stabilité d'un réseau électrique siège d'une perturbation rapide et sévère. Cette perturbation allant, le plus souvent, jusqu'à dépasser la capacité des dispositifs de commande. L'utilisation d'un modèle non linéaire du réseau électrique est nécessaire pour l'évaluation de la stabilité transitoire. Pour la stabilisation du réseau électrique, il est nécessaire d'utiliser des régulateurs non linéaires ainsi que d'autre disposition particulière.

Lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti considéré comme acceptable vis-à-vis des intervalles de tension, de fréquence et de durée prédéfinis ($\Delta u, \Delta f$ d'une durée inférieure à une valeur maximale).

En principe, la stabilité d'un réseau est caractérisée par les variations de sa puissances actives et réactives transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions, des courants et des fréquences associées à ces puissances.

III.3.4. Les cas d'analyses

III.3.4.1. 1^{er} Cas : analyse de système sans la compensation et sans la centrale solaire.

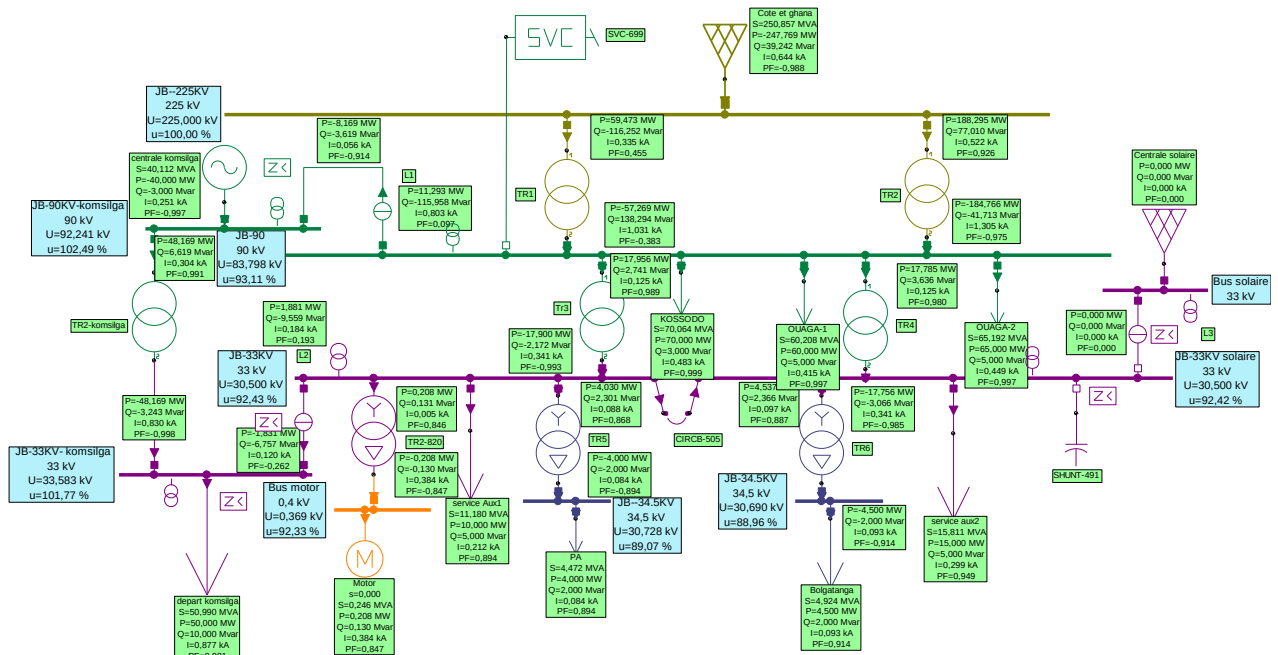


Figure III-9 : Schémas d'écoulement de puissance

Avec L'exécution du programme avec NEPLAN nous avons pu d'obtenir les résultats de l'écoulement de puissance pour la simulation du système.

Comme indique Le tableau III-6, nous montre les résultats de l'écoulement de puissance de notre réseau en absence de la centrale solaire et sans compensation. Cet écoulement de puissance nous permet d'avoir un vu d'ensemble sur le réseau en fonction de la charge qui lui est imposé ; indiqué dans Annexe III-1.

Tableau III-6 : Résultats de l'écoulement de puissance

BUS	tension	tension,	Angle	P	Q	P1	Q1	Q
	Variation	variation	Deg	charge	charge	Generee	Genere	injecte
	KV	%		Mw	Mvar	Mw	Mvar	Mvar
JB-33KV- komsilga	33,583	101,77	-17,2	50	10	0	0	0
Bus motor	0,369	92,33	-11,4	0,208	0,13	0	0	0
Bus solaire	0	0	0	0	0	0	0	0
JB--225KV	225	100	0	0	39,242	247,769	0	0
JB--34.5KV	30,728	89,07	-14,4	4	2	0	0	0
JB-33KV	30,5	92,43	-11,3	10	5	0	0	0
JB-33KV solaire	30,5	92,42	-11,3	15	5	0	0	0
JB-34.5KV	30,69	88,96	-14,9	4,5	2	0	0	0
JB-90	83,798	93,11	-9,5	195	13	0	0	0
JB-90KV-komsilga	92,241	102,49	-13,3	0	0	40	3	0
TOTAL		0	0	278,708	76,372	287,769	3	0

III.3.4.1.1. Analyse et interprétation de la chute de tension

Comme nous l'avons dit dans nos hypothèses, la stabilité d'un réseau se repose sur la variation de sa puissance active et réactive qui sont lié à la variation de la chute de tension dans le temps. Cette chute de tension constitue une perte d'énergie pour les charges. La puissance réactive est un paramètre très important dans le réseau. Lorsque le réseau n'est pas compensé, ce paramètre reste libre à lui-même et sa circulation dans le réseau engendre une augmentation ou une diminution de la tension d'où la chute

de tension. Dans notre simulation, le logiciel NEPLAN ne nous permet pas de lire directement cette chute de tension mais elle est calculable. NEPLAN nous fournit, que la variation de la tension en pourcentage sur les différents jeux de barre et la tension réelle existante. Ces paramètres nous permettent de calculer cette chute de tension à travers les formules suivante : $|\Delta U\%| = \frac{\Delta u}{U_n} * 100$; Avec $\Delta u = U_n - U_s$. Ou $|\Delta U\%| = U\% - 100\%$; $U\%$: étant la valeur de la variation de la tension.

Alors dans notre cas, dans l'ensembles des jeux de barre, elle n'est pas acceptable mais elle est tolérable comme l'indique le tableau III-7 Selon la norme NF C14-100 et NF C15-100 qui fixe la chute de tension admissible $|\Delta U\%| = \pm 5\%$ à 8% de la tension nominale. Sauf le JB-90Kv, JB-34.5 Kv, JB-34.5Kv et le BUS moteur.

III.3.4.1.2. Analyse et interprétation du taux de distorsion

Après avoir créé une perturbation au niveau de la charge (le moteur asynchrone) dans le but d'avoir une charge non linéaire dans le réseau et observer le taux de distorsion harmonique THD, Nous avons constaté que ce paramètre est différent de 0.00% au niveau de chaque jeu de barre comme l'indique le tableau III-7. Ce qui prouve que la forme d'onde de la tension au niveau de chaque jeu de barre subisse une déformation. Cette charge non linéaire a généré des harmoniques dans l'ensemble du réseau. Selon la norme CIE.1000.2.2 dans un réseau, le taux d'harmoniques est de 3%. Mais dans notre réseau ce taux dépasse les 3% donc, elle n'est pas acceptable.

Tableau III-7 : Résultats de la chute de tension et du THD

BUS	Tension nominale en KV	Variation de tension U%	Chute de tension $ \Delta U\% $	Taux de distorsion harmonique THD %
JB--225KV	225	100	0	0.80
JB-90	90	93.11	6.89	1.36
BUS Solaire	0	0	0	0
JB-33 KV	33	92.37	5.57	1.67
BUS moteur	0.4	92.23	7.75	1.78
JB-34.5 KV	34.5	88.96	11.04	1.58
JB- -34.5KV	34.5	89.07	10.93	1.26
JB-33KV Solaire	33	92.37	5.57	1.7
JB-90 KV Komsilga	90	102.49	2.49	1.32
JB-33 KV Komsilga	33	101.77	1.76	1.48

La forme d'onde de tension et le spectre d'harmonique du jeu de barre 33 kV sont représenter à la figure III-10 et la figure III-11. Nous Constatons une large déformation de la forme d'onde du a l'harmonique de rang 6 d'une amplitude de 1.4% plus grande et aussi du rang 5 d'amplitude 0.8% et de l'inter-harmonique qui est du rang 3 d'amplitude plus faible de 0.77%.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

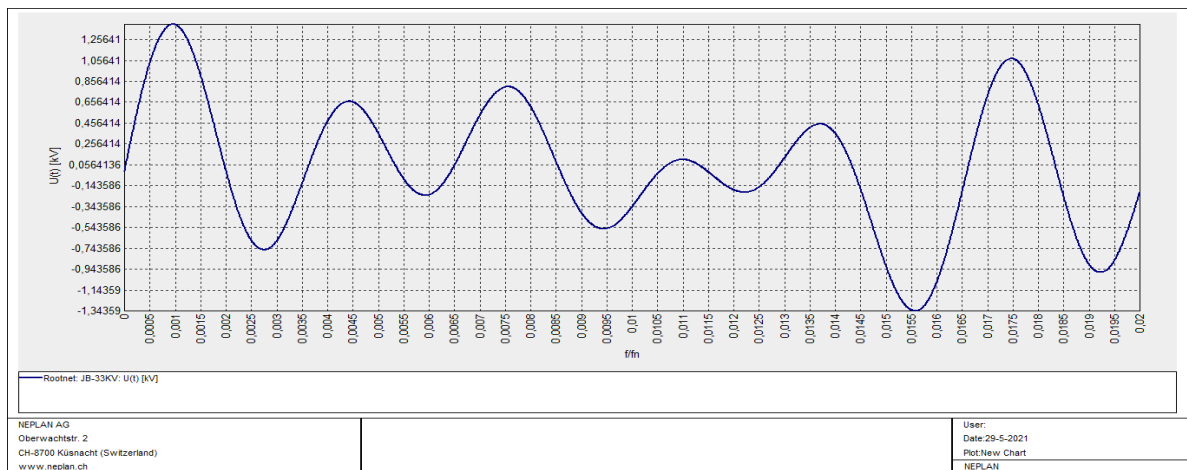


Figure III-10 : Forme d'onde de la tension du JB-33Kv

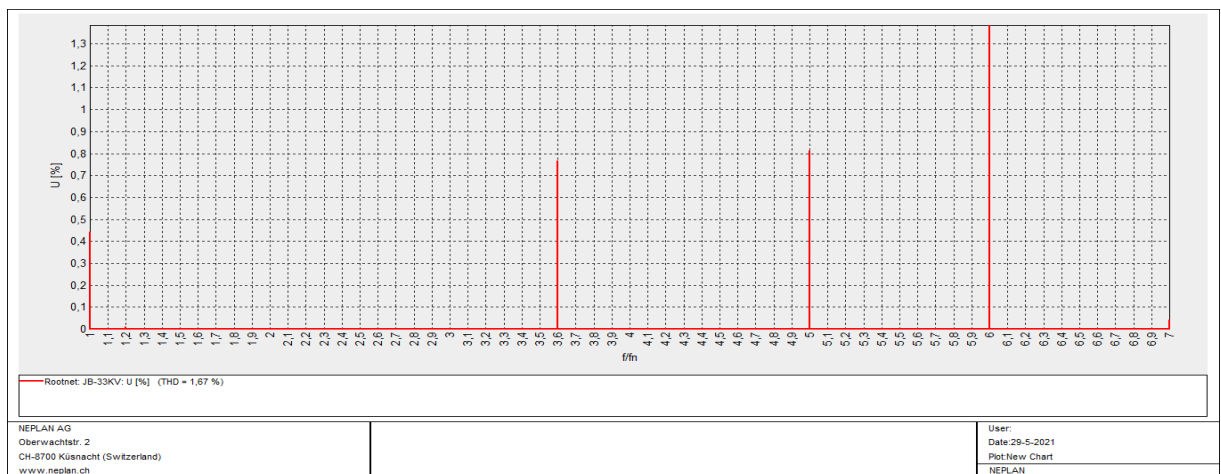


Figure III-11 : Spectre harmonique du jeu de barre JB-33 KV

D'après les raies du spectre d'harmonique observé sur le jeu de barre 90 kV, nous déduisons que cette déformation de l'onde de tension est dû à l'inter-harmonique de rang 3 d'une amplitude de 1.6% très grande et aussi l'harmonique de rang 6 d'amplitude 1.18% avec celle du rang 5 de 0.2% mais de faible amplitude. On peut les observer sur les figures III-12 et de la figure III-13 Ci-dessous.

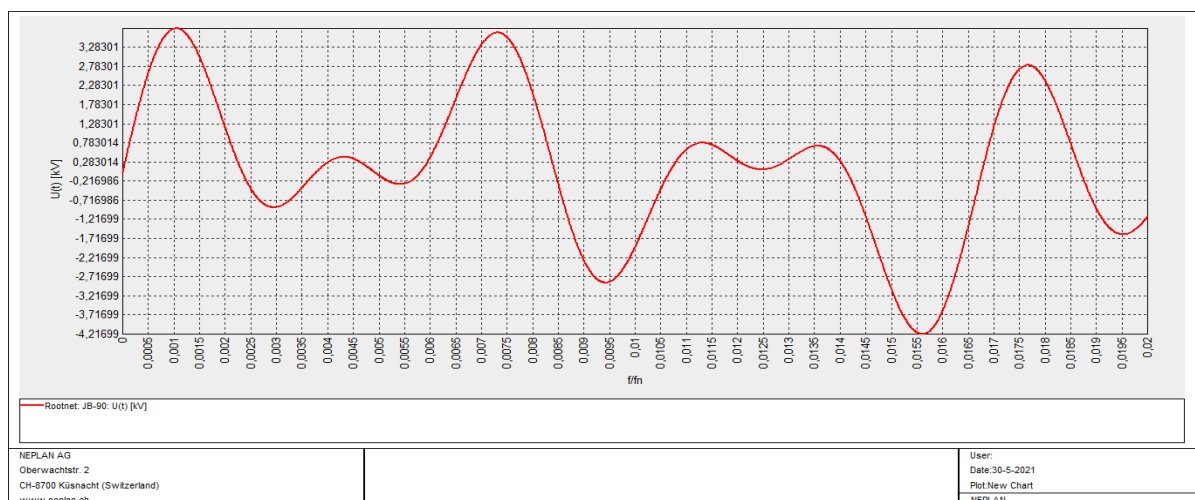


Figure III-12 : Forme d'onde de tension du jeu de barre JB-90 KV

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

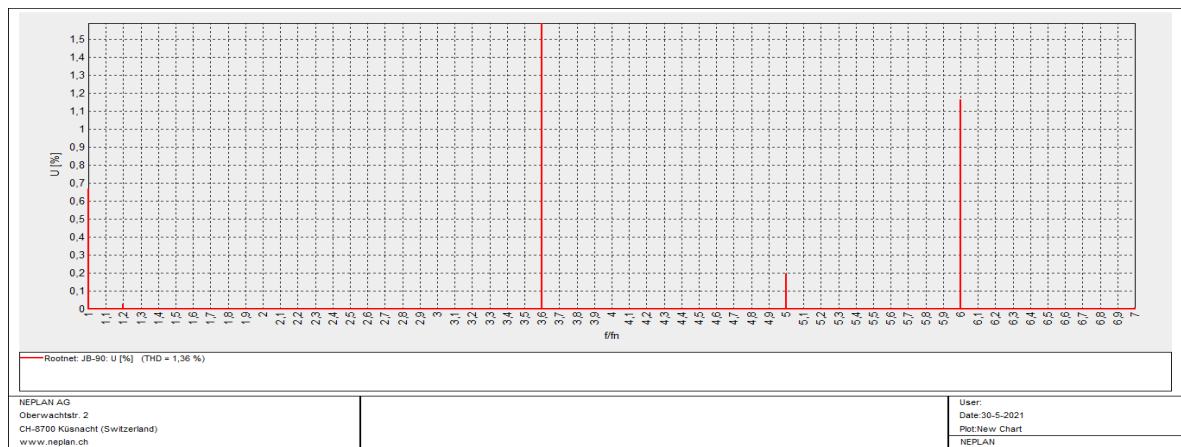


Figure III-13 : Spectre d'harmonique du jeu de barre JB-90 KV

Nous pouvons observer la forme d'onde de tension du jeu de barre 225 KV et son spectre d'harmonique sur la figure III-14 et la figure III-15. On remarque aussi une large déformation de l'onde de tension également qui a même perdu sa forme sinusoïdale. Cela est dû à la présence de l'inter-harmonique de rang 3 d'une amplitude de 0.76% plus grand que celle du rang 2 d'amplitude 0.04% et de deux autres harmoniques de rang 5 d'amplitude 0.04% très faible que celle du rang 6 qui est de 0.15%.

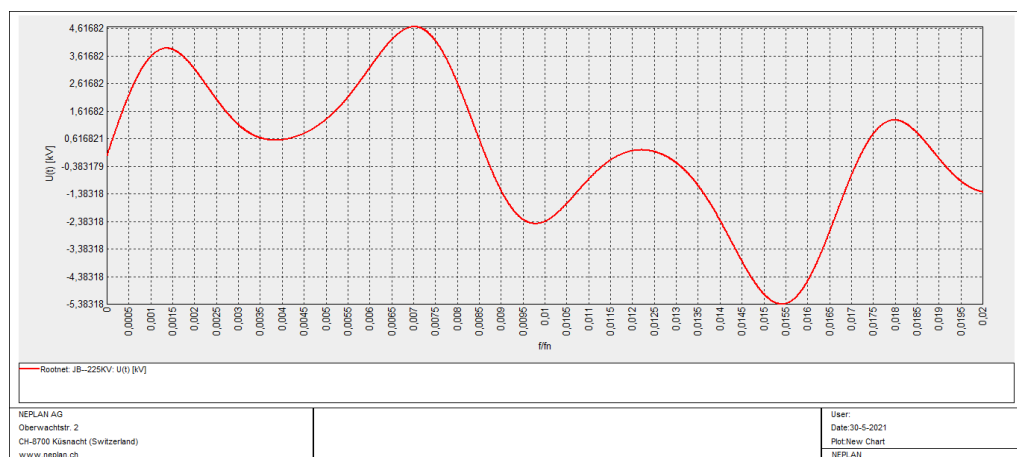


Figure III-14 : Forme d'onde de tension du jeu de barre JB-225 KV

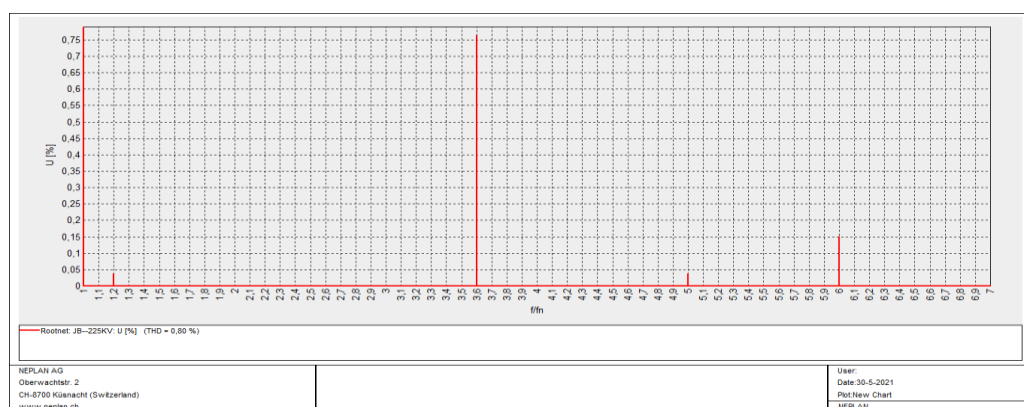


Figure III-15 : spectre d'harmonique de du jeu de barre JB-225 KV

Nous avons pu constater dans ce premier cas que sans la compensation, la répartition ou la circulation de la puissance réactive engendre une chute de tension dans le réseau mais elle est tolérable ; mais un taux d'harmonique élever qui n'est pas du tout tolérable suivant les normes.

Dans la deuxième partie de notre simulation (2^{ème} cas), nous allons voir si le système de compensation pourrait être une solution pour remédier à cette chute de tension ainsi que le problème des harmoniques.

III.3.4.2.2^{ème} Cas : analyse du système avec compensation et sans la centrale solaire

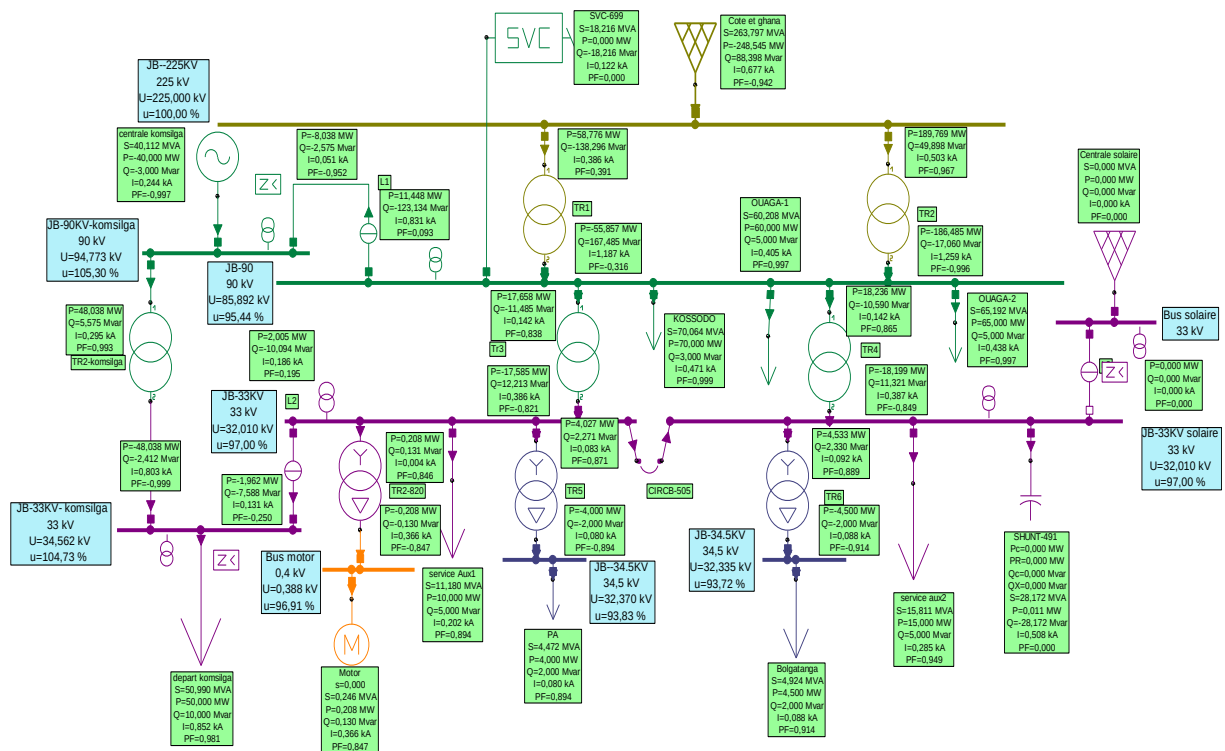


Figure III-16 : schéma de l'écoulement de puissance

Après avoir fait la simulation du programme dans ce cas avec NEPLAN, Le tableau III-8 nous montre les résultats de l'écoulement de puissance de notre réseau en présence de la compensation sans la centrale solaire. Cet écoulement de puissance nous permet d'avoir un vu d'ensemble des tensions sur les jeux de barre du réseau en fonction de la charge qui lui est imposé.

Pour plus de détail voir dans l'Annexe III-2.

Tableau III-8 : : Ecoulement de puissance avec compensation sans PV

BUS	tension	tension,	Angle	P	Q	P1	Q1	Q
	Variation	variation		charge	charge	Generee	Genere	injecte
	KV	%	Deg	Mw	Mvar	Mw	Mvar	Mvar
JB-33KV- komsilga	34,562	104,73	-17	50	10	0	0	0
Bus motor	0,388	96,91	-11,3	0,208	0,13	0	0	0
Bus solaire	0	0	0	0	0	0	0	0
JB--225KV	225	100	0	0	88,398	248,545	0	0
JB--34.5KV	32,37	93,83	-14,1	4	2	0	0	0
JB-33KV	32,01	97	-11,2	10	5	0	0	0
JB-33KV solaire	32,01	97	-11,2	15	5	0	0	-28,172
JB-34.5KV	32,335	93,72	-14,5	4,5	2	0	0	0
JB-90	85,892	95,44	-9,5	195	13	0	0	-18,216
JB-90KV-komsilga	94,773	105,3	-13,3	0	0	40	3	0
TOTAL				278,708	125,528	288,545	3	-46,388

III.3.4.2.1. Analyse et interprétation de la chute de tension

Comme nous l'avons dit au préalable, la stabilité d'un réseau se repose sur la variation de sa puissance active et réactive qui sont lié à la variation de la chute de tension dans le temps. Cette chute de tension constitue une perte d'énergie pour les charges et pour le distributeur. La puissance réactive est un paramètre très important dans le réseau. Lorsque le réseau n'est pas compensé ce paramètre reste libre à lui-même et sa circulation dans le réseau engendre une augmentation ou une diminution de la tension d'où la chute de tension. Dans notre simulation, le logiciel NEPLAN ne nous permet pas de lire

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

directement cette chute de tension mais elle est calculable. NEPLAN nous fournis, que la variation de la tension en pourcentage sur les différents jeux de barre et la tension réelle existante. Ces paramètres nous permettent de calculer cette chute de tension à travers les formules suivante : $|\Delta U\%| = \frac{\Delta u}{U_n} * 100$; Avec $\Delta u = U_n - U_s$. Ou $|\Delta U\%| = U\% - 100\%$; $U\%$: étant la valeur de la variation de la tension.

Alors dans cette 2^{ème} partie avec la compensations de l'énergie réactive par le SVC a permis de réduire cette chute de tension dans le réseau. Dans l'ensembles des jeux de barre, nous remarquons qu'elle est acceptable comme l'indique le tableau III-9 Selon les normes NF C14.100 et NF C15-100 qui fixe la chute de tension admissible $|\Delta U\%| = \pm 5\%$ à 8% de la tension nominale.

III.3.4.2.2. Analyse et interprétation du taux de distorsion

Après observation du taux de distorsion harmonique THD, Nous pouvons dire que ce paramètre est presque égal à 0.00% au niveau de chaque jeu de barre comme indique le tableau III-9. Ce qui prouve que la forme d'onde de la tension au niveau de chaque des jeux de barre reste homogène et sans aucune déformation. Ces harmoniques qui étaient réparties dans l'ensemble du réseau ont été presque minimiser par le système de compensation. Selon la norme CIE.1000.2.2 dans un réseau, le taux d'harmoniques est de 3%. Mais dans ce cas, elle ne dépasse pas les 3% dans l'ensemble du réseau donc, elle est acceptable.

Tableau III-9 : Chute de tension et taux de distorsion harmonique avec compensation sans PV

BUS	Tension nominale en KV	Variation de la tension $U\%$	Chute de tension $ \Delta U\% $	Taux de distorsion harmonique THD %
JB--225KV	225	100	0	0.08
JB-90	90	95.44	4.56	0.06
BUS Solaire	0	00	0	0
JB-33 KV	33	97	3	0.04
BUS moteur	0.4	96.91	3.09	0.15
JB-34.5 KV	34.5	93.82	6.18	0.04
JB- -34.5KV	34.5	93.72	6.26	0.04
JB-33KV Solaire	33	97	3	0.04
JB-90 KV Komsilga	90	105.3	5.3	0.06
JB-33 KV Komsilga	33	104.73	4.73	0.06

Nous observons que les formes d'onde de tension des jeux de barre JB-225 Kv ; JB-90Kv et JB-33Kv restent inchangé comme vous pouvez l'observer dans les figures III-17, III-18 et III-19. On peut dire que l'onde de tension à garder sa forme sinusoïdale. Cela signifie que les harmoniques sont négligeables.

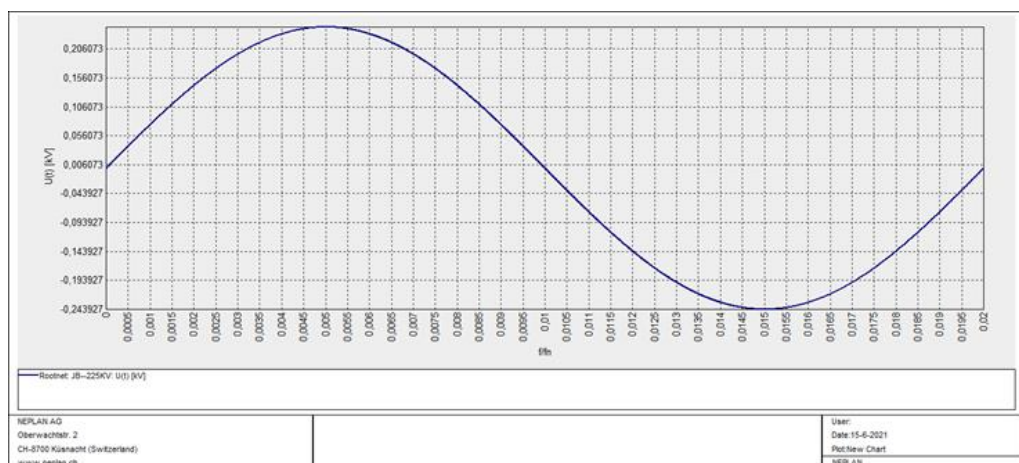


Figure III-17 : Forme d'onde de tension sur le JB-225Kv avec compensation sans PV

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

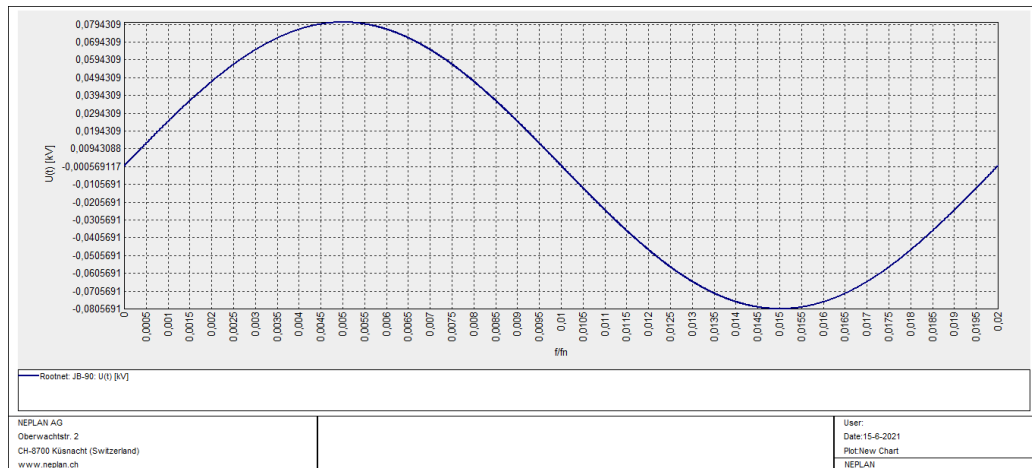


Figure III-18 : Forme d'onde de tension sur le JB-90Kv avec compensation sans PV

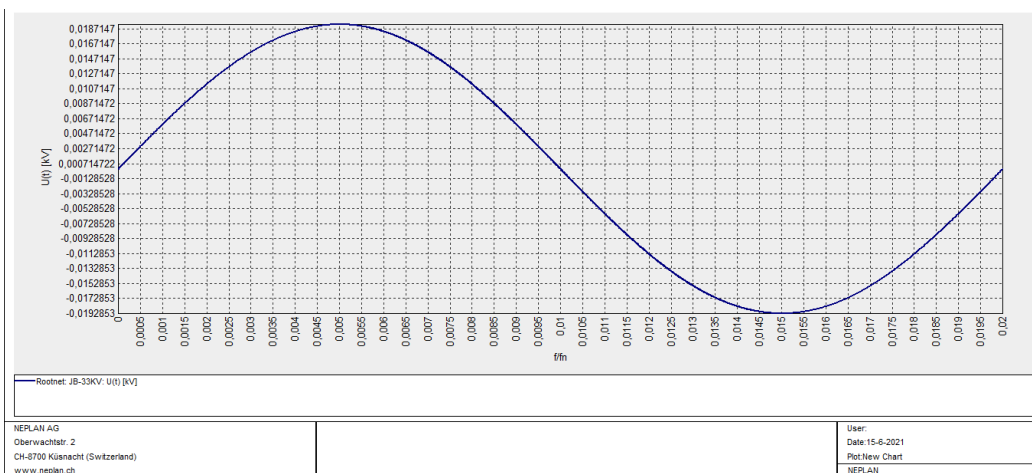


Figure III-19 : forme d'onde de tension sur le JB-33Kv avec compensation sans PV

Après analyse, nous pouvons dire que le système de compensation peut résoudre quand bien même le problème de la chute de tension et les harmoniques. Le taux de la chute de tension et des harmoniques ont été minimiser et deviennent donc acceptable. Dans la partie suivante, nous allons voir comment le réseau va se comporter lorsqu'on lui raccorde la centrale solaire pour augmenter la puissance de celui-ci.

III.3.4.3.3^{ème} Cas : Analyse du système en présence du SVC avec la centrale solaire

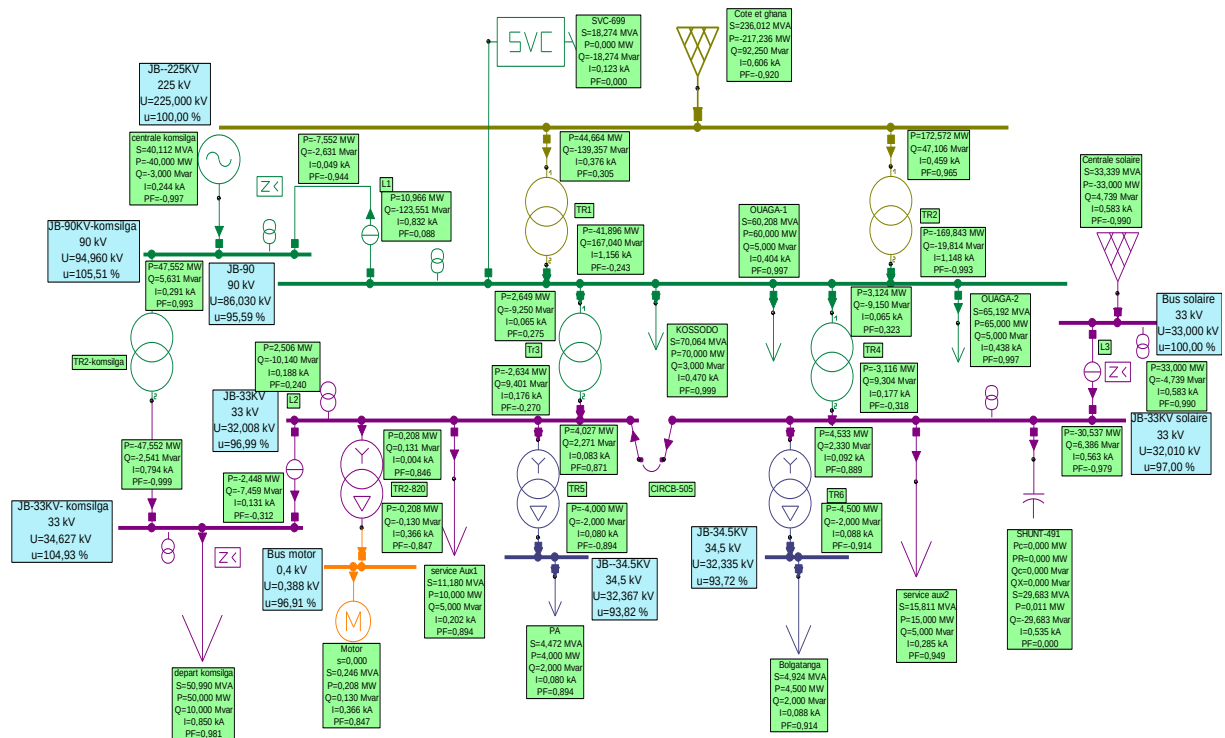


Figure III-20: schéma d'écoulement de puissance avec compensation et PV

Dans ce cas de raccordement de la compensation avec source solaire de 33 MW ; Le résultat de l'écoulement de puissance nous donne la répartition des puissances sur le tableau ci-dessous. Pour plus de détail voir l'écoulement de puissance sur l'Annexe III-3.

Tableau III-10 : résultats de l'écoulement de puissance avec compensation et PV

BUS	tension	tension,	Angle	P	Q	P1	Q1	Q
	Variation	variation		charge	charge	Generee	Genere	injecte
	KV	%	Deg	Mw	Mvar	Mw	Mvar	Mvar
JB-33KV- ko	34,627	104,93	-16	50	10	0	0	0
Bus motor	0,388	96,91	-9	0,208	0,13	0	0	0
Bus solaire	33	100	6,5	0	4,739	33	0	0
JB--225KV	225	100	0	0	92,25	217,236	0	0
JB--34.5KV	32,367	93,82	-11,8	4	2	0	0	0
JB-33KV	32,008	96,99	-8,9	10	5	0	0	0
JB-33KV sola	32,01	97	-8,9	15	5	0	0	-29,683
JB-34.5KV	32,335	93,72	-12,2	4,5	2	0	0	0
JB-90	86,03	95,59	-8,6	195	13	0	0	-18,274
JB-90KV-kon	94,96	105,51	-12,3	0	0	40	3	0
TOTAL		0	0	278,708	134,119	290,236	3	-47,957

III.3.4.4. Analyse et interprétation de la chute de tension

Comme nous l'avons dit dans nos hypothèses, la stabilité d'un réseau se repose sur la variation de sa puissance active et réactive qui sont lié à la variation de la chute de tension dans le temps. Cette chute de tension constitue une perte d'énergie pour les charges. La puissance réactive est un paramètre très important dans le réseau. Lorsque le réseau n'est pas compensé ce paramètre reste libre à lui-même et sa circulation dans le réseau engendre une augmentation ou une diminution de la tension d'où la chute de tension. Dans notre simulation, le logiciel NEPLAN ne nous permet pas de lire directement cette chute de tension mais elle est calculable. NEPLAN nous fournis que la variation de la tension en

pourcentage sur les différents jeux de barre ainsi que la tension réelle existante. Ces paramètres nous permettent de calculer cette chute de tension à travers les formules suivante : $|\Delta U\%| = \frac{\Delta u}{U_n} * 100$; Avec $\Delta u = U_n - U_s$. Ou $|\Delta U\%| = U\% - 100\%$; $U\%$: étant la valeur de la variation de la tension.

Alors dans cette 3^{ème} partie avec l'injection de la centrale solaire afin d'augmenter la puissance du réseau, la compensation de l'énergie réactive par le SVC et la capacité shunt ont permis de réduire la chute de tension de façon considérables dans le réseau. Dans l'ensembles des jeux de barre, nous remarquons qu'elle est acceptable comme l'indique le tableau III-9 Selon la norme NF C14.100 et NF C15-100 qui fixe la chute de tension admissible $|\Delta U\%| = \pm 5\%$ à 8% de la tension nominale.

III.3.4.5. Analyse et interprétation du taux de distorsion

Après avoir créé à nouveau dans ce cas précis une perturbation au niveau de la charge (le moteur asynchrone) dans le but d'avoir une charge non linéaire dans le réseau et observer le taux de distorsion harmonique THD, Nous avons constaté que ce paramètre est différent de 0.00% au niveau de chaque jeu de barre comme indique le tableau III-9. Ce qui prouve que la forme d'onde de la tension au niveau de chaque jeu de barre subisse une déformation. Cette charge non linéaire a généré des harmoniques dans l'ensemble du réseau et aussi le raccordement de la centrale solaire. Ce qui a conduit à l'augmentation (ou la hausse) du taux de distorsion harmonique. Selon la norme CIE.1000.2.2 dans un réseau, le taux d'harmoniques est de 3%. Mais dans notre réseau ce taux dépasse largement les 3% donc, elle n'est pas acceptable.

Tableau III-11 : Chute de tension et le taux distorsion harmonique avec compensation et PV

BUS	Tension nominale KV	La variation de la tension U%	Chute de tension $ \Delta U\% $	Taux de distorsion harmonique THD %
JB--225KV	225	100	0	0.85
JB-90	90	95.59	4.41	1.75
BUS Solaire	33	100	0	9.18
JB-33 KV	33	97	3	1.67
BUS moteur	0.4	96.91	3	3.26
JB-34.5 KV	34.5	93.82	6.27	2.96
JB- -34.5KV	34.5	93.72	6.18	3.01
JB-33KV Solaire	33	97	3	3.23
JB-90 KV Komsilga	90	105.55	5.5	1.63
JB-33 KV Komsilga	33	104.93	4.9	2.05

Nous observons que la forme d'onde de tension du jeu de barre 225 KV ces déformer à nouveau comme vous pouvez l'observer avec son spectre d'harmonique indiquer par la figure III-21 et la figure III-22. On remarque aussi une large déformation de l'onde de tension également qui a toujours perdu sa forme sinusoïdale. Cela est dû à la présence de l'inter-harmonique de rang 3 d'une amplitude de 0.77% plus grand que celle du rang 2 d'amplitude 0.04% et de deux autres harmoniques de rang 5 d'amplitude 0.05% très faible que celle du rang 6 qui est de 0.21%.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

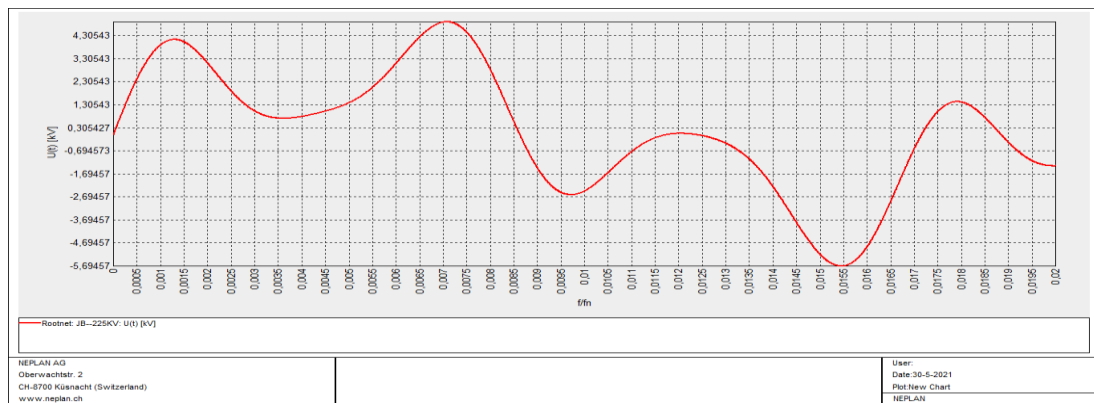


Figure III-21: Forme d'onde de la tension du bus JB-225 KV avec compensation et PV

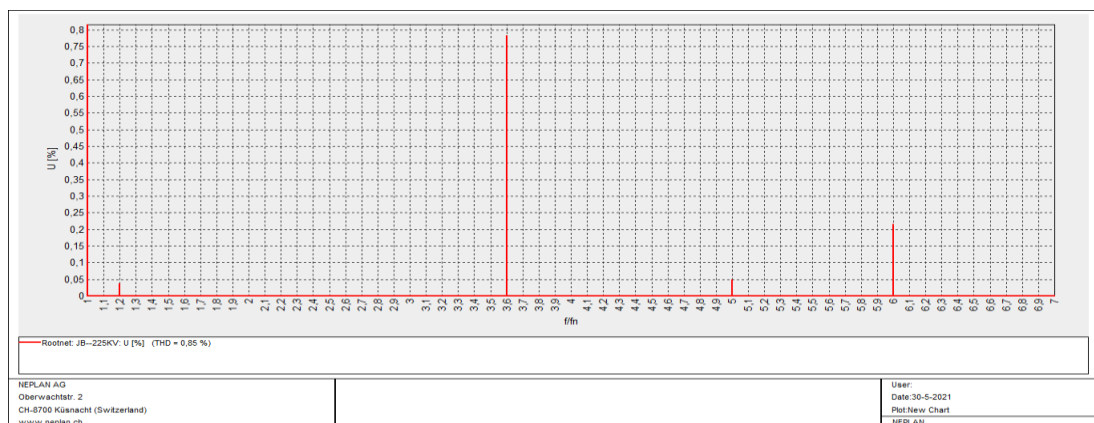


Figure III-22: Spectre harmonique du jeu de barre JB-225KV avec compensation et PV

La forme d'onde de tension du bus 90 kV est aussi déformée à cause de l'harmonique du rang 6 d'amplitude 1.6%, de l'inter-harmonique de rang 3 qui a presque la même amplitude de 1.58% et l'harmonique de rang 5 d'amplitude 0.22% très faible. On peut observer ces phénomènes comme indique les deux figures III-23 et la figure III-24.

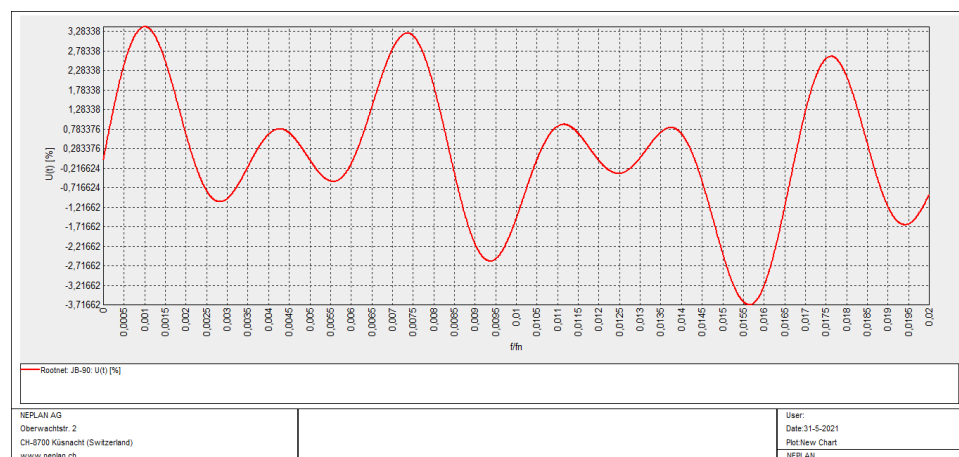


Figure III-23 : Forme d'onde de la tension du bus JB-90 kV avec compensation et PV

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

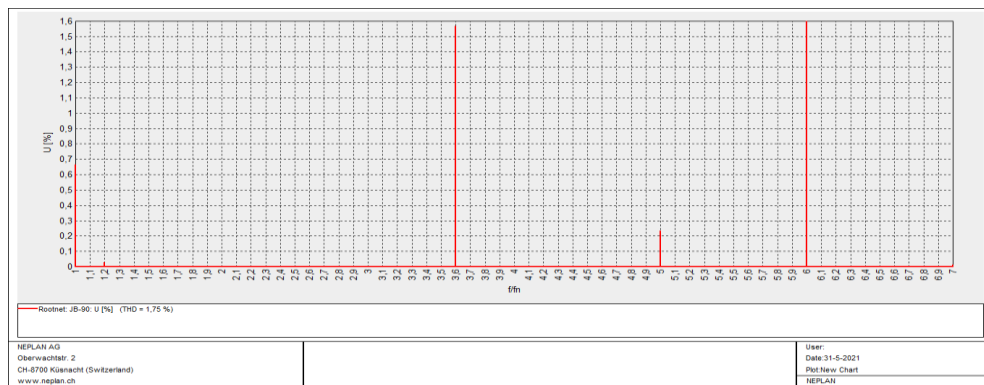


Figure III-24 : Spectre d'harmonique JB-90KV avec compensation et PV

Le jeu de barre JB-33 kV subi aussi une déformation de sa tension suite à cette perturbation venant des charges créant des harmoniques de rang 6 d'amplitude aussi plus élevé de 3% que celui du rang 5 d'amplitude 0.9% et de l'inter-harmonique de rang 3 d'amplitude 0.7%. Nous pouvons observer son onde de tension et son spectre harmonique à la figure III-25 et la figure III-26.

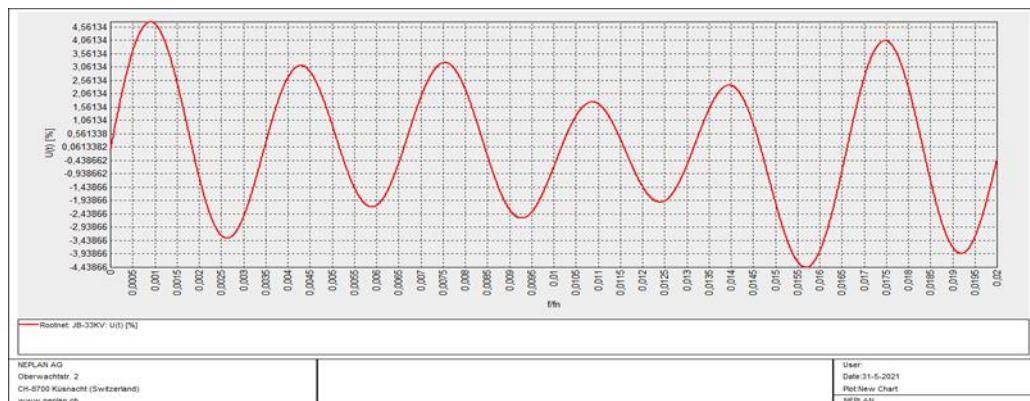


Figure III-25 : Forme d'onde de tension du bus JB-33 kV avec compensation et PV

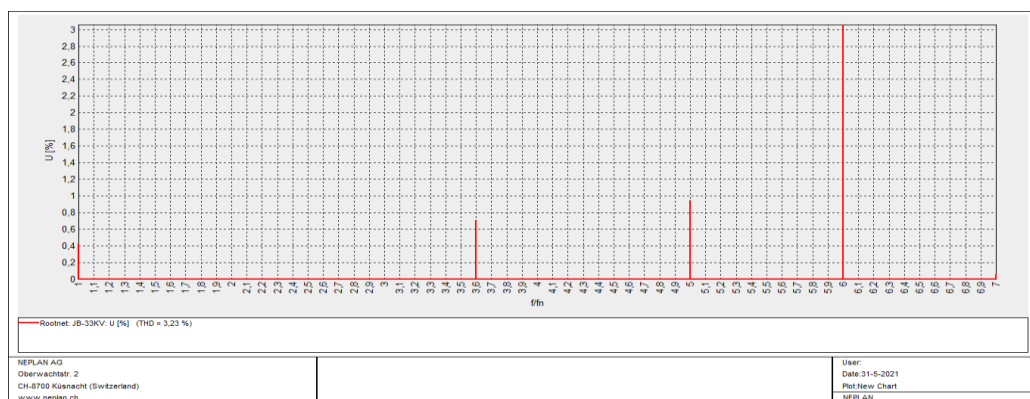


Figure III-26: Spectre d'harmonique du JB-33KV avec compensation et PV

Pour le bus solaire elle reste moins impacter avec une tension presque sinusoïdale mais d'amplitude décaler dû à l'harmonique de rang 6 d'une amplitude de 9% plus grande que celui du rang 5 d'amplitude 1.51% et de l'inter-harmonique de rang 3 qui est de faible amplitude 0.51%. La tension sur son jeu de barre et son spectre est indiquer sur la figure III-27 et la figure III-28.

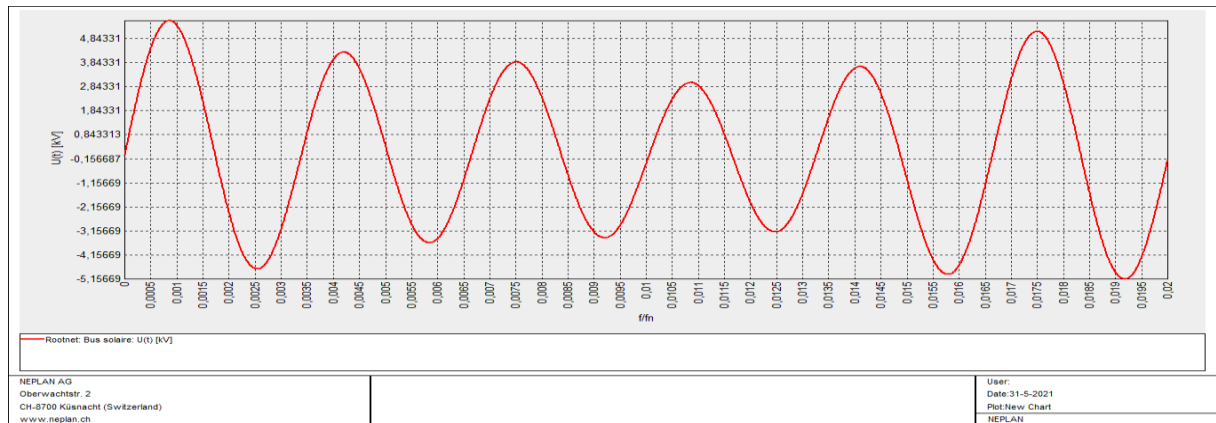


Figure III-27: Forme d'onde de tension du bus solaire

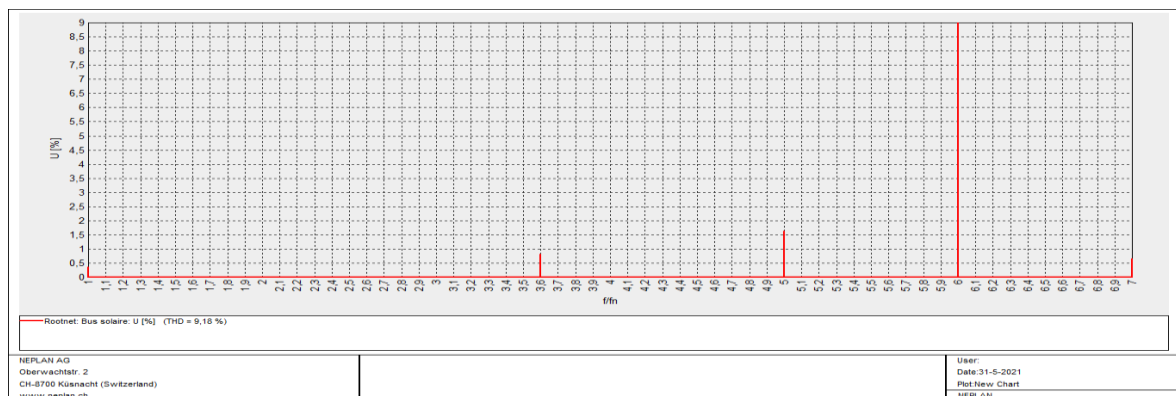


Figure III-28: Spectre harmonique du bus solaire

Après analyse, on peut dire que la centrale solaire contribue grandement à l'augmentation de la puissance du réseau car la chute de tension est acceptable. Mais elle génère aussi des harmoniques parce qu'elle ne peut pas produire directement de la puissance alternative sans passer par les onduleurs, générateurs de perturbation mais faible. Dans la suite, nous poursuivrons avec l'analyse de la stabilité transitoire du système dans deux cas.

III.3.5. Analyse de la stabilité du système transitoire

Pour faire analyse de stabilité transitoire du réseau nous avons créé un défaut sur un bus de notre réseau et voir le niveau de tension des bus. Le système est affecté par un défaut triphasé mis à la terre sur le jeu de barre JB-90 kV du réseau en présence de la centrale solaire, ainsi pour éviter les risques de blackout. Les surtensions et la baisse de tensions sont dues au plus ou au manque de puissance réactive demandée ou fournie. Ce défaut entraîne la déconnection de la ligne L1 pour une durée de défaut de 0.17s apparu à l'instant $t_1 = 1s$ et éliminer à l'instant $t_2 = 1.17s$. Après la perturbation du système, nous allons analyser les tensions et la vitesse du générateur synchrone proche du défaut.

Les simulations sont faites dans deux scénarios différents suivants :

1. Analyse du système sans la compensation et sans la centrale solaire ;
2. Insertion de la compensation avec la centrale solaire au système.

III.3.5.1. 1^{er} Cas : analyse du système sans compensation et sans la centrale solaire

Dans ce cas, le tableau III-12 nous montre la répartition de puissance ainsi que la figure III-29 nous indique l'amplitude de la tension de tous les jeux de barre.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Tableau III-12 : Ecoulement de puissance

BUS	tension	tension,	Angle	P	Q	P1	Q1	Q
	Variation	variation		charge	charge	Generee	Genere	injecte
	KV	%	DEG	Mw	Mvar	Mw	Mvar	Mvar
JB-33KV- komsilga	33,583	101,77	-17,2	50	10	0	0	0
Bus motor	0,369	92,33	-11,4	0,208	0,13	0	0	0
Bus solaire	0	0	0	0	0	0	0	0
JB--225KV	225	100	0	0	39,242	247,769	0	0
JB--34.5KV	30,728	89,07	-14,4	4	2	0	0	0
JB-33KV	30,5	92,42	-11,3	10	5	0	0	0
JB-33KV solaire	30,5	92,42	-11,3	15	5	0	0	0
JB-34.5KV	30,69	88,96	-14,9	4,5	2	0	0	0
JB-90	83,798	93,11	-9,5	195	13	0	0	0
JB-90KV-komsilga	92,241	102,49	-13,3	0	0	40	3	0
TOTAL				278,708	76,372	287,769	3	0

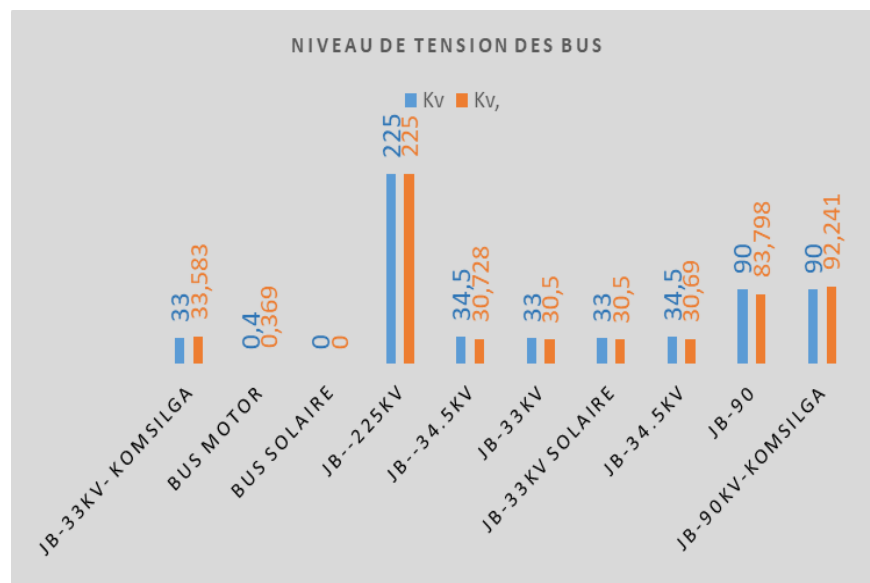


Figure III-29: Amplitude des tensions

La courbe de la figure III-30 représente la tension de jeu de barre en défaut en absence de la compensation et sans la centrale solaire en présence d'un défaut symétrique de dure 0.17 s. On remarque qu'avant l'apparition de défaut la tension était de 0.95 pu et elle chute et atteint zéros pour revenir à 0.7 pu avec quelques oscillations.

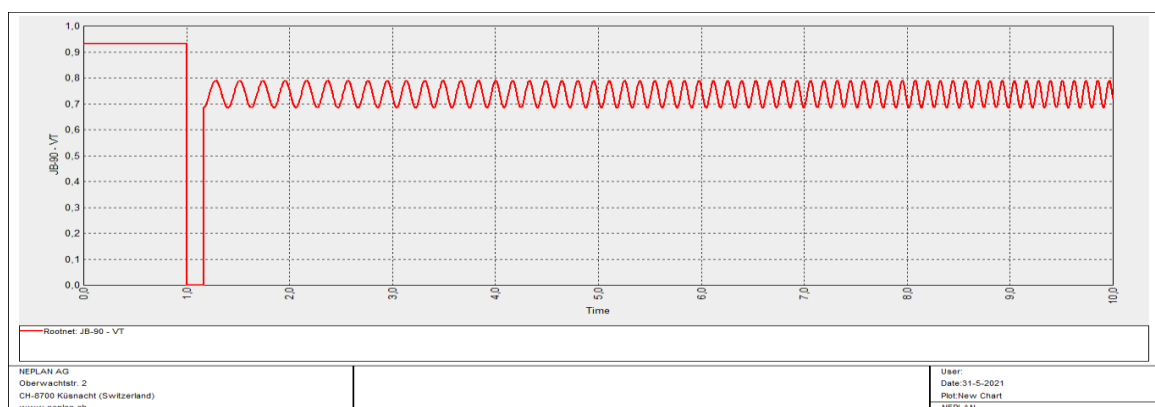


Figure III-30 : Amplitude de la tension JB-90kv en défaut

Pour notre générateur synchrone qui est lié au JB-90 KV d'où est produit le défaut ; On constate que la perturbation est importante au moment où le défaut est apparu puis revient à son état de stabilité d'amplitude différent de celui avant le défaut. On peut l'observer sur la figure III.-31 l'état de la tension

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

avant le défaut qui était à 1.025 pu et après l'apparition du défaut à 1s elle chute jusqu'à 0.925 pu puis retrouver sa stabilité après quelque seconde qui est de 1.025 pu.

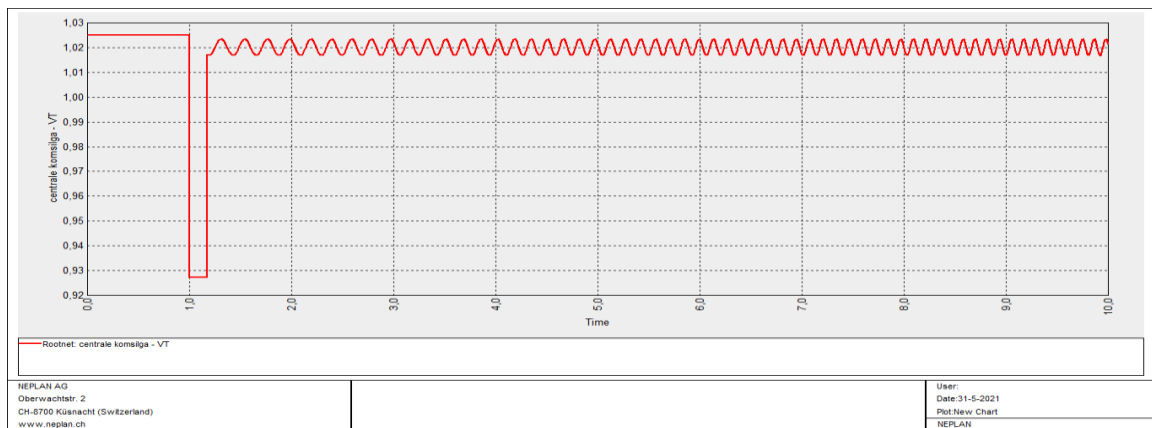


Figure III-31: tension sur le générateur

La figure III-32, montre la vitesse rotorique du générateur synchrone, on voit que la vitesse était stable avant le défaut puis devient instable dès son apparition et se dégrade jusqu'à 0.83 pu. Ce défaut peut entraîner un arrêt systématique du générateur en cas de perte de synchronisme.

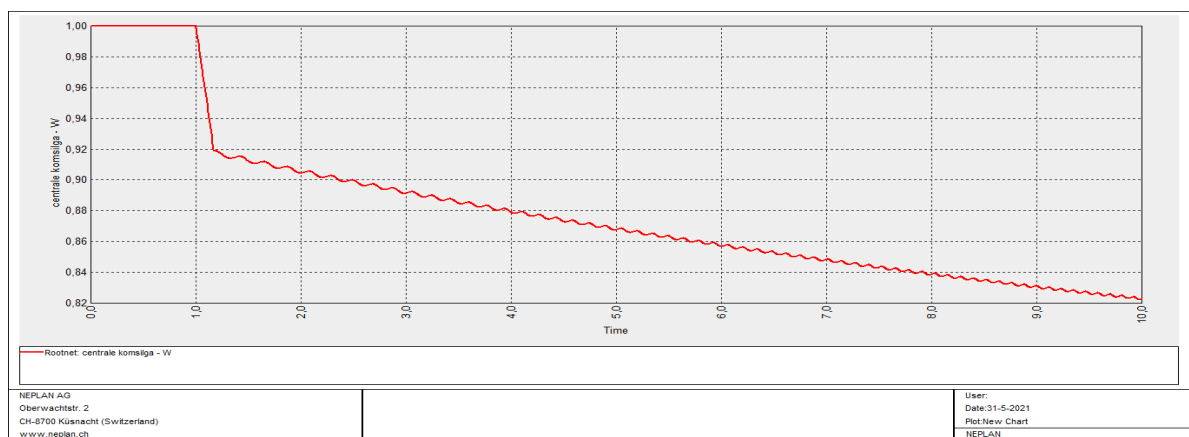


Figure III-32: Vitesse du générateur

III.3.5.2.2^{ème} Cas : Insertion de la compensation avec la centrale solaire au système

Dans ce cas, nous allons insérer une puissance de 33 MW fournie par la centrale solaire. Appliquant un défaut toujours sur le jeu de barre JB-90 kV de durée de 0.17s. Le tableau III-13, montre les résultats de l'écoulement de puissance en présence de la centrale solaire et la figure III-33 l'amplitude des tensions sur les différents jeux de barre. On remarque que la chute de tension c'est réduite largement aux niveaux de tous les jeux de barres dû à la compensation de l'Energie réactive par le SVC. Nous constatons également une augmentation en consommation de puissance réactive au niveau du jeu de barre 225 Kv qui est passer de 39.24 à 92.27 Mvar. L'insertion du SVC à entraîner l'absorption de l'excès de la puissance réactive existant dans le réseau par la source principale.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Tableau III-13: Ecoulement de puissance

BUS	tension	tension,	Angle	P	Q	P1	Q1	Q
	Variation	variation		charge	charge	Generee	Genere	injecte
	KV	%	Deg	Mw	Mvar	Mw	Mvar	Mvar
JB-33KV- komsilga	34,729	105,24	-16	50	10	0	0	0
Bus motor	0,388	96,91	-9	0,208	0,13	0	0	0
Bus solaire	33	100	6,5	0	4,739	33	0	0
JB--225KV	225	100	0	0	92,273	217,324	0	0
JB--34.5KV	32,369	93,82	-11,8	4	2	0	0	0
JB-33KV	32,01	97	-8,9	10	5	0	0	0
JB-33KV solaire	32,01	97	-8,9	15	5	0	0	-26,069
JB-34.5KV	32,335	93,72	-12,2	4,5	2	0	0	0
JB-90	86,279	95,87	-8,6	195	13	0	0	-27,57
JB-90KV-komsilga	95,24	105,82	-12,3	0	0	40	3	0
TOTAL				278,708	134,142	290,324	3	-53,639

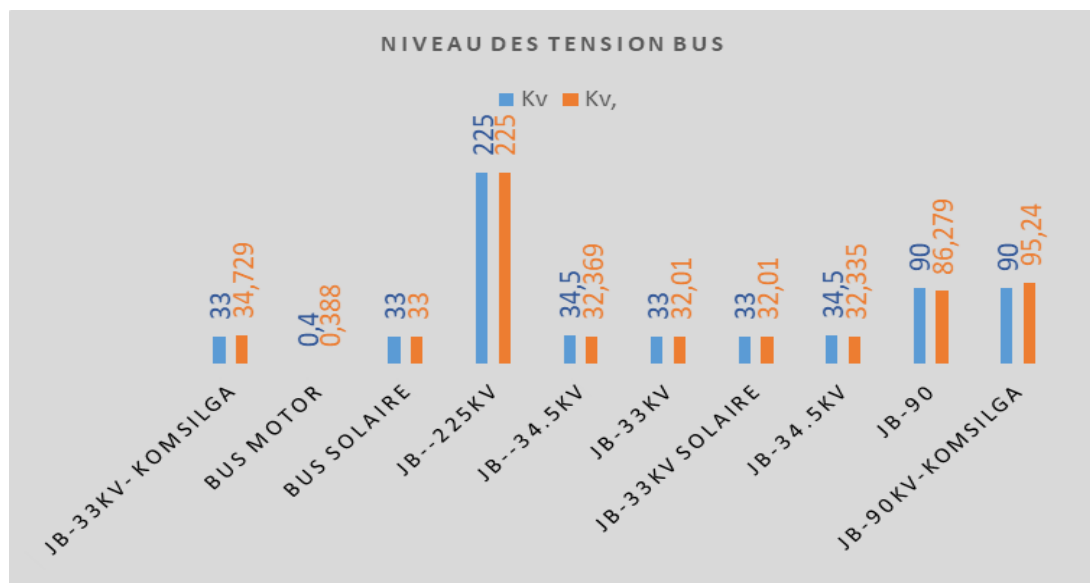


Figure III-33 : Amplitude des tensions sur les jeux de barre

Dans ce 2eme cas avec l'insertion de la compensation plus la centrale solaire au réseau, dans le générateur synchrone on constate que son niveau de tension à augmenter de 1.025 à 1.045. Alors, la perturbation devient importante au moment où le défaut apparait puis revenu à son état de stabilisation avec une amplitude différent de celui avant le défaut. On peut voir sur la figure III-34 l'état de la tension avant le défaut qui était à 1.045 pu puis après l'apparition du défaut elle chute jusqu'à 0.95 pu et retrouve sa stabilité après les quelques millisecondes à 1.045 pu et oscille.

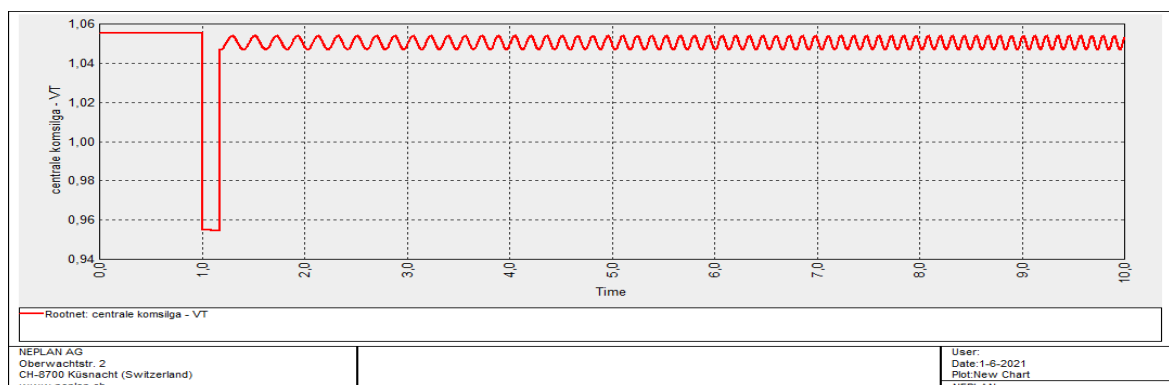


Figure III-34: Tension du générateur

La figure III-35, montre la vitesse rotorique du générateur synchrone, on voit que la vitesse était stable avant le défaut puis se perturbe dès l'apparition du défaut et se dégrade jusqu'à 0.83 pu.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

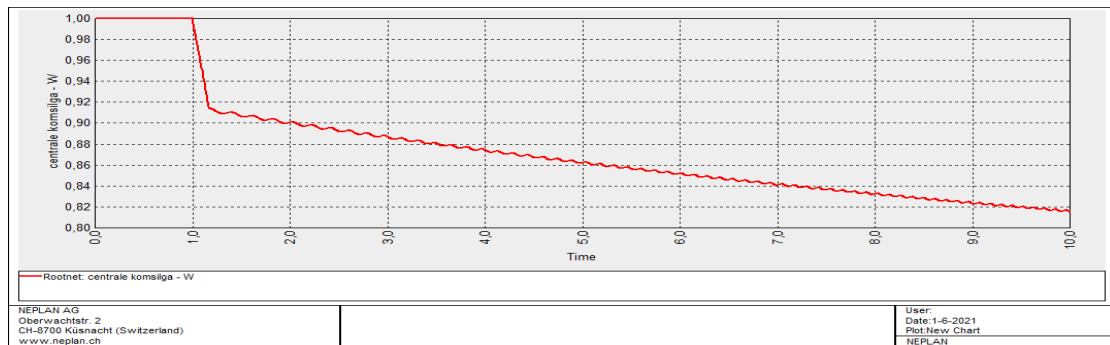


Figure III-35: Courbe d'évolution de la vitesse du générateur

On peut conclure dans ces deux parties que lorsqu'une perturbation très importante se produit dans un réseau, les générateurs peuvent être très affectés pouvant entraîner leur destruction dans le cas où la perturbation n'est pas éliminée à temps. Les systèmes de compensation contribuent fortement à la réduction de certaine perturbation et l'amélioration du fonctionnement du réseau quand elle est suffisante et bien dimensionner.

III.3.6. Cas de la mise sous tension d'une charge de forte puissance et analyse

Nous considérons dans ce cas le moteur comme une grosse charge raccorder sur le réseau et s'il venait de démarrer, quel sera l'impact sur le réseau. Les courbes suivantes représentent les courbes de la charge au moment de sa mise sous tension comme l'indique la figure III-36.

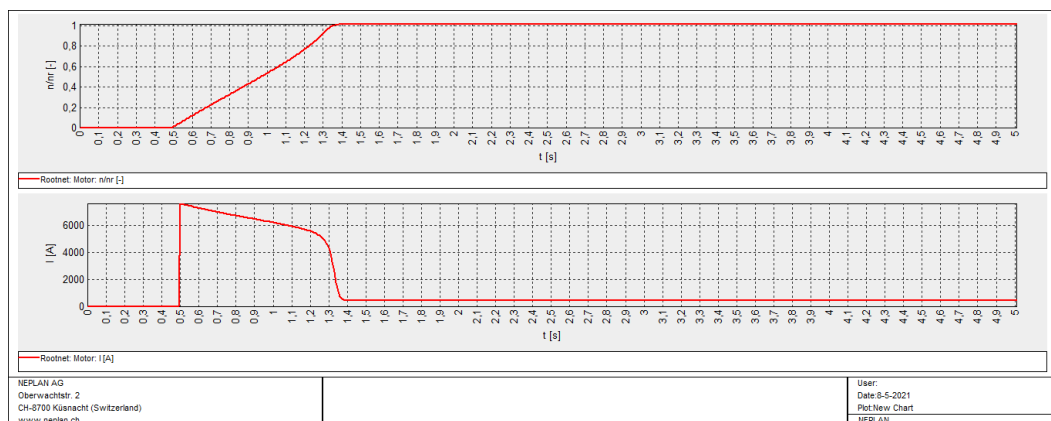


Figure III-36: Courbe de la vitesse et du courant du moteur

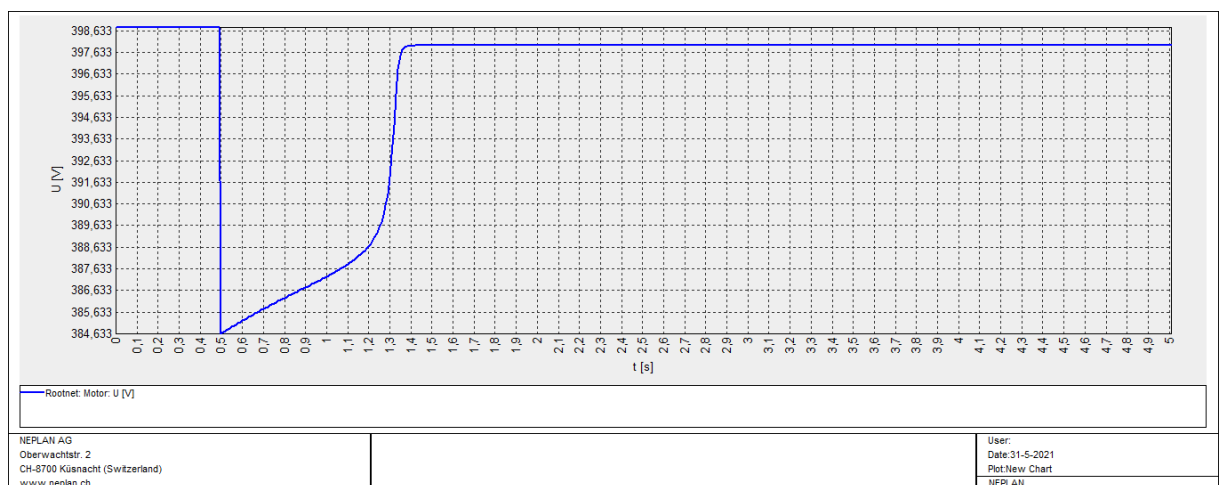


Figure III-37: Courbe de la tension

Nous pouvons dire qu'au démarrage il y a un appel de courant très importante. Durant la période transitoire de 0.5 à 1.38s cet appel de courant entraîne une chute de tension dans le réseau que vous

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

pouvez le constater sur la courbe en bleu de la figure III-37 ci-dessus. Lorsqu'il atteindra son fonctionnement nominal, la tension remonte à sa valeur nominale. Alors le démarrage des moteurs directement connecter sur le réseau sera l'objet de perturbation sur la tension qui ne sera pas tolérable sur certains appareils sensibles raccorder sur le même réseau.

III.3.7. Simulation de court-circuit

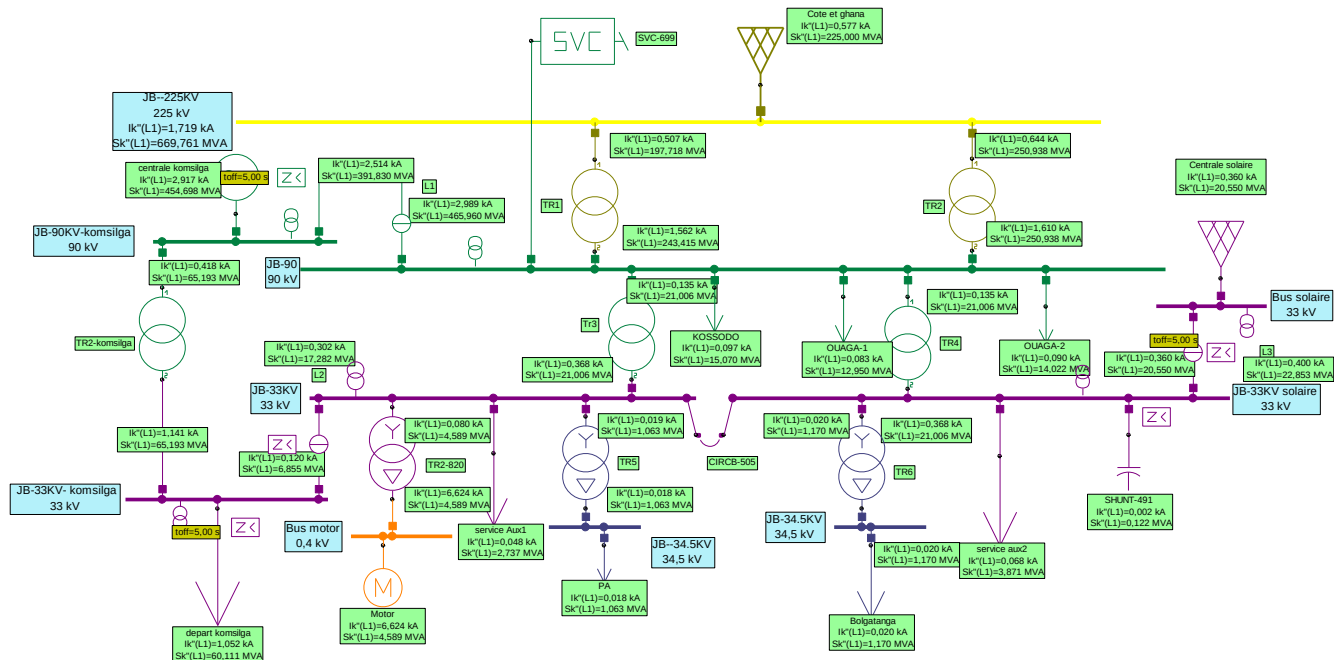


Figure III-38: Schéma de simulation du court-circuit

Nous avons utilisé trois relais de protection juste pour simuler leurs fonctionnements en cas d'un défaut triphasé ; et voir quel est le courant de défaut qu'il engendre sur les différents jeux de barre. Nous remarquons que dans ce cas lorsqu'un défaut triphasé se produit sur le jeu de barre 225KV, les trois relais déclenchent en semble à 5 s pour éviter la propagation du défaut sur les lignes en fonction de la distance et éviter la perte de l'équilibre de réseau pouvant entraîner des anomalies sur certaines charges. On peut le constater directement sur la figure ci-dessus.

Tableau III-14 : Tension des différents nœuds

	ID	Nom	En erreur	Un kV	U L-E (RST) kV	AU L-E (RST) °	U L-L (RST) kV	AU L-L (RST) °	U (012) kV	AU (012) °	U0 kV	AU0 °	Type de défaut	Méthod e	Courant maximu
1	123	JB--225KV	✓	225,000	0,000	-14,04	0,000	135,96	0,000	-14,04	243,485	-14,60	Défaut trip	Superpo	✓
2	340	JB-90KV-ko	✓	90,000	52,370	-2,20	90,708	135,96	52,370	-2,20	99,051	-2,41	Défaut trip	Superpo	✓
3	337	JB-33KV- k	✓	33,000	17,886	-6,28	30,980	135,96	17,886	-6,28	34,545	-6,81	Défaut trip	Superpo	✓
4	376	Bus solaire	✓	33,000	7,929	-3,36	13,733	135,96	7,929	-3,36	34,406	-13,99	Défaut trip	Superpo	✓
5	126	JB-90	✓	90,000	11,176	7,36	19,358	135,96	11,176	7,36	89,282	-16,17	Défaut trip	Superpo	✓
6	170	JB-33KV	✓	33,000	4,664	4,75	8,079	135,96	4,664	4,75	32,737	-16,99	Défaut trip	Superpo	✓
7	173	JB-33KV sol	✓	33,000	4,664	4,75	8,079	135,96	4,664	4,75	32,736	-16,99	Défaut trip	Superpo	✓
8	781	Bus motor	✓	0,400	0,063	6,07	0,109	135,96	0,063	6,07	0,396	-16,39	Défaut trip	Superpo	✓
9	248	JB-34.5KV	✓	34,500	4,732	1,89	8,196	135,96	4,732	1,89	33,210	-19,84	Défaut trip	Superpo	✓
10	245	JB--34.5KV	✓	34,500	4,736	2,22	8,203	135,96	4,736	2,22	33,239	-19,51	Défaut trip	Superpo	✓

Dans ce tableau III-14 nous retrouvons les tensions entre les phases et les tensions que le court-circuit à engendrer. Nous pouvons constater qu'une tension excessive est apparue sur les jeux de barre, dû à ce défaut. Le tableau suivant nous donne l'état des relais à distance.

Chapitre III : SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

Tableau III-15: Temps de déclenchement des relais

	ID	Nom	Du noeud	Elément	Type	Noeud en défaut	Temps de déclenchement s	U L-E (RST) kV	AU L-E (RST) °	Ik"(RST) kA	Alk"(RST) °
1	1192	DISREL-ks	JB-90KV-komsil	E-359	Relais de di	JB--225KV	5,000	52,370	-2,20	2,514	-65,71
2	1210	DISREL-solair	Bus solaire	E-403	Relais de di	JB--225KV	5,000	7,929	-3,36	0,360	-87,96
3	1268	DISREL-ks2	JB-33KV- kom	E-363	Relais de di	JB--225KV	5,000	17,886	-6,28	0,120	-89,25

Ce tableau III-15 représentant le temps de déclenchement des relais, nous permet aussi d'observer la tension et le courant à laquelle chacun d'eux se déclenchent pour limiter le défaut.

III.4. Conclusion

Enfin pour une bonne sécurité de production, transport et distribution de l'énergie électrique d'un réseau, il est à noter qu'il existe un enjeu très important. En effet le rendement de la consommation d'un réseau se repose principalement sur la base de sa puissance active. Alors que le transit de la puissance active ne pourrait se faire sans l'accompagnement de la tension, essentiellement par le moyen du réglage de la puissance réactive. En outre, la puissance réactive joue un rôle très important pour maintenir la sécurité d'un réseau. Dans notre simulation, nous avons résolu le problème de la chute de tension à travers le système de compensation d'énergie réactive comme vous pouvez le constater au deuxième cas sur le tableau III-9 quelle a été fortement améliorée par rapport à l'analyse du premier cas comme indiquer dans le tableau III-7. Et aussi l'injection de la centrale solaire nous a permis de gagner en puissance active mais avec un petit effet d'harmonique qu'elle engendre. Remarquable sur le tableau III-11. Ainsi, il est donc important de mettre en valeur cette énergie réactive aussi bien pour le régime normal qu'en régime perturbé. Aussi, pour exploiter en temps réel un réseau ou le conduire il faudrait se soumettre à certaines règles d'exploitation des consignes édicté par certaines normes. Ça stabilité statique et dynamique sont ainsi liées aux comportements des différents éléments sur le réseau tel que les charges, le transite de puissance sur les liaisons, les modes de productions, d'injection et de compensations. Alors pour avoir une bonne stabilité du réseau il est impératif d'avoir une bonne compensation suffisante.

CONCLUSION GENERALE

Avec le développement de la technologie qui impose davantage des charges non linéaires sur le réseau et l'augmentation de la consommation d'énergie, ce dernier est de plus en plus soumis à des perturbations. Le travail effectué dans ce projet de fin d'étude s'inscrit dans le cadre de la vérification d'un tronçon du réseau du Burkina Faso, suite à un raccordement d'une centrale solaire de 33Mwc pour améliorer la puissance du réseau. La conception, et le fonctionnement d'un réseau électrique nécessitent plusieurs compétences afin de répondre aux besoins quantitatifs et qualitative des clients. Cependant, les perturbations engendrer par certains consommateur ou naturel ne doivent pas être des problèmes majeurs qui entrave au fonctionnement normal du réseau, car ils existent toujours des solutions. Le calcul de la répartition des puissances d'un réseau électrique interconnecté est complexe qui conduit à faire appel à une double compétence, c'est-à-dire, la compréhension et la modélisation des phénomènes électriques d'une part, et la mise en œuvre des méthodes de calcul numérique d'autre part. De ce fait, des logiciels sont conçu spécialement pour rendre cette tâche plus facile. Pour faire face aux risques d'instabilité dans le réseau, il est impératif de mettre en place des dispositifs permettant de garantir un bon service. Connaitre ces outils de calculs est très utile pour l'exploitant car il pourra aux préalables déterminer l'état de son réseau à travers un plan de production donné.

Pour effectuer ce travail nous avons réalisé une simulation de plusieurs variantes de fonctionnement du réseau. Le premier cas de notre étude nous avons choisi un réseau sans système de compensation et sans intégration d'une source extérieure. Après cette manipulation nous constatons que la chute de tension est très élevée et le THD dépasse les valeurs indiquées par la norme CIE.1000.2.2 (voir tableau III-7). Donc, on peut conclure que la compensation est primordiale dans le fonctionnement. Dans la deuxième variante nous avons considéré le réseau avec compensation (SVC) mais sans source intégrée. Après simulation, nous avons remarqué une importante baisse de la chute de tension et une amélioration remarquable du taux de distorsion des harmoniques. Cela montre l'impact de la compensation de l'énergie réactive dans un réseau, comme il est illustré sur le tableau III-11.

Dans l'expérience du troisième cas, concernant l'insertion de la centrale PV à ce dernier réseau. Nous avons remarqué que La chute de tension dans l'ensembles des jeux de barre, est acceptable comme l'indique le tableau III-11 Selon la norme NF C14.100 et NF C15-100 qui fixe la chute de tension admissible $|\Delta U\%| = \pm 5\% \text{ à } 8\%$ de la tension nominale. Ainsi Le taux du THD est à la hausse comme l'indique le tableau III.11. Selon la norme CIE.1000.2.2 dans un réseau, le taux d'harmoniques est de 3%. Mais dans notre réseau ce taux dépasse largement les 3% donc, elle n'est pas acceptable. Il faut utiliser des filtres pour réduire ces harmoniques.

La disponibilité de notre schéma du logiciel NEPLAN nous a permis d'étaler notre constatation au comportement du réseau dans le cas de son fonctionnement transitoire. Pour remarquer les impacts sur les autres éléments. On a remarqué que l'amplitude de la tension du générateur synchrone ne retrouve pas son niveau initial après le défaut. Ainsi, que la vitesse qui à décrocher, ce qui explique que le générateur est fortement perturbé. La compensation de l'énergie réactive est aussi bien importante pour le régime normal qu'en régime perturbé avec l'insertion de la centrale solaire car, dans l'analyse transitoire lorsqu'on a introduit la perturbation, on a vu qu'elle a permis de garder la stabilité du réseau en maintenant la chute de tension acceptable.

Nous pouvons dire qu'à la fin de ce travail effectué, nous avons pu comprendre comment nous pourrions redimensionner ou vérifier le fonctionnement d'un éventuel réseau et son comportement, suite à une extension nécessitant une nouvelle configuration. Ceci nous a permis également de découvrir que

le logiciel NEPLAN, est très efficace. il permet de faire un bon dimensionnement et une bonne simulation d'un système électrique. Nous pouvons dire aussi que pour assurer une bonne sécurité de production, transport et distribution de l'énergie électrique d'un réseau, il est à noter qu'il est très important, de maîtriser le contrôle de la puissance réactive.

Pour avoir un bon écoulement de puissance de l'énergie électrique vers les différents centres de consommation il est important d'avoir une bonne architecture et un bon contrôle du système de compensation du réseau. Nous avons conclu que pour chaque modification d'un réseau, il est obligatoire de faire un redimensionnement pour vérifier le comportement celui-ci.

ANNEXES

ANNEXE III-1 : Ecoulement de puissance sans compensation et la centrale solaire

Noeud	Nom de l'element	Type	P	Q	I	Angle I	P2	Q3
			Mw	Mvar	KA		perte	perte
JB-33KV- komsilga	TR2- komsilga	Transformateur à 2 enr.	-48,169	-3,243	0,83	158,9	0	3,3759
JB-33KV- komsilga	L2	Ligne	-1,831	-6,757	0,12	87,9	0,0499	-16,3162
JB-33KV- komsilga	depart komsilga	Charge	50	10	0,877	-28,6		
Bus motor	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	-0,208	-0,13	0,384	136,5	0	0,0004
Bus motor	Motor	Machine asynchrone	0,208	0,13	0,384	-43,5		
Bus solaire	L3	Ligne	0	0	0	0	0	0
Bus solaire	Centrale solaire	Réseau d'alimentation	0	0	0	0		
JB--225KV	Cote et ghana	Réseau d'alimentation	-247,769	39,242	0,644	-171		
JB--225KV	TR2	Transformateur à 2 enr.	188,295	77,01	0,522	-22,2	3,5297	35,2975
JB--225KV	TR1	Transformateur à 2 enr.	59,473	-116,252	0,335	62,9	2,2042	22,0423
JB--34.5KV	PA	Charge	4	2	0,084	-41		
JB--34.5KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	-4	-2	0,084	139	0,0301	0,301
JB-33KV	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	0,208	0,131	0,005	-43,5	0	0,0004
JB-33KV	L2	Ligne	1,881	-9,559	0,184	67,6	0,0499	-16,3162
JB-33KV	service Aux1	Charge	10	5	0,212	-37,8		
JB-33KV	Tr3	Transformateur à 2 enr.	-17,9	-2,172	0,341	161,8	0,0568	0,5681
JB-33KV	CIRCB-505	Disjoncteur	1,78	4,3	0,088	-78,8	0,0001	0
JB-33KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	4,03	2,301	0,088	-41	0,0301	0,301
JB-33KV solaire	service aux2	Charge	15	5	0,299	-29,7		
JB-33KV solaire	L3	Ligne	0	0	0	0	0	0
JB-33KV solaire	TR4	Transformateur à 2 enr.	-17,756	-3,066	0,341	158,9	0,0285	0,5694
JB-33KV solaire	SHUNT-491	Shunt	0	0	0	0		
JB-33KV solaire	CIRCB-505	Disjoncteur	-1,78	-4,3	0,088	101,2	0,0001	0
JB-33KV solaire	TR6	Transformateur à 2 enr.	4,537	2,366	0,097	-38,8	0,0366	0,3659
JB-34.5KV	Bolgatanga	Charge	4,5	2	0,093	-38,8		
JB-34.5KV	TR6	Transformateur à 2 enr.	-4,5	-2	0,093	141,2	0,0366	0,3659
JB-90	KOSSODO	Charge	70	3	0,483	-12		
JB-90	OUAGA-1	Charge	60	5	0,415	-14,3		
JB-90	L1	Ligne	11,293	-115,958	0,803	74,9	3,1248	-119,576
JB-90	OUAGA-2	Charge	65	5	0,449	-13,9		
JB-90	TR1	Transformateur à 2 enr.	-57,269	138,294	1,031	-122	2,2042	22,0423
JB-90	TR2	Transformateur à 2 enr.	-184,766	-41,713	1,305	157,8	3,5297	35,2975
JB-90	TR4	Transformateur à 2 enr.	17,785	3,636	0,125	-21,1	0,0285	0,5694
JB-90	Tr3	Transformateur à 2 enr.	17,956	2,741	0,125	-18,2	0,0568	0,5681
JB-90	SVC-699	SVC	0	0	0	0		
JB-90KV-komsilga	TR2- komsilga	Transformateur à 2 enr.	48,169	6,619	0,304	-21,1	0	3,3759
JB-90KV-komsilga	L1	Ligne	-8,169	-3,619	0,056	142,8	3,1248	-119,576
JB-90KV-komsilga	centrale komsilga	Machine synchrone	-40	-3	0,251	162,4		

ANNEXE III-2 : Ecoulement de puissance avec compensation et sans la centrale solaire

Noeud	Nom de l'eler	Type	P	Q	I	Angle I	P.	Q.
			Mw	Mvar	KA	DEG	perte	perte
JB-33KV- komsilga	TR2-komsilga	Transformateur à 2 enr.	-48,038	-2,412	0,803	160,1	0	3,1636
JB-33KV- komsilga	L2	Ligne	-1,962	-7,588	0,131	87,5	0,0429	-17,6822
JB-33KV- komsilga	depart komsilga	Charge	50	10	0,852	-28,3		
Bus motor	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	-0,208	-0,13	0,366	136,6	0	0,0004
Bus motor	Motor	Machine asynchrone	0,208	0,13	0,366	-43,4		
Bus solaire	L3	Ligne	0	0	0	0	0	0
Bus solaire	Centrale solaire	Réseau d'alimentation	0	0	0	0		
JB--225KV	Cote et ghana	Réseau d'alimentation	-248,545	88,398	0,677	-160,4		
JB--225KV	TR2	Transformateur à 2 enr.	189,769	49,898	0,503	-14,7	3,2838	32,838
JB--225KV	TR1	Transformateur à 2 enr.	58,776	-138,296	0,386	67	2,9189	29,1893
JB--34.5KV	PA	Charge	4	2	0,08	-40,7		
JB--34.5KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	-4	-2	0,08	139,3	0,0271	0,2713
JB-33KV	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	0,208	0,131	0,004	-43,4	0	0,0004
JB-33KV	L2	Ligne	2,005	-10,094	0,186	67,5	0,0429	-17,6822
JB-33KV	service Aux1	Charge	-17,585	12,213	0,386	-156,5	0,0727	0,7271
JB-33KV	Tr3	Transformateur à 2 enr.	10	5	0,202	-37,8		
JB-33KV	CIRCB-505	Disjoncteur	1,345	-9,521	0,173	70,7	0,0005	0
JB-33KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	4,027	2,271	0,083	-40,7	0,0271	0,2713
JB-33KV solaire	service aux2	Charge	15	5	0,285	-29,7		
JB-33KV solaire	L3	Ligne	0	0	0	0	0	0
JB-33KV solaire	TR4	Transformateur à 2 enr.	-18,199	11,321	0,387	-159,4	0,0366	0,7314
JB-33KV solaire	SHUNT-491	Shunt	0,011	-28,172	0,508	78,7		
JB-33KV solaire	CIRCB-505	Disjoncteur	-1,345	9,521	0,173	-109,3	0,0005	0
JB-33KV solaire	TR6	Transformateur à 2 enr.	4,533	2,33	0,092	-38,4	0,033	0,3296
JB-34.5KV	Bolgatanga	Charge	4,5	2	0,088	-38,4		
JB-34.5KV	TR6	Transformateur à 2 enr.	-4,5	-2	0,088	141,6	0,033	0,3296
JB-90	KOSSODO	Charge	70	3	0,471	-12		
JB-90	OUAGA-1	Charge	60	5	0,405	-14,3		
JB-90	L1	Ligne	11,448	-123,134	0,831	75,2	3,4101	-125,709
JB-90	OUAGA-2	Charge	65	5	0,438	-13,9		
JB-90	TR1	Transformateur à 2 enr.	-186,485	-17,06	1,259	165,3	3,2838	32,838
JB-90	TR2	Transformateur à 2 enr.	-55,857	167,485	1,187	-117,9	2,9189	29,1893
JB-90	TR4	Transformateur à 2 enr.	18,236	-10,59	0,142	20,6	0,0366	0,7314
JB-90	Tr3	Transformateur à 2 enr.	17,658	-11,485	0,142	23,5	0,0727	0,7271
JB-90	SVC-699	SVC	0	-18,216	0,122	80,5		
JB-90KV-komsilga	TR2-komsilga	Transformateur à 2 enr.	48,038	5,575	0,295	-19,9	0	3,1636
JB-90KV-komsilga	L1	Ligne	-8,038	-2,575	0,051	149	3,4101	-125,709
JB-90KV-komsilga	centrale komsilg	Machine synchrone	-40	-3	0,244	162,5		

ANNEXE III-3 : Ecoulement de puissance avec compensation et la centrale solaire

Noeud	Nom de l'elem	Type	P	Q	I	Angle I	P.	Q.
			Mw	Mvar	KA	DEG	perte	perte
JB-33KV- komsilga	TR2-komsilga	Transformateur à 2 enr.	-47,552	-2,541	0,794	160,9	0	3,0894
JB-33KV- komsilga	L2	Ligne	-2,448	-7,459	0,131	92,2	0,0575	-17,5985
JB-33KV- komsilga	depart komsilga	Charge	50	10	0,85	-27,3		
Bus motor	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	-0,208	-0,13	0,366	138,9	0	0,0004
Bus motor	Motor	Machine asynchrone	0,208	0,13	0,366	-41,1		
Bus solaire	L3	Ligne	33	-4,739	0,583	14,7	2,4635	1,6472
Bus solaire	Centrale solaire	Réseau d'alimentation	-33	4,739	0,583	-165,3		
JB--225KV	Cote et ghana	Réseau d'alimentation	-217,236	92,25	0,606	-157		
JB--225KV	TR2	Transformateur à 2 enr.	172,572	47,106	0,459	-15,3	2,7292	27,2925
JB--225KV	TR1	Transformateur à 2 enr.	44,664	-139,357	0,376	72,2	2,7683	27,683
JB--34.5KV	PA	Charge	4	2	0,08	-38,4		
JB--34.5KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	-4	-2	0,08	141,6	0,0271	0,2713
JB-33KV	TR2-820	Transformateur à 2 enr.	0,208	0,131	0,004	-41,1	0	0,0004
JB-33KV	L2	Ligne	2,506	-10,14	0,188	67,2	0,0575	-17,5985
JB-33KV	service Aux1	Charge	10	5	0,202	-35,5		
JB-33KV	Tr3	Transformateur à 2 enr.	-2,634	9,401	0,176	-114,6	0,0151	0,1512
JB-33KV	CIRCB-505	Disjoncteur	-14,107	-6,663	0,281	145,8	0,0012	0
JB-33KV	TR5	Transformateur à 2 enr.	4,027	2,271	0,083	-38,4	0,0271	0,2713
JB-33KV solaire	service aux2	Charge	15	5	0,285	-27,4		
JB-33KV solaire	L3	Ligne	-30,537	6,386	0,563	-177,1	2,4635	1,6472
JB-33KV solaire	TR4	Transformateur à 2 enr.	-3,116	9,304	0,177	-117,5	0,0077	0,1533
JB-33KV solaire	SHUNT-491	Shunt	0,011	-29,683	0,535	81		
JB-33KV solaire	CIRCB-505	Disjoncteur	14,108	6,663	0,281	-34,2	0,0012	0
JB-33KV solaire	TR6	Transformateur à 2 enr.	4,533	2,33	0,092	-36,1	0,033	0,3296
JB-34.5KV	Bolgatanga	Charge	4,5	2	0,088	-36,1		
JB-34.5KV	TR6	Transformateur à 2 enr.	-4,5	-2	0,088	143,9	0,033	0,3296
JB-90	KOSSODO	Charge	70	3	0,47	-11,1		
JB-90	OUAGA-1	Charge	60	5	0,404	-13,4		
JB-90	L1	Ligne	10,966	-123,551	0,832	76,3	3,4138	-126,181
JB-90	OUAGA-2	Charge	65	5	0,438	-13		
JB-90	TR1	Transformateur à 2 enr.	-41,896	167,04	1,156	-112,7	2,7683	27,683
JB-90	TR2	Transformateur à 2 enr.	-169,843	-19,814	1,148	164,7	2,7292	27,2925
JB-90	TR4	Transformateur à 2 enr.	3,124	-9,15	0,065	62,5	0,0077	0,1533
JB-90	Tr3	Transformateur à 2 enr.	2,649	-9,25	0,065	65,4	0,0151	0,1512
JB-90	SVC-699	SVC	0	-18,274	0,123	81,4		
JB-90KV-komsilga	TR2-komsilga	Transformateur à 2 enr.	47,552	5,631	0,291	-19,1	0	3,0894
JB-90KV-komsilga	L1	Ligne	-7,552	-2,631	0,049	148,5	3,4138	-126,181
JB-90KV-komsilga	centrale komsilga	Machine synchrone	-40	-3	0,244	163,4		

BIBLIOGRAPHIE

- [1] - Article de Wikipédia, l'encyclopédie libre.
- [2] - J.M Delabarre ingénieur, postes à haute et Très haute tension.
- [3] - Commission de régulation de l'énergie, Module pédagogique sur l'électricité
- [4] - Alain doulet, réseaux électriques et application.
- [5] - Réseau test IEEE 30 JB (système test 1)
- [6] - J.M Delabarre ingénieur, postes à haute et Très haute tension.
- [7] - Jean-Pierre ARTHAUD JEUMONT SCHNEIDER TRANSFORMATEURS.
- [8] - Jean pierre Beaudet, Les postes HT/MT
- [9] - Dr. Maik Koch ; 31 mars 2009
- [10] - Théodore wildi, Electrotechnique, DeBoeck, 2003.
- [11] - S. K. Mohsen. "Amélioration de la qualité de l'énergie à l'aide de compensateurs actifs : série, parallèle ou conditionneurs unifiés de réseaux électriques". Diss. (Nantes), 2006.
- [12] - VANYA INGNATOVA : « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique ». Ingénieur Université Technique de Sofia, le 20 Octobre 2006.
- [13] - L. Hichem. "Contribution par une Nouvelle Approche Modulaire au Filtrage Actif des Harmoniques Dans les réseaux Electriques de Distribution," Thèse de doctorat en science, Université de Batna, 1993.
- [14] - P. Meynaud. "Qualité de la tension dans les réseaux électriques-Creux de tension-Flicker et harmoniques". *Technique d'ingénieur* ,1990.
- [15] - wildi sybille Electrotechnique industriel chapitre 41 page751.
- [16]- A.Kazemi, and B. Badrzadeh, ' 'Modeling and Simulation of SVC and TCSC to Study their Limités on Maximum Loadability Point' 'Electrical Power and EnergySystems, Vol. 26,
- [17] - Ea1.1_bf_2017_rapport plan directeur version finale.
- [18] - Alain Charoy, Compatibilité électro-magnétique, Paris, Dunod, 2005, page 701.
- [19] - Schneider Electric SA (Merlin Gerin, Square D, Télémécanique, Catalogue électricien, « Jeux de barres », p. 356-357.
- [20] - Régie d'électricité de Thônes
- [21] - Définition d'un sectionneur selon CEI [archive], sur electropédia.org.
- [22] - James H. Harlow, Electric power transformer engineering, CRC Press, 2004, p. 128.
- [23] - Electromécanique : disjoncteur HT/MT à l'huile
- [24] - www.elecprim.com

[25] - *electromecanique.blogspot.com*

[26] - 238/ -Sieyuan Electric Co., Ltd.

[27] - Dominion cutout Ltée

[28] - wildi sybille *Electrotechnique industriel chapitre 47 page1053.*

[29] - *Substation Outdoor Lightning Surge Arrester*

[30] - Michel Aguet et Michel Ianoz, *Haute tension*, vol. XXII, Lausanne, Presses polytechniques et universitaires romandes, coll. « *Traité d'électricité* », 2004, 425 p.

[31] - J. Coat & J.M. Escané ; "*Analyse des systèmes linéaires*" ; photocopié de Supélec.

[32] - J. Arrillaga & C.P. Arnold, "*Computer Analysis of Power Systems*" ; John Wiley & Sons ; 1990 (Pages 7 à 92).

[33] - P. Jeannin & J. Carpentier ; "*Réseaux de puissance - Méthodes de résolution des équations*" ; *Les techniques de l'ingénieur, fascicule D1 12.*