

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



**Mémoire de fin d'étude
Pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : Sciences et Techniques
Filière : Génie électrique
Spécialité : Réseaux électrique

**PERFORMANCES ET CARACTERISTIQUE DES LIGNES DE
GRENADE PORTEE**

Présenté par :

**Bouemma houssam
Ras guerriche khaled**

Sous la direction de :

Mr : Bounaya Kamel

JUIN 2011



القدس الشريف
جامعة دمشق



القدس الشريف
جامعة دمشق

بسم الله ثم كرسوله

وأمي وأبي وكل من علمني حتى ولو حرفا في كل مشواري الدراسي
راجيا من الله أن يوفقنا في خدمته ثم خدمة الوطن

دون أن أنسى بولوداني ميسرة التي نالت شهادة التعليم الابتدائي في هذا العام
بأحسن معدل على مستوى المدرسة، راجي من الله أن يوفقها في مشوارها

الدراسي

بورقة مساهمة

Dédicace

Je dédian ce mémoire à mon père et ma mère pour l'éducation

Qu'ils ont su me donner et qui m'a permis

Avec la grâce de Dieu d'arriver la au je suis.

A mes frères et sœurs

A toute la famille

Surtout

(Charihène ; Wael ; Fadi ; Marouane).

A tous mes amis

Et a m'enseignante Mme : Maghlawi

Ras Guerriche Khaled

Remerciement

Nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer notre projet de fin d'études.

*Nous remercions **Dr: Bounaya Kamel** pour son excellent encadrement, sa vision objective, sans précédent sur tous les aspects concourants à la bonne réalisation de notre projet.*

Nos remerciements aux membres du jury d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer notre travail.

Sans oublier au passage, tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'affinement de notre projet.

Chapitre 01 RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE

Introduction	01
Une ligne à haute tension	01
Histoire	02
Pourquoi utiliser la haute tension	03
Classification de tension.....	04
Lignes à courant continu	05
Lignes souterraines	05
Composants des lignes à haute tension.....	05
Modélisation électrique	07
Caractéristiques électriques	09
Diagramme de charge	12
La problématique de l'énergie réactive en milieu industriel	15

Chapitre 02 ANALYSE COMPARATIVE DES DIFFERENTS LIGNES

La comparaison entre les lignes électriques.....	18
Calcul de D_m et R_{eq}	23
Distribution de la tension.....	27
Les effets de la charge sur le comportement de la ligne.....	29
Analyse de la tension en fonction de l'énergie réactive	39
Analyse de régime de puissance	40
Compensation au milieu de la ligne.....	53

Chapitre 03 CARACTERISTIQUE DE CONTROLE DE LA LIGNE

Moyens de compensation de la puissance réactive	56
Les Dispositifs " FACTS "	58
Exploitation d'un réseau électrique	59
Compensation Traditionnelle	60
Dispositifs FACTS	64

Chapitre 04 *le transport de l'énergie électrique à courant continu*

Le courant continu	75
Domaine d'application du transport en courant continu	79
Les Installations en courant continu existantes	80
Conclusion générale	82
Annexe	84

Chapitre/01

**Recherche
Bibliographique**

1/.Introduction :

Parmi toutes les formes d'énergies utilisées par l'homme, l'énergie électrique présente deux particularités : elle n'est pratiquement pas disponible dans la nature et elle ne peut pas être stockée. En conséquence chaque seconde, la totalité de l'énergie électrique utilisée par les consommateurs appartenant au système considéré doit avoir été produite, transportée, distribuée.

La ligne électrique : Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs, d'isolants et d'éléments accessoires destinés au transport de l'énergie électrique.

Rôle des lignes électriques : Le transport de l'énergie électrique du producteur (centrale électrique) au consommateur (ville, quartier, maison, ensemble industriel) se fait à l'aide de lignes électriques, qui constituent les artères d'un système d'énergie électrique.

Types de lignes : Les lignes électriques peuvent être classées suivant plusieurs critères :

Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles).

Classe de tension : lignes à basse tension et **lignes à haute tension**.

Nature de la tension : continue, alternative monophasée ou triphasée

Dans ce travail on prend comme étude les lignes de grande portée c'est-à-dire le domaine de l'haute tension ou bien le transport d'énergie électrique à des grandes distances.

2/.Une ligne à haute tension :

Les lignes à haute tension peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou sous-marines, quoique les professionnels réservent plutôt le terme aux liaisons aériennes. Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, généralement en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux.

Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou parfois en matière plastique renforcée.

Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions supérieures à 765 kV.

3/.Histoire :

La première transmission des impulsions électriques sur une longue distance a été démontrée le 14 juillet 1729 par le physicien Stephen Gray, afin de montrer que l'on peut transférer l'électricité par ce moyen. Pour cette démonstration, il a utilisé des cordes de chanvre humide suspendu par des fils de soie (l'importance des conducteurs métalliques n'était pas appréciée à l'époque).

Toutefois, la première utilisation pratique des lignes aériennes fut dans le contexte de la télégraphie. Le transport d'énergie électrique a été réalisé en 1882 avec la première transmission à haute tension entre Munich et Bad Brook.

L'année 1891 a vu la construction du premier courant alternatif triphasé de lignes aériennes à l'occasion du Salon international de l'électricité, à Francfort, entre Lauffen et Francfort. En 1912, la première ligne à haute tension est entrée en service. Il s'agissait d'une ligne de 110 kV.

Elle fut suivie par la première ligne haute-tension de 220 kV en 1923. En Allemagne, en 1957 la première ligne à haute tension de 380 kV est entrée en service (entre la station de transformation et Rommerskirchen).

Dans la même année, la ligne aérienne traversant le détroit de Messine a été mise en service en Italie.

À partir de 1967 en Russie, et aussi aux États-Unis et au Canada, des lignes à haute tension de 765 kV ont été construites. En 1982, des lignes ont été construites en Union soviétique, entre Elektrostal (près de Moscou) et la centrale électrique d'Ekibastouz (Kazakhstan), il s'agissait d'un courant alternatif triphasé à 1200 kV. En 2003, la construction de la plus grande ligne à haute tension a débuté en Chine, le Yangtze River Crossing.

Le 6 janvier 2009, la State Grid Corporation of China a mis en service sa première ligne 1000 kV (la tension maximale de service est égale à 1100 kV).

L'Inde prévoit un fort développement de son réseau 800 kV, et vers 2013-2014, la mise en service d'un réseau 1200 kV.

8.2. Conducteurs :

Le courant électrique est transporté dans des conducteurs. L'énergie électrique étant transportée sous forme triphasée, on trouvera au moins trois conducteurs par ligne. Pour une phase, on peut aussi trouver un faisceau de conducteurs (de deux à quatre) à la place d'un simple conducteur afin de limiter les pertes et d'augmenter la puissance pouvant transiter.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en alliage d'aluminium, ou en combinaison aluminium-acier pour les câbles plus anciens ; ce sont des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium. Les conducteurs sont nus, c'est-à-dire non revêtus d'un isolant.

La conductrice haute tension sont aériens ou souterrains (et parfois sous-marins).

Les conducteurs aériens sont soumis à l'action des facteurs atmosphériques : température, vent, pluie, verglas... Ces facteurs interviennent de façon importante dans le choix des paramètres d'une ligne haute-tension : type de conducteur électrique (matériaux et géométrie), hauteur et distance des pylônes, tension mécanique maximum sur le conducteur afin de maintenir une garde au sol suffisante, etc. Le choix de ces paramètres a une grande influence sur les coûts de construction et d'entretien d'une ligne de transmission, ainsi que sur sa fiabilité et sur sa longévité.

8.3. Isolateurs :

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs. Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs en verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important. Sur une ligne de 400 kV (400 000V), les chaînes d'isolateurs comportent 19 assiettes. On peut alors deviner la tension des lignes en multipliant le nombre d'isolateurs par 20 kV environ.

8.4. Câbles de garde :

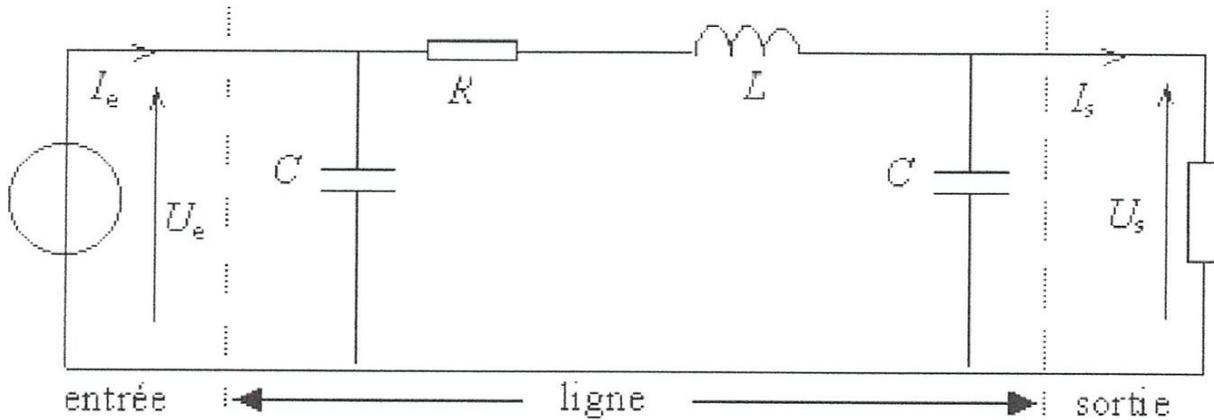
Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroisement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almélec-acier. Au centre du câble de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

8.5. Signalisation :

Afin d'éviter les impacts d'aéronefs, les lignes sont signalées par des balises diurnes (boules) ou nocturnes (dispositifs lumineux).

9/.Modélisation électrique :

Une ligne électrique parfaite peut être considérée comme un fil d'impédance nulle. Dans la pratique plusieurs phénomènes physiques entrent en jeu : pertes d'énergie par effet Joule, réponse fréquentielle, courants de fuite. Une étude à l'aide d'un modèle théorique simplifié permet de comprendre l'effet de divers paramètres sur le comportement de la ligne.



Le schéma ci-dessus représente un modèle sommaire mais simple d'emploi pour une phase d'une ligne pas trop longue :

Il constitue une approximation suffisante pour des longueurs de 200 à 300 km. Une ligne plus longue pourra être assimilée à une succession de cellules élémentaires de ce type, à la manière d'une ligne de transmission. Dans le cas d'un défaut à la terre, la coupure du défaut en ligne par un disjoncteur à haute tension donne naissance à la propagation d'ondes de tension entre le disjoncteur et le point de défaut. La fréquence d'oscillation de la tension en aval du disjoncteur est fonction de l'impédance d'onde de la ligne et de la longueur de la ligne en défaut. Si la ligne est ouverte à son extrémité elle peut être assimilée à une réactance capacitive.

9.1/.Résistance de la ligne :

La résistance d'un conducteur filiforme s'écrit :

$$R = \rho \frac{l}{s}$$

Afin de limiter les pertes par effet Joule, on souhaite que la résistance R soit la plus faible possible. La longueur l de la ligne étant imposée, on ne peut jouer que sur la résistivité ρ du matériau conducteur et sur sa section .

Résistivité des matériaux utilisés pour les lignes :

Le cuivre, dont la résistivité vaut $1,72 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$, n'est pas utilisé car trop coûteux, mais aussi trop lourd pour les lignes aériennes. On lui préfère des ensembles aluminium-acier ou des alliages aluminium, magnésium et silicium dont la résistivité est de l'ordre de $3 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$

9.2./Section des lignes :

La section d'un conducteur aérien d'une ligne à haute tension est de l'ordre de 500 mm^2 : il n'est pas avantageux d'augmenter davantage la section des conducteurs.

En effet, à la fréquence de 50 Hz (et a fortiori à une fréquence de 60 Hz), il est avantageux d'utiliser deux conducteurs de 500 mm^2 en remplacement d'un de section 1000 mm^2 à cause de l'effet pelliculaire ou effet de peau.

Par ailleurs, sur des lignes de tension supérieure ou égale à 345 kV, il est nécessaire de prévoir au moins deux conducteurs par phase pour limiter les pertes par effet couronne.

9.3./Ordre de grandeur des résistances linéiques :

Pour une ligne de section 500 mm^2 réalisée avec un matériau de résistivité $3 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$, la résistance d'un conducteur aérien est de l'ordre de $6 \times 10^{-2} \Omega/\text{km}$. Cette valeur est donnée à titre indicatif car nous avons vu que la résistance dépendait fortement de la section.

Pour les lignes à haute tension, les valeurs des résistances linéiques sont comprises entre $0,01 \Omega/\text{km}$ (ligne 735 kV d'Hydro-Québec) et $0,1 \Omega/\text{km}$. La norme américaine IEEE C37.06-1997 indique des valeurs allant de $0,012 \Omega/\text{km}$ (800 kV) à $0,031 \Omega/\text{km}$ (362 kV).

9.4./Réactance de la ligne :

Les paramètres réactifs de la ligne dépendent peu de la tension et de la section mais, en revanche, ils sont très différents pour les lignes aériennes et pour les câbles posés ou enterrés.

9.5./Inductance de la ligne :

- De 1 à 2 mH/km pour les lignes aériennes, soit des réactances comprises entre 0,3 et 0,7 Ω /km, donc nettement supérieures aux résistances linéiques.
- De 0,2 à 0,7 mH/km pour les câbles, soit des réactances comprises entre 0,06 et 0,25 Ω /km

9.6./Capacité de la ligne :

- Proche de 10 nF/km pour les lignes aériennes.
- De 30 à 800 nF/km pour les câbles.

10./Caractéristiques électriques :

10.1./Puissances transportées :

10.1.1./Pertes de puissance :

Malgré l'effort entrepris pour limiter la résistance, le transport de l'électricité engendre des pertes d'énergie importantes, principalement par effet Joule. À titre d'exemple, pour le réseau de transport d'électricité en France, ces pertes sont estimées en moyenne à 2,5 % de la consommation globale, soit 13 TWh par an (source?).

Pour ne pas subir de pertes importantes, on utilise donc deux techniques :

- augmenter le nombre de conducteurs : certaines lignes comportent pour chacune des phases jusqu'à quatre câbles distants de quelques centimètres ;
- diminuer l'intensité du courant en élevant la tension : pour une puissance transportée identique, si on augmente la tension, l'intensité du courant électrique diminue et les pertes dues au passage du courant dans le fil seront réduites selon le carré de l'intensité.

Toutefois, la tension servie aux particuliers doit rester inchangée (230 V en France ou 120 V au Québec pour les installations domestiques) et dans le domaine de la basse tension afin de limiter les risques pour les utilisateurs. Il faut donc l'abaisser au plus près de ceux-ci. Comme on ne sait pas le faire de façon simple avec le courant continu (cf. HVDC), on a recours au courant alternatif (de fréquence 50 Hz en France ou 60 Hz au Québec et Amérique du Nord) et à des transformateurs.

Il faut également prendre en compte le risque d'arc électrique entre deux conducteurs. Ce risque est d'autant plus important que la tension est élevée. Cela impose des contraintes d'isolement plus fortes et nécessite notamment :

- pour les lignes aériennes, d'écarter suffisamment les conducteurs, (typiquement 1 cm/kV), ce qui a pour conséquence d'augmenter proportionnellement la dimension des matériels associés (isolateurs, pylônes...);
- pour les câbles (enterrés ou non), d'augmenter les épaisseurs d'isolants, d'ajouter des écrans de masse, voire de recourir à des technologies différentes (par exemple câbles à isolation gazeuse).

10.2./Intensité du courant :

L'intensité maximale du courant transportable dans une ligne est liée à la résistance de ses conducteurs, et donc à leur section et à la résistivité des matériaux les constituant.

Un courant circulant dans les conducteurs va créer des pertes, et donc une élévation de température. Un équilibre thermique va s'établir entre les pertes dans le conducteur, et l'énergie transmise par le conducteur à son milieu ambiant (l'air) par convection et rayonnement. Les gestionnaires du réseau devront limiter le courant et donc la température du conducteur à un niveau acceptable : la déformation due à la chaleur doit respecter la limite d'élasticité des câbles, et la flèche de la ligne (son point bas par rapport au sol) doit rester suffisamment éloignée du sol pour ne pas mettre en danger les biens et personnes à proximité. La température limite admissible d'un conducteur aluminium est de l'ordre de 100°C.

A partir de là, le concepteur de la ligne définira en fonction de la température ambiante l'intensité maximale admissible. Des surcharges temporaires sont admissibles lorsque la température ambiante est suffisamment inférieure à la valeur maximale prise pour le dimensionnement.

Cependant le choix des sections de lignes doit se faire en fonction des courants maximaux à transporter, mais aussi en fonction de critères technico-économiques. Le choix d'une section plus importante entrainera une dépense plus importante, mais permettra de réduire les pertes. On peut même envisager de réaliser deux lignes transportant la moitié du courant, car les pertes de chaque ligne sont divisées par 4-donc le total des pertes est divisé par 2.

L'économie réalisée permet d'amortir la réalisation de la deuxième ligne. De plus, on conserve la possibilité de doubler l'intensité du courant en cas de besoin (opérations de maintenance, pannes sur l'autre ligne, ...).

La densité du courant dans les lignes aériennes haute tension est d'environ $0,7 - 0,8 \text{ A/mm}^2$.

10.3./Chutes de tension :

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

10.3.1./À vide :

Si l'on considère le modèle en π lorsque le courant de sortie est nul, on remarque que le condensateur de sortie est alors en série (c'est-à-dire traversé par exactement la même intensité) avec la résistance et l'inductance de ligne.

On peut écrire :
$$\frac{U_e}{Z_L + Z_C - Z_R} = \frac{U_S}{Z_C} \quad \text{soit : } U_e = U_S + \frac{Z_L - Z_R}{Z_C} \cdot U_S$$

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

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

10.3.1./En charge :

La f.é.m d'un alternateur est constante et égale à la somme vectorielle de la résistance interne fois le courant qui la traverse plus l'impédance interne fois le même courant plus la somme (résistance et impédance) de la ligne fois le courant plus la tension au bornes de la charge qui est en parallèle avec la capacité de la ligne.

Puisque la ligne en charge présente un aspect inductif, alors la formule sera:

Soit :
$$E = (r + R).I + j(l\omega + L\omega).I + U_S$$

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

11/.Diagramme de charge :

Le diagramme de charge est un des éléments essentiels utilisés par le dispatching national en vue de la gestion optimisée du parc des centrales de production.

Il y a plusieurs types de diagramme de charge, la plupart donnent la puissance quart-horaire appelée ou l'énergie consommée en fonction soit de l'heure, soit du jour soit du mois (**Figure.B.1**) :

Prélèvements maximum et minimum du réseau Elia en 2005

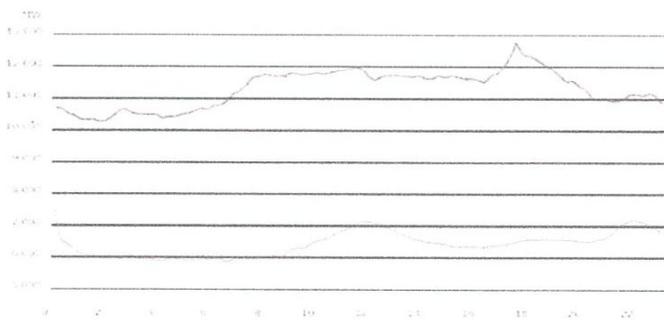


Fig.B.1. Diagramme de charge journalier montrant les pointes min et max pour l'année 2005 en Belgique.

Prélèvements nets du réseau Elia par mois

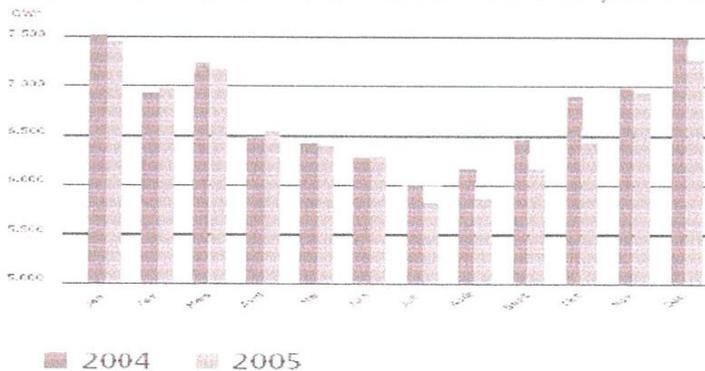


Fig.B.2. évolution du prélèvement, mois par mois, net du réseau ELIA entre 2004 et 2005

L'évolution de l'appel en énergie est représentée, pour le réseau ELIA (Belgique) sur la **Figure.B.2**. Sur base annuelle, l'énergie appelée en Belgique et la pointe de puissance ont évolué récemment comme suit :

2003 : 85,7 TWh (pointe 13573 MW)

2004 : 87.6 TWh (pointe 13708 MW)

2005 : 87.1 TWh (pointe 13731 MW)

Pour le réseau ENEL (Italie) l'évolution du diagramme journalier du jour le plus chargé annuellement est reprise sur la **Figure.B.3**. Entre 1986 et 1993. Pour la Belgique les **Figure.B.4** et **5** donnent l'évolution des pointes hebdomadaires et mensuelles sur diverses périodes ainsi que l'évolution du diagramme journalier d'un jour donné d'un mois pendant une année complète (2002). On y voit l'impact de l'utilisation de la centrale de pompage de COO.

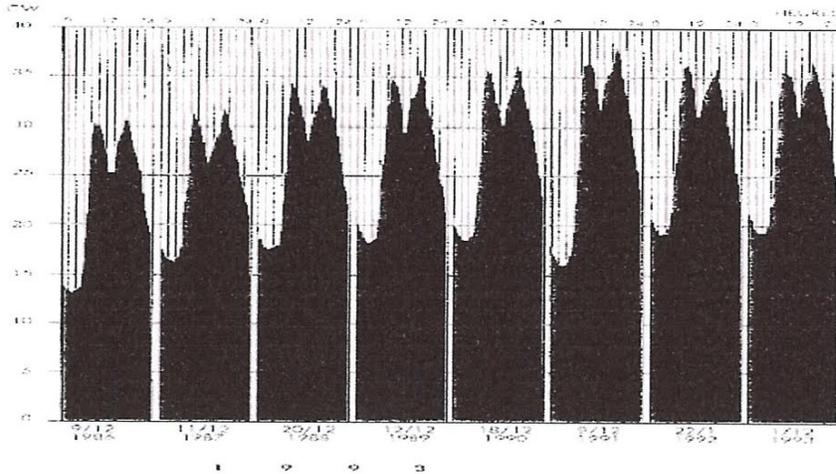


Fig.B.3. diagramme de charge montrant l'évolution de la puissance appelée, le jour le plus chargé de l'année entre 1986 et 1993 en Italie .

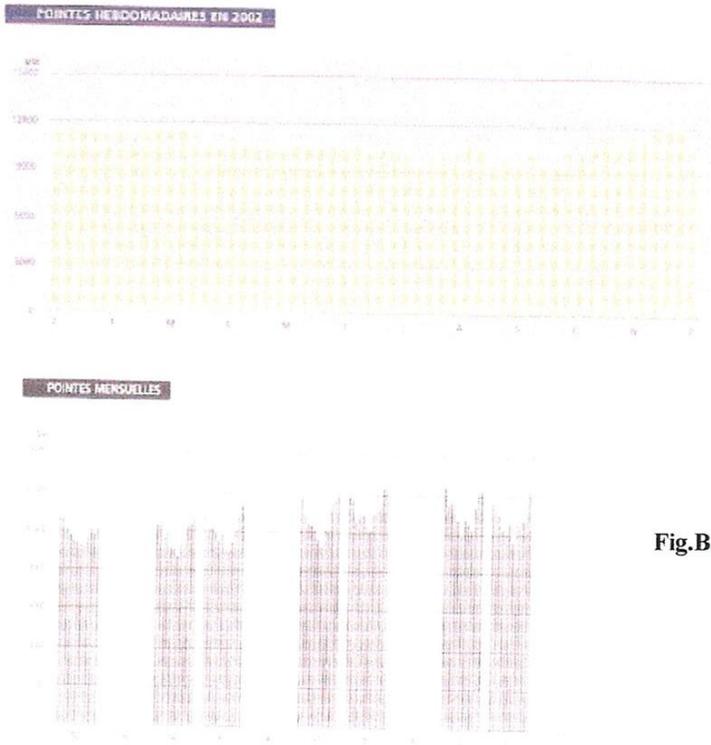


Fig.B.4. Diagramme de charge pour la Belgique.
Evolution des pointes hebdomadaire (2002)
et mensuelles entre 1992 et 2002.

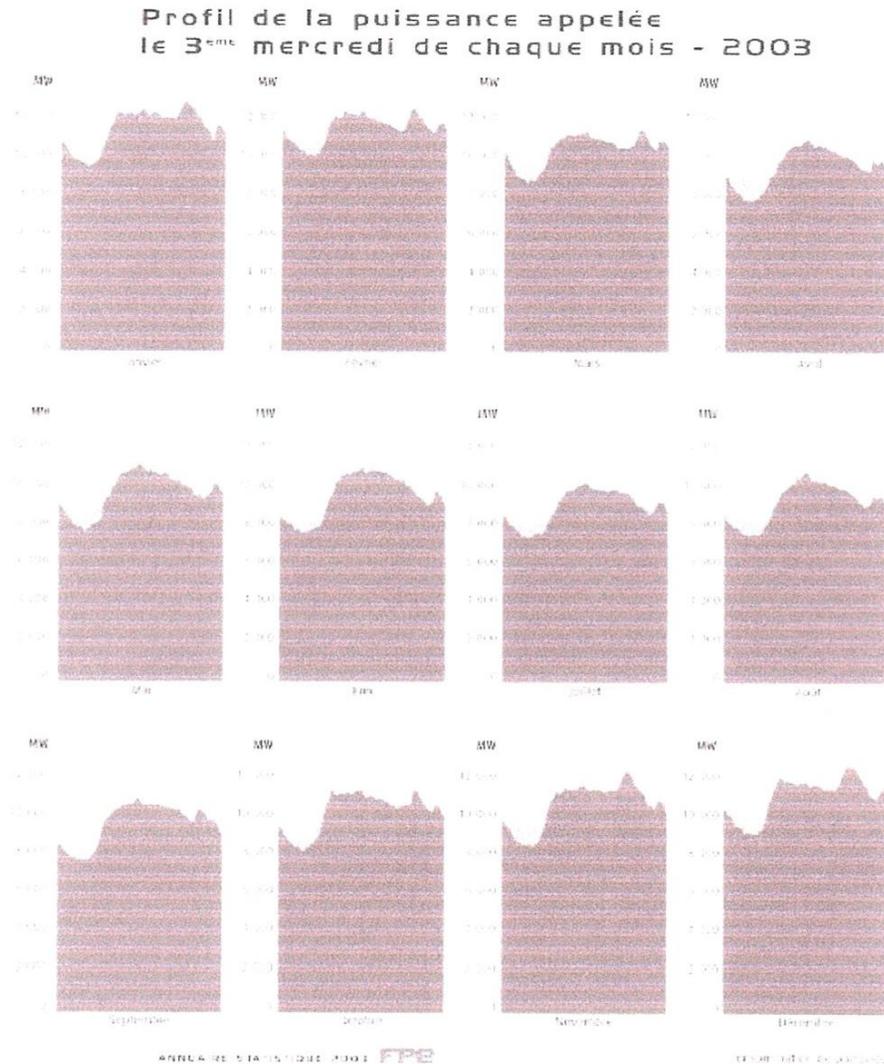


Fig.B.5. profil de la puissance appelée le troisième mercredi de chaque mois en Belgique.

En Belgique, il y a environ 70% d'écart entre le creux de nuit et la pointe du jour (ce qui correspond à une « bonne » base industrielle). Le foisonnement (« bruit de fond ») de la charge est d'environ 100 MW.

Un autre type de graphique est le diagramme monotone de charge qui reprend en ordonnée la charge et en abscisse le temps pendant lequel la charge a dépassé la valeur en ordonnée.

La libéralisation du marché et la mise en bourse « a day ahead » d'une partie de la production va modifier l'approche.

Par ailleurs, afin de reconstituer la charge réelle après coup, les clients sont scindés en clients télémésurés (le plus possible à terme) et les autres pour lesquels on construit une courbe synthétique de charge (SLP synthetic load profile). Le résidu sera redistribué entre les intervenants selon une procédure définie.

11.1/Localisation des unités de production dans le diagramme de charge :

En base on utilise les centrales à faible coût de combustible (hydraulique) ou a temps de démarrage lent (nucléaire), de toute façon celles qui produisent le kWh au meilleur prix. Viennent ensuite les centrales thermiques classiques et les TGV (ces dernières avec un rendement nettement meilleur - proche de 55%), puis les unités plus coûteuses (vieilles unités thermiques), la crête et la sécurité dite N-1 (perte d'un groupe important, en Belgique c'est environ 1040 MW) étant assurée par des centrales à mise en route rapide (turbine à Gaz et centrale de pompage). Le dispatching national (Linkebeek) possède une liste ordonnée des centrales à mettre progressivement en service pour couvrir la charge, en tenant compte de leur coût marginal d'exploitation (cette fonction va disparaître avec la libéralisation du marché).

Les centrales de pompage écrêtent la pointe ou interviennent en urgence (perte d'un groupe nucléaire par exemple), elles fonctionnent en pompe en période de faible charge. (La centrale de Coe peut fournir 1000 MW pendant 6 heures par exemple), elles contribuent par leur fonctionnement à uniformiser le diagramme de charge.

12/ La problématique de l'énergie réactive en milieu industriel :

Dans l'environnement industriel actuel, la prolifération des charges « déphasantes » sur les réseaux de distribution électrique entraîne une dégradation du facteur de puissance.

Les principaux consommateurs d'énergie réactive concernent :

- Les moteurs asynchrones ordinaires.
- Les lampes à ballast magnétiques à fluorescence ou à décharge.
- Les fours à induction et à arc.
- Les machines à souder.

Les conséquences de cette énergie réactive sont nombreuses :

- Pénalités (en tarif vert) par le fournisseur d'électricité.
- Augmentation de la puissance souscrite au fournisseur d'énergie, des pertes Joules et des chutes de tension dans les circuits.
- Surcharge au niveau du transformateur et des câbles d'alimentation.
- Surdimensionnement et précaution au niveau des protections.
- Dégradation de la qualité de l'installation électrique.

12.1/La compensation de l'énergie réactive :

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "compensation de l'énergie réactive". Pour inciter à cela et éviter de sur-calibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil.

On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur S2 à la valeur S1, on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Qc (**Figure.B.6**)

telle que : $Q_c = P \cdot (\tan \Phi_2 - \tan \Phi_1)$.

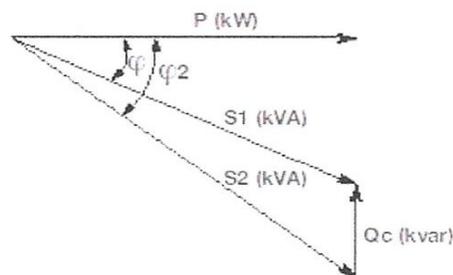


Fig.B.6. Principe de la compensation d'énergie réactive

12.2./Choix de la localisation :

- Compensation globale : la batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsqu'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et soulager le poste de transformation.
- Compensation locale ou par secteurs : la batterie est installée en tête du secteur d'installation à compenser. Elle convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.
- Compensation individuelle : la batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif (moteur en particulier). Elle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande.

12.3./Choix du type de compensation :

- Compensation fixe : on met en service l'ensemble de la batterie dans un fonctionnement "tout ou rien".

La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible

(< 15 % de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

- Compensation automatique ou en "gradins": la batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique.

Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Cela permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont pilotés par un relais varométrique

Chapitre/02

Analyse Comparative Des Différents Lignes

1/. La comparaison entre les lignes électriques :

La comparaison entre les lignes électriques se base sur la comparaison entre les puissances actives fournies afin de connaître les effets des paramètres (n , U_n , L , K_u) sur les puissances.

1.1./Description de réseau :

Le modèle étudié est celui d'une ligne électrique considérée sous des longueurs différentes (600 km, 800 km, 1000 km), alimentant une charge, de graphique donné, sous une tension de 400 kv et 500 kv.

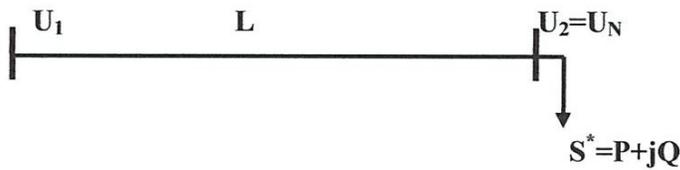


Figure.1 - le modèle de la ligne -

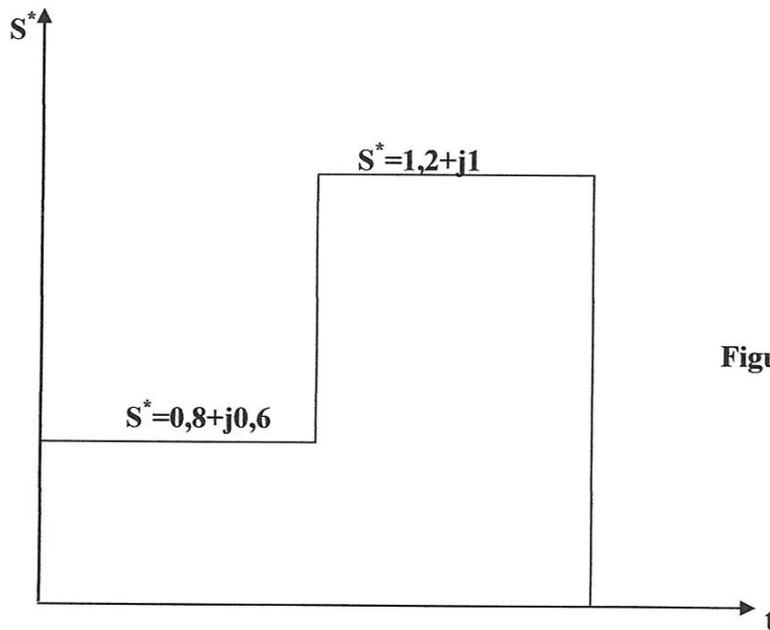


Figure.2 - Le graphe de charge

Exemple réel de la variation d'une charge réel

GESTIONNAIRE RESEAU TRANSPORT ELECTRICITE
REGION TRANSPORT ANNABA

RELIEVES DE TENSION - INTENSITE - PUISSANCE SUR LE TRANSFORMATEUR

RESPONSABILITE DE POINTE HIVER 2010

Conditions météorologique : BONNE
Température ambiante : 15°C

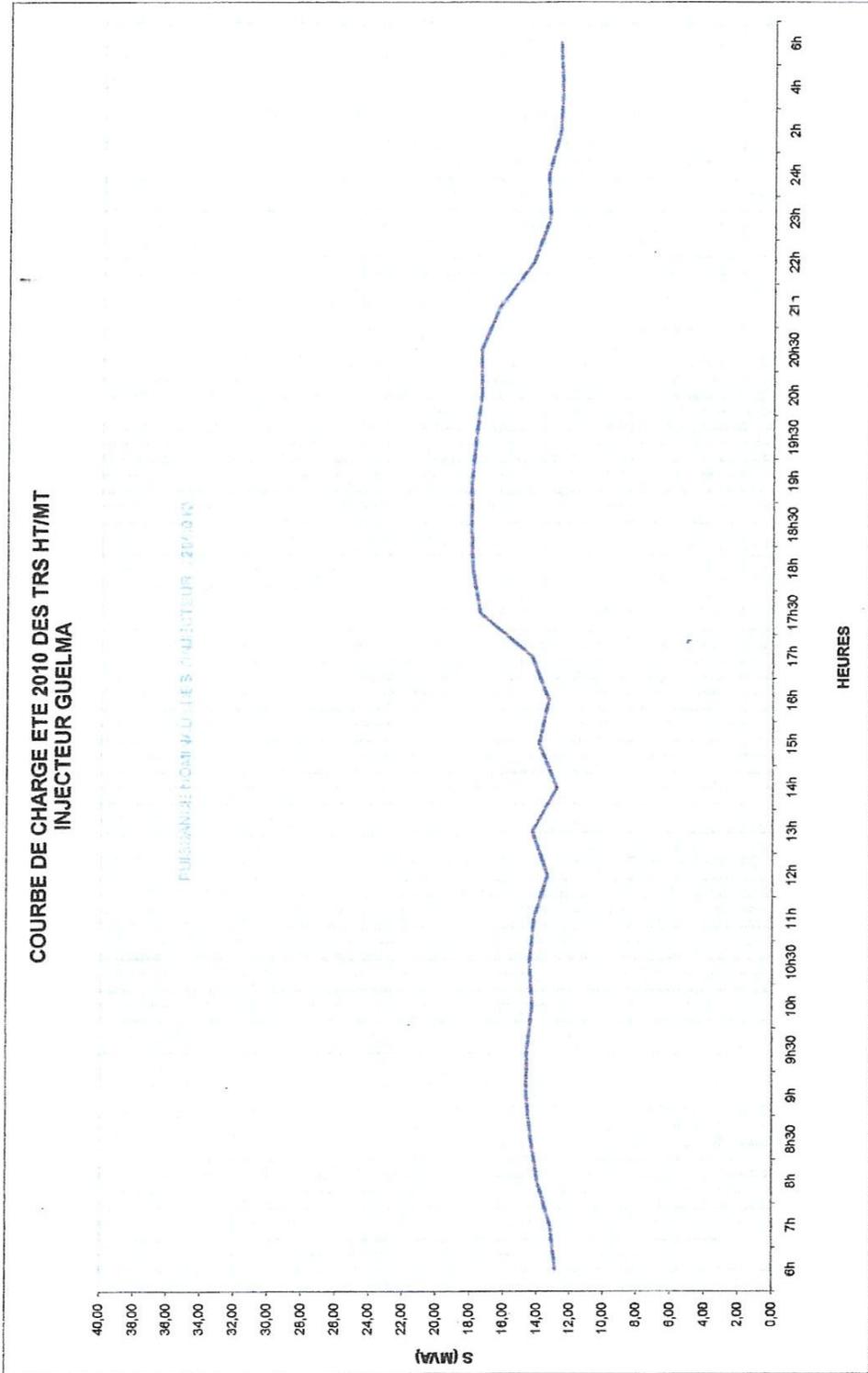
INJECTEUR : 220/30Kv de GUEILMA

Du Mardi 14/12/2010 Au Mercredi 15/12/2010

Transformateur	6h	7h	8h	8h30	9h	9h30	10h	10h30	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	17h30	18h	18h30	19h	19h30	20h	20h30	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h
U côté : 220 KV	230	230	230	230	230	230	228	228	230	230	223	223	223	230	228	228	228	228	228	228	225	225	225	228	230	230	230	230	230
Intensité Ampere	32,3	33,2	35,1	53,5	36,8	36,7	36,3	36,7	35,8	33,7	36,0	32,6	35,8	33,6	36,8	44,7	45,8	45,7	46,0	45,6	44,7	44,9	41,5	36,4	33,7	34,0	32,2	31,9	32,2
P.act. (Mw) côté : 60Kv	12,00	12,20	12,20	12,60	12,80	12,45	12,30	12,40	12,60	12,40	12,80	11,80	13,20	12,60	13,40	16,30	16,40	16,70	16,90	16,20	16,00	15,60	15,00	13,30	12,20	12,10	10,70	11,20	11,80
P.Réact. MVAR côté : 60Kv	5,9	6,0	7,6	7,6	6,6	6,5	6,6	6,9	6,4	6,4	6,0	6,1	6,6	6,4	6,3	6,9	6,1	6,2	6,6	7,0	7,6	7,2	6,8	4,9	5,6	5,3	5,6	5,8	5,6
P.apparente (MVA)	12,9	13,2	14,0	14,4	14,4	14,7	14,6	14,3	14,5	14,2	13,4	14,4	12,9	14,0	13,4	14,4	17,5	17,9	18,0	17,8	17,4	17,5	16,4	14,4	13,4	13,5	12,8	12,7	12,8

S max:	18,04
S min:	12,71

Rame N°1	6h	7h	8h	8h30	9h	9h30	10h	10h30	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	17h30	18h	18h30	19h	19h30	20h	20h30	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h	
DEPARTS	31,51	31,51	31,51	31,51	31,51	31,51	31,23	31,23	31,51	31,51	31,51	31,51	31,51	31	31	31	31	31	31,5	31	30,5	30,5	30,5	31	31	31,51	31,51	31,51	31,51	
U (kv)	75	74	75	76	80	80	77	78	76	74	84	75	16	70	90	105	105	110	109	109	110	111	91	77	69	67	60	69	75	
I(A)	4,09	4,04	4,09	4,15	4,37	4,37	4,17	4,22	4,15	4,04	4,58	4,08	0,86	3,76	4,83	5,64	5,64	5,91	5,95	5,85	5,81	5,86	4,81	4,13	3,70	3,66	3,27	3,77	4,09	
S(MVA)	70	82	92	93	95	94	96	105	96	98	92	82	94	93	84	93	93	86	90	91	86	87	100	83	85	86	80	74	70	
I(A)	3,82	4,47	5,02	5,07	5,18	5,13	5,19	5,73	5,24	5,35	5,02	4,47	5,05	4,99	4,51	4,89	4,99	4,62	4,91	4,69	4,54	4,60	5,28	4,46	4,56	4,69	4,37	4,04	3,82	
S(MVA)	76	75	74	78	80	81	80	80	82	78	79	94	80	74	83	109	109	122	120	120	120	120	105	94	79	79	64	75	75	
I(A)	4,15	4,09	4,04	4,26	4,37	4,42	4,33	4,47	4,26	4,31	5,13	4,30	3,97	4,46	5,85	5,85	5,85	6,55	6,55	6,44	6,34	6,34	5,55	5,05	4,24	4,31	3,49	4,09	4,09	
S(MVA)	120	128	130	131	16	16	8	16	8	8	8	8	8	16	16	16	16	16	16	16	16	16	13	16	16	16	16	16	16	
I(A)	0,55	0,98	0,98	0,98	0,87	0,87	0,43	0,87	0,47	0,44	0,44	0,44	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	
S(MVA)	18,61	19,59	20,25	20,63	14,79	14,79	14,12	15,15	14,34	14,08	14,35	14,13	11,06	13,58	14,66	17,34	17,34	17,93	18,28	18,04	17,54	17,64	16,48	14,50	13,37	13,53	12,01	12,77	12,88	
Total																														



Les cas considérés sont mis donc dans le **Tableau.1.**

L(km)	600		800	1000
n	2	3		
U _N (kv)	400	500		
k _u	1	1,05	1,1	1,15

Tableau .1.-les données de réseau-

Les conditions limites du transfert énergétique par la ligne sont déterminées principalement par la formule :

$$P_m \leq \frac{K_u}{\sin \alpha_0 l} \tag{01}$$

Où **P_m** - la puissance maximale en unité relative.

k_u : le rapport entre les tensions **U₁** et **U₂**.

α₀ : facteur de phase d'onde.

Pour calculer la valeur réelle de la puissance maximale, on doit avoir la puissance de base **P_c** (la puissance naturelle)

$$P_c = \frac{U_2^2}{Z_c} \tag{02}$$

$$\text{Avec ; } Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \tag{03}$$

Z_c : l'impédance caractéristique.

x₀ : l'inductance de la ligne pour **1 km**.

b₀ : la susceptance de la ligne.

$$x_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{R_{eq}} + \frac{0,016}{n} \tag{04}$$

Et ;

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{R_{eq}}} \tag{05}$$

D_m : rayon moyenne géométrique entre phase [m].

R_{eq} : rayent équivalent de la phase.

n : nombre de conducteurs par phase.

1.2.Exemple :

Pour une tension de 400 kv et un conducteur de section $F=600\text{mm}^2$ et la longueur $l=600\text{km}$.

Pour un nombre de conducteurs par phase $n=3$ on a $F=200\text{mm}^2$.

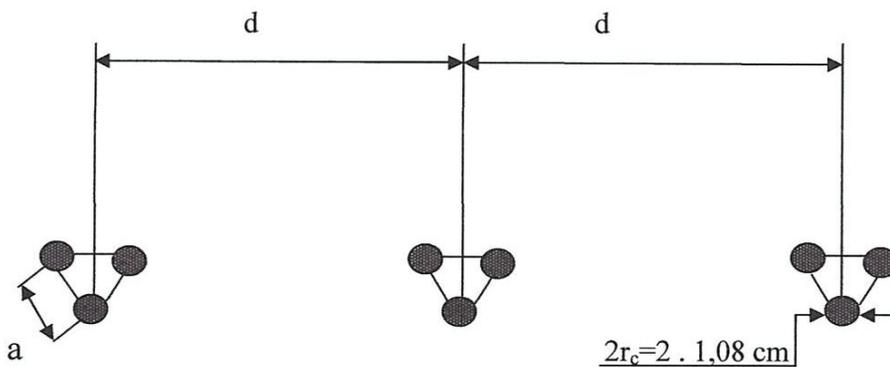


Figure.3.

$$P_c = \frac{U_2^2}{Z_c} \tag{06}$$

Et ;

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \tag{07}$$

$$x_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{R_{eq}} + \frac{0,016}{n}$$

Et ;

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{R_{eq}}}$$

Calcul de D_m et R_{eq} :

$$D_m = \sqrt[n]{a \cdot a \cdot 2a} = \sqrt[3]{11.11. (2.11)} = 13.86 \cdot 10^2 \text{ cm}$$

$$R_{eq} = \sqrt[n]{r_c \cdot d^{n-1}} = \sqrt[3]{1,08 \cdot 40 \cdot 40} = 12 \text{ cm}$$

$$\Rightarrow x_0 = 0,144 \log \frac{13.86 \cdot 10^2}{12} + \frac{0,016}{3} = 0.302 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{R_{eq}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{13.86 \cdot 10^2}{12}} = 3,675 \cdot 10^{-6} \text{ } \Omega^{-1}/\text{km}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,302}{3,675 \cdot 10^{-6}}} = 286.665 \text{ } \Omega$$

$$P_c = \frac{(400)^2}{286,665} = 558,1427 \text{ MW}$$

$$P_m \leq \frac{K_u}{\sin \alpha_0 l} \tag{08}$$

Avec $\alpha_0 = 0,06$ °

Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

K_u	1,00	1,05	1,10	1,15
$P_{max} \leq$	1,701	1,786	1,871	1,956
$P_{max} \leq$	949,4007	996,8428	1044,2849	1091,7271

Tableau.2.

Les résultats de calculs de la puissance maximale, effectués de la même manière que cet exemple pour les deux niveaux de tension et différentes longueurs sont inscrits, dans le **Tableau.3.**

Tableau.3.

400kv				500 kv			
		Ku	P_{max}^*	Pmax(MW)			
					P_{max}^*	Pmax(MW)	
Avec n=2 $x_0=0,325 \Omega/km$ $b_0=0,0347 \cdot 10^{-4} \Omega^{-1}/km$	L=600km	1,00	1,701	889,298	Pc=566,304 Avec n=2	1,701	9 632,831
		1,05	1,786	933,736		1,786	10 114,189
		1,10	1,871	979,175		1,871	10 595,547
		1,15	1,956	1022,614		1,956	11 076,906
	L=800km	1,00	1,345	703,178		1,345	761,679
		1,05	1,412	738,206		1,412	799,621
		1,10	1,480	773,757		1,480	838,129
		1,15	1,547	808,785		1,547	876,072
	L=1000km	1,00	1,155	603,688		1,155	654,081
		1,05	1,212	633,645		1,212	686,360
		1,10	1,270	663,967		1,270	719,206
		1,15	1,328	694,238		1,328	752,052
Avec n=3 $x_0=0,302 \Omega/km$ $b_0=3,675 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}/km$	L=600km	1,00	1,701	949,401	Pc=834,5629 Avec n=3	1,701	1 419,591
		1,05	1,786	996,843		1,786	1 490,529
		1,10	1,871	1 044,285		1,871	1 561,467
		1,15	1,956	1 091,727		1,956	1 632,405
	L=800km	1,00	1,345	750,700		1,345	1 122,487
		1,05	1,412	788,097		1,412	1 178,403
		1,10	1,480	826,050		1,480	1 235,153
		1,15	1,547	863,445		1,547	1 291,068
	L=1000km	1,00	1,155	644,487		1,155	963,920
		1,05	1,212	676,468		1,212	1 011,490
		1,10	1,270	708,841		1,270	1 059,895
		1,15	1,328	741,157		1,328	1 108,299

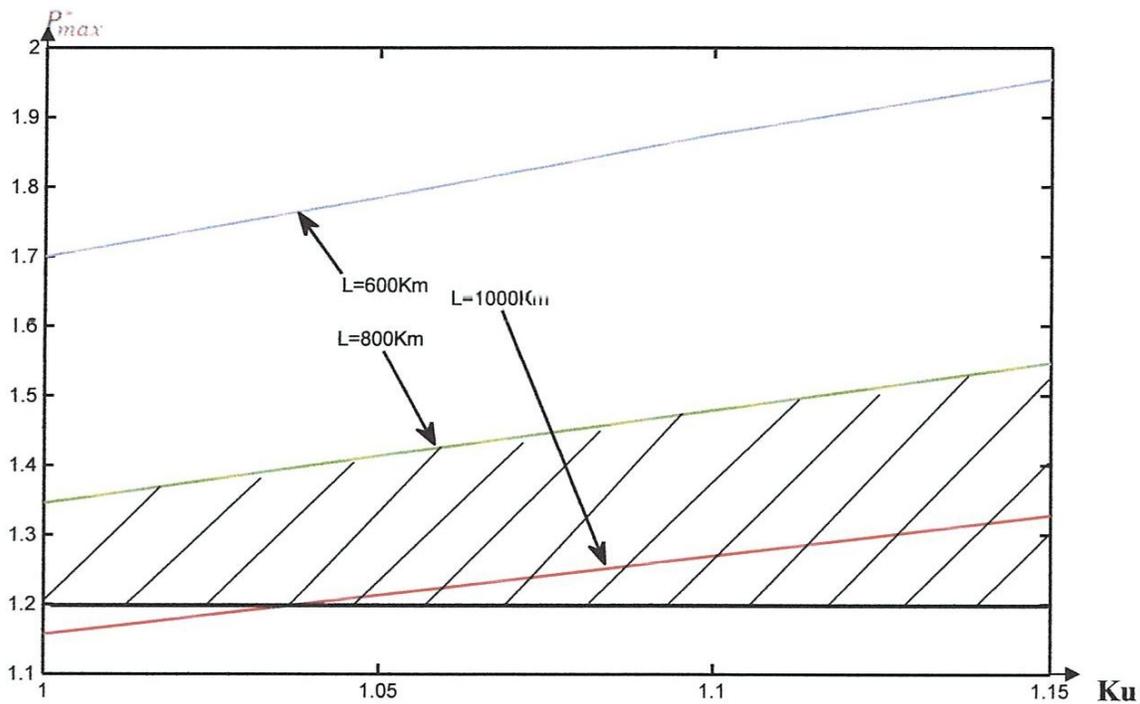


Figure .4.

La représentation graphique est donnée sur la **Figure.4.** la lecture des résultats graphique (numériques) permet de faire observer :

- La zone hachurée représente le réserve de la puissance pour une ligne de $L=800\text{Km}$ cette réserve vari avec la variation de la longueur.
- La capacité de la ligne augment avec la diminution de la longueur et aussi avec un (K_u) supérieur
- Pour la longueur de $L= 1000 \text{ km}$ et pour $k_u = [1 ; 1,04]$ la ligne ne peut pas transporter la puissance utile de consommateur.
- Ainsi ; peut-on constater que pour des lignes de plus grandes longueurs la réserve en puissance se trouve respectivement plus réduite.

2/.Distribution de la tension:

Les propriétés caractéristiques des lignes de transport énergétique à grande distance font que l'analyse de la distribution du potentiel le long de la ligne soit indispensable ; ceci pour déjouer l'impact négatif en installant des moyens de contrôle et de réglage pour maintenir la tension constant le long de la ligne dans l'ordre d'un 10% d'écart.

2.1/.Exemple :

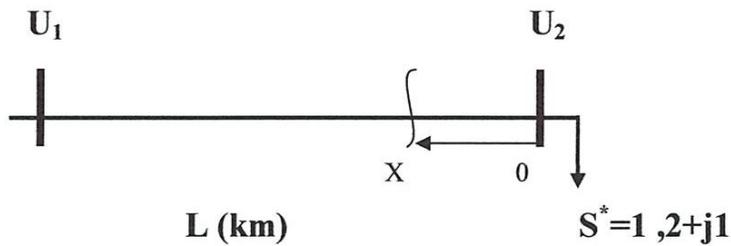


Figure.5.

Pour tous les modèles de ligne sont portés, la distribution de la tension le long de la ligne peut être déterminée par la relation suivante :

$$U_1^* = \cos(\alpha_0 x) + Q_2^* \sin(\alpha_0 x) + jP_2^* \sin(\alpha_0 x) \tag{09}$$

Ainsi pour le modèle de ligne homogène (Fig.5.) de puissance et de longueur données ($L=600\text{km}$), on peut

Définir la relation $U_1^* = f(x)$ dans (Tableau.4.):

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
$U_2(x)$	1	1,1+j0,125	1,186+j0,249	1,26+j0,371	1,32+j0,488	1,366+j0,6	1,396+j0,705
$ U_2(x) $	1	1,107	1,211	1,313	1,407	1,46	1,563

Tableau .4.

Les résultants peuvent être représentés graphiquement comme ce montre la Fig.6.

Si on pose comme écart admissible de la tension $\Delta U_{ad} = 0,1 U_n = 0,1 U_2$; alors la longueur considérée ne peut assurer le régime sous conditions requises que sur les 93km (environ) seulement, (Figure.6.).

Au delà de cette distance, la tension devient excessivement grande jusqu'à atteindre un écart de 56%.

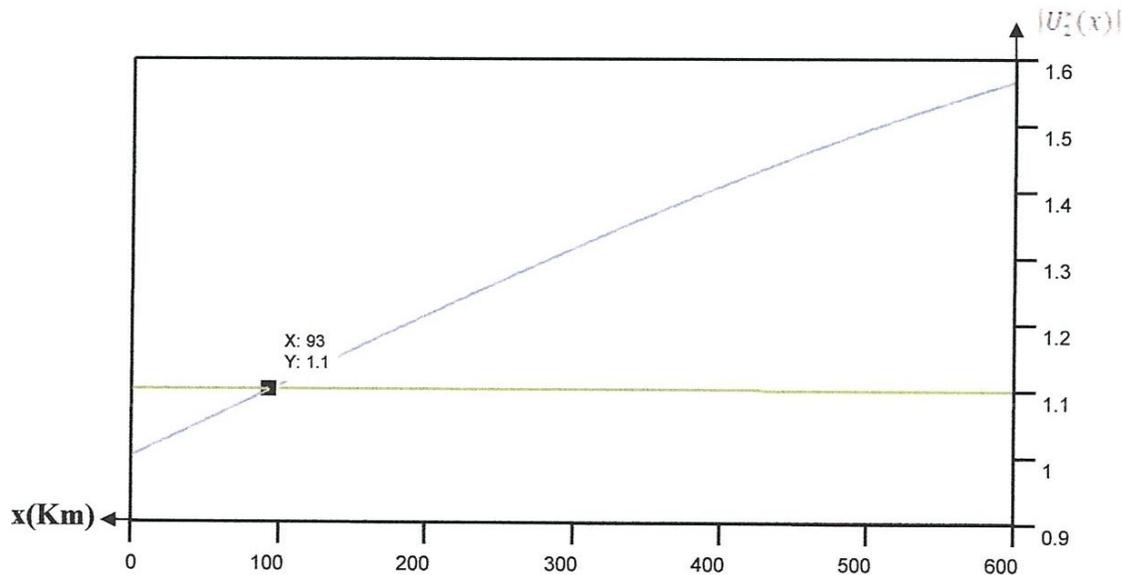


Figure.6.

3/.Les effets de la charge sur le comportement de la ligne :

L'expression (9) montre que la distribution de la tension dépend de la charge .considérons les caractéristiques, du graphique de charge.

Ligne chargée à vide :

En remplace dans l'équation (9)

$P_2^* = Q_2^* = 0$: on observe après calculs les résultants du **Tableau.5.**

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2^*	1+j0	0,994+j0	0,978+j0	0,951+j0	0,913+j0	0,866+j0	0,809+j0
$ U_2^* $	1	0,994	0,978	0,951	0,913	0,866	0,809

Tableau.5.

La représentation graphique montre que en régime à vide pour atteindre une tension nominale à la sortie de la ligne, il suffit d'applique l'entrée une tension de valeur représentait 80 % de celle nominale, donc un écart de 20%.

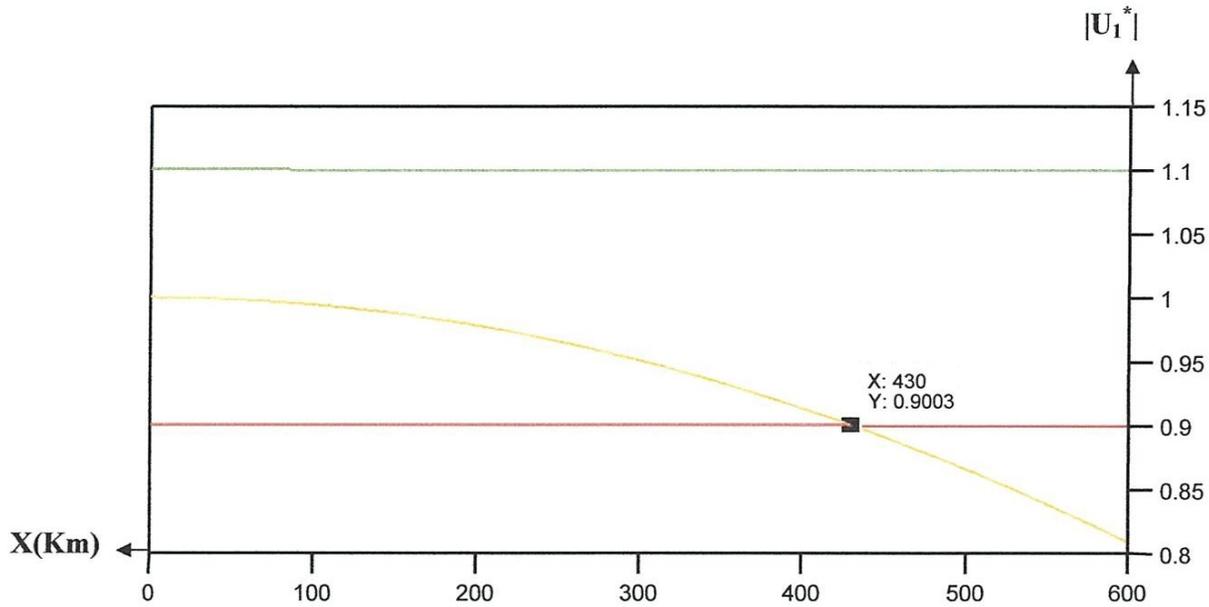


Figure .7.

De la même manière on peut défini la distribution de la tension en régime minimal, pendant lequel :

$$P_2^* + jQ_2^* = 0,8 + j0,6$$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_1^*	1,0000	1,057+j0,083	1,103+j0,166	1,136+j0,247	1,157+j0,325	1,166+j0,4	1,161+j0,47
$ U_1^* $	1,0000	1,060	1,115	1,162	1,201	1,232	1,252

Tableau.6.

En régime à minimum de charge, la tension reste dans les limites admissibles jusqu'à L=171km à partir de la fin de la charge.

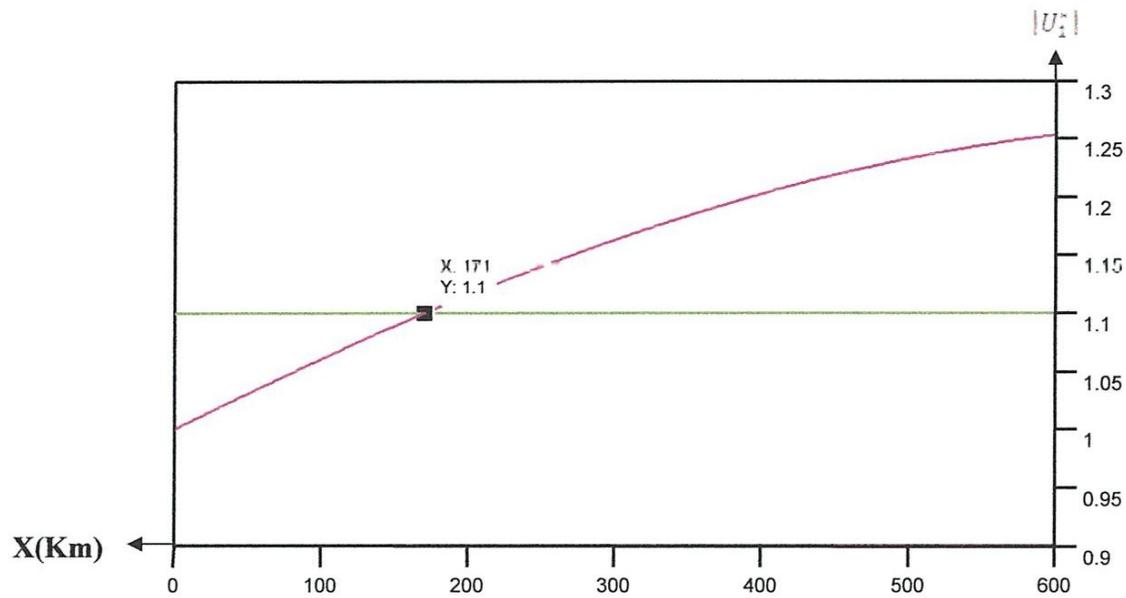


Figure.8.

Pour la charge moyenne ; $P_2^* + jQ_2^* = 1 + j0,8$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2	1,0000	1,078+j0,104	1,144+j0.208	1,198+j0,309	1,239+j0,406	1,266+j0,5	1,279+j0,587
$ U_2 $	1,0000	1,083	1,162	1,237	1,304	1,361	1,407

Tableau.7.

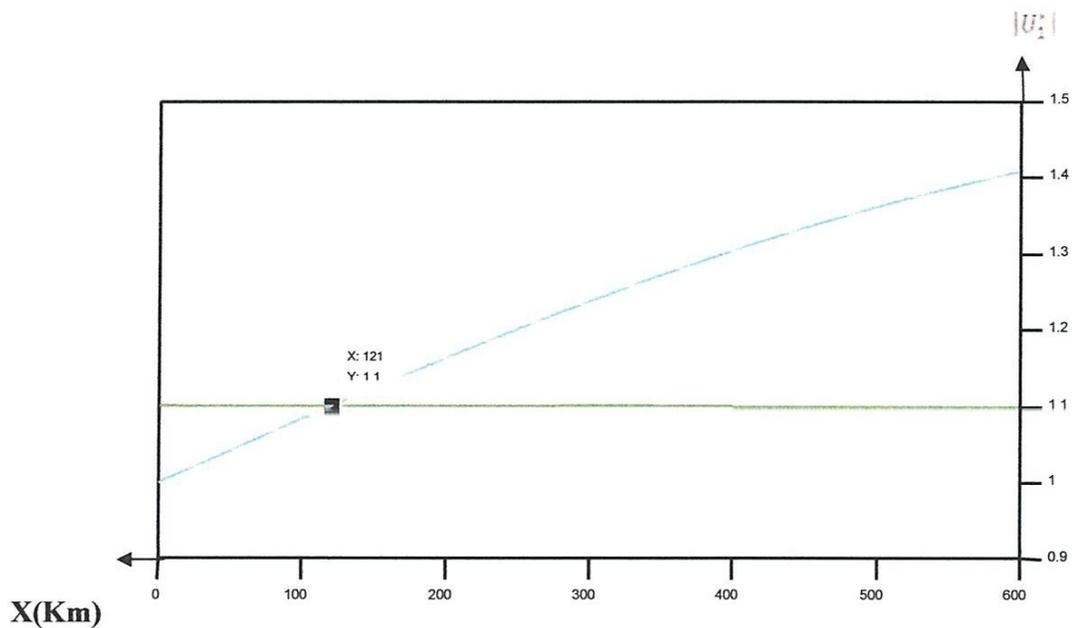


Figure.9.

Pour la charge maximale ; $P_2^* + jQ_2^* = 1,2 + j1$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2^*	1,0000	1,1+j0,125	1,186+j0.249	1,26+j0,371	1,32+j0,488	1,366+j0,6	1,396+j0,705
$ U_2^* $	1,0000	1,107	1,211	1,313	1,407	1,491	1,563

Tableau.8.

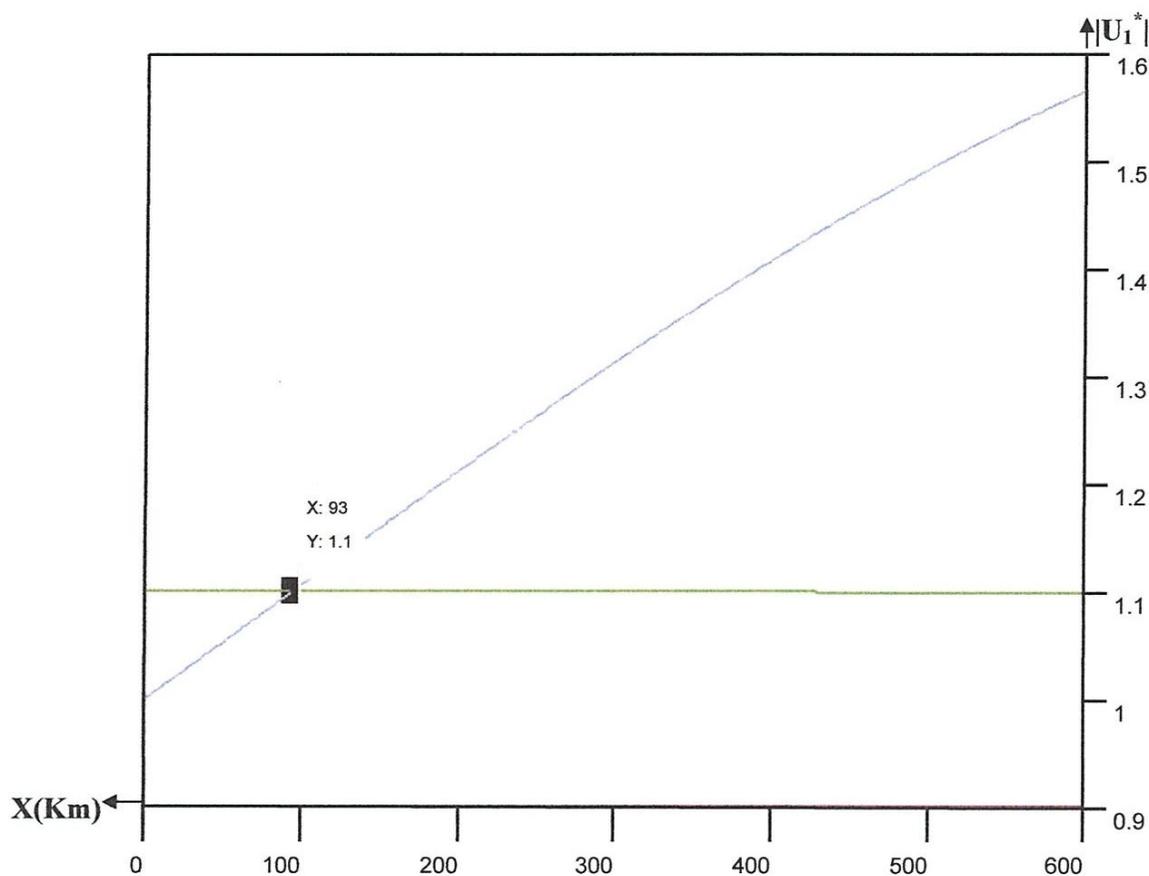


Figure.10.

Pour mieux voir l'effet de la charge sure les différentes distributions de la tension sont représentées de manière comparative sur la Fig.11.

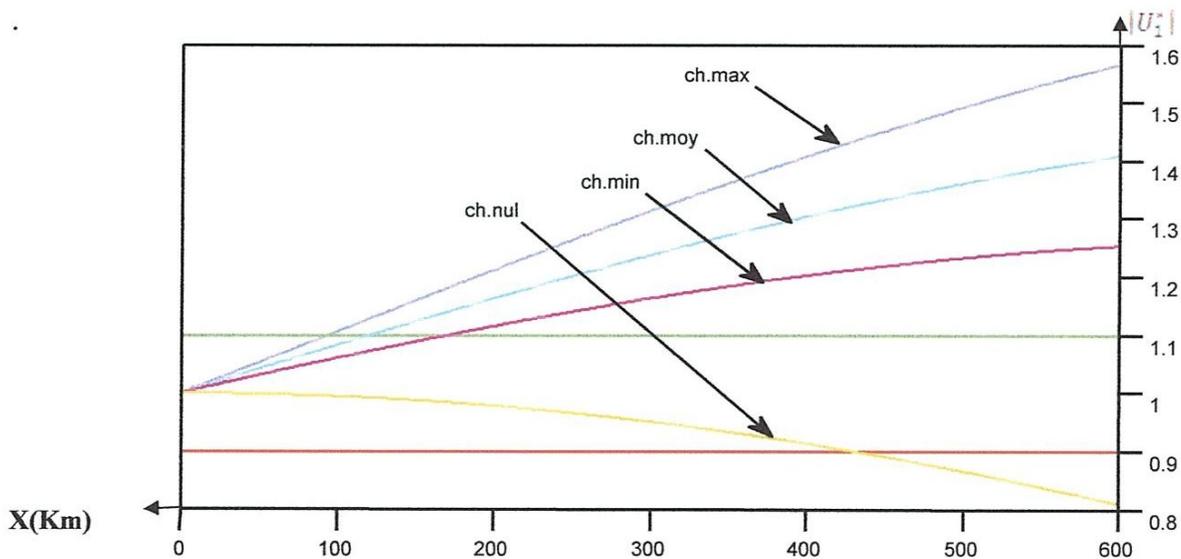


Figure.11.-Distribution de la tension le long de la ligne pour les quatre régimes-

Pour un écart retenu admissible de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale, la ligne considérée lui de réalisée le graphe de charge donne ; encore plus loin si l'écart est restrictif à $\pm 5\%$.

Dans le Tableau.9., on donne conformément au graphique **Figure.11.** , les longueurs limitées et les besoins correspondantes pour l'écart $\Delta U_{ad} = \pm 10\%$.

L_d - La longueur limite a partir de laquelle la tension sort (déborde) de l'écart admissible ; (en **km**) ;

U_1^* - Tension appliquer à l'entrée de la ligne pour réalise $U_2^* = 1$.

P_{ch}	Q_{ch}	La longueur limite (L_d) et la tension U_1^* appliquer à l'entrée	
1,2	1	U_1^*	1,563
		L_d	93
1	0,8	U_1^*	1,407
		L_d	121
0,8	0,6	U_1^*	1,252
		L_d	171
0	0	U_1^*	0,809
		L_d	430

Tableau.9. (Sans compensation).

On déduit que pour garder la tension le long de la ligne dont l'intervalle de [0,9 ; 1,1] il faut contrôler la variation de la charge dans les deux sens. Mais puisque la puissance active est considérée utile incontrôlable pour le consommateur, il reste donc de contrôler la puissance réactive.

En régime à maximum de charge active utile, mais pour une puissance réactive Q_2 nulle au bout de la ligne, on obtient les résultats du **Tableau.10**.

$$P_2 + jQ_2 = 1,2 + j0$$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2	1	0,994+j0,125	0,978+j0,249	0,951+j0,371	0,913+j0,488	0,866+j0,600	0,809+j0,705
$ U_2 $	1	1,001	1,009	1,020	1,035	1,053	1,073

Tableau.10.

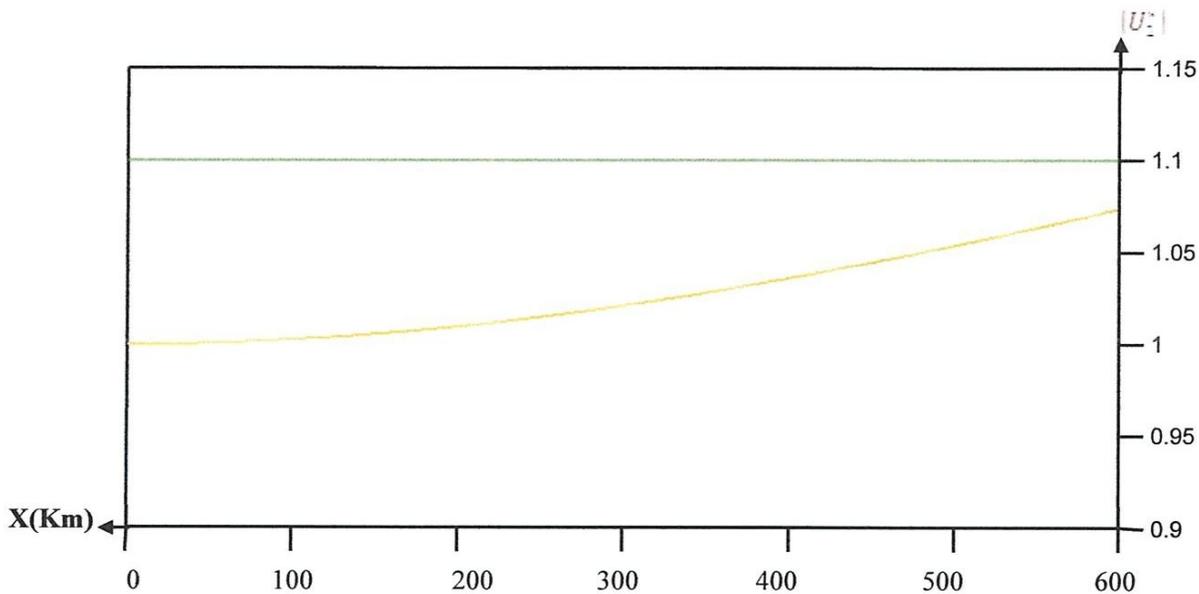


Figure.12.

Donc le même pour :

$$P_2^- + jQ_2^- = 1,2 + j0,2$$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2^-	1	1,0154+j0,125	1,0197+j0,249	1,0128+j0,371	0,9949+j0,488	0,9660+j0,600	0,9265+j0,705
$ U_2^- $	1	1,0230	1,0496	1,0786	1,1081	1,1371	1,1642

Tableau.11.

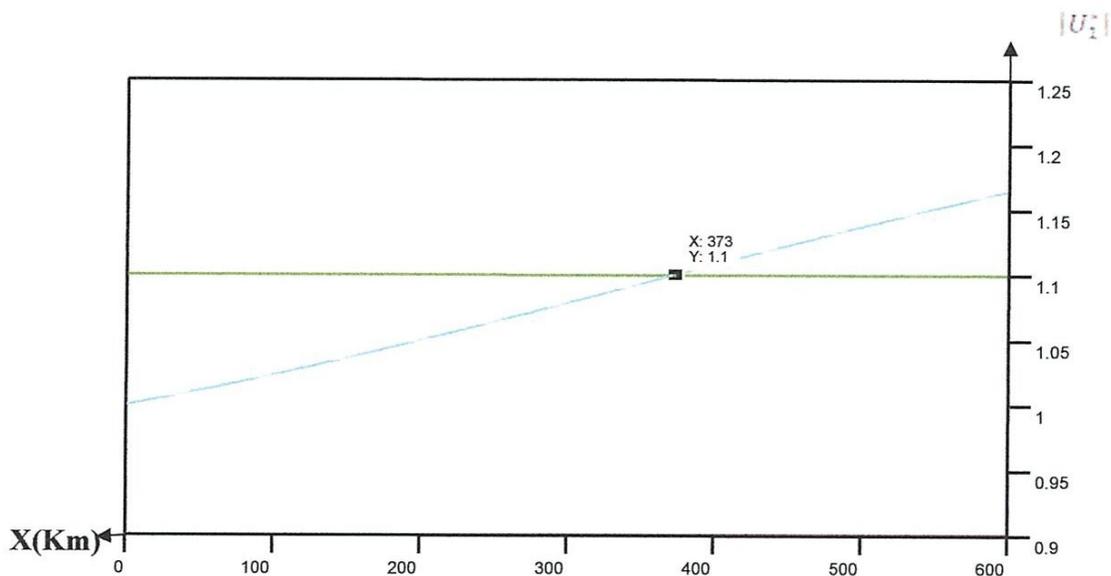


Figure.13.

Pour :

$$P_2^+ + jQ_2^+ = 1,2 - j0,2$$

X(Km)	0	100	200	300	400	500	600
U_2^+	1	0,9736+j0,125	0,9365+j0,249	0,8892+j0,371	0,8322+j0,488	0,7660+j0,600	1,6914+j0,705
$ U_2^+ $	1	0,9816	0,9690	0,9635	0,9647	0,9730	0,9874

Tableau.12.

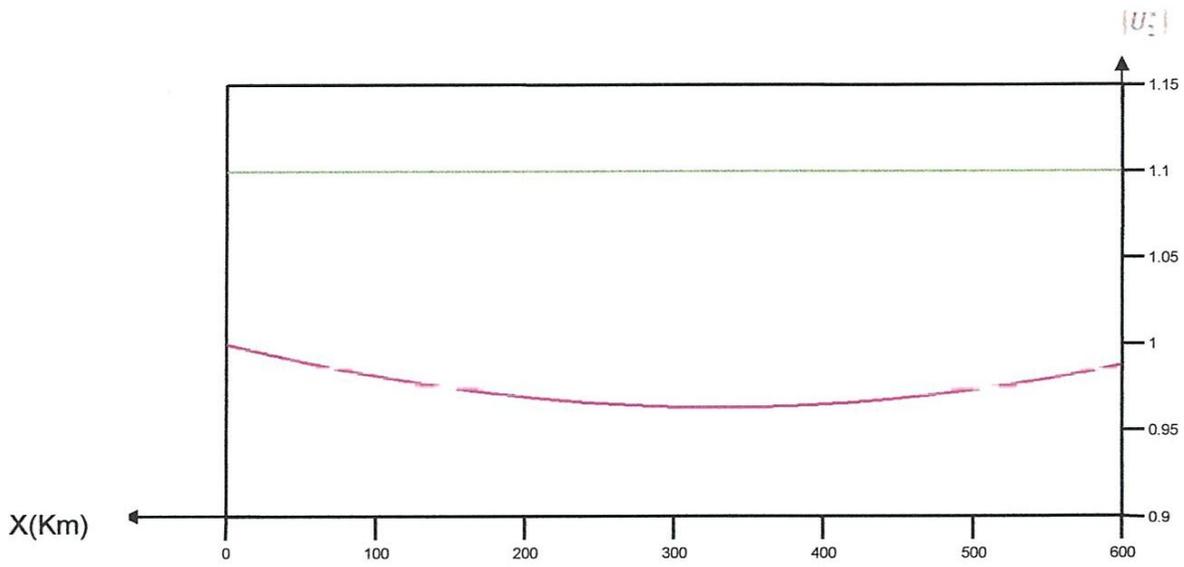


Figure.14.

La représente de tous les régimes dans un seul graphe :

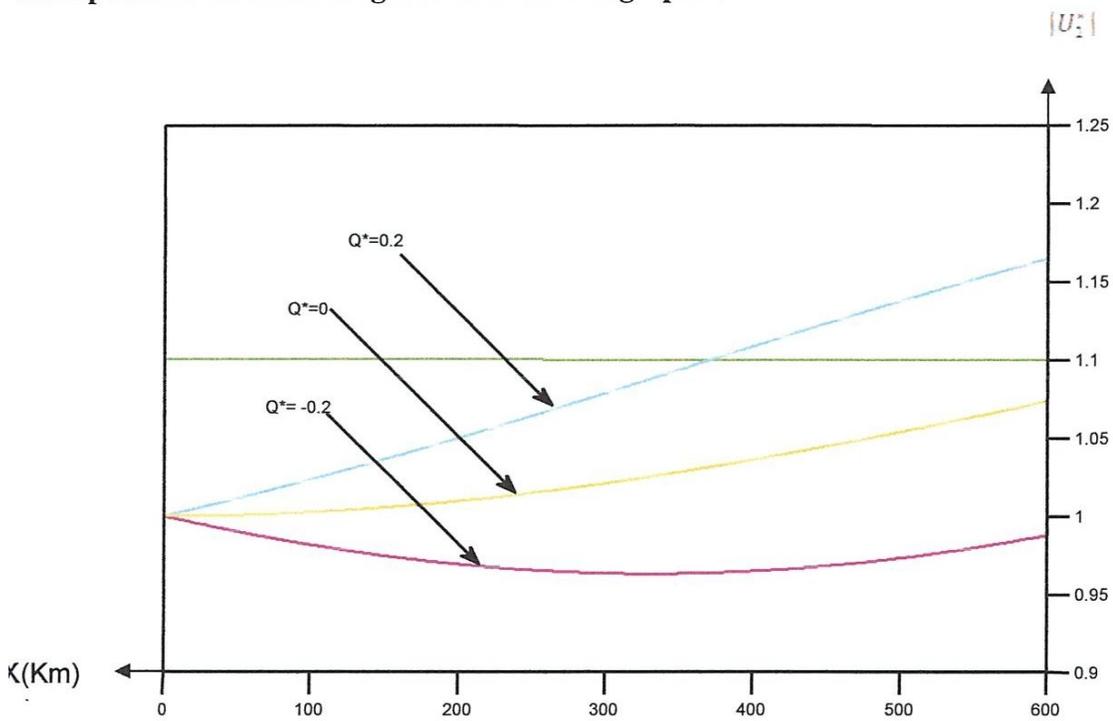


Figure.15. -Distribution de la tension le long de la ligne pour les trois régimes-

P_{ch}	Q_{ch}	La longueur limite (L_d) et la tension U_1^* appliquer à l'entrée	
1,2	0	U_1^*	1,0730
		L_d	$L_d > 600$
1,2	0,2	U_1^*	1,1642
		L_d	$L_d > 600$
1,2	-0,2	U_1^*	0,9874
		L_d	$L_d > 600$

Tableau .13. (Sans compensation).

4/.Analyse de la tension en fonction de l'énergie réactive :

Pour faire cette analyse on doit utiliser la relation analytique suivante :

$$U_1 = \cos(\alpha_0 X) + Q_2^* \sin(\alpha_0 X) + jP_2^* \sin(\alpha_0 X)$$

Dans ce cas on prend la puissance active constante ($P_2^* = 1,2$), avec une longueur $X=600(Km)$

Et variation de la puissance réactive Q_2^* .

Q_2^*	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9	-1
$ U_1 $	1,563	1,512	1,460	1,409	1,358	1,073	0,8401	0,8097	0,7825	0,7589	0,7392

Tableau .14.

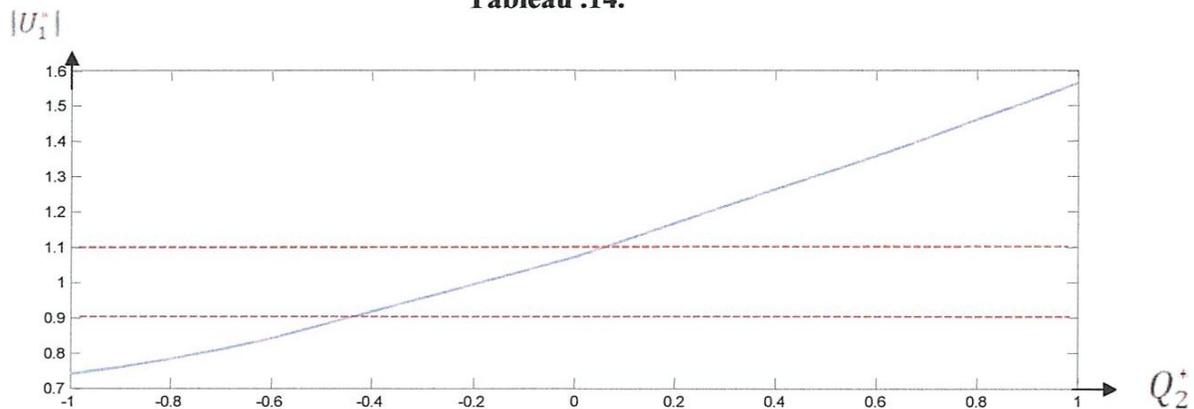


Figure .16.

La variation de l'énergie réactive de la charge fait varier la tension c'est-à-dire pour une tension acceptable il faut un contrôle de la puissance réactive. Pour une valeur déterminée Q_2^* afin d'obtenir une tension acceptable au début de la ligne.

Et cela exige une analyse de régime de puissance.

5/.Analyse de régime de puissance :

Pour cette analyse on doit trouver la relation analytique entre les puissances réactive au début de la ligne.

La puissance réactive a extrémité de la ligne peut être trouver en développant l'équation de la tension.

$$U_1^* = U_2^* (\cos(\alpha_0 x) + Q_2^* \sin(\alpha_0 x) + jP_2^* \sin(\alpha_0 x))$$

Donc le module au carrée est :

$$|U_1^*|^2 = (U_2^*)^2 [(\cos(\alpha_0 x) + Q_2^* \sin(\alpha_0 x))^2 + (P_2^* \sin(\alpha_0 x))^2]$$

et: $\frac{|U_1^*|^2}{|U_2^*|^2} = k_u$

$$\Rightarrow k_u^2 = (\cos(\alpha_0 x) + Q_2^* \sin(\alpha_0 x))^2 + (P_2^* \sin(\alpha_0 x))^2 \tag{10}$$

$$\Rightarrow Q_2^* = \sqrt{\frac{k_u^2}{(\sin(\alpha_0 x))^2} - (P_2^*)^2} - \cotg(\alpha_0 x) \tag{11}$$

⇒ On l'expression de la puissance réactive Q_1 suivante :

$$Q_1 = \frac{(U_1^2 - U_2^2) \cos(\alpha_0 x)}{Z_c \sin(\alpha_0 x)} - \frac{U_2^2 Q_2^*}{Z_c} \tag{1}$$

$$\Rightarrow Q_1 = \frac{U_2^2}{Z_c} [(U_1^{*2} - 1) \frac{\cos(\alpha_0 x)}{\sin(\alpha_0 x)} - Q_2^*]$$

$$\text{On a: } \frac{U_2^2}{Z_c} = P_c \tag{12}$$

$$\Rightarrow Q_1 = P_c [(U_1^{*2} - 1) \frac{\cos(\alpha_0 x)}{\sin(\alpha_0 x)} - Q_2^*]$$

$$\text{Et: } Q_1^* = \frac{Q_1}{P_c}$$

$$\Rightarrow Q_1^* = (U_1^{*2} - 1) \cot g(\alpha_0 x) - Q_2^*$$

$$Q_1^* = (k_u^2 - 1) \cot g(\alpha_0 x) - Q_2^* \tag{13}$$

Les résultats de calcul sont regroupée dans le tableau suivant :

Pour $P^*=1,2$				
K_u	1	1,05	1,1	1,15
Q_2^*	-0,1704	-0,0531	0,0597	0,1689
Pour $P^*=1$				
Q_2^*	0	0,1039	0,2055	0,3052
Pour $P^*=0,8$				
Q_2^*	0,1251	0,2208	0,3154	0,4091
Pour $P^*=0$				
Q_2^*	0,3249	0,4100	0,4950	0,5801

Tableau .15.

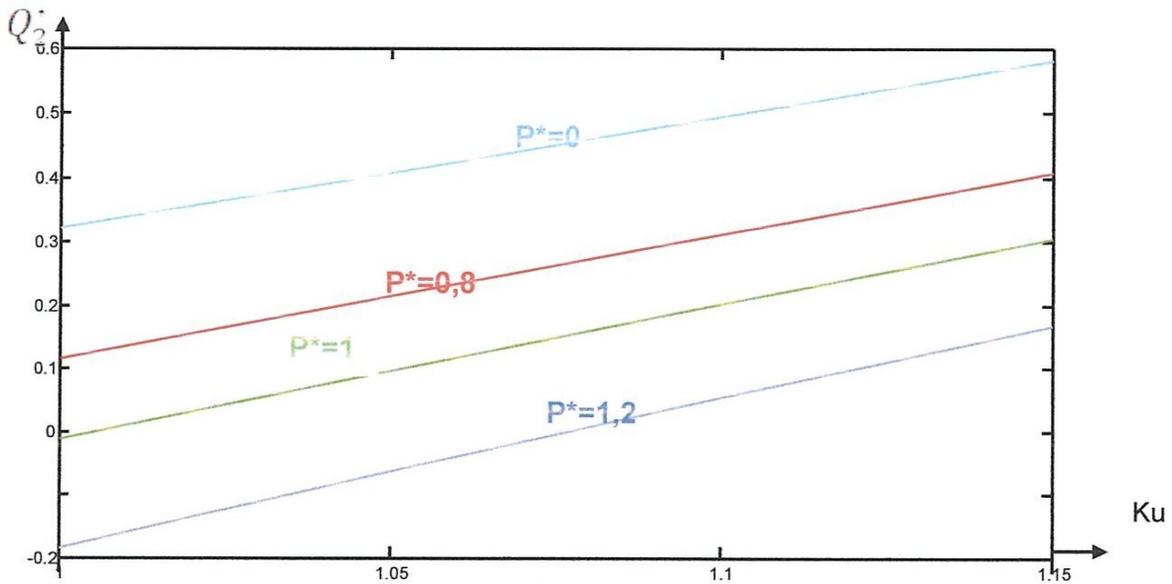


Figure .17.

5.1/.La nouvelle distribution de la tension :

1^{er} cas $k_u=1$:

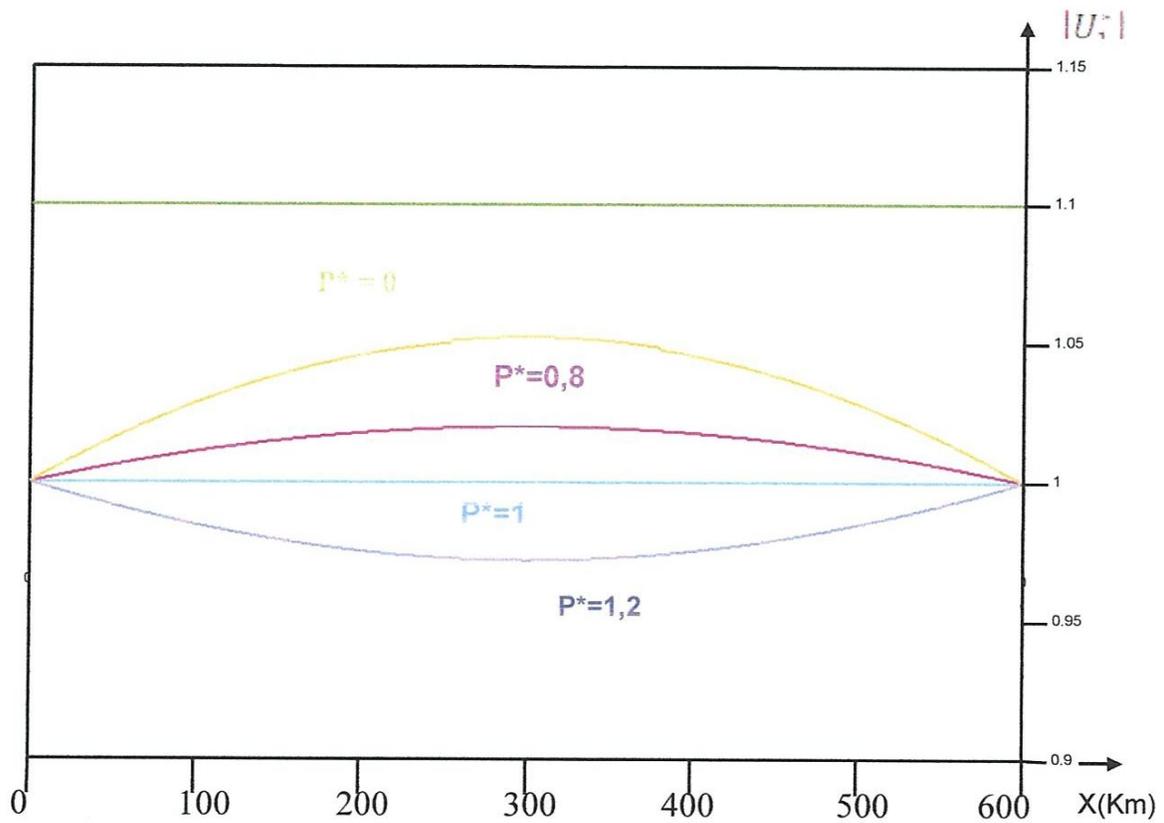


Figure.18.

2^{eme} cas $k_u=1,05$:

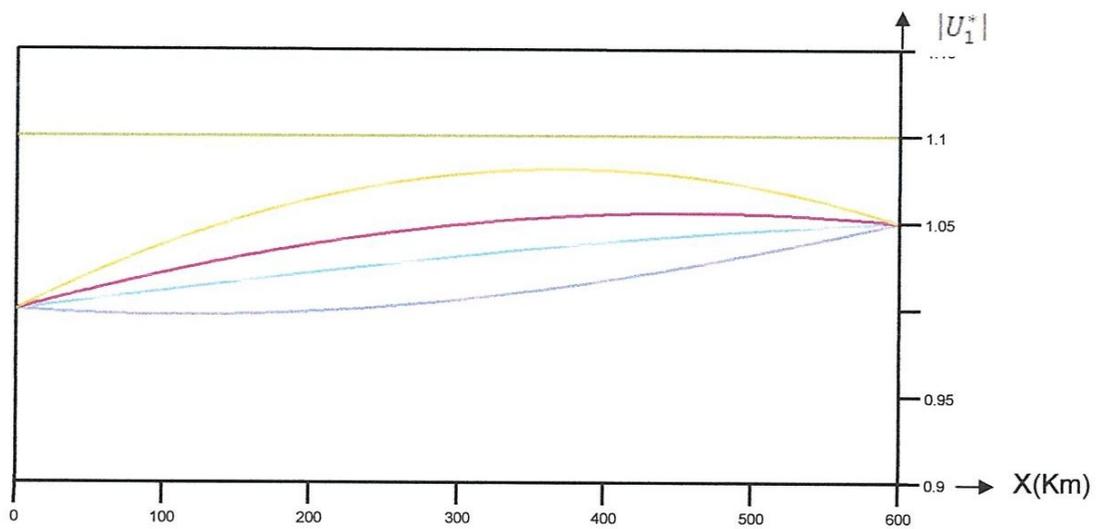


Figure .19.

3^{eme} cas $k_u=1,1$:

$|U_1^*|$

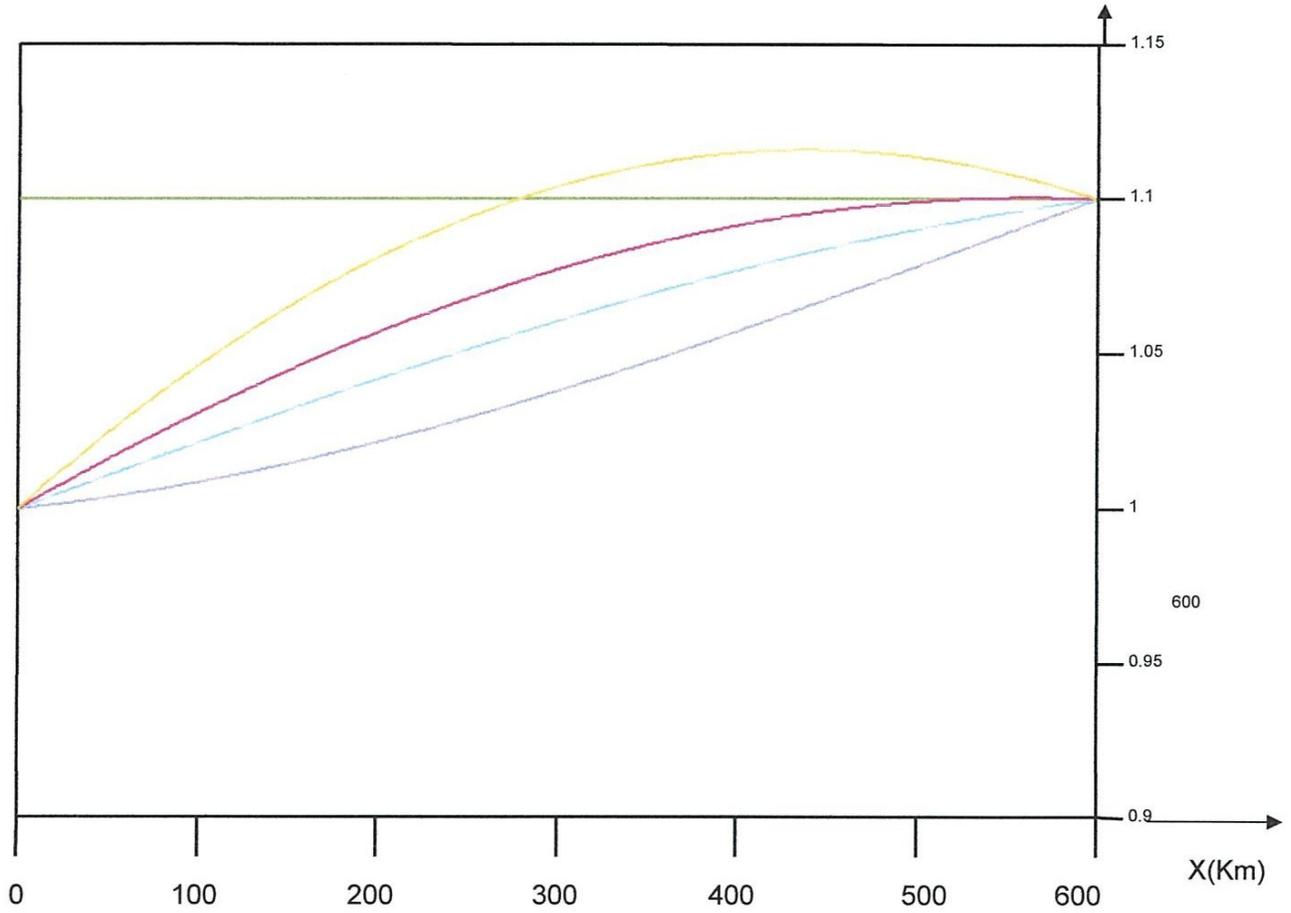


Figure.20.

Pour calculer l'énergie réactive le long de la ligne ou :

$$K_u=1 \quad P^*=1,2$$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	0.9847	0.9752	0.9719	0.9751	0.9847	1.0000
Q ₁ [*] (x)	-0.1704	-0.1185	-0.0600	0	0.0599	0.1178	0.1704

Tableau.16.

$$K_u=1,05 \quad P^*=1,2$$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	0.9969	0.9988	1.0055	1.0168	1.0319	1.0500
Q ₁ [*] (x)	-0.0531	-0.0058	0.0418	0.0870	0.1292	0.1654	0.1942

Tableau.17.

$$K_u=1,1 \quad P^*=1,2$$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	1.0086	1.0215	1.0380	1.0572	1.0782	1.1000
Q ₁ [*] (x)	0.0597	0.1047	0.1448	0.1786	0.2046	0.2218	0.2293

Tableau.18.

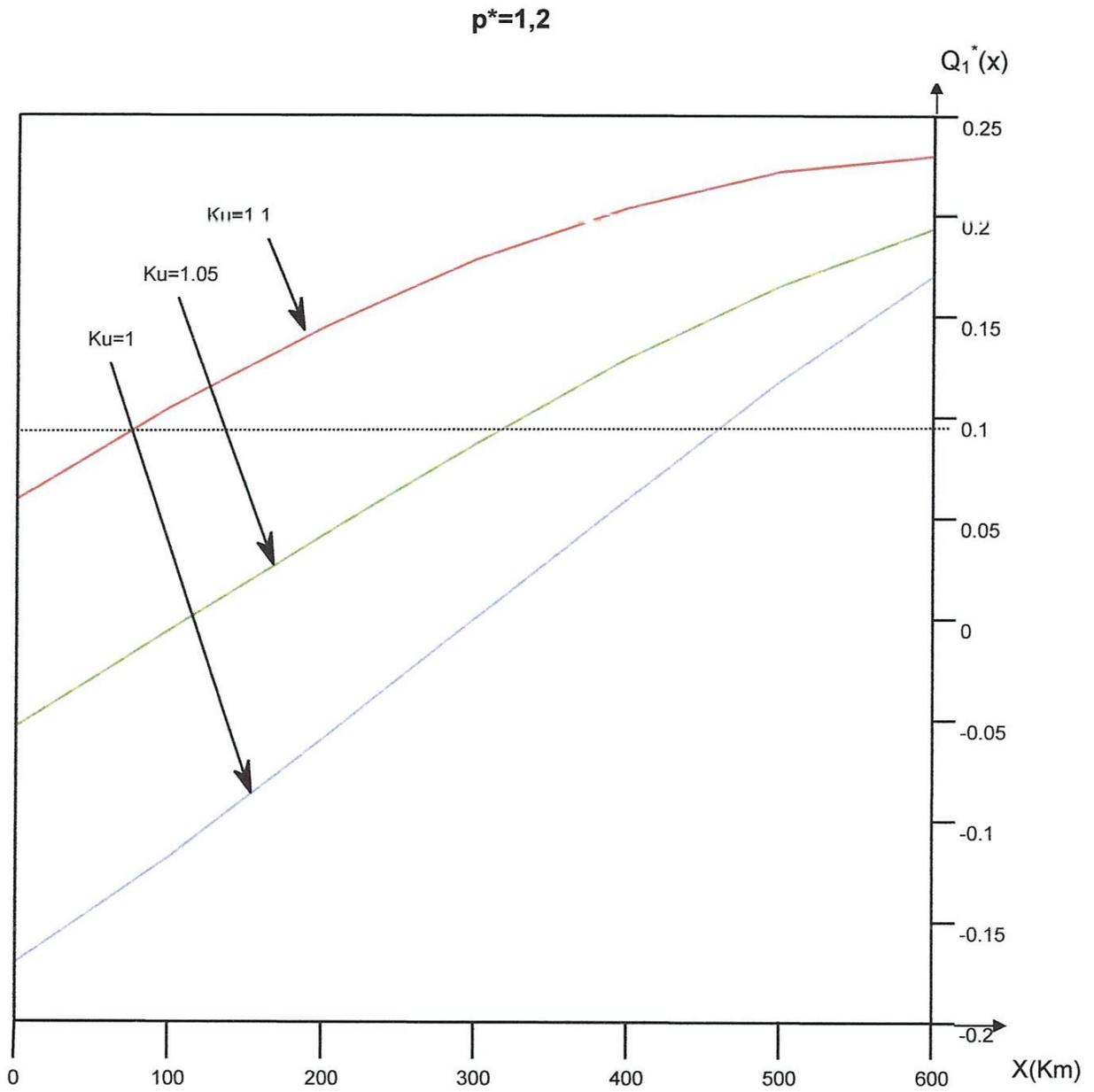


Figure .21.

$K_u=1$ $P^*=1$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
$Q_1^*(x)$	0	0	0	0	0	0	0

Tableau.19.

$K_u=1.05$ $P^*=1$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	1.0108	1.0211	1.0306	1.0387	1.0453	1.0500
$Q_1^*(x)$	0.1039	0.1469	0.1409	0.1315	0.1175	0.1008	0.0814

Tableau.20.

$K_u=1.1$ $P^*=1$

X(km)	0	100	200	300	400	500	600
Ku(x)	1.0000	1.0214	1.0418	1.0606	1.0769	1.0902	1.1000
$Q_1^*(x)$	0.2055	0.3519	0.3418	0.3246	0.2990	0.2669	0.2293

Tableau.21.

$P^*=1$

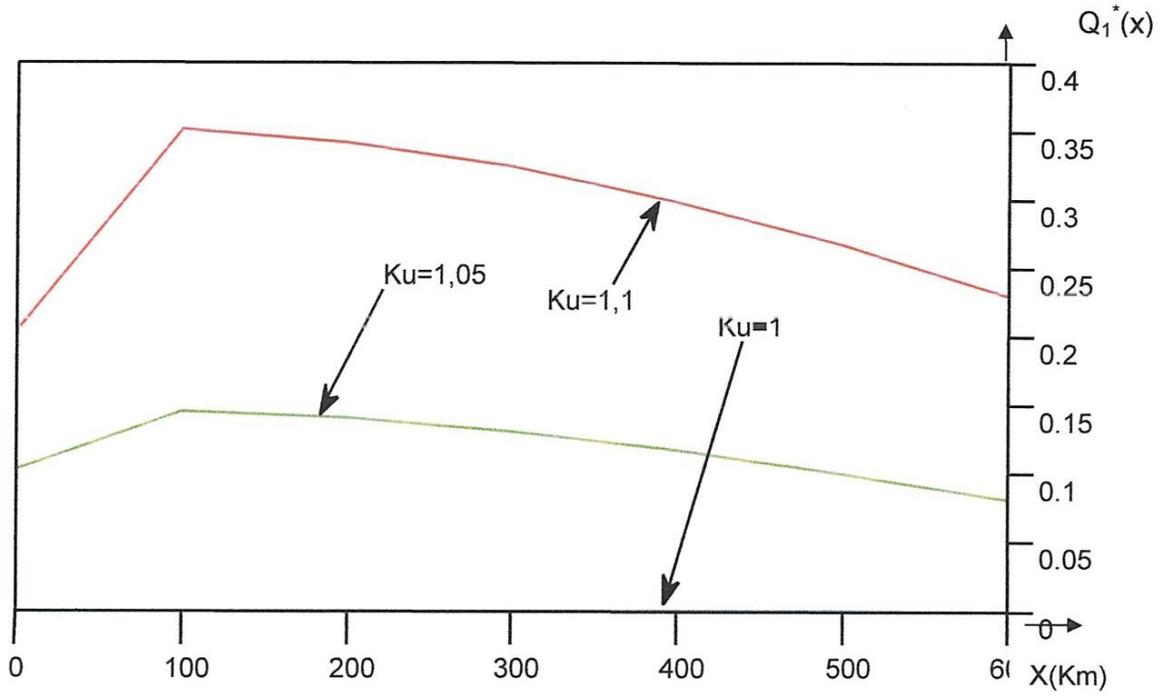


Figure .22.

$K_u=1$ $P^*=0.8$

X (km)	0	100	200	300	400	500	600
$ K_u(x) $	1.0000	1.0111	1.0178	1.0201	1.0178	1.0111	1.0000
$Q_1^*(x)$	0.1251	0.0873	0.0439	-0.0001371	-0.0444	-0.0864	-0.1251

Tableau.22.

$K_u=1.05$ $P^*=0.8$

X (km)	0	100	200	300	400	500	600
$ K_u(x) $	1.0000	1.0210	1.0375	1.0488	1.0548	1.0552	1.0500
$Q_1^*(x)$	0.2208	0.1830	0.1387	0.0869	0.0321	-0.0243	-0.0797

Tableau.23.

$K_u=1.1$ $P^*=0.8$

X (km)	0	100	200	300	400	500	600
$ K_u(x) $	1.0000	1.0309	1.0569	1.0773	1.0915	1.0991	1.1000
$Q_1^*(x)$	0.3154	0.2817	0.2352	0.1788	0.1144	0.0449	-0.0264

Tableau.24.

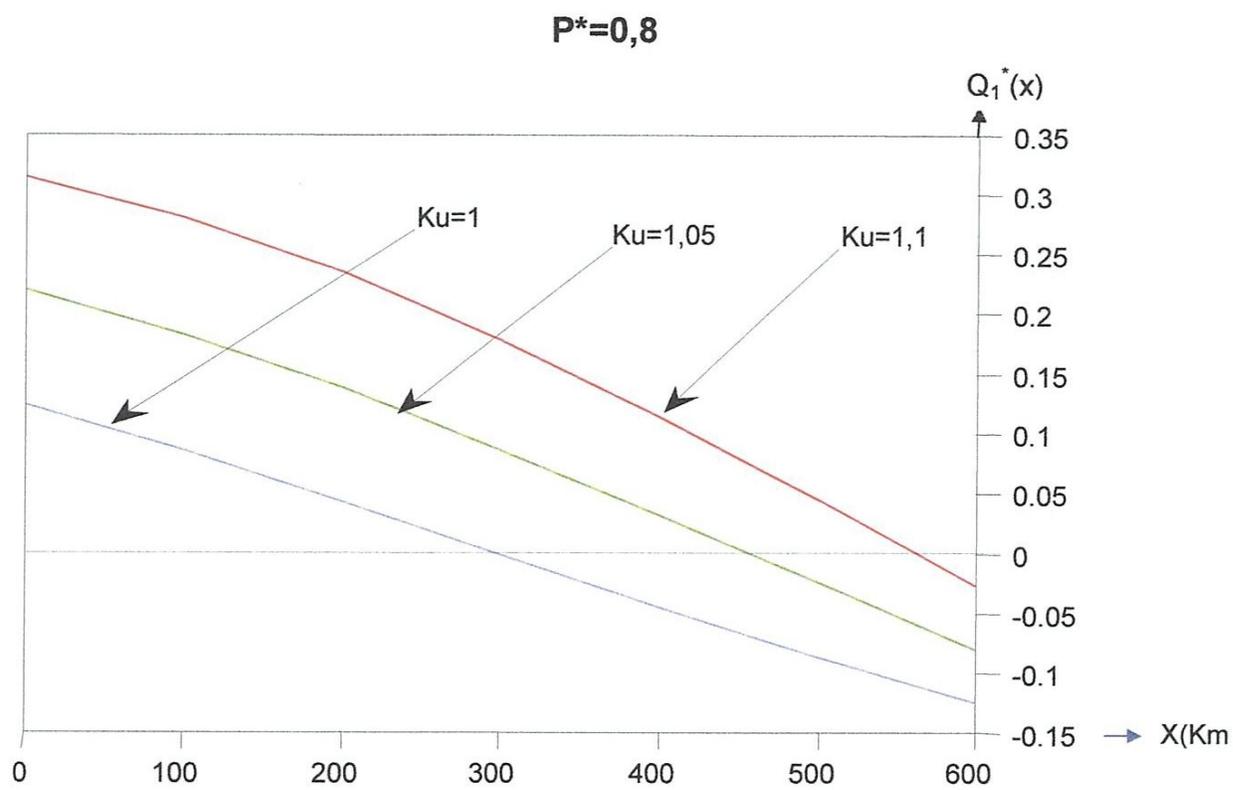


Figure .23.

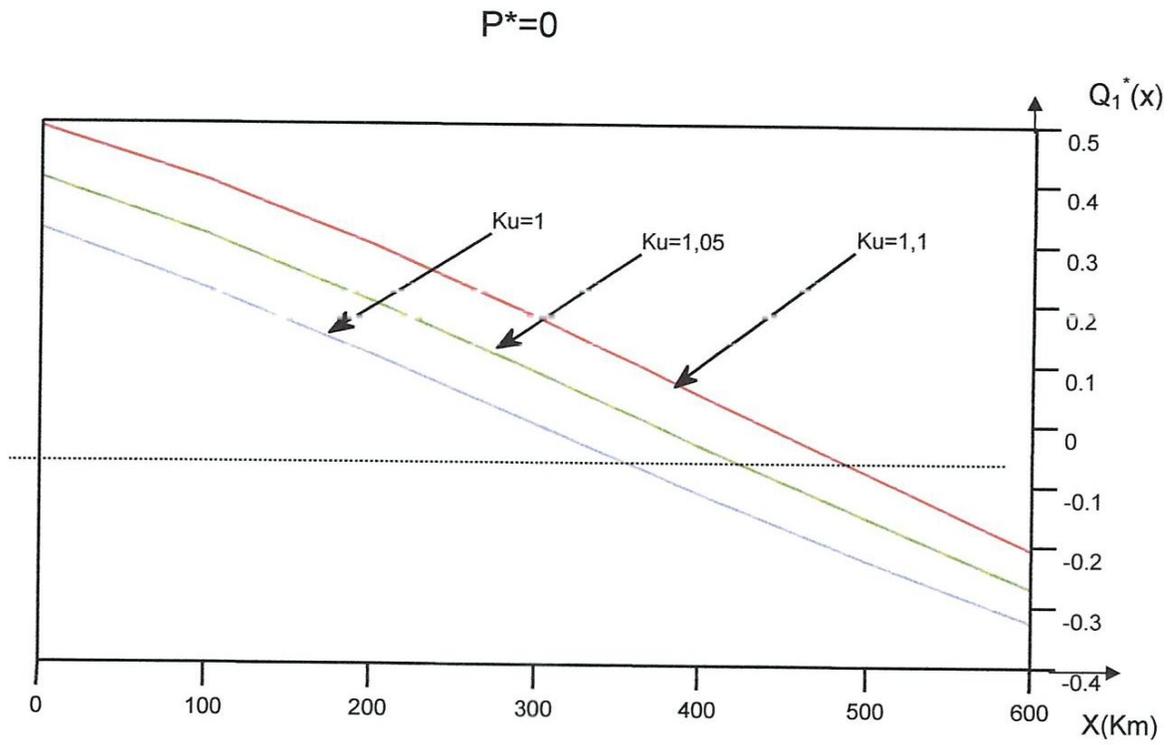
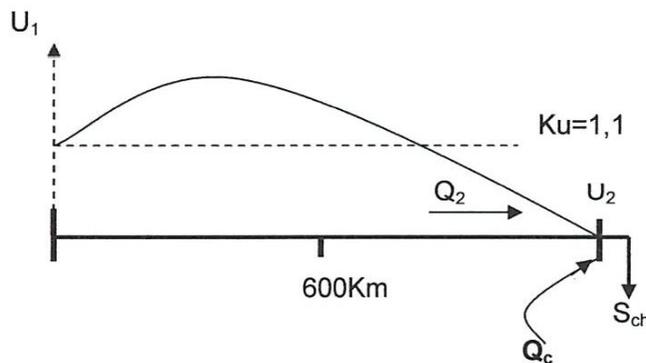


Figure .24.

6/.Compensation au milieu de la ligne :

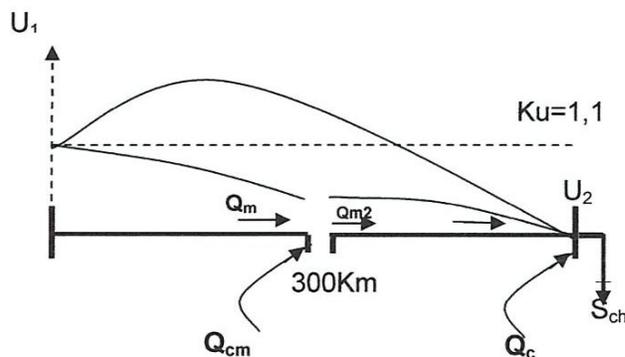
Dans certains cas la compensation ou le contrôle de l'énergie réactive au bout de la ligne ne suffit pas puisque cette compensation assure une tension a l'entrée telle que $U_1 = U_2 \cdot k_u$ avec un k_u bien déterminé, mais elle ne peut pas toujours l'assurer le long de la ligne, ce qui met en risque le comportement de la ligne (claquage des isolants en cas d'une augmentation de la tension ou échauffement des câbles en cas d'une chute de tension). Ce cas peut être constaté sur la **Figure 20**.

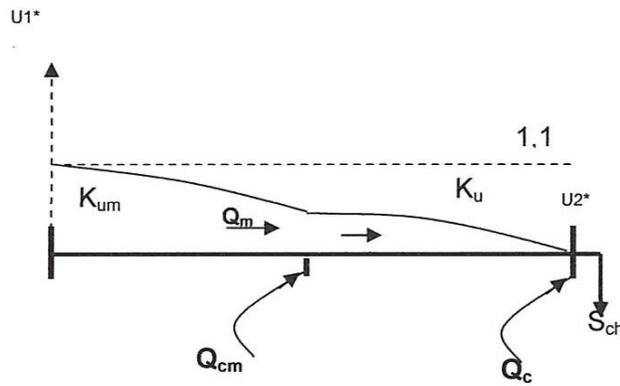


Distribution de la tension avec une compensation a la fine de la ligne.

Pour résoudre ce problème on utilise une compensation au milieu de la ligne afin d'obtenir une autre distribution qui ne dépasse pas le $(1,1U_2)$.

La procédure de calcul est la même que précédemment décrite ; sauf qu'on va diviser la ligne en deux pour calculer l'énergie réactive au milieu et à la fin de la ligne.





Calcul de Q_2^* :

De la relation (11)

$$Q_2^* = \sqrt{\frac{k_u^2}{(\sin(\alpha_0 x))^2} - (P_2^*)^2} - \cotg(\alpha_0 x)$$

On pose que $[x=300, k_u=1,05 \text{ et } k_{um}=1,05]$

Remarque :

Le choix de x et k_u se fait avec un calcul technico-économique afin d'avoir le moindre perdre en énergie .

$\Rightarrow Q_2^* = 0,32019.$

Calcul de Q_m^* :

Pour calculer Q_m^* il faut changer la base de Q .

$Q_b = k_u \cdot Q_{bm}$

$\Rightarrow Q_m^* = \frac{\sqrt{\frac{k_{um}^2}{\sin(\alpha_0 x)} - P^2} - \cotg(\alpha_0 x)}{k_u}$

$\Rightarrow Q_m^* = 0,304.$

La nouvelle distribution de la tension est présentée au graphe suivant (Figure .25.)

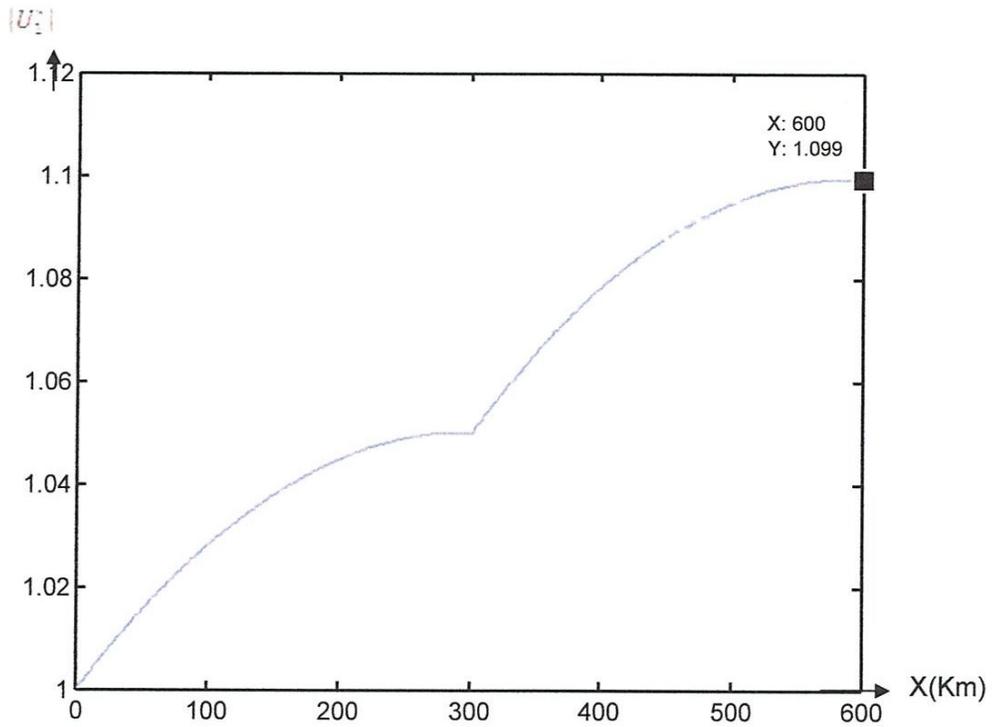


Figure .25.

Chapitre/03

Caractéristique De Contrôle De La Ligne

1.2.4/ Les compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

1.2.5/ Les compensateurs statiques :

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors.

2/.Les Dispositifs“ FACTS ” :

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- Permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance.
- Augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques de celle-ci.

Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font en général appel à de l'électronique de puissance. Ces éléments agissent en fait comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue donc une variable de commande du système.

Pour les différentes raisons évoquées dans l'introduction générale, les dispositifs FACTS ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance et dans le maintien de conditions d'exploitation sûres du réseau de transport. Ce chapitre a pour but de mettre en évidence les caractéristiques et le potentiel des différents FACTS développés à ce jour.

Il commence par un bref rappel sur les différentes techniques de compensation (shunt, série et shunt-série). Le concept FACTS est ensuite présenté de manière générale et une classification des dispositifs est proposée.

3/. Exploitation d'un réseau électrique :

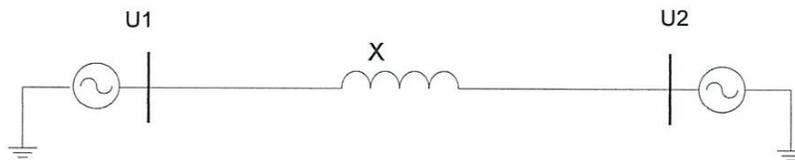


Figure .26.-Puissance transitée entre deux réseaux-

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante:

$$P \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin \delta \tag{14}$$

Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

4/. Compensation Traditionnelle :

4.1/.Compensation traditionnelle shunt :

La compensation parallèle (shunt) consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs à différents endroits sur le réseau pour -modifier l'impédance des lignes, dans le but de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau.

Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites contractuelles.

Cette technique de compensation est dite passive car elle fonctionne en tout ou rien. C'est-à-dire qu'elle est soit en service, par exemple lorsqu'une inductance shunt est enclenchée, soit complètement hors service lorsque l'inductance est retirée. Lorsqu'elle est en service, aucune modification des inductances ou des condensateurs n'est effectuée pour essayer de contrôler la tension ou l'écoulement de puissance.

D'après la **Figure.27.** , on voit que ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transitée. La puissance transitée peut être augmentée de 50% pour une compensation au niveau de la charge et de 100% pour une compensation au point milieu.

Une ligne HT peut être modélisée par un schéma en Π , représentée par la **Figure .27**.

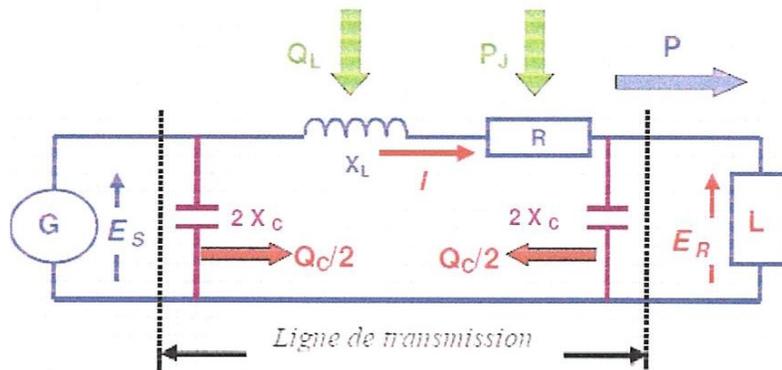


Figure .27. - Représentation d'une ligne HT-

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement (effet FERRANTI), cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau. Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, dans ce cas l'impédance de la charge est très faible et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne pour la rendre égale, ou la plus près possible, de l'impédance de la charge. Les réactances shunt deviennent inutiles. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc augmenter la capacité shunt de la Ligne et connecter des condensateurs shunt dans différents postes du réseau selon la charge.

Les batteries de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. De même que les réactances, ces batteries de condensateurs doivent être connectées/déconnectées par des disjoncteurs.

Dans le cas théorique où la compensation est répartie sur toute la longueur de la ligne, le degré de compensation shunt d'une ligne est défini comme étant le rapport de la valeur absolue de la susceptance du compensateur par unité de longueur sur la susceptance de capacité de ligne par unité de longueur.

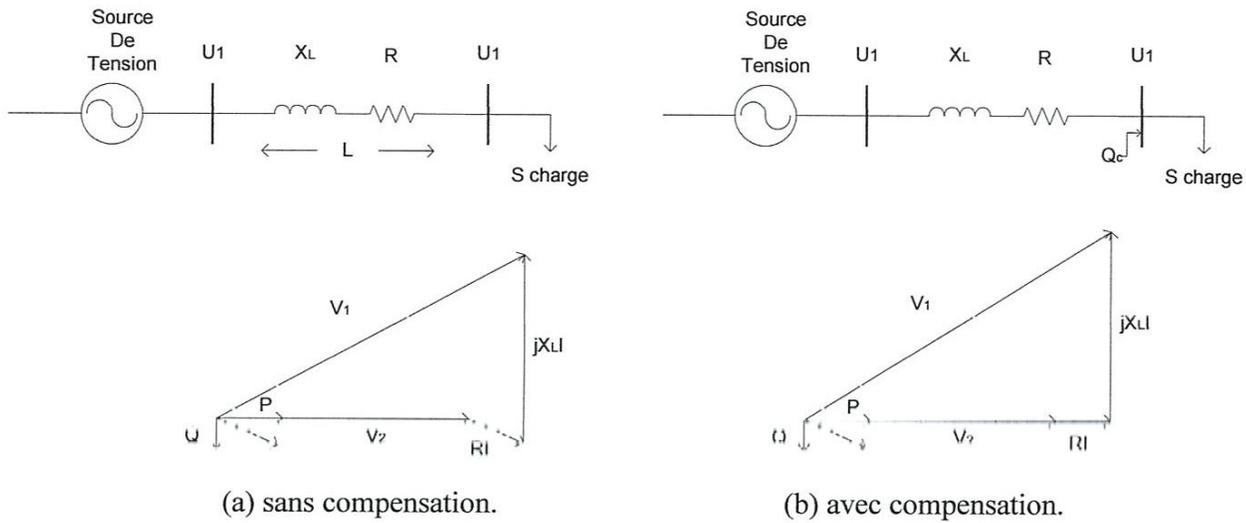


Figure .28. -Principe de compensation shunt dans un réseau radial-

On constate aussi que la longueur électrique de la ligne est également modifiée avec la compensation shunt.

La compensation réactive shunt est un bon moyen pour contrôler l'impédance caractéristique, dans le but de maintenir un niveau de tension acceptable sur les lignes de transport d'électricité. Par contre, elle ne constitue pas un bon moyen pour augmenter la puissance maximale transportable.

En pratique, la compensation shunt passive est utilisée principalement pour maintenir la tension à toutes les barres du réseau à un niveau proche de la tension nominale, et ce pour les différents niveaux de charge du réseau. Il est clair que les équipements de compensation ne sont pas distribués de façon uniforme le long de la ligne comme le sont les inductances et les condensateurs du circuit équivalent d'une ligne. La compensation est localisée dans des postes qui sont répartis à des endroits stratégiques sur la ligne. Puisque la compensation n'est pas répartie d'une façon uniforme, il est impossible de maintenir la tension à sa valeur nominale en tout point de la ligne. Il est donc important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension s'écarte trop de sa valeur nominale.

4.2/. Compensation traditionnelle série :

L'équation (14) montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction d'une batterie de condensateurs d'impédance X_c en série avec la ligne.

Les condensateurs ajoutés ont une capacité fixe qui ne varie pas dans le temps. Cette compensation permet d'une part de diminuer Z_0 et d'autre part de diminuer la longueur électrique de la ligne

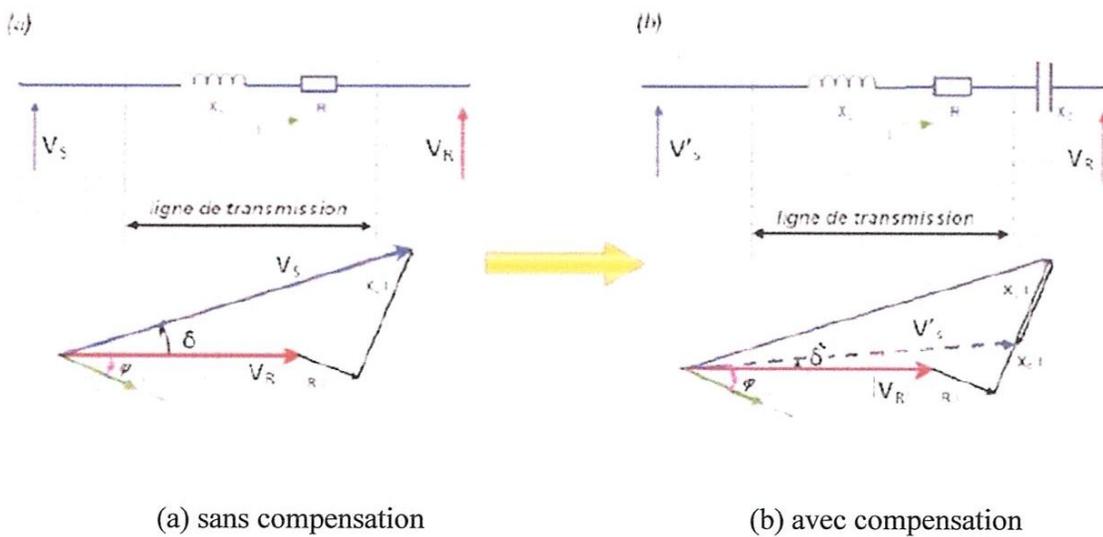


Figure .29. -Principe de compensation série dans un réseau radial-

Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_C)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel illustré sur la **Figure.29**.

En pratique, la compensation série est localisée dans des postes situés à des endroits stratégiques sur les lignes. Pour mieux comprendre son influence il est utile de considérer qu'elle est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne. Dans ce cas, le degré de compensation série se définit comme étant la valeur absolue du rapport de la susceptance inductive série de la ligne par unité de longueur sur la susceptance par unité de longueur de la capacité série qui est ajoutée.

5.1/. Classification des dispositifs FACTS :

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

1- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

2- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandable à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

3- Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FACTS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes :

1. Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion).
2. Selon le mode de Commutation.
3. Selon la Fréquences de Commutation.
4. Selon le mode de Stockage d'énergie.
5. Selon le mode de Connexion au Port DC.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence :

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

5.1.1/. Dispositifs FACTS Shunt :

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

5.1.1.1/. Compensateur statique de puissance réactive SVC :

Compensateur Statique de Puissance Réactive (CSPR) (acronyme anglais de Static Var Compensator SVC) est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance (Thyristor) capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau (**Figure.30.**). Il permet entre autres la connexion de charges éloignées des centres de production et la diminution des effets des défauts ou des fluctuations de charges.

Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (FC) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor TSC) et d'un banc de réactances contrôlable (Thyristor controlled Reactor TCR) et par des réactances commutables (Thyristor Switched Reactor TSR), et d'autre part on trouve des filtres d'harmoniques.

Si le SVC fonctionne en réglage de tension, le système de contrôle ajust le courant dans leSVC de façon à ce que courant et tension suivent la courbe caractéristique représentée par**Figure.31.**

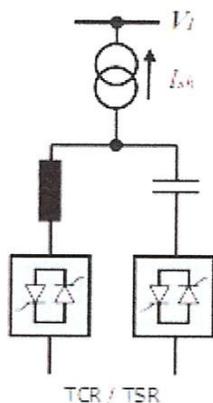


Figure.30.-Structure de base d'un SVC

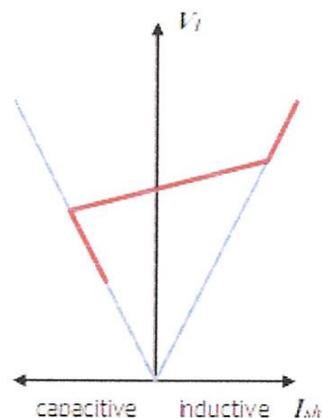


Figure .31.-Courbe caractéristique tension-courant du SVC-

La courbe caractéristique est une droite dont la pente et la tension de référence peuvent être ajustées par le système de contrôle.

Le système de contrôle permet un ajustement du courant du SVC en A-B cycles et donc de répondre rapidement à des variations de charge.

Le SVC a un seul port avec une connexion parallèle au système de puissance. Les thyristors sont à commutation naturelle, ils commutent à la fréquence du réseau. Il existe deux types de SVC, les SVC industriels et les SVC de transmission.

Les SVC industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour lesquels les fluctuations rapides de puissance réactive limitent les capacitatives de production et provoquent du flicker.

Les SVC de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux moins chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à retrouver sa stabilité après un défaut.

5.1.1.2/Compensateur statique synchrone STATCOM :

Le compensateur statique synchrone STATCOM (Static Synchronous Compensator), autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné par les acronymes SSC et STATCON (Static Condenser). Le STATCOM est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé **Figure.31**. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

Le convertisseur ne fournit ou n'absorbe que de la puissance réactive. Ceci est réalisé en contrôlant les tensions de sortie de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau. De ce fait, la puissance active fournie par la source de tension continue (le condensateur chargé) doit être nulle.

De plus, la puissance réactive étant par définition nulle en régime continu (fréquence égale à zéro), le condensateur ne joue pas de rôle dans la génération de puissance réactive. En d'autres mots, le convertisseur fait tout simplement l'interconnexion entre les trois phases, de manière à ce que les courants de sortie réactifs puissent circuler librement entre ces dernières. En pratique, les semi-conducteurs utilisés dans les convertisseurs ne sont pas sans pertes. De ce fait, de l'énergie stockée dans le condensateur sera consommée par les pertes internes des thyristors. La puissance réactive nécessaire pour couvrir ces pertes peut être fournie par le réseau en sorte que les tensions à la sortie du convertisseur soient légèrement déphasées par rapport aux tensions du réseau. Dans ce cas, le convertisseur absorbe une faible quantité de puissance active.

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port DC .

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM

1. $U' < U$: le courant circule du convertisseur vers le réseau; le STATCOM produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
2. $U' > U$: le courant circule du réseau vers le convertisseur; le STATCOM consomme de la puissance réactive et alors un comportement inductif.
3. $U' = U$: aucun courant ne circule entre le réseau et le convertisseur (aucun échange d'énergie réactive).

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendant de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal même pour de faibles valeurs de tensions. Sa capacité à soutenir la tension du réseau est donc meilleure que celle du SVC. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (inductif ou capacitif).

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la **Figure.32**.

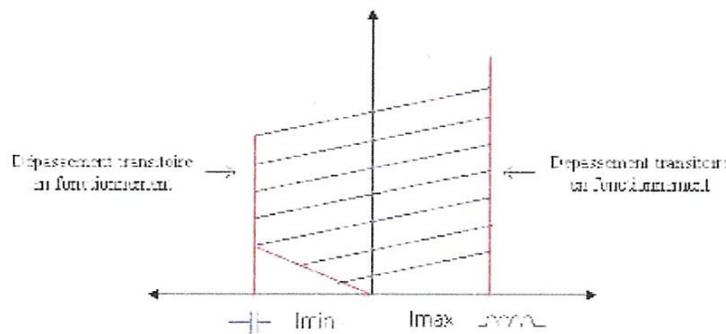


Figure.32.-Caractéristique du STATCOM-

5.1.1.3./Générateur synchrone statique SSG :

Un générateur synchrone statique SSG (Static Synchronous Generator) est une combinaison d'un STATCOM et d'une source d'énergie capable de fournir ou d'absorber de la puissance. Cette source a pour rôle de maintenir la tension aux bornes du condensateur à la valeur désirée. Le terme SSG inclut toutes les sources d'énergie telles que les batteries, volants d'inertie, aimants supraconducteurs, etc. toutefois, deux dispositifs particuliers peuvent être mis en évidence.

1. Le système de stockage par batterie BESS (Battery Energy Storage System) utilise une source de nature chimique. Généralement, les unités BESS sont relativement petites mais permettent un échange de puissance élevé. Leur capacité à ajuster rapidement la quantité d'énergie à fournir ou à absorber est utilisée pour la stabilité transitoire. Lorsqu'il ne fournit pas de la puissance active au système, le convertisseur est utilisé pour charger la batterie de manière appropriée.

2. Le système de stockage d'énergie par aimant supraconducteur SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) est un dispositif permettant d'injecter ou d'absorber de la puissance active et réactive. Le SMES sert principalement au contrôle dynamique des transits de puissance dans le réseau électrique.

5.1.2./ Dispositifs FACTS séries :

Dans cette catégorie Le compensateur série commuté par thyristors (TCSC: thyristor controlled series Compensator) est un FACTS série, utilisé dans le réseau sous forme d'éléments variables, et réglables très rapidement au moyen des thyristors. Il sert surtout à répartir des flux de puissances entre les lignes parallèles et améliorer la stabilité transitoire d'alternateurs, en modifiant la réactance globale de la ligne où il est installé. Le circuit est shunté par un disjoncteur.

Les différents types de compensateurs série utilisés aujourd'hui sont :

5.1.2.1/. TCSC (Thyristor Controlled Serie Capacitor) :

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur.

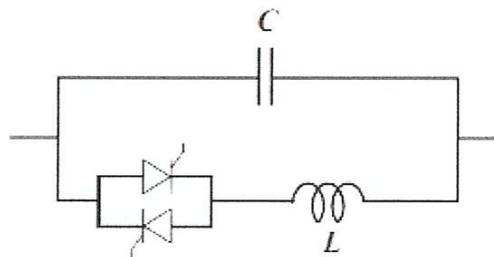


Figure.34.-Structure du TCSC-

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.

5.1.2.2/. TSSC (Thyristor Switched Serie Capacitor):

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180°.

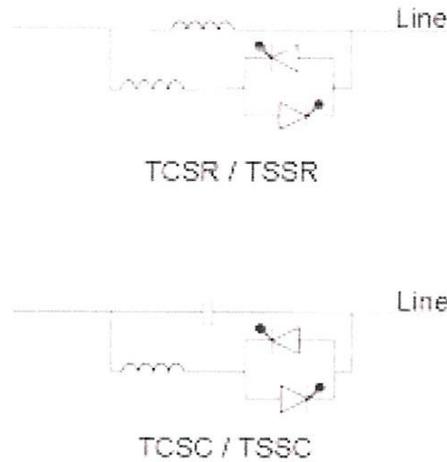


Figure.35.-Structure du TSSC-

5.1.2.3/. TCSR (Thyristor Controlled Serie Reactor):

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180°, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180°, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90°, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

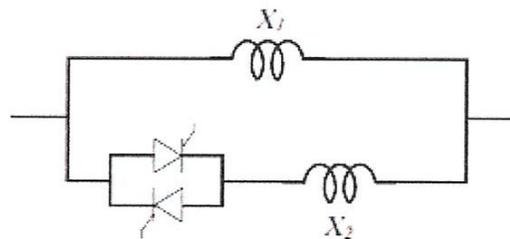


Figure .36.-Structure du TCSR-

5.1.2.4/ TSSR (Thyristor Switched Serie Reactor):

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180°.

5.1.2.5/ SSSC (Static Synchronous Series Compensator):

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduire dans la ligne.

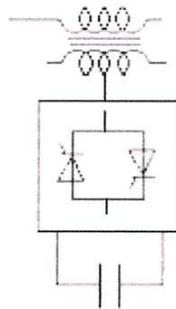


Figure.37.-Structure du SSSC-

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau.

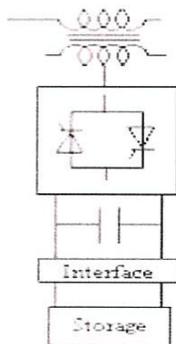


Figure.38.-Structure du SSSC avec un système de stockage-

5.1.3/. Dispositifs FACTS combinés série-parallel :

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées. On peut citer :

5.1.3.1/. Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC :

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est formé de deux convertisseurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté à la **Figure.39**.

Le principe de l'UPFC consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne pour le réinjecter avec une phase appropriée. Le convertisseur 1, connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer au convertisseur série (2). Ce dernier génère une tension U_{pq} contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.

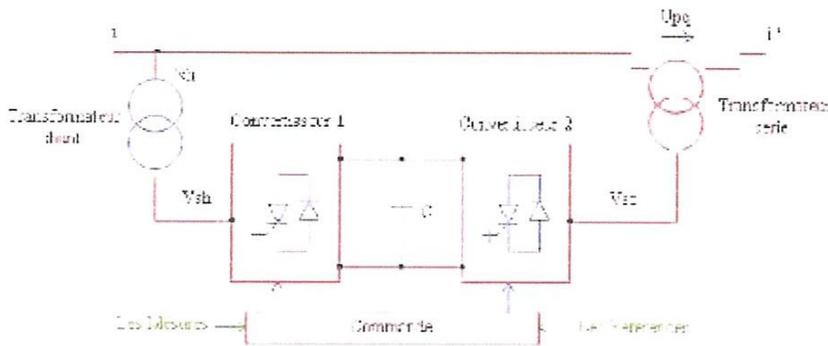


Figure.39.-Schéma de base d'un UPFC-

Le convertisseur shunt peut également générer de la puissance réactive indépendamment du transfert de puissance active et ainsi contrôler la tension U_i **Figure.40**. et les transits de puissances dans les lignes (tension, impédance et phase). Il peut de ce fait agir à la fois sur les puissances active et réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter dans L'UPFC permet de contrôler simultanément les trois paramètres régissant les différents modes. Le convertisseur shunt règle la tension au nœud k alors que l'autre, branché en série, règle les puissances active et réactive ou la puissance active et la tension au nœud k.

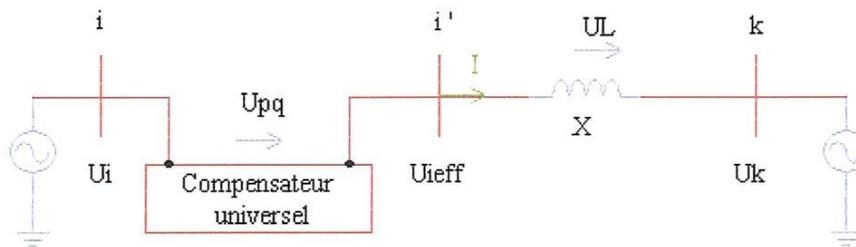


Figure.40.-Compensateur universel dans une ligne reliant deux générateurs-

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé en particulier pour :

- le réglage de la tension.
- l'amélioration des flux de puissances active et réactive.
- la limitation des courants de court-circuit.
- L'amortissement des oscillations de puissance.

5.1.3.2/. Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC :

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son principe est illustré à la Figure.41. L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

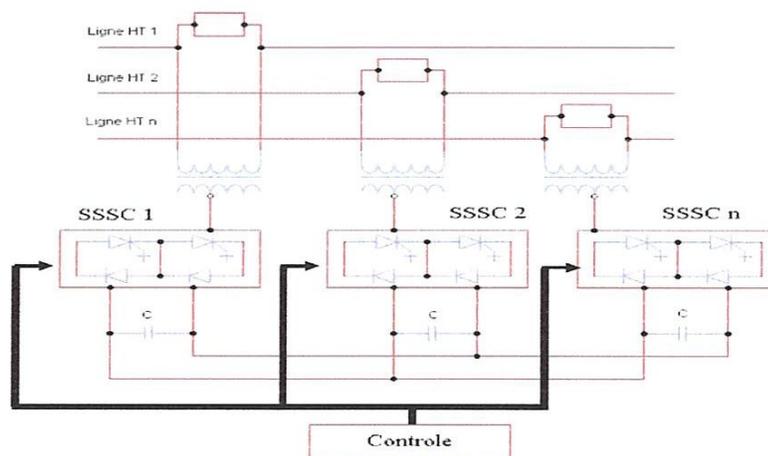


Figure.41.-Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes-

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes; (Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul).

Chapitre/04

Le Transport D'énergie Electrique a Courant Continu

Le courant alternatif est aujourd'hui la technologie la plus utilisée pour transporter l'électricité en haute et très haute tension. Cela dit, dans 3 situations bien spécifiques, il peut être techniquement plus avantageux d'utiliser le courant continu. C'est le cas pour certaines interconnexions et pour les lignes aériennes, souterraines ou sous-marines au-delà d'une certaine longueur.

1/.Le courant continu :

Une liaison haute tension à courant continu est, la plupart du temps, insérée dans un système de transport en courant alternatif. Elle est donc constituée de trois éléments :

1. un redresseur,
2. une ligne de transport,
3. un onduleur.

Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles (c'est-à-dire qu'ils peuvent échanger leur rôle).

Historiquement, le redresseur et l'onduleur ont d'abord été réalisés avec des ampoules à vapeur de mercure. De nos jours, ils sont majoritairement réalisés avec des thyristors, en remarquant que les IGBT connaissent une popularité grandissante en raison de la grande souplesse d'exploitation qu'ils procurent. En effet, contrairement au thyristor, le transistor peut être commandé en blocage ce qui fait des convertisseurs à transistors des convertisseurs autonomes. L'excursion dans les 4 quadrants du plan (P,Q) est possible, alors que pour un convertisseur assisté (c'est le réseau alternatif qui commute les thyristors) en structure dodécaphasée, $Q=0,6.P$.

Les systèmes de transport de l'énergie électrique sont utilisés pour trois principales raisons :

1.1./Pour transporté des puissances très importantes sur de longues distances :

Une liaison à courant continu en haute-tension permet de transporter, sur de longues distances, des puissances souvent supérieures à 1000 MW. Il est dans ce cas technico-économiquement préférable d'utiliser du courant continu plutôt qu'alternatif classique (HVAC). Le coût élevé de l'électronique de puissance est compensé par deux avantages décisifs :

- deux conducteurs sont nécessaires au lieu de trois en tension alternative (voire un seul, si l'on utilise la terre ou l'eau de mer comme deuxième conducteur), ce qui peut compenser le surcoût pour des liaisons longues.
- au-delà d'une certaine distance, (50 à 100 km environ pour des liaisons souterraines ou sous-marines, 500 à 1 000 km pour les lignes électriques aériennes), l'importance du courant capacitif rend peu intéressant le transport d'électricité en courant alternatif. A noter que ce critère est très souple : il existe des liaisons souterraines ou sous-marines très longues (70 ou 80 km) à des tensions entre 200 et 300 kV en courant alternatif, sans que cela pose de difficulté insurmontable ; les exploitants doivent s'interroger sur le plan de tension, la compensation éventuelle aux extrémités et/ou au milieu, la puissance de court-circuit, le matériel de coupure, etc.

Le courant capacitif résiduel du réseau est caractéristique de la capacité totale à la terre du réseau C_0 , où C_0 est la capacité existant entre une phase du réseau et la terre. I_C est le module du courant dans cette capacité lorsque la tension simple du réseau est appliquée à ses bornes. Sa définition est : $I_C = 3C_0\omega V$.

En Chine, l'utilisation de ces liaisons se généralise, notamment pour transporter l'électricité produite à l'intérieur du pays (barrage des Trois-Gorges par exemple), vers les régions côtières, principales zones de consommation du pays. La ligne construite par Siemens de 1400 km devrait avoir fin 2010 une capacité de 5000 MW (record du monde en 2010). Un transformateur CCHT de 800 kV destiné au futur système chinois d'une capacité de 6400 MW (soit l'équivalent de la production de 12 centrales au charbon de taille moyenne transportée sur 2000 km). En 2009, la plus longue liaison HVDC du monde, Cahora Bassa (1 420 km), relie le Mozambique et l'Afrique du Sud.

La réalisation de liaisons souterraines ou sous-marines par câble sur de longues distances (typiquement plus de 50 km) en courant alternatif peut imposer de compenser l'effet capacitif des câbles, faute de quoi la tension de ce câble est mal contrôlée. À cet effet, on installe dans les liaisons classiques des réactances de compensation à des points intermédiaires (postes électriques) de la liaison. Dans une liaison sous-marine, on ne peut pas envisager un poste électrique à un point intermédiaire (sous la mer). En courant continu, cet effet capacitif n'existe pas, et justifie le recours au courant continu pour ce type de liaison. De futures grandes installations offshore pourront ainsi mieux exporter leur courant électrique.

1.2/Changement de fréquence :

Interconnecter des réseaux électriques non synchrones ou présentant des fréquences différentes (50 Hz ou 60 Hz dans la presque totalité des cas) nécessite un dispositif spécifique, et l'insertion de convertisseurs est la réponse la plus courante. Par exemple, l'Arabie saoudite et le Japon utilisent les deux fréquences.

Le projet d'interconnexion des pays du golfe Persique, majoritairement en 50 Hz, prévoit une liaison HVDC de 1800 MW avec ce pays. C'est aussi le cas de la France et du Royaume-Uni, qui bien que tous deux à 50 Hz, ne sont pas synchrones d'une part, et présentent deux plages légales d'excursion de la fréquence différentes (49,95 à 50,05 en France et 49,8 à 50,2 au Royaume-Uni).

1.3./Réglage du flux de puissance :

Le troisième intérêt des HVDC est le pilotage du flux de puissance entre deux parties d'un réseau électrique. Les équipements HVDC destinés à cette application ne comportent généralement pas de ligne de transport, et les deux extrémités sont sur le même site : on parle de HVDC tête-bêche (dos-à-dos en traduction mot-à-mot de l'anglais back to back). Dans certains cas ces équipements peuvent être en parallèle avec une liaison alternative.

En fait une grande partie des convertisseurs HT ou THT en service dans le monde sont des installations tête-bêche. Des grands pays, comme la Chine, l'Inde, les États-Unis par exemple, présentent plusieurs « régions électriques » difficilement interconnectables entre elles, bien que synchrones. Dans le passé, la RFA et la RDA étaient reliées électriquement par des convertisseurs.

Le Québec utilise généralement des convertisseurs tête-bêche pour ses interconnexions avec les réseaux voisins de l'État de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick. La présence de ces interfaces a permis à Hydro-Québec de maintenir le service - à l'exception de cinq centrales hydroélectriques qui étaient directement branchées sur le réseau ontarien -alors que 50 millions de personnes dans les réseaux voisins de l'Ontario et du nord-est des États-Unis étaient privées d'électricité pendant la panne de courant nord-américaine du 14 août 2003. Il en va de même pour la ligne HVDC de 1480 km qui relie les centrales du projet de la Baie-James au poste Sandy Pond, près de Groton au Massachusetts. Une nouvelle interconnexion back to back de 1250 MW est présentement en construction au poste Outaouais, situé à la frontière du Québec et l'Ontario. Elle entrera en service au cours de l'année 2010.

2/.Domaine d'application du transport en courant continu :

Liaisons longues souterraines ou sous-marines :

Le transport à très haute tension par câbles sous-marins ou souterrains constitue une solution toujours très onéreuse à laquelle on n'a recours que lorsque le transport par lignes aériennes s'avère impossible. C'est le cas des liaisons sous-marines (alimentation d'île, raccordement d'une centrale éolienne off-shore, interconnexion de deux réseaux séparés par la mer) et des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées, protégées ou dans lesquelles l'opinion publique s'oppose à la construction de nouveaux ouvrages de transport aériens.

Le transport en courant continu permet de réduire notablement le coût des câbles (il y a un ou deux conducteurs au lieu de trois, la tenue de tension est entièrement exploitée, la capacité de transit est exploitée à 100 % grâce à la maîtrise du flux de puissance...).

Le courant continu permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive générée par les câbles en courant alternatif qui conduisent à un surdimensionnement, voire à une impossibilité technique ; en effet, pour les grandes longueurs, il est nécessaire.

3/.Les Installations en courant continu existantes :

Nom	Puissance (MW)	Tension (kV)	Distance (km)	Commentaire
liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne	300	200	118+304	câble sous-marin et ligne aérienne
IFA 2000 (interconnexion France-Royaume-Uni)	2000	±270	78	câble sous-marin
Itaipu (Brésil)	6300	±600	785//805	ligne aérienne, changeur de fréquence le plus puissant du monde
Cahora Bassa (Mozambique-Afrique du Sud)	1920	533	1420	ligne aérienne
Baltic-Cable (Allemagne-Suède)	600	400	170	/
Kontek (Allemagne-Danemark)	600	400	170	/
GK Dürnrrohr (Autriche)	600	160	back to back	transit de puissance
GK Wien-Südost (Autriche)	600	160	back to back	transit de puissance
GKK Etzenricht (Allemagne)	600	160	back to back	transit de puissance

Chandrapur (Inde)	1000	205	back to back	transit de puissance
Radisson (Baie James) - Nicolet - Des Cantons - Sandy Pond (Québec- Massachusetts)	2000	±450	1480	câble sous-marin et ligne aérienne
Poste Châteauguay (Québec)	1000	140	back to back	transit de puissance
Poste Outaouais (Québec)	1250	175	back to back	transit de puissance
Fenno-Skan (Suède- Finlande)	500	400	233	câble sous-marin et ligne aérienne
NorNed (Norvège- Pays-Bas)	700	±450	580	câble sous-marin le plus long au monde
Cross Sound Cable (États-Unis)	330	±150	40	câble sous-marin
Liaison à courant continu Lyon-Moùtiers (France)	330	±75	200	utilisé de 1906 à 1936

Conclusion générale :

- Chaque ligne, est construite pour fonctionner normalement au voisinage de la puissance naturelle. En d'autres termes, pour que la puissance réactive consommée par les inductances longitudinales de la ligne compense exactement la puissance réactive fournie par ses capacités transversales, il suffit de la faire fonctionner à sa puissance naturelle.

- Les lignes qui fonctionnent à vide ou en dessous de leur puissance naturelle, sont productrices de puissance réactive, l'effet capacitif est prédominant.

- Les lignes qui fonctionnent en court-circuit ou en dessus de leur puissance naturelle sont consommatrices de puissance réactive, l'effet inductif est prédominant.

- La tension et la puissance réactive au début d'une ligne simple sont supérieures à celles pour une ligne en faisceau, pour une même tension fixée à sa sortie ($U_2^* = 1$).

- Pour les cas de la puissance réactive au bout de la ligne on a l'inverse.

- Les lignes en faisceau sont plus avantageuses que celles simples.

- Pour améliorer la tension, c'est-à-dire diminuer sa chute ainsi que la circulation de la puissance réactive le long de la ligne, il faut mettre un système de compensation (compensateur synchrone, batterie de condensateurs,....etc.) afin d'injecter une puissance réactive supplémentaire suffisante pour maintenir la tension dans l'intervalle de variation admissible ($\Delta U\% \text{ max } \pm 10\%$).

- Il est montré dans ce mémoire l'intérêt de la compensation de l'énergie réactive en générale.

- La compensation série joue le rôle d'autorégulation devant les variations de la charge et permet d'augmenter la capacité de transport de l'énergie électrique. Ces moyens classiques de contrôle des réseaux pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau grâce à leur commande mécanique ou électromécanique.

- La compensation série avancée à base de thyristor propose des solutions fiables, flexibles, à coût d'investissement limité, avec faible impact sur l'environnement et des délais d'installation courts. A ces nouvelles problématiques des réseaux, si aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements traditionnels des réseaux.

- Les capacités série et surtout les TCSC, permettent d'exploiter les interconnexions à leur meilleur niveau en optimisant les capacités de transfert d'énergie, en préservant la stabilité des réseaux dans diverses conditions d'exploitation.
- Le transport en courant continu permet de réduire notablement le coût des câbles .
- Le courant continu permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive générée par les câbles en courant alternatif.
- Le courant continu il est nécessaire pour les grandes longueurs.32

1/.Distribution de la tension:

1.1/. Avec une variation p et Q :

```

clc
clear all
te =1;
x=0:te:600*te
a=0.06;
q=1;
p=1,2;

y=cos(a*x*pi/180)+q*sin(a*x*pi/180)+li*p*sin(a*x*pi/180)
t= abs(y);

q2=0.8;
p2=1;
y2=cos(a*x*pi/180)+q2*sin(a*x*pi/180)+li*p2*sin(a*x*pi/180);
t2= abs(y2);

q3=0.6;
p3=0.8;
y3=cos(a*x*pi/180)+q3*sin(a*x*pi/180)+li*p3*sin(a*x*pi/180);
t3= abs(y3)

q4=0;
p4=0;
y4=cos(a*x*pi/180)+q4*sin(a*x*pi/180)+li*p4*sin(a*x*pi/180);
t4= abs(y4) ;

plot(x,t ,x,t2 ,x,t3 ,x,t4)

```

1.2/. Avec une variation dans la puissance réactive (p=1,2=cst) :

```

clc
clear all
te =1;
x=0:te:600*te
a=0.06;
p=1.2 ;%cst

q1=1;
y=cos(a*x*pi/180)+q*sin(a*x*pi/180)+li*p*sin(a*x*pi/180);
t= abs(y);

q2=0.8;

```

Bibliographie :

1/.Traité d'électrique: Energie électrique V(XII).Michel Aguet et Jon Jacquesmorf

2/.Haute tension : M.Aguet & M.langoz

3/.La planification des réseaux électriques : Henri Persoz

4/.Les réseaux d'énergie électrique I (Modélisation des éléments du réseau Triphasé) :

Valentin Crastan

5/. [1] Cahier de cours de Master 1 : Dr. Bounaya Kamel

6/. Mémoire de magister: [Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Électrique] : **(université d'Oran)**

7/.Mémoire de magister : [Conditions et moyens d'amélioration de la performance d'une interconnexion sur une ligne grande distance]**(université du Guelma)**

8/.Mémoire de magister : [Analyse de performance d'une ligne a grande longueur sous l'effet de la distribution du réactif] : **(université du Guelma)**

Les sites internet de : EDF et RTE ; Schneider électrique

