



المسيلة في : 2023

رقم: 2023/GE/.....

مستخلص من محضر اجتماع اللجنة العلمية لقسم الهندسة الكهربائية
المنعقد بتاريخ 2023-05-08
- بخصوص مطبوعة الدروس للأستاذ بلهوشات خالد

بخصوص مطبوعة الدروس المنجزة من طرف الأستاذ بلهوشات خالد أستاذ محاضر قسم "أ" بقسم الهندسة الكهربائية تحت عنوان: «Planification des réseaux électriques» فقد اطلعت اللجنة على التقارير الواردة من طرف لجنة الخبراء المكونة من الأستاذ غضبان إسماعيل أستاذ محاضر -أ- بجامعة محمد بوضياف بالمسيلة، الأستاذ زميت عبد الرحيم أستاذ محاضر -أ- بجامعة محمد بوضياف بالمسيلة و الأستاذ بياضي عبد الحفيظ أستاذ بجامعة سطيف-1 والتي كانت كلها ايجابية، لهذا فان اللجنة لا ترى مانعا أن تتخذه سندا في تدريس طلبة السنة الأولى ماستر شبكات كهربائية ميدان علوم و تكنولوجيا و أن تعتمد في أي تقييم للمسار العلمي للأستاذ المعني.

رئيس اللجنة العلمية

بوقرة عبد الرحمان



Université Mohamed Boudiaf- M'sila
Faculté De Technologie
Département De Génie Électrique



جامعة محمد بوضياف-المسيلة
كلية التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية

Polycopié Pédagogique

1^{ère} Année Master

Polycopié de Cours Planification des réseaux Electriques

Réalisé par :

Dr. BELHOUCHE Khaled
Maître de Conférences « A »



Année Universitaire : 2021/2022

Avant –Propos

La planification des réseaux peut être définie comme l'anticipation des futurs besoins en lignes, câbles et postes d'un système électrique, dans le but d'adapter les réseaux aux évolutions du système, et ce de manière optimale d'un point de vue technico-économique. Elle concerne à la fois le raccordement de nouvelles unités de production ou de consommation, le renforcement des infrastructures existantes et la création de nouveaux ouvrages. Pour être effective, la planification doit également prendre en compte les interactions entre ces futures installations. La planification des réseaux électriques consiste à prévoir les nouvelles centrales de production, les différentes extensions du réseau ainsi que le dimensionnement des ouvrages tels que les lignes, les transformateurs et les postes. Les centrales de production sont réalisées en considérant les ressources énergétiques qui sont riches et variées vue l'étendue géographique et climatique de notre pays. La planification du réseau électrique prend en compte un certain nombre d'objectifs qui doivent être optimisés simultanément et qui sont souvent contradictoires. Ces objectifs comprennent d'une part la minimisation des coûts d'exploitation (les pertes dans les lignes) et des coûts d'investissement (réalisation d'ouvrages), d'autre part l'amélioration de la fiabilité, la sécurité des personnes et des biens, la qualité et la continuité de fourniture et la considération de multiples facteurs environnementaux.

Ce polycopié est un support pédagogique de cours de planification des réseaux électriques destiné aux étudiants de première année master spécialité : électrotechnique, option : Réseaux électriques. Ce manuel constitue un recueil enrichi et détaillé de l'ensemble des parties importantes caractérisant un réseau électrique ainsi que les principes et les règles de la planification des réseaux électriques.

L'objectif de ce module est de former l'étudiant dans la description de la planification des réseaux électriques pour lui permettre de maîtriser les questions de planification des réseaux électriques à court, à moyen et à long terme, principalement l'extension de la production, du transport et de la distribution ainsi que la planification de l'énergie réactive.

Plan du Cours

Planification des réseaux Electriques

Semestre : 2

UE Fondamentale Code : UEF 1.2.2

Matière : Planification des réseaux électriques

VHS: 45h (Cours: 1h30, TD 1h30)

Crédits : 4

Coefficient :2

Enseignant responsable de la matière: Dr. Khaled BELHOUCHE

Objectifs de l'enseignement

L'objectif est de permettre aux étudiants de maîtriser les questions de planification des réseaux électriques à court, à moyen et à long terme, principalement l'extension de la production, du transport et de la distribution ainsi que la planification de l'énergie réactive de compensation.

Connaissances préalables recommandées

- Réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique, - Méthodes numériques appliquées et optimisation.

Contenu de la matière :

Chapitre I : Introduction à la Planification des réseaux électriques (2semaines)

- La planification des réseaux électriques (Enjeux et contexte politico-économique), - Objet de la planification (Qualité de l'énergie électrique, Tenue de la tension, Intensité maximale admissible par les conducteurs, les pertes électriques), - Données de travail (données des consommateurs, données des moyens de production, politique énergétique du pays, données physiques du réseau, ...), - Horizon de la planification, - Etat du réseau actuel et future (extension en profondeur, extension en surface, dégradations possibles,...),

Chapitre II : Planification des réseaux de distribution BT (2semaines)

- La méthodologie d'étude et de développement du réseau BT (collecte et traitement des données, analyses des résultats obtenues et prise de décisions), - Exemple de planification d'un réseau de distribution BT

Chapitre III : Planification des réseaux de distribution MT (4 semaines)

- Calcul technico-économique, -Connaissance des charges, - Qualité du produit électricité, - Méthodologie (stylisation du réseau, période d'étude, prévision des charges, détermination et sélection des stratégies possibles, Évaluation des coûts dans les différentes stratégies, Choix de la solution optimale), - Outils informatiques (Base de données du réseau, Types de programmes utilisés en planification), - Organisation et nature des études de planification (étude de détermination des grands choix techniques, études de schémas directeurs, études décisionnelles), - Planification budgétaire des investissements, - Exemple de planification d'un réseau de distribution MT.

Chapitre IV : Planification du système production transport (4 semaines)

- Evolution des méthodes de planification : des situations déterministes aux situations probabilistes. Traitement de l'incertitude : - Méthode des scénarios, -Théorie économique de la planification des réseaux électriques (Définitions et objectifs de la planification des réseaux, cadre de la planification à long terme, horizon de planification, état du réseau, configuration du réseau et dégradations possibles, -Les hypothèses de travail (consommation, production), -La localisation des moyens de production, - La planification à long terme. La planification à court terme : -Techniques d'optimisation et principes économiques (Description du problème, Solution Algorithmique, techniques mathématiques et heuristiques, définitions des termes, Flux de trésorerie "Cash-flow", Analyse économique (méthodes de valeur actuelle, de coût annuel, du taux de retour).

Chapitre V : Outils de planification du système production transport (3semaines)

- Différents modèles Système informatique cohérent

Mode d'évaluation: Contrôle continu: 40%, Examen 60%

Tables des matières

Avant -Propos

Plan du Cours Planification des réseaux Electriques

Chapitre 1

Introduction à la Planification des réseaux électriques

I.1. Introduction	12
I.2. Définition	12
1.3. Objectifs de la planification des réseaux électriques	13
I.4. Echelle temporelle de la planification des réseaux électriques	13
I.4.1 Planification à court terme	13
I.4.2 Planification à moyen terme	14
I.4.3 Planification à long terme	14
I.5. Types de planification des réseaux électriques.....	15
I.6 Enjeux et contexte politico-économique de la planification des réseaux électriques.....	16
I.7. Définition et structure des réseaux électriques	17
I.7.1. Hiérarchisation du réseau électrique	18
I.7.2. Niveaux de tension	19
I.7.3. Niveaux de conduite	19
I.7.4. Caractéristiques des grandeurs dimensionnantes :	20
I.7.5. Conduite Des Réseaux Electriques.....	23
I.7.6. Contrôle Des Transits De Puissance	24
I.7.7. Contrôle De La Tension.....	24
Evaluation	25

Chapitre 2

Planification des réseaux de distribution électrique

II.1. Introduction	28
II.2. Structure et topologie du réseau de distribution.....	28

II.2.1. Les réseaux de distribution aériens	30
II.2.2. Les réseaux de distribution souterrains	31
II.3. Réseau de distribution HTA	33
II.4. Réseau de distribution BT	33
II.5. La planification des réseaux de distribution	34
II.5.1. Objectifs de planification des réseaux de distribution	36
II.5.2. Les contraintes de la planification des réseaux de distribution	36
II.6. Horizons temporels planification des réseaux de distribution	38
II.7. Les études de la planification des développements du réseau de distribution	39
II.8. La méthodologie d'étude et de développement du réseau BT	40
II.9. Etapes de planification d'un réseau de distribution BT	41
II.10. Les calculs technico-économiques	42
II.11. Critères de qualité de l'énergie électrique	43
II.11.1. Critères de Fiabilité	44
Evaluation	45

Chapitre 3

Planification du système Production-Transport

III.1. Introduction	48
III.2. Contribution de la planification du système Production- Transport	48
III.3. Le cadre de la planification du système de Production-Transport	49
III.3. La planification long terme	49
III.3. Etapes de planification d'un réseau électrique	51
III.4. Méthodologies de la planification d'un système production- transport	51
III.5. Planification du système production-transport par la règle de sécurité N-1	53
III.6. Critères d'évaluation technique d'une étude de planification.....	54
III.7. Etudes et modélisations	55

Evaluation	56
-------------------------	----

Chapitre 4

Outils informatique de planification

IV.1. Introduction.....	65
IV-2 Types de programmes informatiques utilisés en planification	65
IV.3. Présentation de l'outil informatique Power world Simulator	66
IV.3. Modes de fonctionnement	68
Evaluation	72
Annexes	77

Liste des figures

Chapitre 1

Introduction à la Planification des réseaux électriques

FIGURE I. 1. SCHEMA DE LA DEMARCHE DE PLANIFICATION	13
FIGURE I. 2. VUE GENERALE DU RESEAU ELECTRIQUE	18
FIGURE I. 3. SYSTEME TRIPHASE ETUDIE.....	21
FIGURE I. 4. CHUTE DE TENSION	22

Chapitre 2

Planification des réseaux de distribution électrique

FIGURE II. 1. POSTES SOURCE HTB/HTA.....	28
FIGURE II. 2. DIFFERENTES TOPOLOGIES : (A) RESEAU MAILLE, (B) RESEAU BOUCLE, (C) RESEAU RADIAL, (D) RESEAU ARBORESCENT.....	29
FIGURE II. 3. RESEAU RURAL DE TYPE AERIEN	30
FIGURE II. 4. STRUCTURE EN DOUBLE DERIVATION.....	32
FIGURE II. 5. STRUCTURE EN COUPURE D'ARTERE.....	32
FIGURE II. 6. INTERVENTION SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION HTA	33
FIGURE II. 7. POSTES DE DISTRIBUTION BASSE TENSION.....	34
FIGURE II. 8. ILLUSTRATION DE LA STRUCTURE DU RESEAU PUBLIQUE DE DISTRIBUTION	35
FIGURE II. 9. HIERARCHIE DES OBJECTIFS DE PLANIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION.....	36
FIGURE II. 10 . LES CONTRAINTES DE LA PLANIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	36
FIGURE II. 11. CALCUL DU COURANT MAXIMAL DANS UNE BRANCHE DU RESEAU HTA	38
FIGURE II. 12. PLAN DE PLANIFICATION SUR PLUSIEURS HORIZONS TEMPORELS.....	39
FIGURE II. 13. ETAPES DE PLANIFICATION D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION BT	42

Chapitre 3

Planification du système Production-Transport

FIGURE III. 1. ETAPES DE PLANIFICATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE..... 51
FIGURE III. 2. METHODOLOGIES DE LA PLANIFICATION D'UN SYSTEME
PRODUCTION-TRANSPORT 52

Chapitre 4

Outils informatique de planification

FIGURE IV. 1. INTERFACE DU LOGICIEL POWER WORLD SIMULATOR 67
FIGURE IV. 2. LES MENUS SONT INTEGRES DANS L'INTERFACE DE RUBAN ... 67

Liste des tableaux

Chapitre 1

Introduction à la Planification des réseaux électriques

TABLEAU I. 1. EXEMPLES D'INVESTISSEMENTS MOYEN ET LONG TERME	15
TABLEAU I. 2. NIVEAUX DE TENSION.....	19
TABLEAU I. 3. NIVEAUX DE CONDUITE	19

Chapitre 1

Introduction à la Planification des réseaux électriques

Introduction à la planification des réseaux électriques

I.1. Introduction

Le secteur de l'énergie et notamment le secteur électrique est le nerf de l'économie d'un pays. Aujourd'hui l'électricité étant un bien de consommation indispensable non stockable. Elle doit être acheminée en temps réel des centres de production vers les consommateurs finaux, industriels ou domestiques. L'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment, on peut dire alors que le réseau électrique est piloté par la consommation due activités sociales, économiques et industrielles. Une adéquation est nécessaire entre les capacités de production et les réseaux de transport et de distribution disponibles à moyen et à long terme, d'une part, et l'évolution de la demande future d'électricité, d'autre part [1].

La planification des systèmes d'énergie électrique est le processus de recherche des meilleures sources d'énergie et des équipements, leurs emplacements et l'échéancier de déploiement pour servir une demande future. C'est un processus d'optimisation et de prise de décision. La solution optimale dépend des objectifs et des préférences du planificateur [2]. Le rôle de la planification des réseaux est d'élaborer des méthodes de pensée et de calcul qui permettent de conduire aux meilleurs développements des réseaux dans le but de minimiser le coût total d'investissement, trouver une réserve en énergie propre, améliorer les performances du système, maximiser les exportations d'énergie ou de réduire au minimum les importations.

I.2. Définition

La planification est un processus qui consiste à fixer les objectifs, déterminer les moyens nécessaires pour la réalisation de ces objectifs et définir les étapes pour les atteindre. La planification est un apport de souplesse dans la gestion car elle permet d'anticiper les situations futures. Planifier consiste à choisir une ou des stratégies et à formaliser leur mise en œuvre. Planifier, c'est concevoir un futur désiré et les moyens d'y parvenir. C'est un processus de mise en œuvre de stratégies et d'élaboration de programmes d'actions destinés à les réaliser [2].

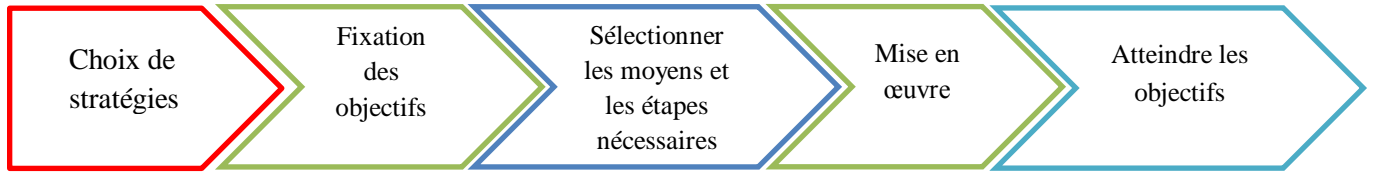


Figure I. 1. Schéma de la démarche de planification

La planification doit assurer [3] :

- La fiabilité : On doit assurer une fourniture fiable de la demande, compte tenu de son développement prévisible;
- L'économie : On doit rechercher une minimisation des coûts d'investissement et d'exploitation tout en respectant des contraintes sociales, financières, politiques, géographiques et d'environnement.

1.3. Objectifs de la planification des réseaux électriques [3]

La planification a pour but de garantir le bon fonctionnement des réseaux notamment la stabilité du réseau, la sécurité d'approvisionnement des clients finaux, La sécurité des réseaux transfrontaliers, la sécurité des personnes et des biens, le respect des contraintes environnementales et du développement durable. Elle vise également à :

- Minimiser les coûts d'exploitation (coût des pertes, coût de l'énergie non distribuée.....) ;
- Minimiser les coûts d'investissement ;
- Prévoir les moyens financiers nécessaires pour le développement du réseau;
- Garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve lors de raccordement d'une nouvelle installation tel que centrales de production, charges, lignes de transport ou postes de transformation ;

1.4. Echelle temporelle de la planification des réseaux électriques [4]

La planification des réseaux électriques est scindée en plusieurs horizons temporels y compris, Planification à long terme, planification à moyen terme et planification à court terme.

1.4.1 Planification à court terme

Généralement mesuré en jours ou en semaines et peut aller jusqu'à un an comprennent des projets déjà planifiés ou autorisés. Au niveau opérationnel, la demande peut amener à

déterminer le créneau du travail et elle influe également les fonctions d'approvisionnement, d'expédition et de réception.

I.4.2 Planification à moyen terme

Généralement mesuré en années et peut aller jusqu'à 10 ans. La planification à moyen terme consiste à construire des projets déjà planifiés ou autorisés. Elle permet également de donner l'ensemble des opérations à effectuer sur le réseau sur la période de 0 à 10 ans.

I.4.3 Planification à long terme

La planification à long terme permet de construire des cibles sur un horizon dépassant en général 10 ans et plus (Peut aller jusqu'à 30 ans). Elle consiste à construire tous les projets futurs, autorisés ou non. Les études à long terme sont basées sur l'évolution de la charge, l'évolution des installations de production, la répartition géographique de la charge, l'évolution des impacts énergétiques (l'efficacité, la réduction de CO₂, etc.) ainsi que des études de simulation de réseaux.

La planification à long terme vise plus loin dans l'avenir. Donc, elle fait inclure une large gamme d'options d'analyse. Traditionnellement, dans les services publics réglementés, la planification à long terme vise à fournir des solutions à valeur durable: un vrai coût minimal pendant toute la durée d'utilisation de l'équipement. Bien au contraire, dans un marché concurrentiel, la planification à long terme vise à récupérer les investissements de capital dans la période la plus courte possible ou maximiser les revenus sur la durée de vie des investissements. Dans les deux cas, l'analyse doit tenir compte de la durée de vie utile des alternatives pour fournir une évaluation adéquate. Dans un plan à long terme, il est essentiel de prendre en compte de tous les changements possibles qui pourraient se produire dans les systèmes d'énergie électrique et de son environnement économique dans la période d'analyse. Ces changements comprennent:

- La croissance dans la demande de la charge existante,
- Les changements de comportement de la demande (à cause des mesures d'efficacité énergétique, par exemple),
- Les nouvelles charges et / ou connexions de génération,
- Les changements dans l'infrastructure du réseau (par exemple le vieillissement des équipements),
- Les changements dans les caractéristiques techniques des équipements (par exemple augmentation de l'efficacité, la réduction des émissions),

- Les changements dans les coûts de l'équipement et du carburant,
- Les changements de prix dans le marché d'énergie,
- Les changements dans l'environnement réglementaire (taxes, incitations).

Tableau I. 1. Exemples d'investissements moyen et long terme

	Planification moyen terme	Planification long terme
Horizon temporel	<u>1 à 5ans</u>	<u>Supérieur à 10 ans</u>
Exemples	<ul style="list-style-type: none"> - Demande de raccordement d'un consommateur ou d'un producteur - Schémas directeurs de développement du réseau pour lever les contraintes techniques. - Travaux de maintenance - Stratégie d'achat de ressources primaires - Stratégie de management des équipes 	<ul style="list-style-type: none"> - Construction et/ou démantèlement de lignes - Modification des architectures et/ou de leurs schémas de secours par l'ajout de nouveaux départs - Fusion de départs existants - Création de postes sources

I.5. Types de planification des réseaux électriques [3]

a) Planification sortie de terre

Lorsque le réseau électrique est nouveau, ce type de planification est proposé. Dans ce cas, le développement des infrastructures nationales (par exemple poste HTB/HTA) est basé sur des plans d'investissement décennaux qui ont pour objectif d'anticiper les évolutions de production, de consommation et de satisfaire la demande d'énergie.

b) Extension de réseau

L'extension de réseau s'aligne sur une vision à moyen et à long terme, basée sur le réseau existant. Ce type a pour objectif d'étudier l'impact de raccordement des nouveaux consommateurs ou producteurs au réseau et évaluer les réseaux électriques existants en analysant leur performance et leurs failles de façon à établir des stratégies de développement à coût minimal et choisir une solution technique à un problème posé afin de diminuer un taux de défaillance.

c) Planification opérationnelle

La planification opérationnelle est le processus qui se focalise sur des travaux d'entretien à moyen et à court terme. Elle décrit les étapes clés, les budgets et les conditions de la réussite ainsi que les problèmes rencontrés dans l'exploitation courante du réseau électrique. Il s'agit

des travaux hebdomadaires ou journaliers. Les études technico-économiques assurées par ce type de planification permettent de choisir une solution technique à un problème posé.

I.6 Enjeux et contexte politico-économique de la planification des réseaux électriques [3]

Pour atteindre les objectifs de planification, il faut prendre en compte plusieurs spécificités inhérentes au réseau électrique :

- Le fonctionnement des réseaux électriques est complexe du fait de l'interdépendance des ouvrages et du caractère aléatoire à l'origine des dégradations de fonctionnement (perte d'éléments de réseau suite à un défaut) ;
- Les ouvrages d'un réseau électrique ont une durée de vie de 40 ans et plus. La réalisation de nouveaux ouvrages impacte l'architecture des réseaux à long terme. Donc les choix effectués engagent largement l'avenir. Le long terme est donc à prendre en considération, mais, également, le poids résultant des choix passés ;
- Les délais de réalisation des ouvrages varient entre quelques mois et plusieurs années. Le poids et la complexité de certains ouvrages nécessitent des durées de construction relativement longues. De plus, ces durées sont allongées par la nécessaire prise en compte des contraintes d'environnement (négociation avec les autorités compétentes, autorisations...). Les délais de réalisation peuvent être de plusieurs années, ce qui rend difficile la souplesse d'adaptation aux charges. Le développement de réseaux doit donc, être anticipé à moyen et long termes ;
- Le renforcement et la création des ouvrages nécessitent des investissements potentiellement lourds. Pour un problème technique donné, différentes solutions doivent donc être imaginées pour trouver un optimum technico-économique. Les investissements annuels sont donc très lourds et ils sont le résultat de l'agrégation de milliers de décisions d'importance variable (du simple raccordement d'un client au choix d'une grande option technique), prises à différents niveaux et disséminées sur l'ensemble du territoire où les problèmes peuvent se poser de manières différentes suivant les régions.
- Les choix d'investissements dégagés sont confrontés à un environnement futur incertain : écarts de prévision de consommation, connaissance des nouveaux producteurs limitée à quelques années, évolution possible du cadre réglementaire, etc. Il est donc nécessaire d'avoir

une vision stratégique et de réviser régulièrement les choix de planification long terme pour tenir compte des écarts de prévision et des évolutions significatives du réseau à court et moyen termes.. Toutes ces considérations font bien apparaître la nature des compromis à rechercher : entre le court et le long terme, entre investissements et coûts d'exploitation, entre dépenses sur le réseau et qualité du produit distribué, entre les différentes régions.

- La planification des réseaux électriques se prête bien au calcul technico-économique du fait de l'importance de la composante économique dans les choix à effectuer. Mais on voit bien que beaucoup d'éléments entrant en ligne de compte sont difficilement quantifiables : obligations de service public, contraintes d'environnement, contraintes d'exploitation, etc.

De ce fait, la planification des réseaux doit rechercher des compromis, notamment entre :

- Les objectifs à court terme et les objectifs à long terme,
- Les investissements et les coûts opérationnels,
- Le coût et la qualité d'acheminement de l'électricité,

Pour y parvenir, on doit rechercher une minimisation des coûts d'investissement et d'exploitation tout en respectant des contraintes sociales, financières, politiques, géographiques et d'environnement. La planification recouvre donc de nombreuses actions :

- Prévoir le développement de la demande de l'électricité,
- Choisir les techniques de production et de transport adaptées aux conditions futures d'exploitation,
- Définir la structure générale du système,
- Définir ses possibilités et les choix d'investissement (nouveaux ouvrages et leurs lieu et date de mise en service).

I.7. Définition et structure des réseaux électriques [5]

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs. Cette architecture peut être divisée en deux parties ; D'une part, l'architecture du poste, et de l'autre part l'architecture de la distribution. Pour assurer sa stabilité, une bonne surveillance et un contrôle en temps réel de son fonctionnement est nécessaire.

1.7.1. Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure.I.2 illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : production, transport, répartition et distribution.

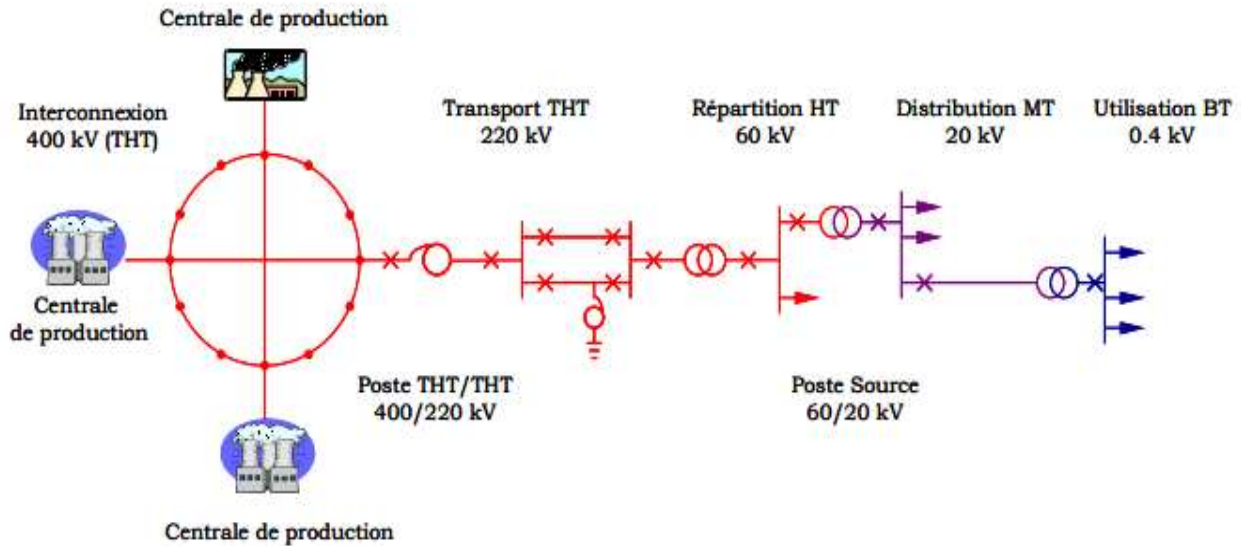


Figure I. 2. Vue générale du réseau électrique

1.7.1.1. Production:

La production sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique. . .)

1.7.1.2 Transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certains lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

1.7.1.3. Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT (MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des tensions de 60 et 30 kV.

1.7.1.3. Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400 V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

1.7.2. Niveaux de tension

Selon la norme UTE C 18-510, les tensions dans le réseau électrique sont classées comme suit :

Tableau I. 2. Niveaux de tension [6]

Type de ligne	Domaine	Abréviation	Tension alternative	Usage
Très haute tension (THT)	Haute tension B	HTB	$U > 50 \text{Kv}$ (225kV ou 400kV)	Transport d'énergie électrique à longue distance et international
Haute tension (HT)	Haute tension B	HTB	$U > 50 \text{Kv}$ (63kV ou 90V)	Transport d'énergie électrique distant, industries lourdes, transport ferroviaire
Moyenne tension (MT)	Haute tension A	HTA	$1000 \text{V} \leq U < 50 \text{Kv}$ (225kV ou 400kV)	Transport et distribution d'énergie électrique en local: industries, PME, Services, commerces
Basse tension (BT)	Basse tension B	BTB	$500 \text{V} \leq U < 1000 \text{V}$ (690V)	Distribution d'énergie électrique : industries
Basse tension (BT)	Basse tension A	BTA	$50 \text{V} \leq U < 500 \text{V}$ (230V, 400V)	Distribution d'énergie électrique : Maisons, artisans

1.7.3. Niveaux de conduite

Tableau I. 3. Niveaux de conduite [6]

Niveau	Mission
Niveau national	<ul style="list-style-type: none"> - L'équilibre production-consommation. - la gestion du plan de tension sur le réseau 400 kV "autoroutes de l'électricité". - respect de transits de courant sur les lignes 400 Kv. - la gestion des échanges aux frontières. - La gestion des aléas. - Le régime dégradé.

Niveau régional	<ul style="list-style-type: none"> • la surveillance des transits sur les réseaux 225 kV, 90 kV et 63 kV de leur zone d'action. • la maîtrise de la topologie du réseau HTB. • le pilotage de la tension par zone. • la préparation quotidienne de différents scénarios de répartition, au cas où une ligne serait indisponible. • la réorientation, dès que nécessaire, des flux sur d'autres lignes en respectant les règles de sécurité.
Niveau intermédiaire	Le centre de conduite intermédiaire assure la conduite des installations de transport. Il est constitué de groupements de Postes, chaque groupement de postes peut télécommander directement plusieurs postes asservis (télécommandés) et exécuter les instructions des centres de conduites.
Niveau local	Le centre de conduite local est situé dans chaque poste de transport, peut assurer la surveillance et la conduite des installations en ultime secours ou dans certaines phases de travaux.

I.7.4. Caractéristiques des grandeurs dimensionnantes :

Les conducteurs aériens et souterrains permettent de transporter l'énergie électrique. Cependant, le coût de la matière première et l'encombrement du territoire font qu'il n'est pas possible d'investir dans d'immenses plaques de conducteurs métalliques. Ainsi, les tailles de conducteurs limitées créent des imperfections sur le réseau comme la chute de tension, les puissances limitées dans le réseau et enfin les pertes. Nous allons rappeler la définition de ces imperfections dans les paragraphes qui suivent :

a) Chute de tension

Soit un conducteur électrique triphasé de longueur L alimentant une charge électrique. Le conducteur est caractérisé par sa résistance kilométrique r et sa réactance kilométrique x . La Figure 3 représente le système triphasé considéré ainsi que son schéma équivalent monophasé. En effet, un système triphasé équilibré de tension composée U (entre phases) est équivalent à trois systèmes indépendants triphasés de tension V (phase -neutre).

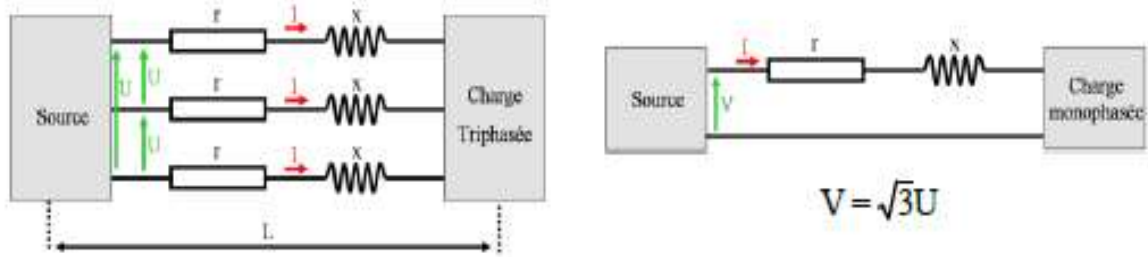


Figure I. 3. Système triphasé étudié

On peut alors dessiner le triangle de Kapp pour ce schéma monophasé comme présenté dans la Figure I-3. On approxime généralement la chute de tension entre la source et la charge à ΔV , partie de la chute de tension réelle colinéaire à V_{charge} . Cela se traduit donc par l'expression de la chute de tension suivante :

$$\Delta V = r \times L \times I \times \cos(\varphi) + x \times L \times I \times \sin(\varphi)$$

Par définition, on a:

$$\begin{aligned} S &= VI \quad (VA) \\ P &= VI \cos(\varphi) \quad (W) \Rightarrow I \cos(\varphi) = \frac{P}{V} \\ Q &= VI \sin(\varphi) \quad (Var) \Rightarrow I \sin(\varphi) = \frac{Q}{V} \end{aligned} \quad (I.1)$$

S = puissance apparente, P = puissance active de la charge monophasée équivalente, Q = puissance réactive de la charge monophasée équivalente. La chute de tension relative (en %) est donc:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V}{V} &= \frac{rLI \cos(\varphi) + xLI \sin(\varphi)}{V} \\ \frac{\Delta V}{V} &= \frac{rLP + xLQ}{V^2} \end{aligned} \quad (I.2)$$

En triphasé, nous définissons :

$$\begin{aligned} U^2 &= 3V^2 \\ P_{tri} &= 3VI \cos(\varphi) = 3P \\ Q_{tri} &= 3VI \sin(\varphi) = 3Q \\ \frac{\Delta V}{V} &= \frac{3rLP + 3xLQ}{3V^2} \\ \frac{\Delta U}{U} &= \frac{rLP_{tri} + xLQ_{tri}}{U^2} \end{aligned} \quad (I.3)$$

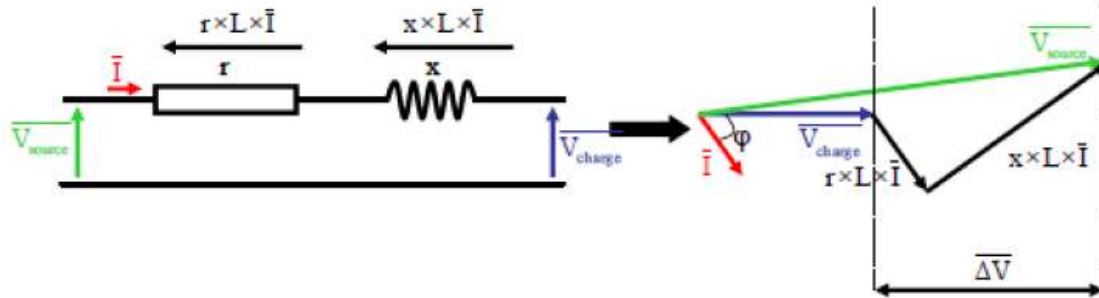


Figure I. 4. Chute de tension

Ainsi on peut voir que plus les conducteurs utilisés sont longs ou impédents, plus il y aura de chute de tension.

b) Courant admissible dans un conducteur

Le courant admissible d'un conducteur est le courant maximal en régime permanent qui peut circuler dans ce dernier sans dépasser ses contraintes thermiques. Au-delà de ces températures, l'isolant et/ou le conducteur se détériorent et cela peut causer des incendies.

Ainsi, il est nécessaire de dimensionner correctement les conducteurs utilisés pour alimenter les charges afin que les courants qui circulent respectent l'intensité admissible.

c) Pertes

Les pertes électriques sont liées au caractère résistif des conducteurs. Soit un conducteur triphasé de résistance linéique r (Ω/km) et de longueur L (km) permettant d'alimenter une charge. Les pertes s'expriment par la formule suivante :

$$\text{Pertes} = 3 \times r \times L \times I^2 \quad \text{Or on sait que : } S_{\text{charge}} = \sqrt{3}UI \quad \text{d'où } \text{Pertes} = \frac{3RS_{\text{charge}}^2}{\sqrt{3}U^2}$$

L'expression des pertes est donc :

$$\text{Pertes} = \frac{\sqrt{3}RS_{\text{charge}}^2}{U^2} \quad (1.4)$$

Ainsi, l'utilisation d'une tension élevée permet de diminuer les pertes. Par ailleurs,

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad \text{Pertes} = \frac{\sqrt{3}R(P^2 + Q^2)}{U^2} \quad (1.5)$$

Ainsi, on peut également constater que le transport de puissance active et réactive augmente les pertes.

I.7.5. Conduite Des Réseaux Electriques

Les exploitants des réseaux électriques doivent procéder au contrôle des tensions et des transits de puissance pour améliorer la conduite et stabilité des réseaux électriques.

⇒ maîtriser et contrôler les transits de puissance

Les lignes électriques ont des capacités de transport physiquement limitées

Les ouvrages du réseau électriques (lignes, transformateurs et groupes) ne sont pas exploités à leurs vraies limites physiques mais avec des marges de sécurité prévoyant la perte fortuite d'un ou de plusieurs ouvrages. Puisque, lorsqu'un ouvrage a déclenché suite à un défaut, le transit supporté initialement par cet ouvrage va se reporter sur les ouvrages voisins. Ce report automatique des flux risque à son tour de surcharger d'autres lignes interconnectées du réseau, et d'entraîner un écroulement en chaîne du réseau.

⇒ Contrôler la tension

Pour des raisons diverses (stabilités, qualité de l'énergie, etc.), les exploitants du réseau doivent maintenir une tension aussi proche que possible de la tension nominale en chaque nœud du réseau.

En régime de fonctionnement exceptionnel, la valeur de la tension ne doit pas dépasser, vers les valeurs hautes, la valeur maximale de tension admissible par les matériels et vers les valeurs basses, ne doit pas franchir les valeurs pouvant provoquer

⇒ Contrôler la fréquence

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie, assurant, via un alternateur la conversion d'une énergie mécanique en énergie électrique. La fréquence observée sur le réseau résulte d'un équilibre entre la production et la consommation.

La stabilité des systèmes d'énergie électrique est caractérisée par une fréquence constante du réseau. L'écroulement de la fréquence sera plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation sera important.

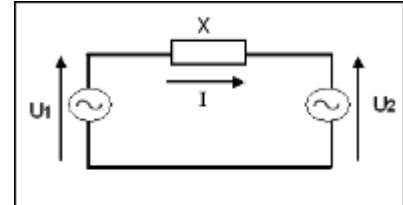
Il faut donc que toutes les unités de productions puissent continuer de fonctionner et garder le synchronisme dans un certain intervalle de fréquence autour de la fréquence nominale, par exemple, pour un réseau 50 Hz , de 48 à 52 Hz.

1.7.6. Contrôle Des Transits De Puissance

La puissance transitée par la ligne est donnée par la formule

Suivante : $P = (U_1 U_2 / X) \sin \delta$

L'équation ci-dessus montre qu'il est possible d'augmenter



la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement la réactance de la liaison X .

1.7.7. Contrôle De La Tension

La chute de tension ΔV est la différence entre la tension de départ et la tension d'arrivée. :

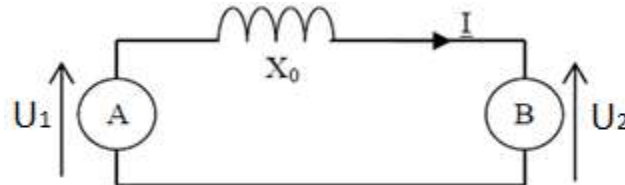
$$\overline{\Delta V} = \overline{V1} - \overline{V2}$$

Pour réguler la tension en un point d'un réseau, il faut y placer un composant capable de produire ou d'absorber de la puissance réactive (bobines d'inductance et condensateurs) et d'asservir celui-ci de sorte qu'il produise davantage de puissance réactive lorsque la tension tend à diminuer (et inversement).

Evaluation

EXERCICE 01

Une source de tension sinusoïdale A de valeur efficace U_1 est connectée à une autre source sinusoïdale B de même fréquence et de valeur efficace U_2 par une ligne caractérisée par sa réactance X_0 , comme indiqué ci-dessous.



- 1- Donner l'expression de la puissance P transitée de la source A vers la source B ?
- 2- Indiquer les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour régler la puissance transmise par la ligne ?



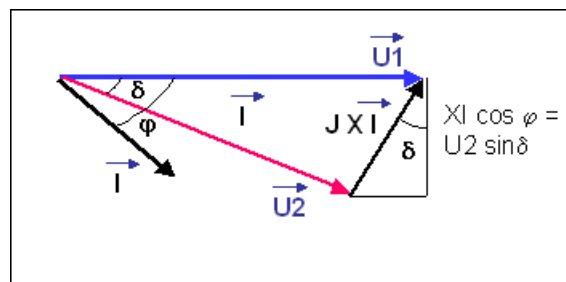
Solution

-Puissance transmise par une ligne inductive entre deux sources de tension

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions U_1 et U_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre U_1 et U_2) et connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante :

$$P = U_1 \times I \times \cos \varphi \quad (1)$$

Le schéma vectoriel associé à un réseau de deux nœuds est donné ci-dessous :



D'après le schéma vectoriel on a : $X_0 \times I \times \cos \varphi = U_2 \times \sin \delta$

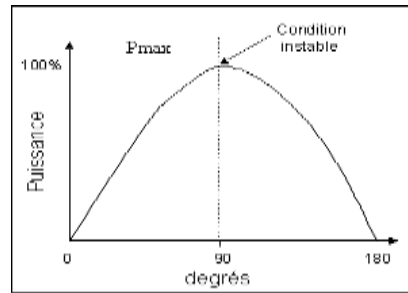
$$I \times \cos \varphi = U_2 \times \sin \delta / X_0 \quad (2)$$

On remplace l'équation 2 dans l'équation 1, la puissance transitée par la ligne devient :

$$P = \left(\frac{U_1 \times U_2}{X_0} \right) \times \sin \delta$$

Si on suppose que les deux sources de tension sont égales, la

$$\text{puissance transitée par la ligne devient : } P = \left(\frac{U_1^2}{X_0} \right) \times \sin \delta$$



Puissance transmise par une ligne inductive entre deux sources de tension égales

EXERCICE 02

Le réseau sinusoïdal triphasé 400 V / 50 Hz alimente le lycée (charge triphasée équilibrée).

La puissance active consommée par le lycée est $P = 400$ kW.

Le facteur de puissance du lycée est $k_1 = 0.91$

- Calculez alors l'intensité I_1 du courant en ligne ainsi que la puissance réactive Q_1 consommée.
- Calculez la puissance apparente S_1 .
- On souhaite obtenir un nouveau facteur de puissance $k_2 = 0.93$.
- Quelle est la puissance P_2 consommée ?
- Calculez les nouvelles valeurs de la puissance apparente S_2 de l'installation, de l'intensité I_2 du courant en ligne, et de la puissance réactive Q_2 .



Solution

1. Calculez alors l'intensité I_1 du courant en ligne ainsi que la puissance réactive Q_1 consommée.

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos(\varphi_1)} = \frac{P}{\sqrt{3}U k_1} = 634 \text{ A}$$

$$Q_1 = P \cdot \tan(\varphi_1) = P \cdot \tan(\arccos(k_1)) = 182 \text{ kvar}$$

2. Calculez la puissance apparente S_1 .

$$S_1 = \sqrt{3}U \cdot I_1 = 439 \text{ kVA}$$

3. Quelle est la puissance P_2 consommée ?

⇒ Les condensateurs ne consomment pas de puissance active: $P_2 = P$

4. Calculez les nouvelles valeurs de la puissance apparente S_2 de l'installation, de l'intensité I_2 du courant en ligne, et de la puissance réactive Q_2 .

$$S_2 = \frac{P_2}{k_2} = 430 \text{ kVA}$$

$$Q_2 = P_2 \cdot \tan(\varphi_2) \text{ ou } Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 158 \text{ kvar}$$

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U} = 620 \text{ A}$$

Chapitre 2

Planification des réseaux de distribution électrique

Chapitre II

Planification des réseaux de distribution électrique

II.1. Introduction

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont divisés en réseaux HTA (moyenne tension) et BTA (basse tension). La limite entre ces deux niveaux de tension se trouve au niveau des postes de distribution publique HTA/BTA. Ce sont le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie entre les centres de production et les consommateurs finaux. Ils sont en général plus vastes et plus denses que les réseaux de transport et de répartition qui les alimentent à travers les postes de transformation haute tension de niveau B vers la haute tension de niveau A [6].

II.2. Structure et topologie du réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension : les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV) les réseaux basse tension (BT de 50 à 1 000V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs (entreprises et locaux d'habitations) Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population [6].

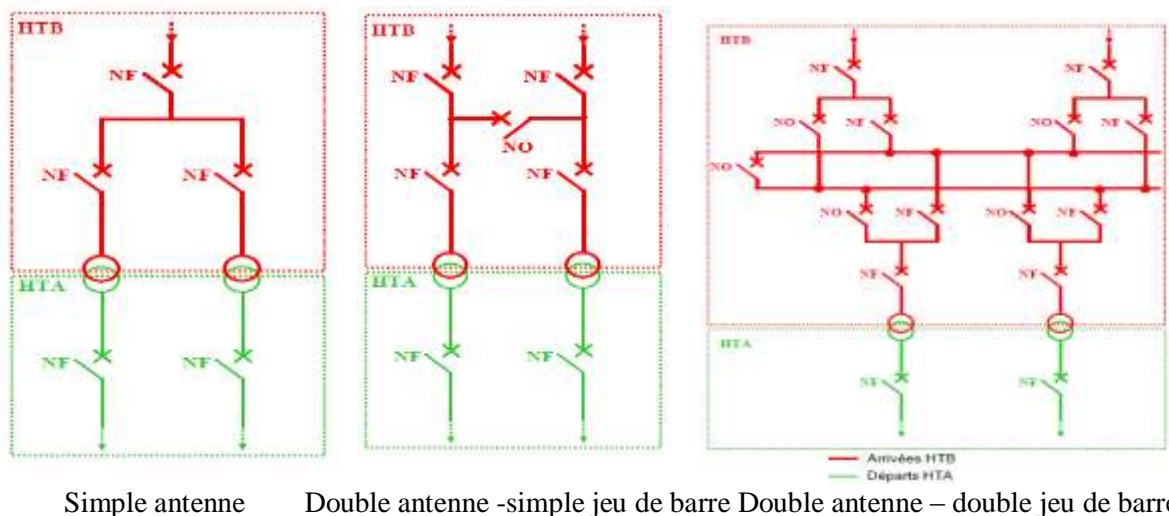


Figure II. 1. Postes source HTB/HTA

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation.

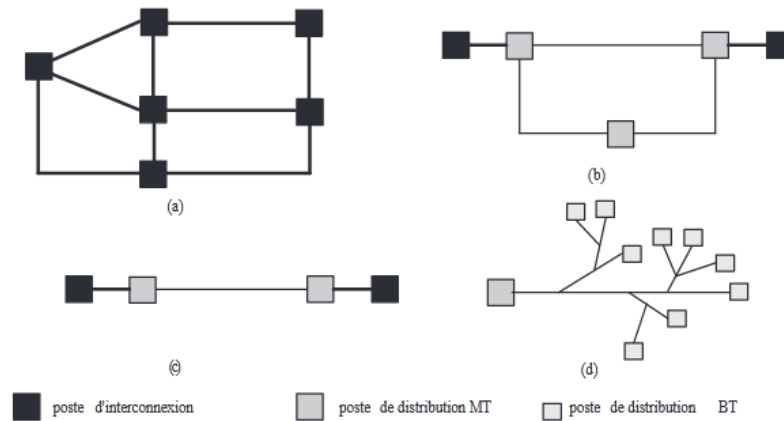


Figure II. 2. Différentes topologies : (a) Réseau maillé, (b) Réseau bouclé, (c) réseau radial, (d) réseau arborescent

- Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

- Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

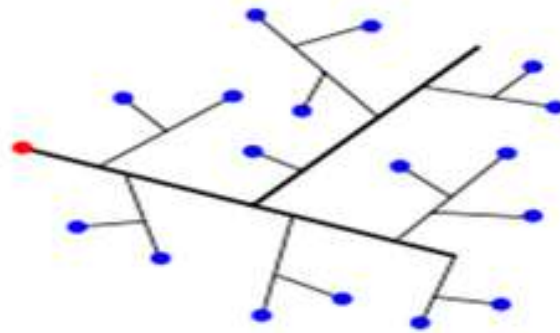
- Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

- Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source (**en rouge**), l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation



On distingue par ailleurs : les réseaux ruraux de types **aériens** et les réseaux urbains de types **souterrains**.

II.2.1. Les réseaux de distribution aériens

Les réseaux de distribution aériens, associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente mais exploitée en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source.

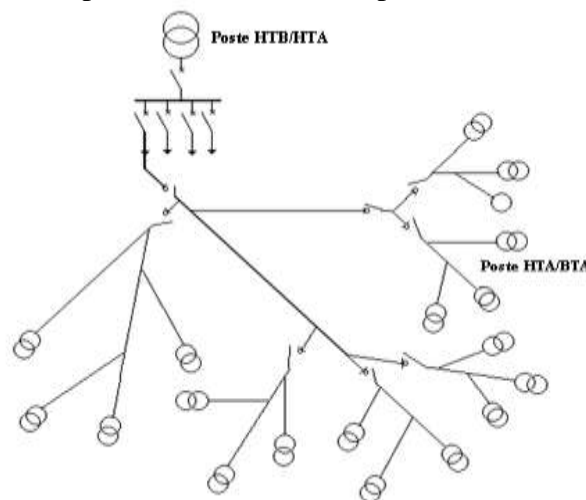


Figure II. 3. Réseau rural de type aérien

Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant des grappes de plusieurs postes HTA/BTA. Au poste source, un disjoncteur MT (Moyen Tension), à cycle de ré-enclenchements rapides puis lents, est installé en tête de l'ossature pour éliminer les défauts auto-extincteurs. En tête de chaque dérivation, il est installé un IACT (Interrupteur Aérien à Creux de Tension). Ce dernier permet d'isoler la dérivation en cas de défaut en s'ouvrant automatiquement pendant les déclenchements lents du cycle du disjoncteur de départ, évitant ainsi d'affecter l'ossature principale. L'emploi récent des IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) dans l'exploitation des réseaux HTA aériens a beaucoup réduit les durées de coupure et par conséquent l'énergie non distribuée. Ces IAT, placés le long des ossatures et aux points de bouclage, permettent de localiser et d'isoler rapidement le tronçon en défaut et effectuer les secours nécessaires [7].

II.2.2. Les réseaux de distribution souterrains

La structure des réseaux de distribution souterrains, employés dans des zones urbanisées à forte densité de charge, est caractérisée par le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste HTA/BTA). Les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes. On y distingue : la structure en coupure d'artère et la structure en double dérivation.

a) Structure en double dérivation

La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source HTB/HTA (figure 1.4). Chaque poste de transformation HTA/BTA est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail, il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts.

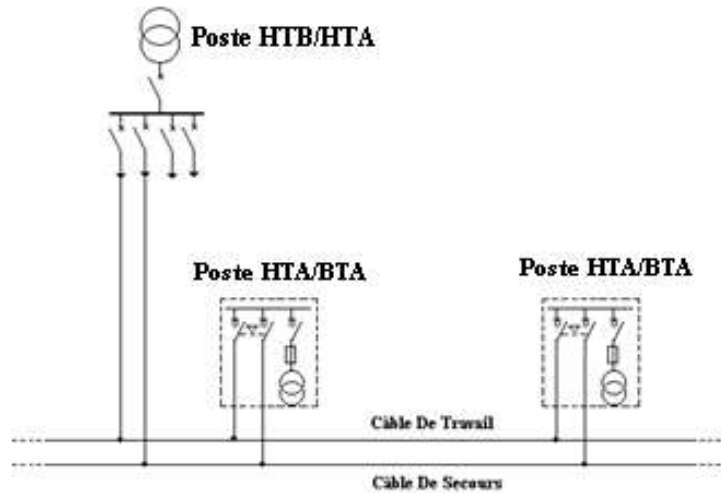


Figure II. 4. Structure en double dérivation

b) Structure en coupure d'artère

Dans cette architecture, un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BTA à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble secours. Au niveau des postes HTA/BTA, des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale. Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par le défaut. Bien que son exploitation manuelle soit plus économique que la double dérivation mais nécessite un temps d'intervention plus long, d'environ une heure. Son automatisation actuellement coûteuse peut se développer avec la baisse des coûts de transmission et des systèmes de gestion centralisée.

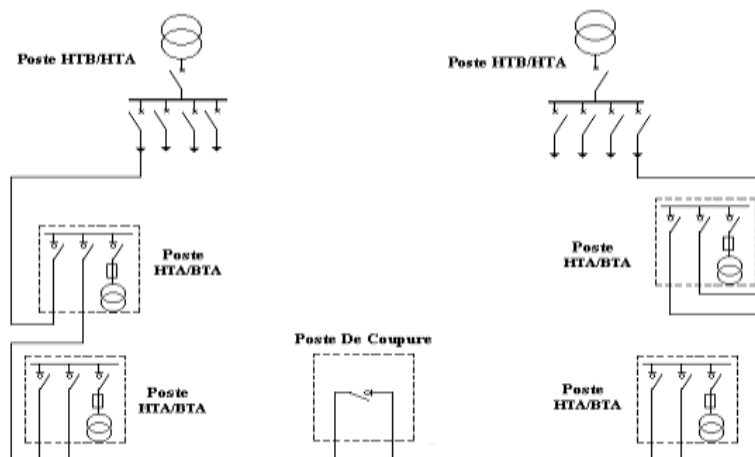


Figure II. 5. Structure en coupure d'artère

II.3. Réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution HTA achemine l'énergie entre le réseau de transport, les utilisateurs raccordés en HTA triphasé et les postes de distribution publique desservant les utilisateurs raccordés en BT, par l'intermédiaire des liaisons électriques (aérien ou câble souterraine). La tension nominale en HTA est 30 kV entre phases pour les lignes aériennes et 10 kV entre phases pour les câbles souterraines. En Algérie, le réseau HTA est arborescent, en général bouclable mais exploité en boucle ouverte. En cas d'incident sur le réseau HTA, les utilisateurs peuvent être réalimentés par une demi-rame HTA adjacente ou un autre poste source grâce une manœuvre télécommandée à distance. Ce réseau est équipé de détecteurs permettant un contrôle à distance de l'état du réseau et une intervention rapide en cas de défaut [7].

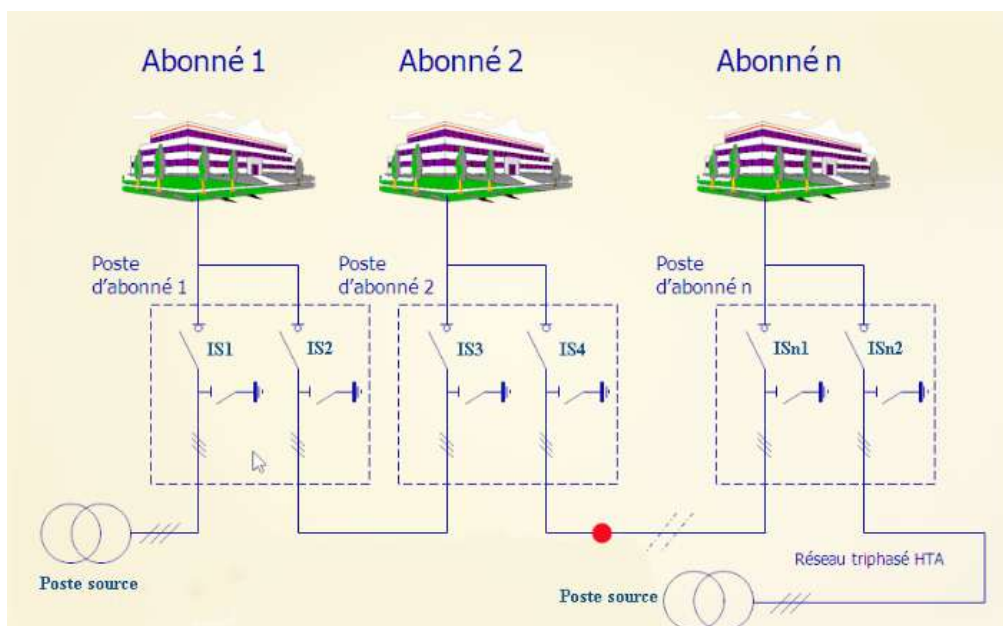


Figure II. 6. Intervention sur le réseau de distribution HTA

II.4. Réseau de distribution BT

Le réseau BT achemine l'énergie entre le réseau HTA et les utilisateurs raccordés en BT en 400 V triphasé ou en 230 V monophasé. Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité admissible dans les câbles et par les chutes de tension. On peut distinguer schématiquement trois types de structures de réseau à basse tension [6]:

- La structure arborescente : C'est de loin la plus répandue. Elle est, dans la plupart des cas, considérée comme suffisante. En effet, bien que les détails de localisation de défaut et de réparation soient non négligeables, surtout en souterrain, le nombre des clients affectés par l'indisponibilité d'un tronçon est beaucoup plus faible qu'en HTA ;

- La structure bouclée : Elle consiste à insérer des points de bouclage (par les boîtes de coupure, ou dans les postes) ouverts en fonctionnement normal, entre deux (2) départs du même poste HTA/BT ou des deux (2) postes voisins ; Cours planification des réseaux électriques Master Réseaux Electriques

- La structure maillée : Cette structure est très coûteuse et elle est réalisée dans des cas où l'on souhaite un niveau de qualité de service très élevé.

En Algérie, le réseau BT est arborescent et non bouclé, avec des départs généralement construits pour être les plus courts possible. En cas d'incident sur le réseau BT, la réalimentation des utilisateurs doit se faire manuellement en déroulant un câble provisoire depuis un autre départ BT ou en installant un groupe électrogène.

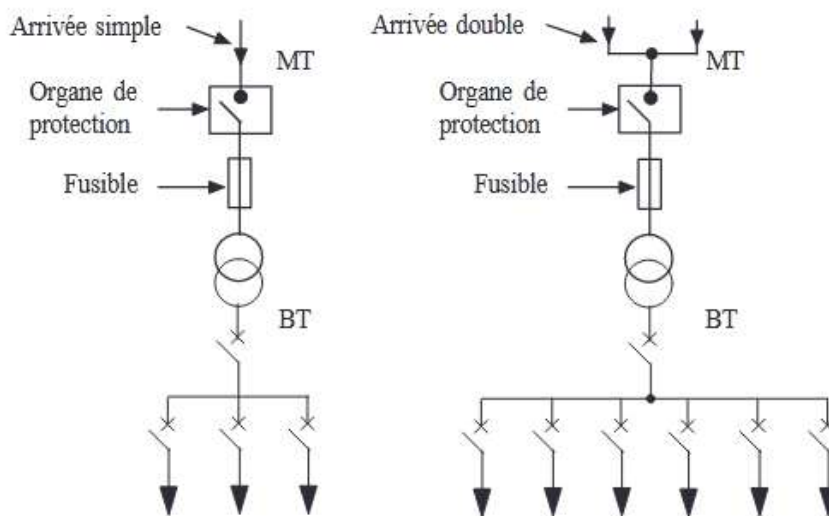


Figure II. 7. Postes de distribution basse tension

II.5. La planification des réseaux de distribution

La planification des réseaux électriques de distribution est l'ensemble des décisions opérationnelles et des investissements nécessaires dans le réseau électrique afin de répondre à trois objectifs fondamentaux : desservir les utilisateurs finaux (consommateurs et producteurs), prévoir leur besoin électrique (puissance soutirée et injectée) et assurer la

qualité et la continuité de l'alimentation, avec un souci de rentabilité sur la durée de vie de ces investissements. Plusieurs spécificités inhérentes au système de distribution doivent être prises en compte en planification [8]:

- Le renforcement et la création des ouvrages nécessitent des investissements potentiellement lourds. Pour un problème technique donné, différentes solutions doivent donc être imaginées pour trouver un optimum technico-économique.
- Les ouvrages ont une durée de vie de 40 ans et plus. La réalisation de nouveaux ouvrages impacte donc l'architecture des réseaux à long terme.
- Les délais de réalisation des ouvrages varient entre quelques mois et plusieurs années. Le développement de réseaux doit donc, si possible, être anticipé à moyen et long termes.
- Une partie des investissements est imposées et doit être réalisée en priorité. C'est le cas du raccordement des nouveaux utilisateurs et du remplacement des ouvrages défectueux.
- Les choix d'investissements délibérés sont confrontés à un environnement futur incertain : écarts de prévision de consommation, connaissance des nouveaux producteurs limitée à quelques années, évolution possible du cadre réglementaire, etc. Il est donc nécessaire d'avoir une vision stratégique et de réviser régulièrement les choix de planification long terme pour tenir compte des écarts de prévision et des évolutions significatives du réseau à court et moyen termes. De ce fait, la planification des réseaux doit rechercher des compromis, notamment entre les objectifs à court terme et les objectifs à long terme, entre les investissements et les coûts opérationnels, entre le coût et la qualité d'acheminement de l'électricité, etc. [8].

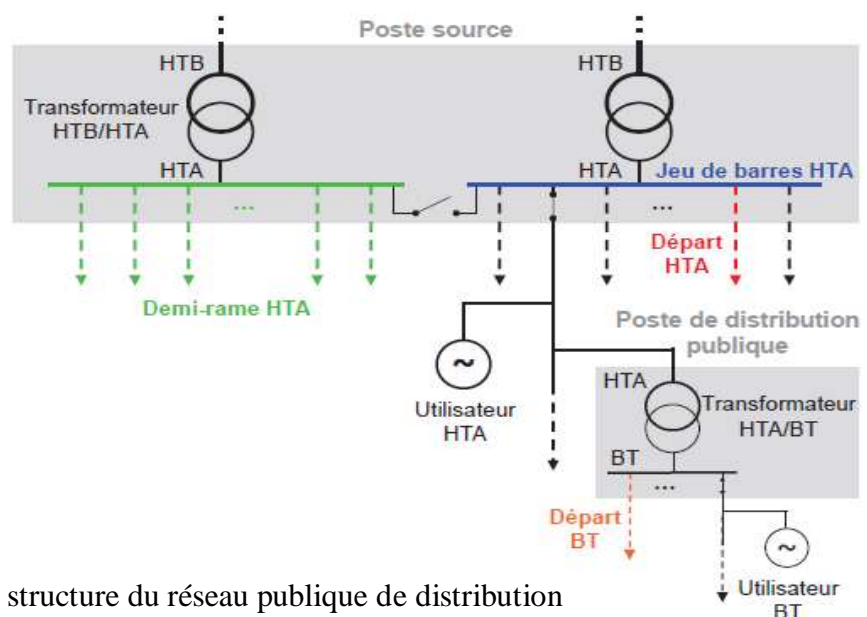


Figure II. 8. Illustration de la structure du réseau public de distribution

II.5.1. Objectifs de planification des réseaux de distribution

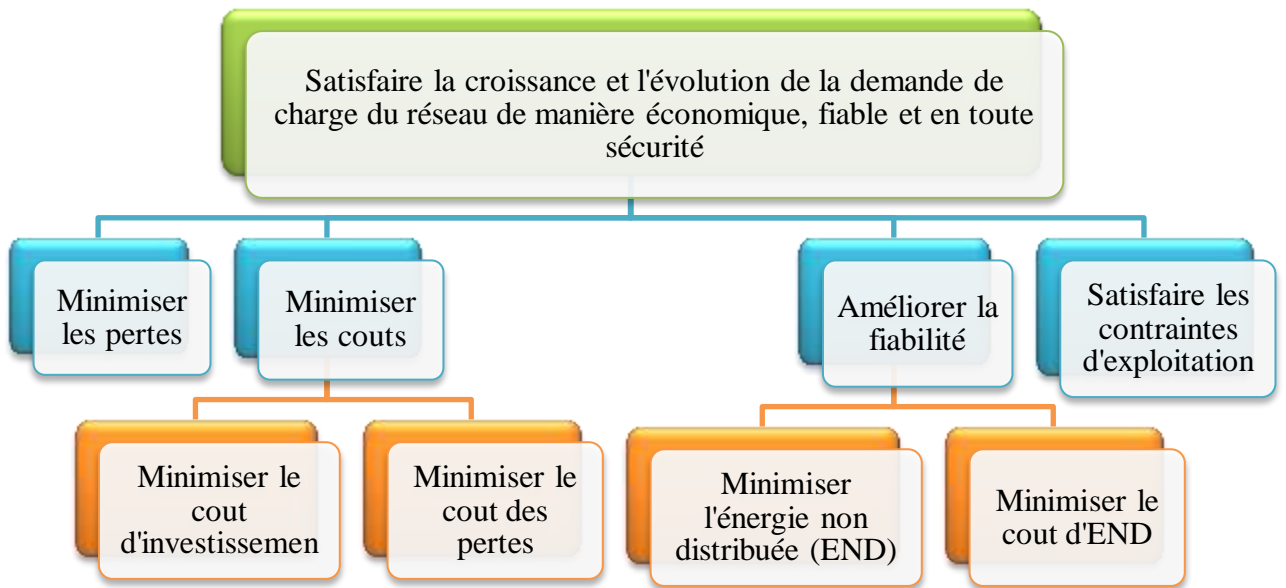


Figure II. 9. Hiérarchie des objectifs de planification des réseaux de distribution

II.5.2. Les contraintes de la planification des réseaux de distribution

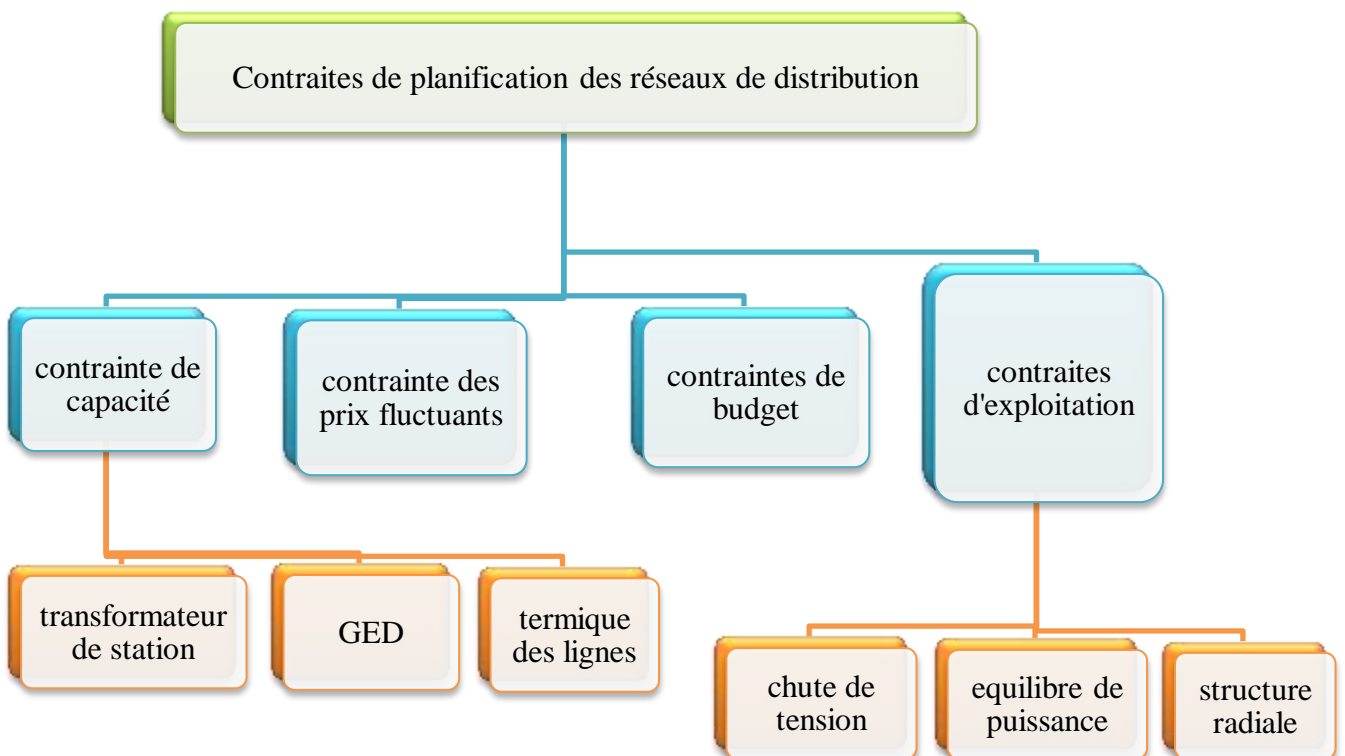


Figure II. 10 . Les contraintes de la planification des réseaux de distribution

II.5.2.1. Contraintes de tension et de courant d'un réseau BT

Les contraintes de tension et de courant sont les principaux facteurs intervenant dans le dimensionnement des ouvrages du réseau.

⇒ Les contraintes de tension

La limite de chute de tension dépend également de la charge et de sa répartition le long de la ligne, mais aussi de la longueur de la ligne. Ce dernier paramètre est déjà minimisé lors de la phase précédente. Le respect des chutes de tension maximales est vérifié a posteriori car dans la mesure où les réseaux étudiés sont en milieu urbain et courts, il est rare que cette contrainte soit décisive. En effet, la tension délivrée par un réseau BT doit être varié entre :

- 230 \pm 10% pour les zones industrielles ;
- 230 \pm 5% pour les zones urbaines.

Les seuils de tension BT imposés par la réglementation aux bornes d'entrée de l'installation du client sont :

- 207 V en monophasé et 358 V en triphasé (-10% de la tension nominale).
- 244 V en monophasé et 423 V en triphasé (+ 6% de la tension nominale),

⇒ Les contraintes de courant

L'intensité transitant dans un conducteur de réseaux ou branchement BT doit être inférieur au courant admissible pour réduire l'échauffement dans les conducteurs. Les risques pour les conducteurs isolés torsadés sont les mêmes que pour les câbles.

II.5.2.2. Contraintes de tension et de courant d'un réseau HTA

⇒ Critères de tension

Le distributeur adapte le réseau HTA afin d'alimenter les ouvrages avec une tension HTA suffisamment élevée tout en restant dans la plage définie. Cette tension sera plus élevée à la sortie des postes sources qu'aux extrémités des réseaux. Les transformateurs HTA/BT installés sur le réseau permettent d'adapter la tension secondaire sur une plage de +/- 2,5% et ainsi compenser les chutes de tension amont. Lors des études décisionnelles en HTA, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie que la tension en tout point du réseau HTA reste dans une plage :

- de ± 5 % autour de la tension nominale U_n dans des conditions normales d'exploitation,
- de $[-5$ % ; $+8$ %] autour de la tension nominale U_n dans des conditions dégradées d'exploitation.

⇒ Critères de courant et de puissance apparente

Les contraintes de courant/puissance apparente dans les ouvrages du réseau de distribution HTA sont définies pour respecter les limites constructives des matériels et assurer une hauteur de sécurité pour les liaisons aériennes. Les définitions suivantes sont retenues lors des études décisionnelles :

- Un transformateur est en contrainte de puissance apparente lorsque la puissance apparente le traversant est supérieure à sa puissance apparente maximale.
- Un conducteur est en contrainte de courant lorsque le courant le traversant est supérieur à son courant maximal admissible pendant plus de 10 minutes. Il est à noter qu'en exploitation, des surcharges temporaires de transformateurs et de câbles souterrains HTA sont tolérées sur des périodes inférieures à 1 ou 3 heures.

Pour les contraintes en courant, deux scénarios de régime de défaut, illustrés dans la figure II.11, sont étudiés. Ils correspondent à l'apparition d'un défaut en tête d'un des deux départs d'une ligne. Dans cette situation, l'ensemble des charges de la ligne est alimenté via un seul poste source. Pour chaque branche, le courant maximal correspondant est la valeur maximale entre les deux scénarios étudiés.

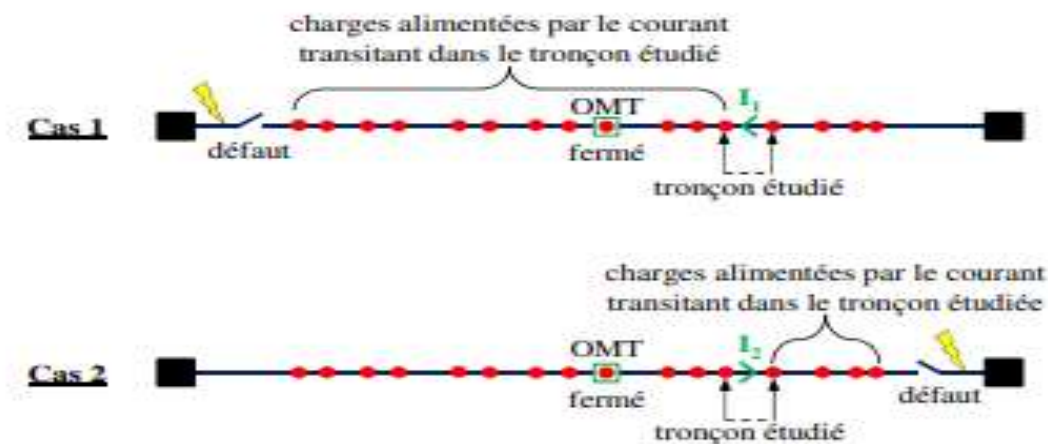


Figure II. 11. Calcul du courant maximal dans une branche du réseau HTA

II.6. Horizons temporels planification des réseaux de distribution

Pour les gestionnaires des réseaux de distribution, les études de planification à long terme sont réalisées afin d'établir la meilleure stratégie d'électrification.

- La recherche du schéma cible d'électrification ;
- Le choix des matériels à utiliser ;

- La répartition dans l'espace (problème de structure) ;
- La répartition dans le temps (problème de stratégie) de ces matériels.



Figure II. 12. Plan de planification sur plusieurs horizons temporels

- ⇒ **Sur le domaine HTA**, l'affluence de la consommation et l'évolution modérée du réseau rendent possible une anticipation des contraintes sur le long terme. Le gestionnaire du réseau de distribution est donc capable d'élaborer des schémas directeurs à 30 ans et d'établir une liste prévisionnelle des travaux de développement du réseau HTA sur 10 ans.
- ⇒ **Sur le domaine BT**, l'anticipation des contraintes à long terme est plus difficile du fait des aléas individuels importants et de l'évolution rapide du réseau. Le gestionnaire du réseau de distribution planifie le développement du réseau souvent suite au constat de contraintes. Les zones à traiter sont classées en fonction du nombre de clients mal alimentés (CMA) et ils sont traités en fonction de l'enveloppe budgétaire allouée à la qualité de fourniture. C'est pourquoi seule la planification HTA est possible au-delà de 10 ans.

II.7. Les études de la planification des développements du réseau de distribution

Les études décisionnelles sont les études à caractère technique et économique menées pour éclairer les choix d'investissement sur les Réseaux de Distribution. Décider d'engager des dépenses sur le réseau est le résultat de l'une des démarches suivantes :

- l'utilisateur (client ou producteur) souhaite le raccordement de son Installation au réseau,
- le tiers souhaite un déplacement de nos ouvrages, [8].

- les ouvrages ne répondent plus au cadre réglementaire ou normatif - ou sont susceptibles de ne plus y répondre dans un délai prévisible,
- le taux de défaillance des Installations est tel que les dépenses à engager pour améliorer les performances du réseau sont jugées moins contraignantes pour le gestionnaire que l'insatisfaction des clients.

La défaillance du réseau se traduit par des coupures. Elle entraîne une gêne de la clientèle desservie, gêne différente selon qu'il s'agit de la perte de production d'un industriel ou d'inconvénients ressentis par la clientèle domestique. Pour pallier cette difficulté, EDF a créé, il y a plus de 30 ans, le concept d'Energie Non Distribuée (END). Les méthodes d'évaluation et de valorisation des volumes d'END ont permis de donner un poids économique aux interruptions de fourniture. Pour un problème posé au planificateur de réseau, il est ainsi possible de comparer plusieurs solutions du point de vue de la défaillance.

II.8. La méthodologie d'étude et de développement du réseau BT

La planification d'un réseau de distribution BT consiste à analyser de manière technico-économique le développement de ce réseau. L'objectif principal est l'électrification des nouvelles zones pour satisfaire les besoins futures des consommateurs. Dans ce qui suit, nous allons procéder à la définition de quelques paramètres techniques liées à la planification d'un réseau basse tension [7.]

Puissance installée : La puissance installée est la somme des puissances de tous les récepteurs. Cette puissance est beaucoup plus élevée que la puissance réellement consommée.

Puissance souscrite : C'est une caractéristique du contrat de fourniture d'électricité entre l'abonné et le distributeur. Il s'agit d'une indication de puissance maximale qui ne doit pas être franchie ou dont les dépassements seront facturés avec des pénalités.

Puissance consommée : C'est la puissance de pointe réellement consommée, elle dépend du fonctionnement de chaque récepteur pris individuellement et de tous les récepteurs pris ensemble, d'où la notion du coefficient d'utilisation maximale et du coefficient de simultanéité.

Facteur d'utilisation : Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Coefficient de simultanéité : La variation du régime de fonctionnement d'un récepteur dans le temps entraîne la non superposition des pointes de consommation maximale d'un groupe de récepteurs, d'où la notion de coefficient de simultanéité, en d'autres termes il exprime avec quelle probabilité un certain nombre de récepteurs fonctionneraient en même temps.

Coefficient d'évolution de la charge : Le coefficient d'évolution de la charge est une valeur qui permet d'évaluer avec plus ou moins d'exactitude, la valeur de la charge d'une région, au bout d'un certain temps. Le but de la détermination de ce coefficient est de pouvoir prendre des précautions pour pallier aux éventuelles carences de tension dues à l'augmentation de la charge. Dans le domaine pratique on distingue deux coefficients d'évolution de la charge :

- Coefficient d'évolution de la charge en profondeur : Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent les charges existantes (domestiques ou industrielles) dans le réseau.
- Coefficient d'évolution de la charge en surface : Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent le réseau par rapport au réseau existant.

II.9. Etapes de planification d'un réseau de distribution BT

L'étude de planification d'un réseau basse tension se fait méthodiquement en respectant les étapes illustrées dans l'organigramme ci-dessous. [7]

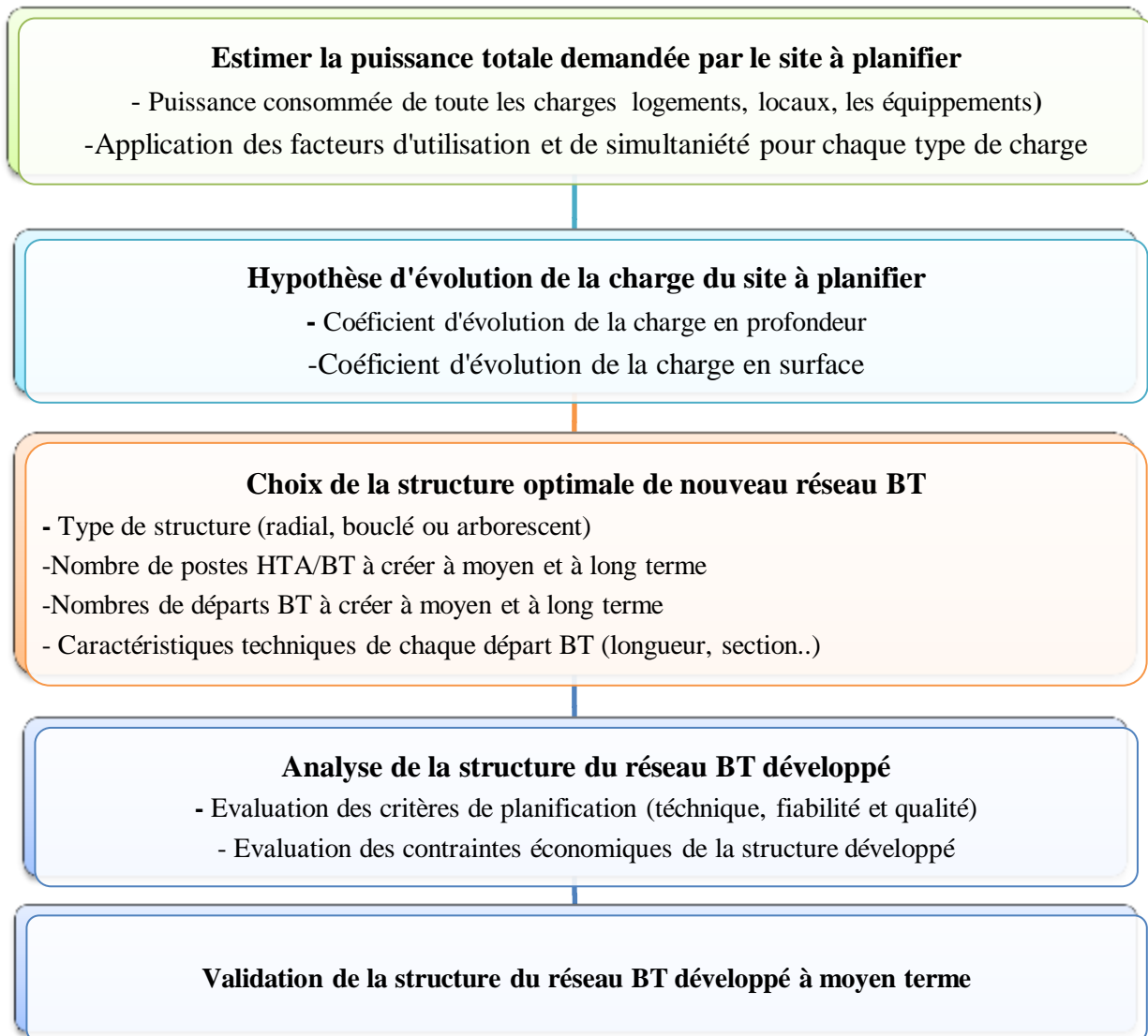


Figure II. 13. Etapes de planification d'un réseau de distribution BT

II.10. Les calculs technico-économiques

Pour comparer des solutions sur un horizon temporel long, des calculs technico-économiques ont été réalisés [9].

⇒ **Le coût net actualisé**

Comme les solutions engagent potentiellement des dépenses différentes à des dates différentes, il est nécessaire d'actualiser les coûts avant de pouvoir les sommer. Le principe d'actualisation suppose que tout acteur économique préférera disposer d'une ressource financière dans l'immédiat que dans le futur. Un taux d'actualisation i est donc appliqué aux

coûts annuels pour les ramener à l'année 1 : un coût c à l'année t est équivalent à un coût $c_{act} = \frac{c}{(1+i)^{t-1}}$ € à l'année 1. Pour comparer les solutions possibles pour résoudre un problème donné, le Coût Net Actualisé (CNA) a été établi, de chaque solution sur une même période de T années. La solution optimale est la solution techniquement faisable qui obtient le CNA minimal. Le CNA d'une solution sur T années est défini comme suit :

$$CNA = I_{act} + C_{act} - V_{act} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{I_t}{(1+j)^{t-1}} + \frac{C_t}{(1+j)^{t-1}} - \frac{V_t}{(1+j)^T} \right)$$

avec :

- I_{act} , C_{act} et V_{act} : les montants respectifs d'investissement, de coûts opérationnels et de valeurs d'usage actualisés à l'année 1 ;
- T : le nombre d'années de l'étude technico-économique ;
- i : le taux d'actualisation des coûts réels ;
- I_t : le montant des investissements à réaliser à l'année t ;
- C_t : le montant des coûts opérationnels prévisionnels à l'année t ;
- V_t : la valeur d'usage, ou valeur résiduelle, de l'investissement I_t à la fin de l'année T .

Le retrait des valeurs d'usage des investissements permet de quantifier les reports d'investissement et comparer les stratégies sur une même période d'étude.

La valeur d'usage V_t est calculée comme suit :

$$V_t = \frac{(1+i)^{A_t} - (1+i)^{T-t+1}}{(1+i)^{A_t} - 1} I_t,$$

où A_t est la durée de vie de l'investissement I_t .

II.11. Critères de qualité de l'énergie électrique

Le planificateur du réseau de distribution HTA doit respecter plusieurs objectifs de qualité sur l'onde de tension, définie par :

- Les variations lentes de la tension autour de la valeur contractuelle : elles proviennent de l'évolution de la charge sur le réseau et ne doivent pas être trop importantes pour ne pas entraîner le dysfonctionnement de certains appareils [8].

- Les variations rapides ou « flicker » qui sont répétitives et aléatoires : Leur origine sont les équipements industriels tels que les fours à arcs électriques.
- Les creux de tension : ce sont des chutes brutales de la tension dont la valeur peut aller jusqu'à 90 % de la valeur contractuelle et dont la durée va de 10 ms à une minute. Les défauts polyphasés ou les défauts monophasés sévères générant un creux de tension sur la phase en défaut sont à leur origine. Les creux de tension peuvent entraîner l'arrêt pur et simple de certains matériels.
- Les harmoniques ou la déformation de l'onde de tension : leur origine est l'électronique de puissance présente dans les différents éléments du réseau et les impacts sur le vieillissement des appareils, l'augmentation du niveau de bruit dans les transformateurs et les machines tournantes.
- Le déséquilibre entre phases qui a pour impact une tension trop importante ou à l'inverse trop faible, et un couple de freinage sur les machines tournantes.

II.11.1. Critères de Fiabilité

L'énergie électrique doit être fournie aux clients en respectant des normes de qualité mais également des objectifs de fiabilité. Les clients doivent rester alimentés en cas de défaut sur le réseau ou à minimum être déconnectés à une fréquence et une durée réduites. Dans le cadre des études de planification, seul l'impact des défauts permanents est évalué. La détection et l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents relèvent du déploiement des appareils de protection sur le réseau.

Les critères les plus couramment utilisés et les plus appropriés pour les réseaux de distribution électriques HTA sont :

- Le nombre et la durée des coupures ;
- L'énergie et la puissance totales coupées au moment des interruptions.

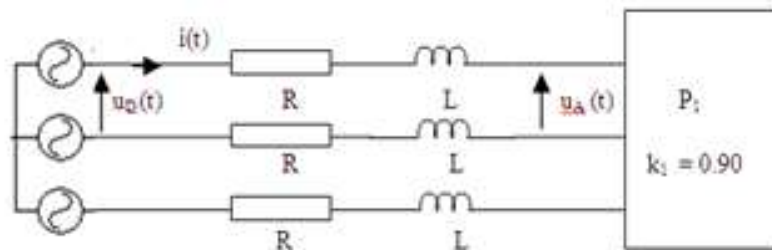
Ils sont évalués à l'aide de trois critères internationaux suivants:

- Le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index);
- Le SAIDI (System Average Interruption Duration Index);
- L'END (Energy Not Distributed).

Ces trois indices de fiabilité donnent une image de la qualité du réseau. Plus ces indices sont petits et plus le réseau sera de bonne qualité.

Evaluation

Une ligne triphasée de 130 km alimente un récepteur triphasé équilibré. Chaque fil de la ligne a une résistance de $220 \text{ m}\Omega / \text{km}$ et une inductance de $1.2 \text{ mH} / \text{km}$. La puissance apparente fournie par le réseau est de l'ordre de : $S_T = 6 \text{ MVA}$ ($5.4 \text{ MW}/2.9 \text{ MVAR}$). Le courant maximum admissible dans la ligne est de l'ordre de 100 A et la tension de départ du réseau U_D est 30 kV .



- 1- Calculez la valeur efficace de l'intensité I du courant dans un fil de la ligne ?
- 2- Est-ce que la contrainte du courant de transit dans la ligne est respectée ou non ?
- 3- Quels sont les moyens utilisés pour diminuer le courant de transit de la ligne ?
- 4- Calculez la résistance R et l'inductance L pour chaque fil de la ligne ?
- 5- Calculez Les puissances actives P_2 et réactive Q_2 consommées par la ligne ?
- 6- Dans ce cas déduisez-en la valeur efficace de la tension entre phases U_A à la fin de la ligne de la ligne ainsi que la chute de tension relative $\Delta U/U_D$?
- 7- Quels sont les moyens utilisés pour augmenter la tension entre phases U_A à la fin de la ligne ?
- 8- Pour augmenter la tension à la fin de la ligne on installe une batterie de condensateur. La nouvelle tension est de l'ordre de 27 kV . Calculer la nouvelle valeur du courant ? qu'est-ce que vous remarquez ?



Solution

- 1- La valeur efficace de l'intensité I du courant dans un fil de ligne.

$$S_T = \sqrt{3} \cdot U_D \cdot I \text{ donc } I = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 30} = 115.47 \text{ A}$$

2- La contrainte du courant de transit dans la ligne est non respectée

3- Les moyens utilisés pour diminuer le courant de transit de la ligne :

- Diminuer l'impédance de la ligne (Capacité en série, ligne en faisceaux)
- Augmenter la tension au niveau de la source (augmenter la génération de l'énergie réactive)
- Augmenter la tension au niveau de la charge (compensation de l'énergie réactive : batterie condensateur, compensateurs statiques)

4- La résistance R et l'inductance L pour chaque fil de ligne de longueur 130 km.

$$R=0.22*130=28.6 \Omega \text{ et } L=1.2 \cdot 10^{-3}*130=156 \text{ mH}$$

5- Les puissances active P2 et réactive Q2 consommées par la ligne.

$$P_2=3.R.I^2=3*28.6*(115.47)^2=1.14 \text{ MW et } Q_2=3.L\omega.I^2=1.25 \text{ MVAR}$$

6- La valeur efficace de la tension entre phases U_A à la fin de la ligne de la ligne ainsi que la chute de tension relative $\Delta U/U_D$.

$$P_T = P_1 + P_2 ; P_1 = P_T - P_2 = 5.4 - 1.14 = 4.26 \text{ MW}$$

$$Q_T = Q_1 + Q_2 ; Q_1 = Q_T - Q_2 = 2.9 - 1.25 = 1.65 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\varphi_1) = \frac{P=4.26}{S=4.88} = 0,87$$

$$U_A = \frac{P_1}{\sqrt{3} I \cos(\varphi_1)} = \frac{4.26}{\sqrt{3} \times 115.5 \times 0.87} = 24.48 \text{ kV}$$

$$\frac{\Delta U}{U_D} = \frac{U_D - U_A}{U_D} = \frac{30 - 24.48}{30} = 18.4 \%$$

7- Les moyens utilisés pour augmenter la tension entre phases U_A à la fin de la ligne :

- Augmenter la tension au niveau de la source : générateur, régleur en charge.
- Augmenter la tension au niveau de la charge : compensation de l'énergie réactive, batteries de condensateur, production décentralisée.

8- Pour augmenter la tension à la fin de la ligne on installe une batterie de condensateur. La nouvelle tension est de l'ordre de 27 Kv. la nouvelle valeur du courant :

$$I = \frac{P_1}{\sqrt{3} U_A \cos(\varphi_1)} = \frac{4.26}{\sqrt{3} \cdot 27 \cdot 0.87} = 104.7 \text{ A}$$

On remarque que l'installation de la batterie de condensateurs permet de diminuer le courant transité par la ligne.

Chapitre 3

Planification du système Production-Transport

Chapitre III

Planification du système Production- Transport

III.1. Introduction

Le réseau de transport désigne l'ensemble des infrastructures de réseau opérées à des tensions supérieures à 50 kV. Il a pour fonction d'acheminer l'électricité depuis les installations de production de puissance importante jusqu'aux centres de consommation et de la répartir sur l'ensemble du territoire. Du fait de la longueur et de la puissance des lignes et des postes électriques composant le réseau de transport, ces infrastructures nécessitent des investissements conséquents et sont prévues pour durer un demi-siècle à un siècle. Elles constituent des axes particulièrement stratégiques pour le système électrique : un problème sur une ligne ou encore une mauvaise anticipation de l'évolution des besoins d'acheminement peut conduire à la fragilisation de l'ensemble du système. Ce sont donc des infrastructures critiques. C'est pourquoi il est essentiel de planifier les investissements dans le réseau de transport avec le plus grand soin afin d'assurer la sécurité du système électrique [3] .

III.2. Contribution de la planification du système Production- Transport

- Faire prendre des bonnes décisions aux bons moments : quels nouveaux ouvrages faut-il introduire, à quel endroit sur le réseau et à quelle date.
- Définir le temps de réalisation, le niveau probable de ventes à cet horizon et au-delà, les nouveaux moyens de productions, la date où ils seront localisés.
- Tenir compte aussi avec une précision raisonnable des événements à caractères aléatoires qui peuvent survenir sur un réseau comme la panne d'ouvrages (groupe de production, ouvrage de transport), les aléas d'hydroélectricité. Les aléas de la demande (liées à la température par exemple), les décisions d'entretien des groupes de production, des ouvrages de transport [10].
- Effectuer d'analyse de prévision de charges (détermination de la demande de crête annuelle pour tout le système, pour chaque région, chaque poste existant et en prévision) et d'études économiques en accord avec une planification globale selon le schéma, pour prendre la décision d'implantation de nouvelles liaisons. L'objectif clé étant la limitation des coûts

d'exploitation en maintenant un niveau de fiabilité "adéquat" avec des contraintes liées à l'environnement.

III.3. Le cadre de la planification du système de Production-Transport

L'opération de planification d'un système production –transport concerne [10] :

- Le développement du réseau électrique pour assurer son adéquation avec la prévision de la demande, le raccordement de nouvelles centrales de production et en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.
- L'identification des problèmes de congestion pouvant engendrer l'augmentation des indisponibilités et/ou les coûts de service de façon significative.
- L'analyse de l'impact du raccordement d'une nouvelle installation tel que centrales de production, charges, lignes de transport ou postes de transformation ;

La planification doit tenir compte à la fois les paramètres suivants :

- ✚ choix techniques disponibles existants et futurs
- ✚ Le coût des ouvrages et matériels
- ✚ La sûreté de fonctionnement cible et les méthodes qui permettent de l'assurer
- ✚ Le coût des pertes
- ✚ Le coût de l'énergie non distribuée
- ✚ La qualité du produit
- ✚ Les plans et systèmes de protection, de contrôle-commande
- ✚ L'exploitation et la conduite
- ✚ Les influences croisées en matière de gestion de la charge entre la forme de la courbe de charge journalière et la tarification.

III.3. La planification long terme

❖ **Horizon de la planification**

En fonction des objectifs recherchés, la planification d'un système production transport peut être séparée en deux principales étapes:

- Les investissements à court et moyen terme sur un délai de cinq ans comprennent des projets déjà planifiés ou autorisés.
- Les concepts et études à long terme sur un horizon dépassant en général 10 ans et plus comprennent tous les projets futurs, autorisés ou non. En effet, Un système production-Transport

peut avoir plusieurs prévisions, chacune ayant un horizon de planification différent. Cela permet aux gestionnaires de système de les utiliser pour prendre des décisions fondées sur des délais d'exécution différents. Il est important que les décisions à court terme doivent mener vers les objectifs établis par les décisions à long terme.

❖ **Etat du réseau**

L'état du réseau doit être simulé pour tous les cas de figure jugés critiques pouvant survenir au cours d'une année (charges, contingences), y compris les cas extrêmes peu probables.

❖ **Configuration du réseau et dégradations possibles**

Les calculs réseau doivent être effectués en prenant en compte les défaillances ou non-disponibilités des éléments du réseau. Les différents cas de figure jugés probables ou peu probables mais possible sont à évaluer en tenant compte des différentes durées de non disponibilité des équipements pour défaut, maintenance ou remplacement. Les travaux de maintenance ou de terrassement à proximité des lignes peuvent engendrer la mise hors tension des éléments pour des raisons de sécurité. Le cas échéant, des combinaisons de non-disponibilités des différents éléments et/ou d'éléments similaires sont à prendre en compte.

❖ **Scenarios de charge et de production**

Des analyses de flux de charge sont à calculer pour le scénario saisonnier suivant:

- Charges maximales estimées sur 10 ans et 20 ans durant l'année en tenant compte des effets saisonniers. L'impact des variations de charges et d'injections locales, principalement les productions décentralisées tels que les parcs éoliens (minimum et maximum) sont à évaluer régionalement ainsi que les flux résultant des modes opératoires des unités de production (stations de pompage, centrales thermiques, renouvelables...). Les estimations de consommation/production sont basées sur des prévisions prenant en compte l'évolution de la charge de consommateurs regroupés en catégories.

❖ **Scenario de transit**

En cas d'interconnexion avec plusieurs pays, la planification du réseau à haute tension et à très haute tension doit prendre en compte les flux échangés entre les réseaux limitrophes sur base des études de marché et d'une modélisation des flux du réseau. Parallèlement des cas de

flux « marché » extrêmes mais réalistes sont à analyser suivant les différentes topologies opérationnelles du réseau.

III.3. Etapes de planification d'un réseau électrique [11]

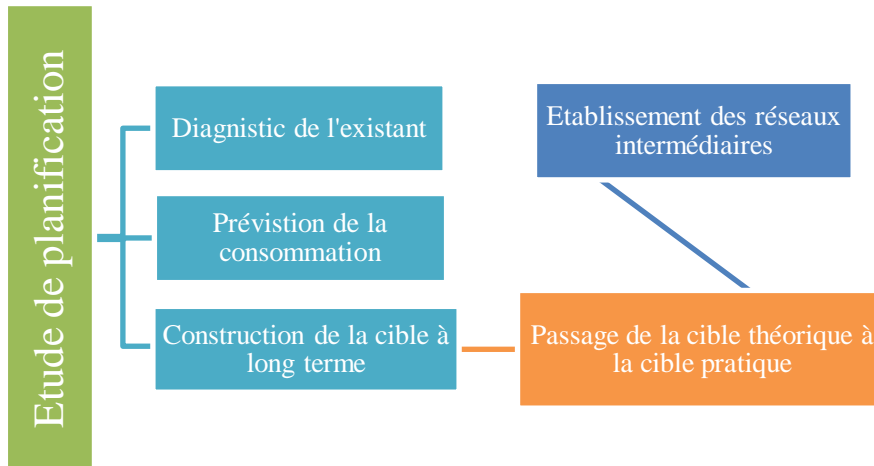


Figure III. 1. Etapes de planification d'un réseau électrique

III.4. Méthodologies de la planification d'un système production-transport

La planification d'un système production-transport consiste à définir les objectifs: Définir les objectifs à atteindre en termes de qualité, de coûts et de délais avec l'évaluation des besoins: en matière de production, de transport et d'entreposage pour répondre aux objectifs définis. Ensuite, Élaborer un plan pour la production, le transport et l'entreposage qui répond aux besoins identifiés et aux objectifs définis afin de lui Mettre en œuvre. Cela peut inclure la sélection des fournisseurs, la négociation des contrats et l'organisation des processus logistiques nécessaires à la mise en œuvre du plan. Enfin, Suivre et contrôle: Suivi et contrôle des performances du système production-transport afin d'assurer que les objectifs sont atteints ou surpassés [11].

L'étude de planification d'un réseau de transport de l'électricité se fait méthodiquement en respectant les phases illustrées dans l'organigramme ci-dessous.

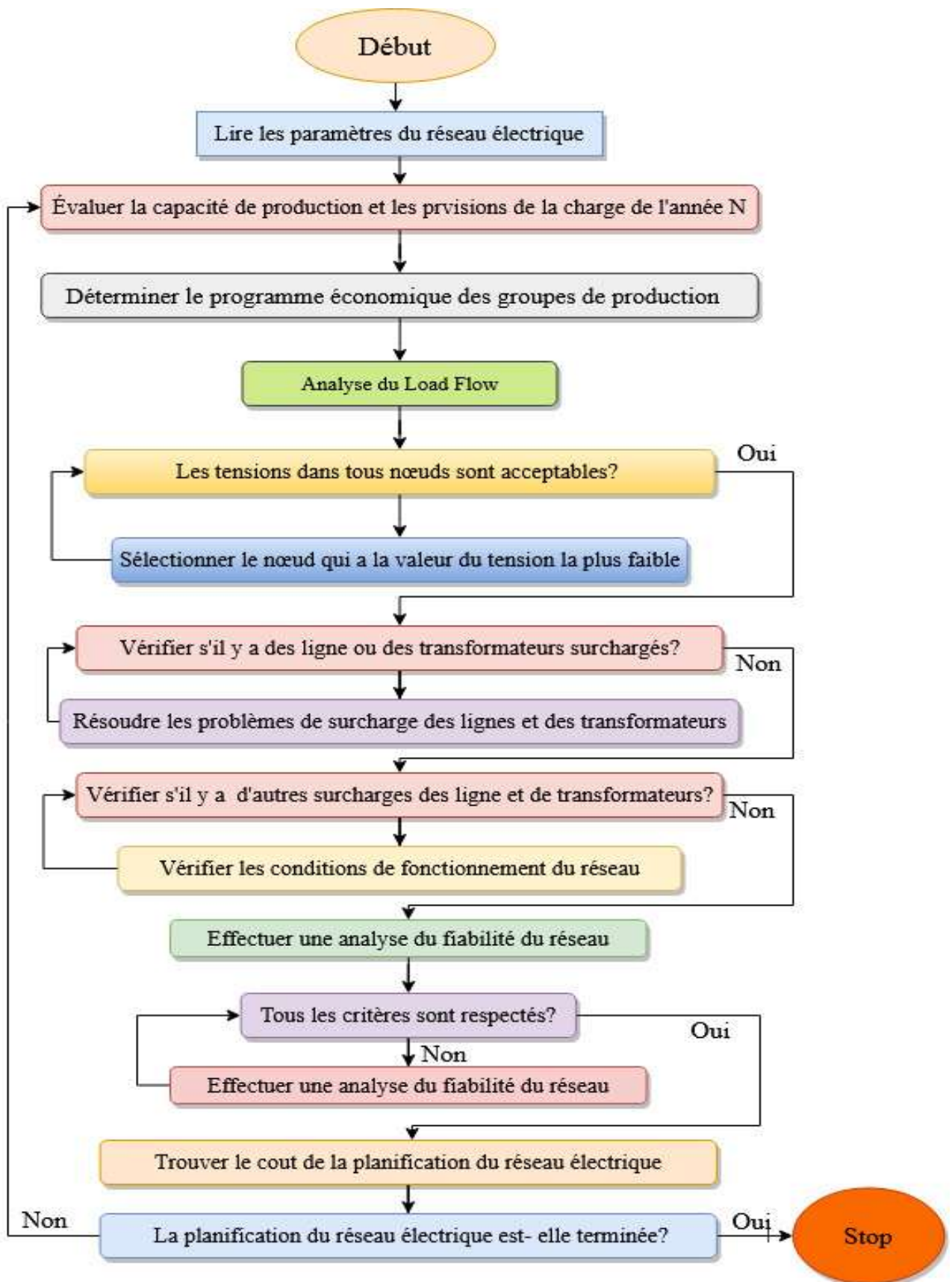


Figure III. 2. Méthodologies de la planification d’un système production-transport

III.5. Planification du système production-transport par la règle de sécurité N-1

La planification d'un réseau électrique doit être élaborée pour garantir le transport de toute la puissance des unités de production d'électricité vers les lieux de la consommation. La règle de sécurité N-1 est l'une des méthodes utilisées pour la planification des réseaux électrique Haute tension. Cette règle signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité sera acheminée par une autre partie du réseau ou fournie depuis une autre unité de production et donc sans conséquence pour l'ensemble des clients raccordés au réseau.[12].

Les conditions et contraintes techniques considérées pour la planification d'un réseau électrique, en situation (N-1), sont :

- Pour la simple défaillance d'un composant du réseau de transport de l'électricité (ligne, transformateur, ou une unité de production);
- le taux de charge des lignes de transport restant en service et influencées par la défaillance ne doit pas excéder 100% de la capacité nominale permanente saisonnière des lignes.
- La défaillance simultanée des deux circuits des lignes de transport double ternes, ne doit pas engendrer des problèmes de stabilité du réseau de transport de l'électricité, dont le fonctionnement doit rester dans les marges admissibles;
- La défaillance simultanée d'un groupe de production d'électricité dans une région et d'une ligne d'interconnexion avec les autres régions, ne doit pas altérer la stabilité du système électrique global tout en maintenant les paramètres de fonctionnement dans les marges admissibles.
- Toute la demande d'électricité doit être fournie à l'ensemble des points de raccordement au réseau;
- En cas de perturbations sur le système électrique, les déclenchements en cascade d'ouvrages ne doivent pas se produire
- Les niveaux de tension aux postes en situation de défaillance doivent être maintenus dans des limites acceptables.

Pour chaque événement probable qui conduit à la perte d'éléments du réseau , le système ne doit pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation du système interconnecté, c'est-à-dire démarrer une cascade de déclenchement ou la perte de quantité significative de consommation.

Les autres composants de réseau qui restent en service devraient être à même de supporter la charge additionnelle ou les changements de génération, les déviations de tension et supporter un régime de stabilité transitoire causé par la défaillance initiale.

La contingence simple se réfère à la perte d'un générateur ou d'un élément de transmission (transformateur, ligne, câble). La contingence simple est aussi appelée critère N-1. Les conséquences sur le système sont explicitées ci-après/

- Aucun délestage ou coupure de charge (consommation) n'est autorisé.
- Le système doit rester stable suite à la perte de l'élément en défaut et les fluctuations de tension et de fréquence doivent rester dans les plages de fonctionnement acceptables.
- Le système doit être à même de revenir dans sa plage de fonctionnement normal.

III.6. Critères d'évaluation technique d'une étude de planification

Le réseau doit être capable de résister aux contingences les plus probables sans violation des plages de fréquence et de tension, des limites thermiques et sans causer de déclenchements en cascade.

- Plages de tensions

Les plages de tension de fonctionnement sont de [-5%, +5%] en conditions normales et de [-10%, +10%] en conditions de **post-contingences** par rapport à la tension nominale au point de raccordement.

- Tenue aux courts-circuits et régime de neutre

Afin de s'assurer de la tenue des équipements haute tension en cas de défaut, les niveaux de court-circuit doivent être calculés pour **les** défauts triphasés ainsi que les défauts monophasés à la terre.

Les niveaux de **court-circuit** calculés doivent être inférieurs à 90% de la valeur de dimensionnement des équipements, soit pour tout équipement futur:

90% de 63 ka, soit 57 ka pour le 220 kv;

90% de 40 ka, soit 36 **ka** pour le 65 kv.

- Contingences

Afin de développer un système de transmission d'énergie fiable pour le futur, des scénarios pour un ensemble de cas de charge doivent être testés dans une série de situations dégradées afin de vérifier la robustesse du réseau.

- Situation normale

Dans toutes les conditions de fonctionnement, le système doit être maintenu dans toutes les plages opérationnelles de fonctionnement. Cette vérification est réalisée à l'aide de scénarios de charge cités précédemment.

- **Contingences**

⇒ **Contingence simple**

La contingence simple se réfère à la perte d'un générateur ou d'un élément de transmission (transformateur, ligne, câble). La contingence simple est aussi appelée critère n-1.

Les conséquences sur le système sont explicitées ci-après:

- aucun délestage ou coupure de charge (consommation) n'est autorisé.
- le système doit rester stable suite à la perte de l'élément en défaut et les fluctuations de Tension et de fréquence doivent rester dans les plages de fonctionnement acceptables.
- le système doit être à même de revenir dans sa plage de fonctionnement normal.

- **Contingence double**

La contingence double se réfère à la perte deux éléments de réseau. Cette situation est aussi appelée critère N-2. Les impacts acceptables sur le système sont similaires aux impacts de la contingence simple hormis qu'une perte de consommation peut être acceptable.

- **Contingence exceptionnelle**

La contingence exceptionnelle couvre les défauts jeux de barres conduisant à une perte de deux ou plus d'éléments réseaux. L'impact acceptable sur le système est explicité ci-après:

- Perte de charge (consommateurs) possible et autorisée.
- Le système doit rester transitoirement et dynamiquement stable.
- Pas d'effondrement de tension et pas de déclenchements en cascade

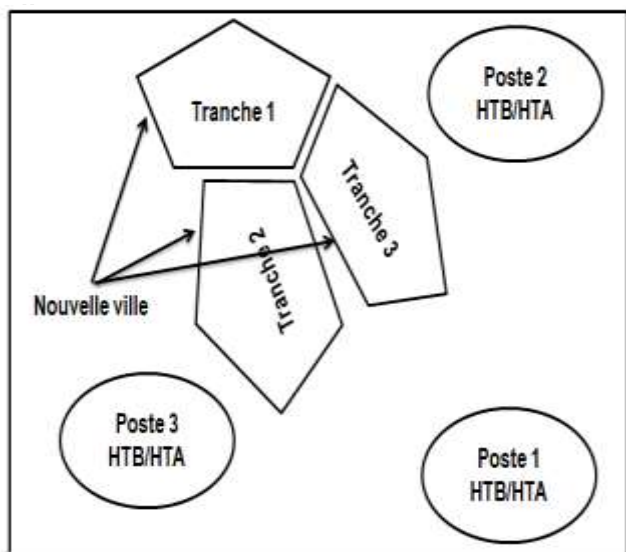
III.7. Etudes et modélisations

Pour tous les projets d'investissements, les études suivantes sont entreprises afin de vérifier les critères de planification:

- Calculs de flux (Load-Flows);
- Court-circuits;
- Etude de stabilité.

Evaluation

L'objectif de cet exercice est de faire une étude de planification (sortie de terre) d'un nouveau réseau HTA. Cette étude concerne la réalisation d'un réseau électrique d'une nouvelle ville. Cette nouvelle ville compte 18000 logements, 1508 locaux commerciaux et 59 équipements. Donc, le but de cette étude est de trouver la solution la plus appropriée pour alimenter la charge de cette ville, en se basant sur le calcul du bilan de puissance. Le plan d'aménagement de cette ville comporte trois tranches et il est réparti comme suit :



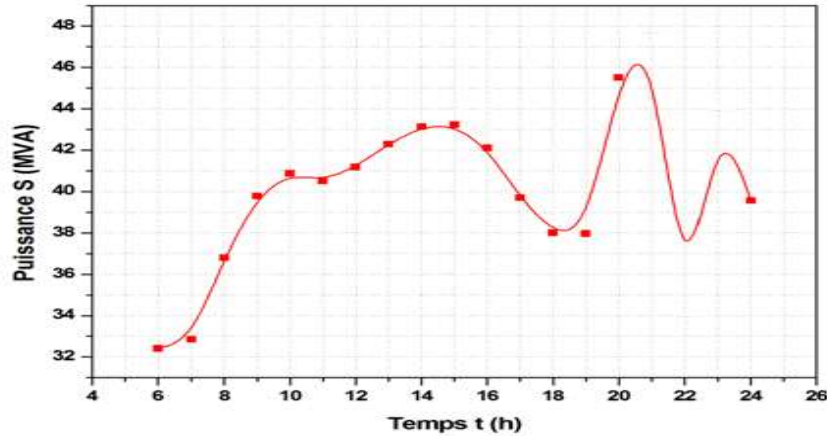
Structure de la région à alimenter

Tranche 1		
Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée (MVA) ??
3480 Logts LPL	3480	---
Ecole primaires	7	---
CEM	3	---
Lycée	2	---
Crèche	2	---
Maison de jeune	1	---
Complexe sportif	1	---
bibliothèque	1	---
Sureté urbaine	1	---
Mosquée	1	---
Bloc administratif	1	---
polyclinique	1	---
Maternité	1	---
Hôtel	1	---
Jardin public	4	---
Centre commercial	2	---

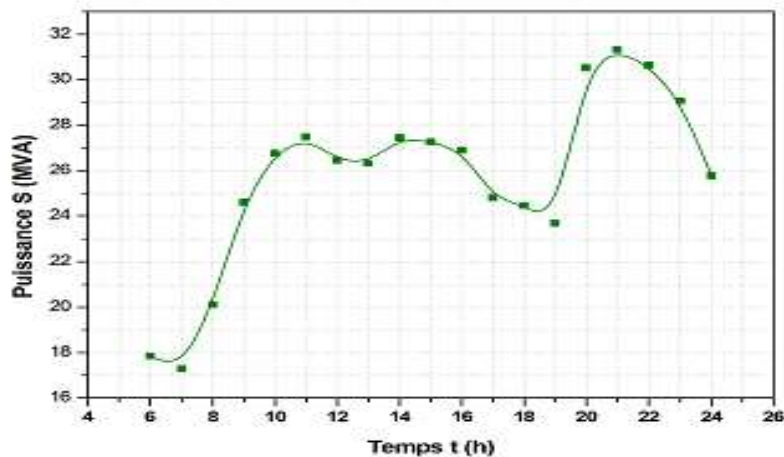
Tranche 2		
Nature de charge	Nombre	Puissance estimée (MVA) ??
7520 Logts LPL	7520	---
Les locaux	1002	---
Grand équipement	2	---
bibliothèque	1	---
Mosquée	1	---
Centre commercial	2	---
Complexe sportif	1	---
Complexe touristique	1	---
Médiathèque	1	---
Jardin public	2	---
Station multimodale	1	---
Parking à étage	1	---
Centre de formation	1	---
Centre culturel	1	---
6000 Logts LPL	6000	---
Les locaux	506	---

Tranche 3		
Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée (MVA) ??
1000Logts LPL	1000	---
Ecole primaires	6	---
Mosquée	1	---
Salle polyvalente	1	---
Maison de jeune	1	---
Complexe sportif	1	---
Jardin public	2	---
Centre commercial	2	---
Bloc administratif	1	---
Total		---

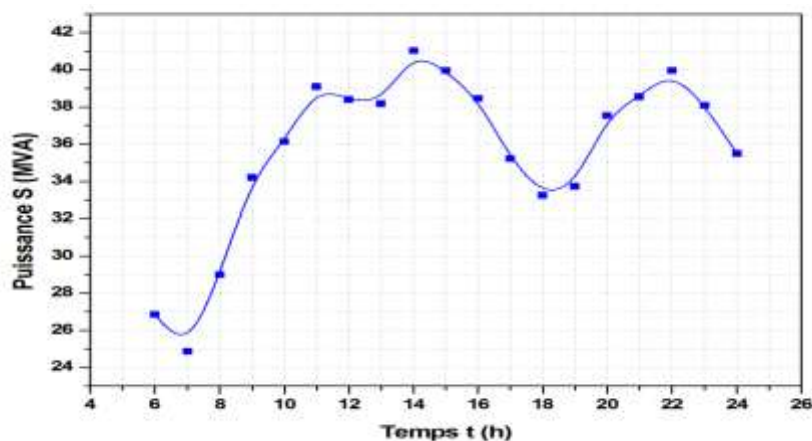
-Le poste 1 comprend trois transformateurs 60/30kV, de puissance installée totale (2x30+40) MVA, il dispose de 14 départs dont deux sont des départs de réserve. La figure suivante représente la responsabilité de pointe d'été 2016 du poste 1.



-Le poste 2 est un poste formé de deux transformateurs 60/30kV de puissance installée totale 2x40 MVA, et il dispose de neuf départs dont trois sont des départs de réserve. La figure suivante représente la responsabilité de pointe d'été 2016 du poste 2



-Le poste 3 est constitué de deux transformateur 60/30 kV, sa puissance installée est de 2x30 MVA. Ce poste alimente 14 départs répartis sur deux demi-jeux de barre. La figure suivante représente la responsabilité de pointe d'été 2016 du poste 3.



-Hypothèses de travail

Les charges de la nouvelle ville sont de trois types : les logements, les locaux commerciaux et les équipements. Ces charges vérifient les conditions suivantes :

- La puissance estimée pour chaque logement est 4 kVA.
- Les rez-de chaussés sont considérés comme étant des locaux commerciaux, la charge estimée pour chaque local est 6 kVA.
- Un poste HTB/HTA ou HTA/BT, pour des conditions de sécurité doit fonctionner entre 50% et 80% de sa puissance nominale.
- Pour un bon fonctionnement du poste sur une période de 10 ans, le gestionnaire du réseau de distribution estime une hausse de 5% durant les cinq premières années et de 3% durant les 5 dernières années de la charge totale à consommer.
- Pour les équipements : on utilise des transformateurs de 250 et de 400 kVA selon le type d'équipement, comme le montre le tableau suivant :

Equipement Transformateur utilisée (kVA)	Equipement Transformateur utilisée (kVA)
- Maison de jeune	250
- Bibliothèque	250
- Sureté urbaine	250
- Bloc administratif	250
- Jardin public	250
- Station multimodale	250
- Complexe sportif	250
- Polyclinique	250
- Hôtel	250
- Lycée	250
- Salle polyvalente	250
- Centre culturel	250
- Centre touristique	250
- Médiathèque	250
- Mosquée	250
- Maternité	400
- Grand équipement	400
-centre commercial	400
-Centre de formation	400
-parking à étage	250
-Crèche	250
-CEM	250

Remarque : La puissance estimée d'une école primaire est **4 KVA**.

Travail demandé :

- 1- Déterminer la puissance estimée pour chaque type de charge ?
- 2- Calculer de la puissance nécessaire à l'alimentation de cette nouvelle ville ?

- 3- Trouver la solution la plus appropriée pour alimenter la charge de cette ville, en se basant sur le calcul du bilan de puissance ?
- 4- Si la solution adoptée est celle de créer un nouveau poste HTB/HTA, déterminer la puissance installée de ce poste ?
- 5- Calcul du nombre de postes HTA/BT à créer dans le nouveau réseau HTA ?
- 6- Déterminer le nombre de départs HTA à créer dans le nouveau poste HTB/HTA?



Solution

1- La puissance estimée pour chaque type de charge. La procédure de calcul est la suivante :

a) Formule de calcul de la puissance pour les logements :

$$P_{log} = N_{log} \times 4 \times c$$

b) Formule de calcul de la puissance pour les locaux commerciaux :

$$P_{loc} = N_{loc} \times 6 \times c$$

Avec :

c : facteur de simultanété $\Rightarrow c = 0,4$;

N_{log} : nombre de logement ;

N_{loc} : nombre de locaux

2- Calculer de la puissance estimée nécessaire à l'alimentation de cette nouvelle ville :

-En se basant sur les données ci-dessus, on a calculé la puissance estimée de la nouvelle ville.

Les résultats de calcul sont présentés dans les tableaux suivants :

Tranche 1	Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée(MVA)
	3480 Logts LPL	3480	5,57
	Ecole primaires	7	0,02
	CEM	3	0,75
	Lycée	2	0,50
	Crèche	2	0,50
	Maison de jeune	1	0,25
	Complexe sportif	1	0,25
	bibliothèque	1	0,25
	Sureté urbaine	1	0,25
	Mosquée	1	0,25
	Bloc administratif	1	0,25
	polyclinique	1	0,25
	Maternité	1	0,4
	Hôtel	1	0,25
	Jardin public	4	1
Centre commercial	2	0,8	

Tranche 2

Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée(MVA)
7520 Logts LPL	7520	12.03
Les locaux	1002	2,4
Grand équipement	2	0,8
bibliothèque	1	0,25
Mosquée	1	0,25
Centre commercial	2	0,8
Complexe sportif	1	0,25
Complexe touristique	1	0,25
Médiathèque	1	0,25
Jardin public	2	0,5
Station multimodale	1	0,25
Parking à étage	1	0,25
Centre de formation	1	0,4
Centre culturel	1	0,25
6000 Logts LPL	6000	9,6
Les locaux	506	1.21

Tranche 3

Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée(MVA)
1000 Logts LPL	1000	1,6
Ecole primaires	6	0,01
Mosquée	1	0,25
Salle polyvalente	1	0,25
Maison de jeune	1	0,25
Complexe sportif	1	0,25
Jardin public	2	0,5
Centre commercial	2	0,8
Bloc administratif	1	0,25

Total	45.45
--------------	--------------

Résultat de calcul : La puissance totale estimée de la charge de cette nouvelle ville est de d'ordre de 45,45 MVA.

3 - Trouver la solution la plus appropriée pour alimenter la charge de cette ville

3-1 Calcule les Coefficients de charge des postes 1, 2 et 3

Pour étudier la possibilité d'alimenter la charge à partir des postes 1, 2 et 3, on va calculer le coefficient de charge C_f de chaque poste. Pour la sécurité d'alimentation, on va respecter la condition : $50\% < C_f < 80\%$

- Poste 1:

Le coefficient de charge en pourcent est calculé à partir de l'équation suivante :

$$C_f\% = \frac{N_{pointe}}{P_{installée}} \times 100\%$$

Coefficient de charge actuel du poste 1 est :

$$C_f = \frac{47,63}{100} \times 100 = 47.63\%$$

- Coefficient de charge du poste 1 avec la nouvelle charge.

Si on suppose que la nouvelle charge sera alimentée à partir du poste 1, la puissance totale appelée sera :

$$47,63 + 45.45 = 93,08 \text{ MVA}$$

Le coefficient de charge sera dans ce cas :

$$C_f = \frac{93,08}{100} \times 100\% = 93,08 \%$$

- Poste 2

- Coefficient de charge actuel du poste 2

$$C_f = \frac{31,31}{80} \times 100\% = 39,14 \%$$

- Coefficient de charge du poste 2 avec la nouvelle charge

Supposons que la nouvelle charge sera alimentée à partir de ce poste, la puissance totale appelée sera

$$31,31 + 45,45 = 76,76 \text{ MVA.}$$

Le coefficient de charge sera donc :

$$C_f = \frac{76,76}{80} \times 100\% = 95,95 \%$$

- Poste 3

- Le Coefficient de charge actuelle du poste 3

$$C_f = \frac{41,02}{60} \times 100\% = 68,37 \%$$

- Coefficient de charge du poste 3 avec la nouvelle charge

Si on suppose que la nouvelle charge sera alimentée à partir de ce poste, la puissance totale appelée sera :

$$41,02 + 45.45 = 86,47 \text{ MVA.}$$

Le coefficient de charge sera dans ce cas :

$$C_f = \frac{86,47}{60} \times 100\% = 144,12 \%$$

3-2 Détermination des possibilités d'alimentation de la charge de cette ville

Il est clair que les coefficients de charge des trois postes dépassent largement la valeur critique 80%.

Donc , on peut conclure que les trois postes ne peuvent pas accueillir la puissance demandée par la charge de la nouvelle ville. En effet, il existe deux possibilités pour alimenter cette nouvelle charge :

- La première possibilité est de faire une extension des postes existants ;
- La deuxième est de créer un nouveau poste source HTB/HTA et des liaisons pour le raccorder au réseau. Si on suppose que le projet d'aménagement de la nouvelle ville se terminera au-delà de 3 ans, pendant ce temps les charge des postes sources étudiés vont évoluer ce qui fait augmenter d'avantage le coefficient de charge de ces postes et diminuer leurs capacités d'accueillir de nouvelles charges. Donc, la solution la plus appropriée pour alimenter la charge de cette ville est la création d'un nouveau poste source HTB/HTA et le raccorder au réseau de distribution existant.

4- La puissance installée du poste HTB/HTA à créer

Pour déterminer la puissance installée de ce poste nous allons commencer par le calcul de taux

d'évolution de la charge de la nouvelle ville sur une période de 10 ans. Le principal objectif est de faire un suivi de l'évolution des charges existantes et prévoir les puissances maximales qui seront appelées au cours de la durée d'étude par les futurs projets. En effet, Pour un bon fonctionnement du poste sur une période de 10 ans, les gestionnaires du réseau de distribution

estiment une hausse de 5% de la charge existante durant les cinq premières années et de 3% de la charge existante durant les 5 dernières années. Détermination du taux d'évolution de la puissance sur une période de dix ans ?

Le coefficient d'évolution de la charge permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent les charges dans le réseau, on peut le déterminer en utilisant la formule suivante :

$$P_{En} = P_{E0} \times (1 + X)^n$$

Avec :

P_{En} : puissance totale des charges appelée à l'année « n ».

P_{E0} : puissance initiale appelée à l'année du début d'étude.

Pour les premières 5 années, l'évolution de la charge est égale :

$$P = P_{E0}(1+X)^n = 45.45(1+0.05)^5 = 45.45 * 1.276 = 58 \text{ MVA}$$

Pour les autres 5 années, l'évolution de la charge est égale :

$$P = P_{E0}(1+X)^n = 58(1+0.03)^5 = 58 * 1.159 = 67.24 \text{ MVA}$$

La puissance installée à long terme du poste HTB/HTA à créer est de l'ordre de 67.24 MVA.

5- Calcul du nombre de postes HTA/BT à créer dans le réseau HTA

Les gestionnaires du réseau de distribution estiment pour chaque soixante-dix (70) logements un poste de 400 KVA, et pour chaque équipement un poste de (250 KVA ou 400 KVA) selon le type

d'équipement. Etant donné que la puissance estimée pour les 18000 logements et 59 équipements est de : 45,45 MVA, le nombre des postes HTA/BT à créer est présenté dans le tableau suivant :

Tableau : Le nombre des postes HTA/BT à créer

Les logts	Nombre du poste	Les équipements	Nombre de poste	Total des postes
18000	257	59	46	303

6- Nombre de départs à long terme à créer

Pour les gestionnaires du réseau de distribution, la charge d'un départ ne doit pas dépasser 7 MVA pour réduire les pertes Joule.

D'où $45,45/7 = 7$ départs, Donc ce poste aura 7 départs.

Le nombre de postes à long terme pour chaque départ

$303/7$ départs = 44 HTA/BT postes pour chaque départ.

Chapitre 4

Outils informatique de planification

Chapitre IV

Outils informatique de planification

IV.1. Introduction

Dans la planification des réseaux électriques, Le rôle d'un outil informatique est de :

- réaliser, rapidement et de manière fiable, les modélisations et les simulations nécessaires à la réalisation des différentes tâches de planification des réseaux électriques.
- optimiser la rentabilité des investissements et de minimiser le coût d'exploitation.
- Dégager des solutions fiables et précises pour les différentes contraintes de planification rencontrées lors de fonctionnement normal des réseaux électriques, en régime permanent et aussi pendant les incidents ou en régime transitoire [12].

L'évolution rapide et récente des techniques permet d'ailleurs de rendre ces outils de plus en plus accessibles :

- ❖ les niveaux actuels des rapports des coûts aux performances font qu'ils sont très largement rentables ;
- ❖ la décentralisation permise par la micro-informatique permet de généraliser leur utilisation par les planificateurs locaux ;
- ❖ les développements en matière de dialogue interactif et de représentation graphique autorisent des traitements conviviaux et aisés.

IV-2 Types de programmes informatiques utilisés en planification

À partir du noyau que constituent les bases des programmes informatiques, il existe divers types d'applications permettant d'assister le planificateur :

- des logiciels utilitaires permettant de collecter, de transférer et de mettre en forme les informations (par exemple, mise à jour de la base de données ou extraction et modélisation d'une portion de réseau pour une étude donnée)
- des outils de gestion statistique orientés vers la connaissance globale des ouvrages (diagnostic, analyse de la qualité de service délivrée à la clientèle) ;

- des programmes de calculs de réseaux simulant le comportement électrique des réseaux existants et de leurs développements envisagés (transits, chutes de tension, pertes, optimisation en schémas normal et secours, calcul du niveau de défaillance...);
- des outils de gestion de stratégies de développement (valorisation économique des stratégies, optimisation des dates de changement d'état...);
- des programmes d'optimisation pour les calculs de schémas directeurs.

Le fonctionnement de tous les programmes cités précédemment est basé sur la modélisation des réseaux et des charges.

L'outil de calcul destiné aux études des réseaux électrique, devrait répondre aux exigences afin de dégager les conditions d'exploitation recherchées :

- L'évolution des charges en réseau est souvent brusquée par l'apparition de nouveaux clients, le modèle devra donc être rapide et prévu pour un usage intensif.
- Les réseaux de distribution font intervenir des éléments dont les caractéristiques sont fréquemment disparates (câbles et lignes, faibles et fortes sections), il interdit l'utilisation de la méthode de calcul basée sur une approximation insuffisante.
- Prise en compte des chutes de tension maximales admises (en régime normal et en cas d'incident) ainsi que de la limite de tenue thermique des équipements.
- La recherche de plusieurs politiques de renforcement nécessite un nombre de passages à l'ordinateur souvent importants, une grande rapidité des calculs est donc indispensable pour limiter leur coût.

IV.3. Présentation de l'outil informatique Power world Simulator

Le Power World est un logiciel facile à utiliser plus puissant, plus visuelle et efficace pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, la répartition économique de puissance et pour comprendre le fonctionnement des systèmes électriques [13.14].

Power World est un logiciel qui permet de simuler une zone contrôlée d'un ensemble de réseaux électriques interconnectés selon une variation de charge pendant un intervalle de temps généralement d'une journée. Le but de cette simulation est d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production de l'énergie électrique à tout instant, avec un coût minimal, égal à la valeur programmée ou très proche d'elle. Power World intègre aussi plusieurs outils

puissants d'analyse des réseaux électriques tels que l'écoulement de puissance, la stabilité transitoire et le calcul des défauts.

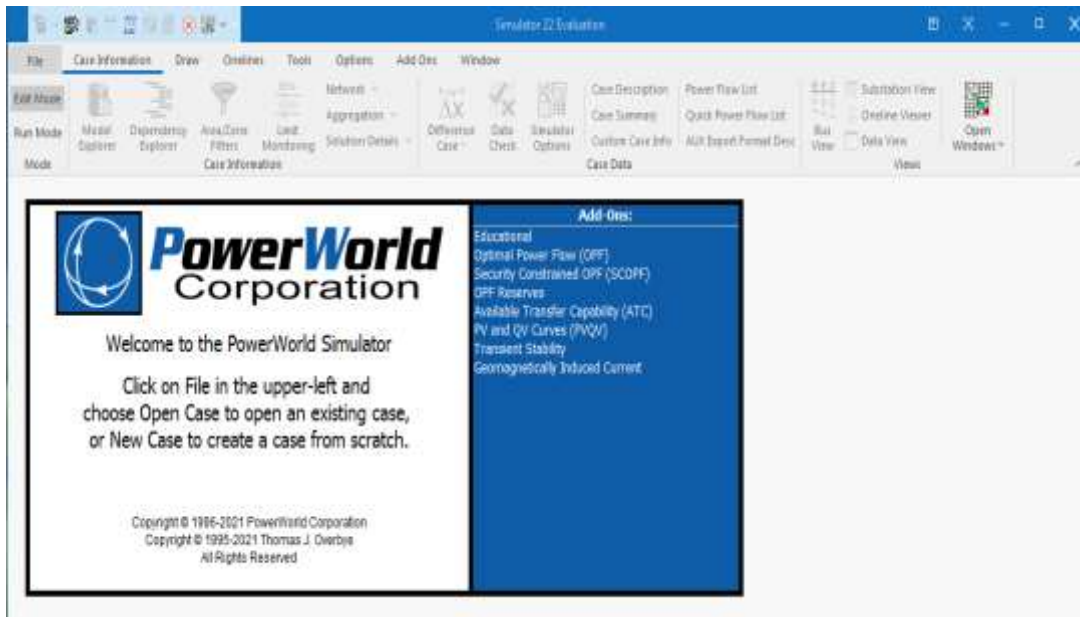


Figure IV. 1. Interface du Logiciel Power world Simulator

Les fonctionnalités analytiques du logiciel s'appliquent à n'importe quel type de simulation sur des réseaux électriques. L'élaboration de scénarios de planification et d'études de cas permet d'évaluer et de vérifier de façon précise et efficace l'impact des modifications et des reconfigurations apportées à n'importe quel réseau électrique, résultant en une gestion améliorée des actifs. Le logiciel, alliant à la fois maturité et modernité, a fait ses preuves quant à sa fiabilité et à sa précision [14].

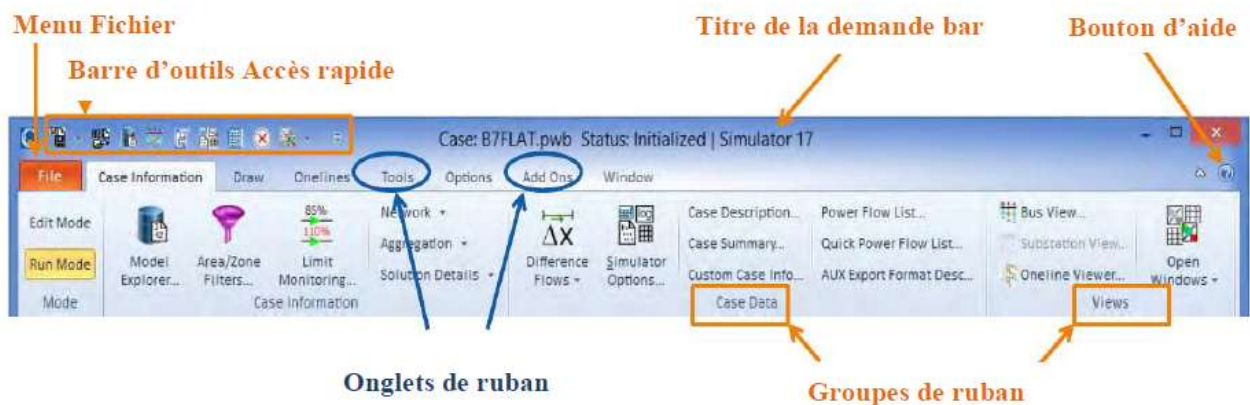


Figure IV. 2. Les menus sont intégrés dans l'interface de ruban

IV.3. Modes de fonctionnement

Le système de flux de puissance est mis en œuvre en deux modes distincts de Simulator:

*Edit Mode.

*ode Run.

***Edit Mode :**

Tâches :- Créer de nouvelles cases d'écoulement de puissance.

-Modifier une case existante.

Compétences :-Les cases peuvent être modifiés graphiquement ou par texte.

***Run Mode :**

Tenez-vous flux de puissance seul

Des outils d'analyse de la circulation du courant et des sensibilités :

-Analyse d'urgence ;

-Pas de temps de simulation ;

-Optimal Power Flow (OPF);

-PV et QV Curve Tools (PVQV);

-La capacité de transfert disponible (ATC) ;

-Sécurité contrainte OPF (SCOPF).

-Analyse de sensibilité.

-Analyse des pertes.

-Analyse des défauts ;

-Stabilité transitoire.

C) Optimal Power Flow (OPF)

Simulateur OPF commence avec toutes les fonctionnalités du simulateur d'origine, mais ajoute un flux de puissance optimale (OPF). Simulateur OPF offre la possibilité d'être envoyé de manière optimale la production, dans une zone ou groupe de zones tout en appliquant en même temps les limites de la ligne de transmission et l'interface. Simulateur OPF peut alors calculer le coût marginal à fournir de l'électricité à un bus (coût marginal de localisation ou LMP), tout en tenant compte de la congestion du réseau de transport de compte. [15].

La capacité de transfert disponible (ATC)

La capacité de transfert disponible (ATC) vous permet de déterminer le transfert de MW possible entre les deux parties du système d'alimentation sans violer aucune limite. C'est le

même calcul couramment effectuées par les gestionnaires de réseaux ou des opérateurs de marché. Simulateur ATC est complètement intégré avec le paquet de base du simulateur.

PV et QV Curve Tools (PVQV)

PVQV est un simulateur pour analyser statiques marges de stabilité de la tension d'un système d'alimentation. L'information qu'il fournit peut aider l'analyste ou transmission planificateur de déterminer les moyens de renforcer le système de pouvoir contre le risque d'écroulement de tension. Simulateur PVQV fournit un outil complet d'analyse de la tension dans l'environnement facile à utiliser, visuel de Power World Simulator. [15].

Sécurité contrainte OPF (SCOPF)

La fonction objective SCOPF utilise la fonction définie dans les paramètres OPF. Il existe deux fonctions objectives Simulator: Coût minimum et minimum de contrôle des changements. Coût minimum tente de minimiser la somme des coûts totaux de production dans des zones déterminées ou les zones de super. Minimum de changement de commande tente de minimiser la somme de la valeur absolue de la variation de la production dans les domaines spécifiés ou les zones supérieures.

Edit Mode

- Permet de créer un nouveau case ou modifier un existant case.
- Utilisez les boutons de ruban pour basculer entre les modes.
- Vous pouvez passer en Edit mode à n'importe quel temps au cours d'une simulation.
- Les outils et techniques de mode d'édition seront introduite par la création d'une nouvelle case de flux de puissance et en modifiant une case existante.

Draw :

Le groupe de ruban individuelle Insertion continent des menus qui donnent accès aux boutons pour insérer des objets individuels « oneline » le schéma de « oneline ». Si vous construisez votre réseau (ou même poste, région, ou zone diagramme), il est beaucoup plus efficace d'utiliser (Insérer) un groupe rapide.

Simulation

Pour simuler, cliquez sur **Run Mode**.

- Uniquement autorisé à changer le mode d'exécution si pas d'erreurs. Notez qu'un bus de la tension de système doit être réglé.
- Pour animer la simulation, aller à la **Tools** onglet du ruban et sélectionnez **Play** dans le bouton **Power Flow Tools** groupe de ruban.

- S'il n'apparaît pas, cliquez sur **Connexion** pour voir un " **backstage** " vue de la solution de flux d'énergie. [15].

Options de case

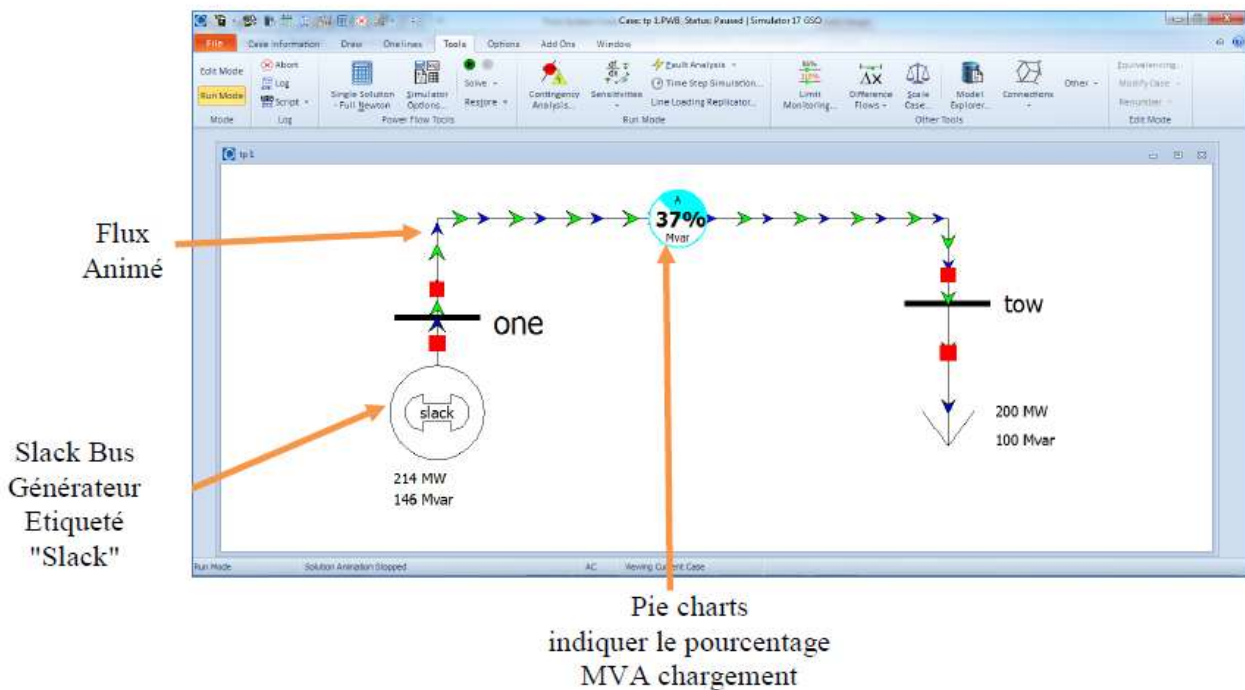
• Pour modifier les flux ligne animée, sélectionnez **Onelines** onglet du ruban **Online Display Options** dans la boîte de dialogue: cliquez sur le **Animated Flows Page**, Sélectionnez **Actual MW & Mvar** sur le domaine **Base Flow Scaling on**

vérifier **Show Flow Symbols**,

vérifier **Use Fill Color**,

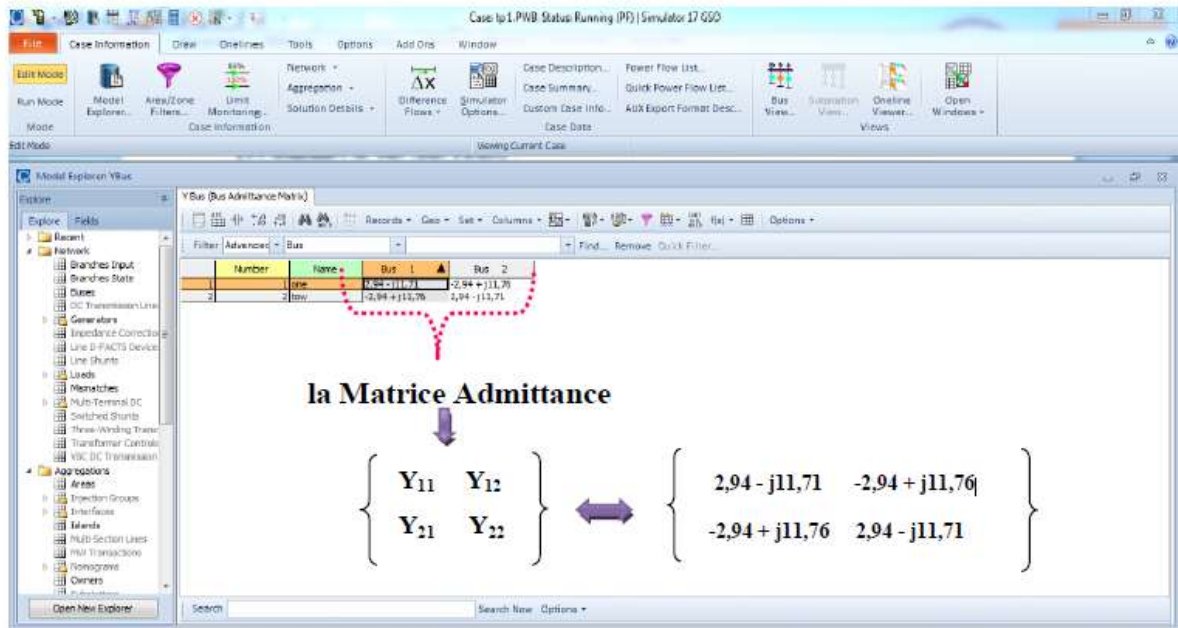
cliquez sur **Actual MW & Mvar** , sur le domaine **symbol Fill Color** ,sélectionnez une couleur vert clair pour MW et une couleur bleu pour Mvar.

sélectionnez **ok**.



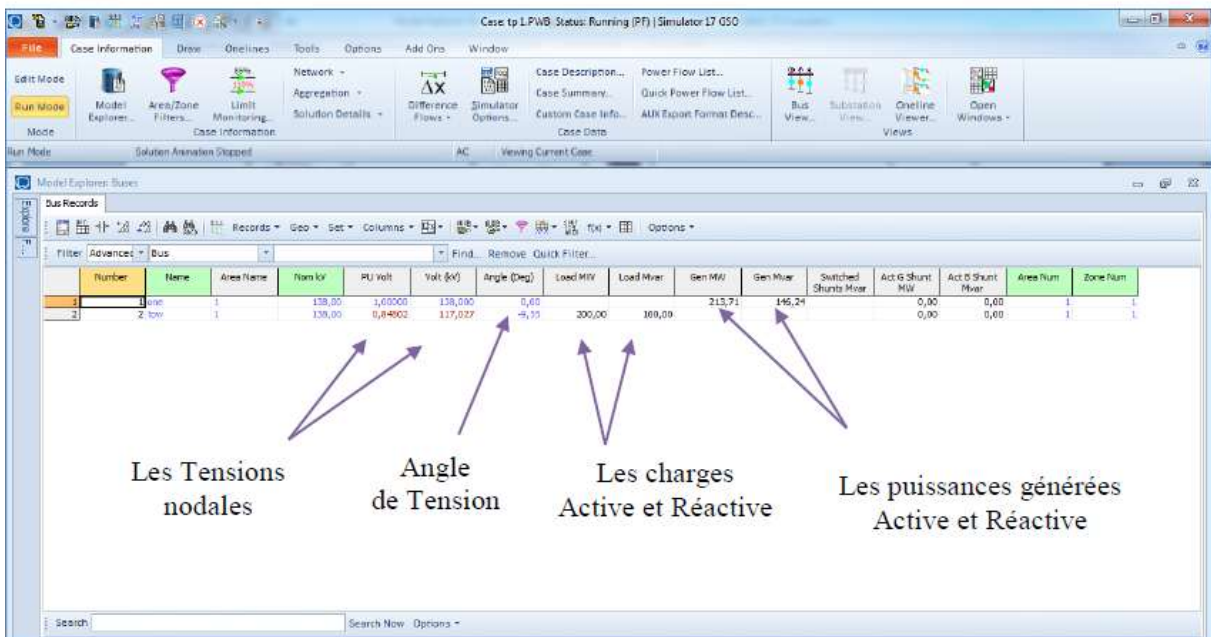
E) Détermination de la matrice admittance

Cliquez sur « **RUN MODE** » Sélectionnez **Case information** ruban tab puis cliquez sur **Solution Détails**, Sélectionnez **YBus**.



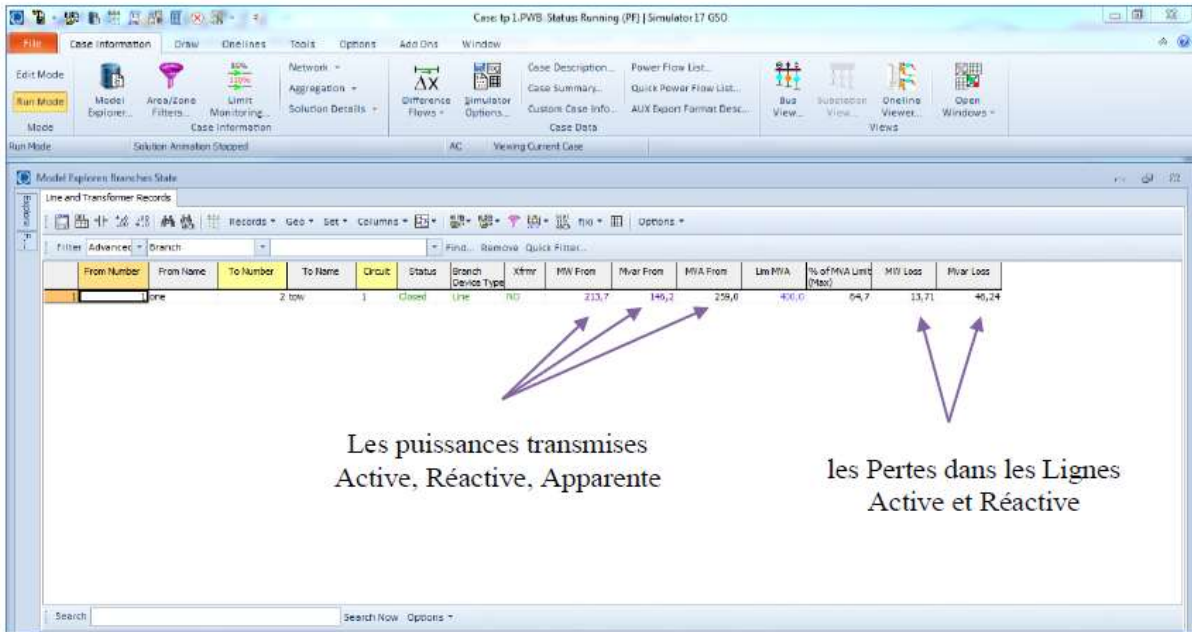
F) Détermination des tensions nodales

Cliquez sur « **RUN MODE** » Sélectionnez **Case information** ruban tab puis cliquez sur **Network**, Sélectionnez « **Buses...** ».



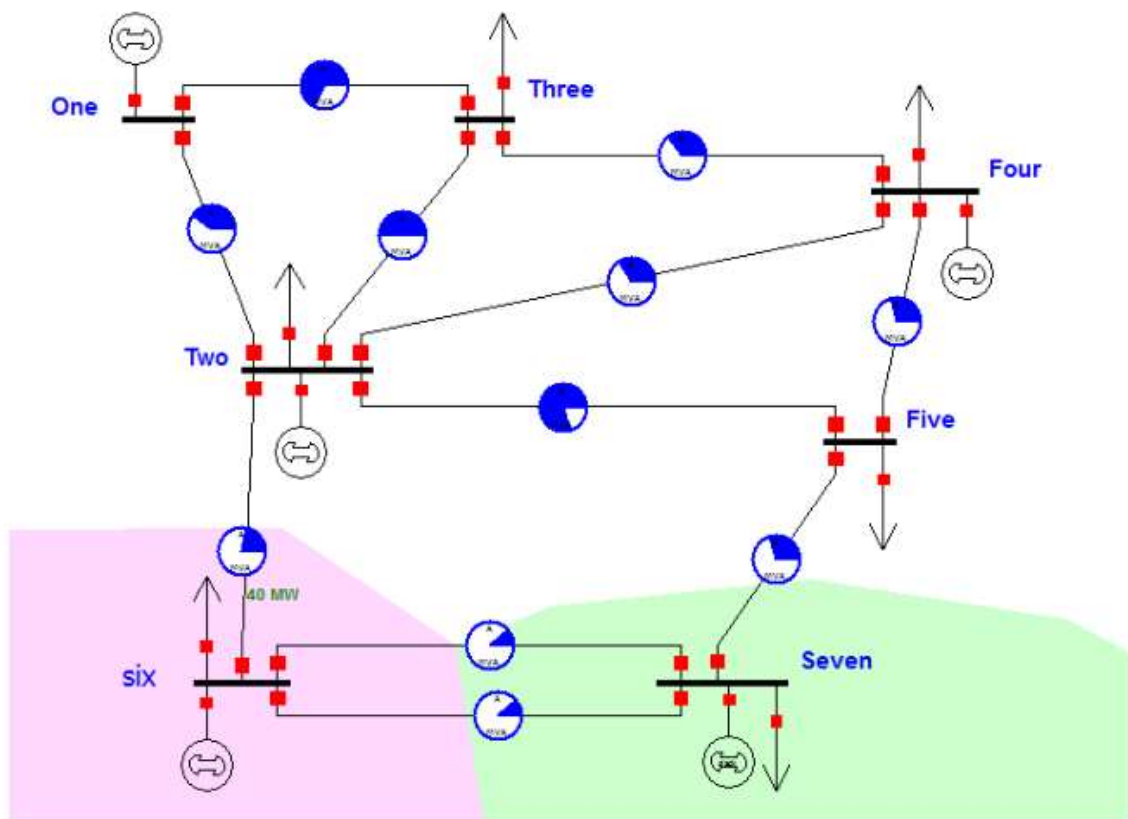
G) Détermination des puissances transmises et les pertes dans les lignes

Cliquez sur « **RUN MODE** » Sélectionnez **Case information** ruban tab puis cliquez sur **Network**, Sélectionnez « **Lines and Transformes...** »



Evaluation

Le réseau suivant comporte 7 nœuds dont 4 nœuds générateurs,



Les données du réseau :

Nœuds	Tension (pu)	P_G (MW)	Q_G (MVar)	P_{ch} (MW)	Q_{ch} (MVar)
1	1,00	100	5	/	/
2	1,00	170	33	40	20
3	1,00	/	/	110	40
4	1,00	95	20	80	30
5	1,00	/	/	130	40
6	1,00	200	0	200	0
7	1,00	0	0	200	0

Le nœud 7 est le nœud de bilan.

Avec les caractéristiques de la ligne de transmission

Lignes	Resistance R' (pu)	Reactance X' (pu)	Conductance G' (pu)	Susuptance B' (pu)
2 - 5	0,04	0,12	/	0,03
1 - 3	0,08	0,24	/	0,05
2 - 3	0,06	0,18	/	0,04
2 - 4	0,06	0,18	/	0,04
3 - 4	0,01	0,03	/	0,02
2 - 6	0,02	0,06	/	0,05
5 - 7	0,02	0,06	/	0,04
6 - 7 (2 lignes//)	0.04	0.12	/	0.025

Travail demandé:

1. Donner les résultats du « Power Flow ».
2. Commenter les résultats trouvés.

Références

Références

- [1] Planification des réseaux électriques", Edition EDF, collection EYROLS.
- [2] H. DUTRIEUX, "Méthodes pour planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes", Mémoire de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, soutenue le 3 Novembre 2015.
- [3] C. Creos, "Critères de planification à long terme des réseaux électrique à haute tension", Revue, Janvier 2014.
- [4] S.Benchadi , S.khiari , " Planification du réseau électrique de la nouvelle ville Ighzer Azarif ", mémoire de Master en Electrotechnique, Université Abderrahmane MIRA de Bejaia, 2017.
- [5] Groupe Sonelgaz. XD, " Guide technique de distribution", Document technique de Groupe Sonelgaz, 1984.
- [6] Philippe CARRIVE, " Réseaux de distribution Structure et Planification ", Technique de l'ingénieur, D 4210, 1989.
- [7] Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, "Architectures des réseaux de distribution du future en présence de la production décentralisée", thèse doctorat en génie électrique, Institut polytechnique de Grenoble, 10 Décembre 2009.
- [8] E. KALLEL, "Planification des Réseaux de distribution d'énergie électrique avec Demande incertaine", Thèse de Ph. D, Université de Sherbrooke, Canada, 2002.
- [9] D. DONATI, "Planification des réseaux et optimisation économique des sections d'âme de câbles électrique de puissance", Publication RAVEL, 724.397.42.02.1F, 1994.
- [10] V. GOUIN, "Evaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles", thèse doctorat en génie électrique, Université de Grenoble Alpes, 17 Novembre 2015.
- [11] Techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduite du système électrique", par Ministère de l'énergie et des mines, 2008.
- [12] CARRIVE. P: Réseaux de distribution- Structure et planification (Technical report) : Techniques de l'Ingénieur, 1991.

[13] MOHAMMED, GUEZGOUZ. [Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien- PV avec batteries sur un site national], Université de Mostaganem, Le 02 07 2020.

[14] TAHIR, Bennouba; BELKACEM, Bouricha; YUCEF, BOT.[Modélisation et simulation de régulateur en charge (Cas d'un réseau MT)], Mémoire de fin d'études, université Djilali Bounaama khemis Miliana,2021

[15] Disponible sur :

https://www.univ-usto.dz/images/coursenligne/TTP_NAAMA.pdf.

Annexes

Schéma géographique du réseau électrique proposé à l'horizon 2022 :

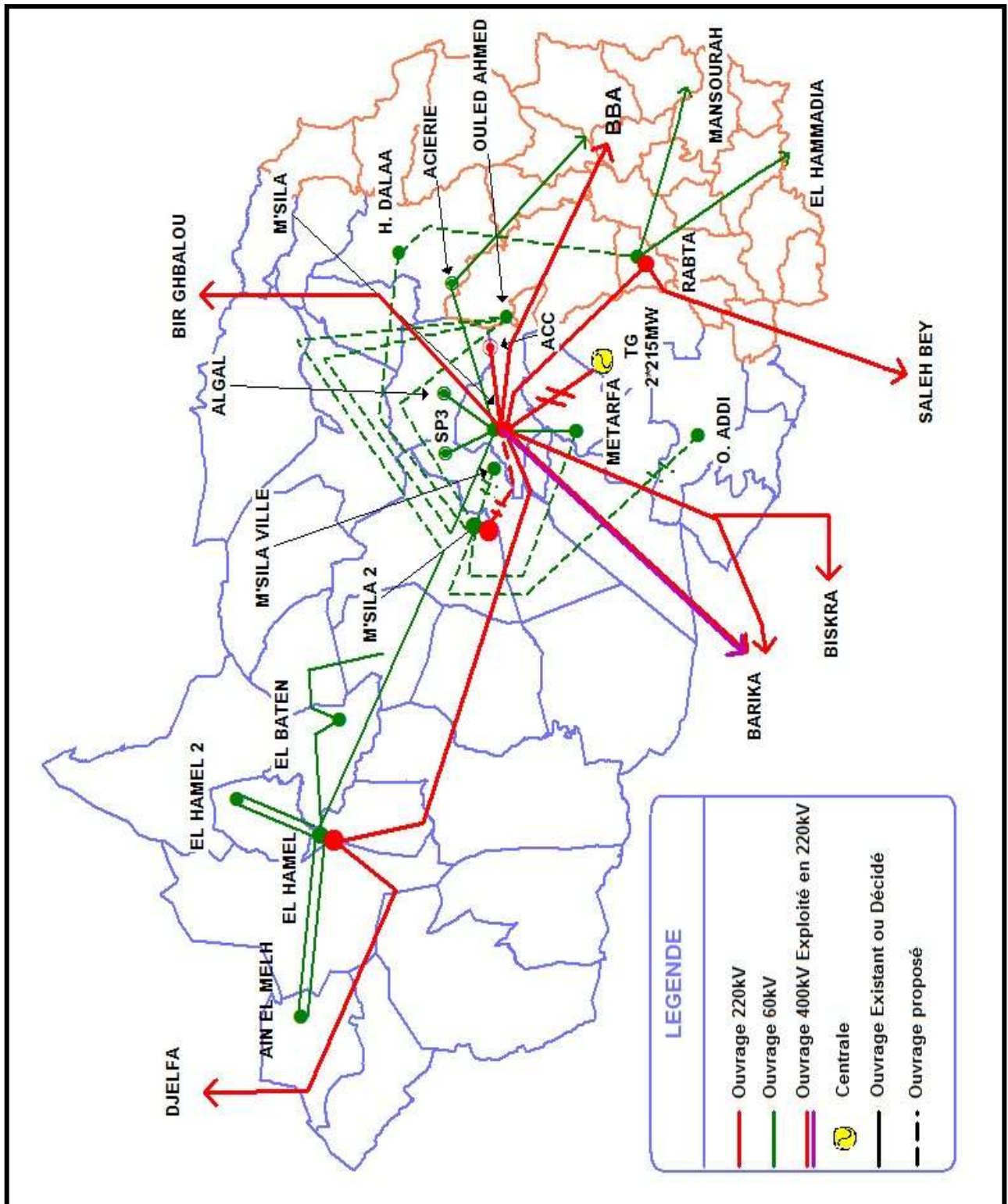
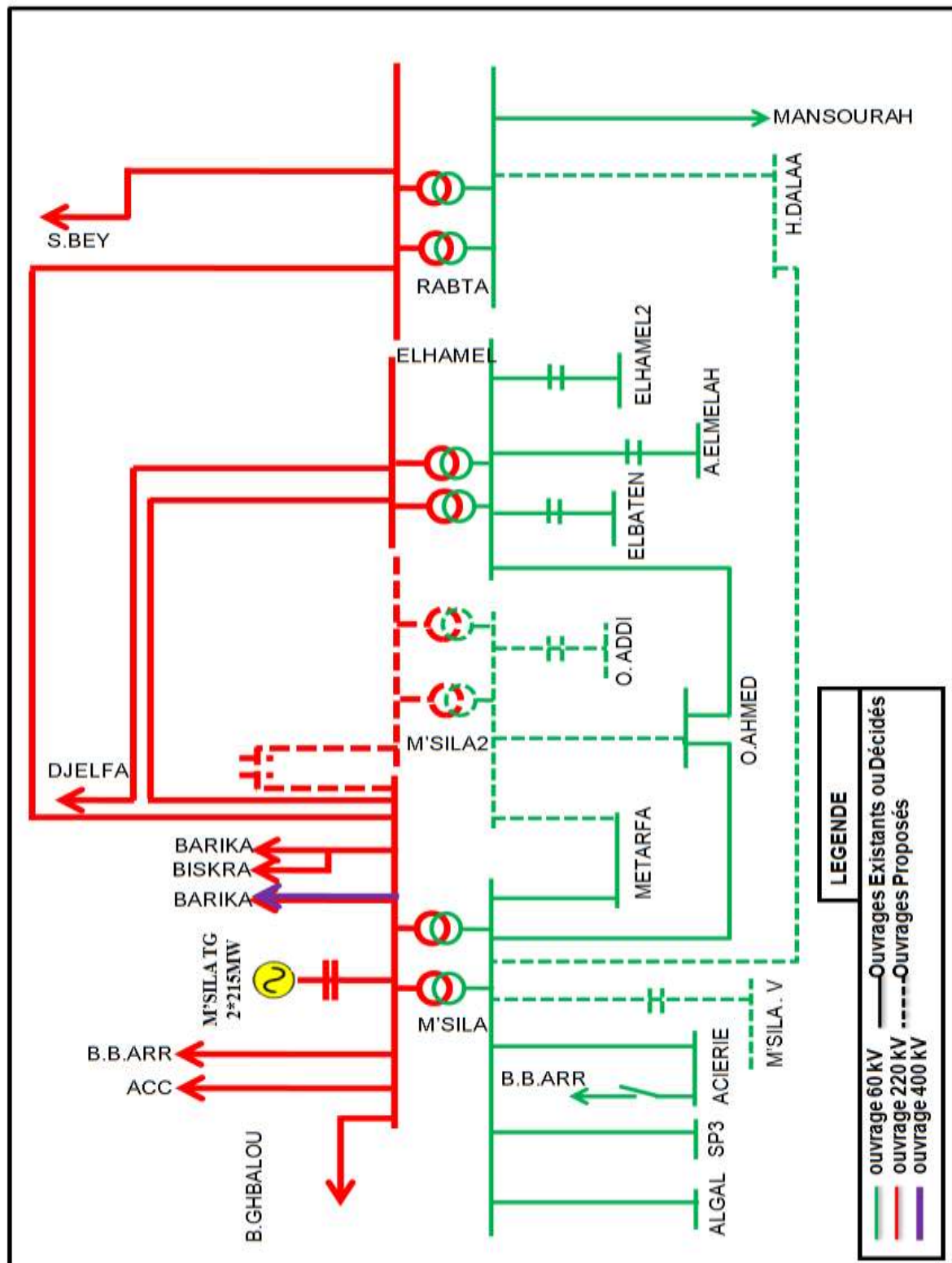


Schéma unifilaire du réseau électrique proposé à l'horizon 2022:



RESUME

La planification des réseaux peut être définie comme l'anticipation des futurs besoins en lignes, câbles et postes d'un système électrique, dans le but d'adapter les réseaux aux évolutions du système, et ce de manière optimale d'un point de vue technico-économique. Elle concerne à la fois le raccordement de nouvelles unités de production ou de consommation, le renforcement des infrastructures existantes et la création de nouveaux ouvrages. Pour être effective, la planification doit également prendre en compte les interactions entre ces futures installations. La planification des réseaux électriques consiste à prévoir les nouvelles centrales de production, les différentes extensions du réseau ainsi que le dimensionnement des ouvrages tels que les lignes, les transformateurs et les postes. Les centrales de production sont réalisés en considérant les ressources énergétiques qui sont riches et variées vue l'étendue géographique et climatique de notre pays. La planification du réseau électrique prend en compte un certain nombre d'objectifs qui doivent être optimisés simultanément et qui sont souvent contradictoires. Ces objectifs comprennent d'une part la minimisation des coûts d'exploitation (les pertes dans les lignes) et des coûts d'investissement (réalisation d'ouvrages), d'autre part l'amélioration de la fiabilité, la sécurité des personnes et des biens, la qualité et la continuité de fourniture et la considération de multiples facteurs environnementaux.

Ce polycopié est un support pédagogique de cours de planification des réseaux électriques destiné aux étudiants de première année master spécialité : électrotechnique, option : Réseaux électriques. Ce manuel constitue un recueil enrichi et détailler de l'ensemble des parties importantes caractérisant un réseau électrique ainsi que les principes et les règles de la planification des réseaux électriques.

L'objectif de ce module est de former l'étudiant dans la description de la planification des réseaux électriques pour lui permettre de maîtriser les questions de planification des réseaux électriques à court, à moyen et à long terme, principalement l'extension de la production, du transport et de la distribution ainsi que la planification de l'énergie réactive.

Mots-clés: Planification ; Système électrique ; Production, transport et distribution d'énergie ; Optimisation ; Fiabilité du réseau ; Sécurité et qualité de fourniture ; Pertes électriques ; Investissement et exploitation ; Énergie réactive ; .
