

4. COURT-CIRCUIT ET STABILITÉ

Table des matières

4.	COURT-CIRCUIT ET STABILITÉ	1
4.1.	Introduction	3
4.2.	Calcul des courants de court-circuit	3
4.2.1.	Puissance de court-circuit.....	3
4.2.2.	Court-circuit triphasé aux bornes d'un alternateur.....	4
4.2.3.	Court-circuit triphasé en un nœud du réseau.....	6
4.3.	La stabilité statique.....	8
4.3.1.	Puissance naturelle	8
4.3.2.	Equation dynamique de la machine synchrone	9
4.3.3.	Stabilité – Puissance transmissible et déphasages entre nœuds voisins.....	9
4.3.4.	Puissance transmissible (liaison sans résistance).....	11
4.3.5.	Transferts actifs et réactifs	13
4.3.6.	Courant à vide dans un câble souterrain.....	15
4.3.7.	Compensations statiques	15
4.4.	Exercice proposé	17
4.5.	Utilisation des fichiers Matlab	19
4.6.	Exercice résolu	20
4.6.1.	Enoncé.....	20
4.6.2.	Résolution.....	20
A.	Puissance maximale transmissible par la ligne :	21
B.	Puissance maximale transmissible par le câble :	23
C.	Compensations pour $l = 20$ km :	27

4.1. Introduction

Les différents concepts intervenant dans le calcul de la puissance pouvant transiter dans une ligne, ainsi que la notion de stabilité statique sont exposés ci-dessous. Vous trouverez également une brève présentation des principaux moyens de compensation utilisés sur les réseaux de transport et de distribution. Nous exposons également, dans le paragraphe suivant, une méthode rapide et facile pour la détermination du courant de court-circuit triphasé (symétrique) au niveau d'un nœud quelconque d'un réseau électrique.

4.2. Calcul des courants de court-circuit

Dans le cadre de ce cours, nous limitons notre étude au cas du court-circuit triphasé symétrique. Ce cas a une faible probabilité d'occurrence, mais permet de rendre les calculs très simples.

Les réseaux déséquilibrés seront étudiés relativement aisément en décomposant les courants et tensions des trois phases à partir des composantes symétriques (théorème de Fortescue).

4.2.1. Puissance de court-circuit

Par définition, la puissance de court-circuit d'un réseau vaut :

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC} \quad [W] \quad (4.1)$$

Elle permet de déterminer l'impédance équivalente à la charge connectée à un nœud du réseau et fournit également une image de la sensibilité de ce réseau à une perturbation. Plus cette puissance est élevée, plus le réseau est insensible aux perturbations.

$$I_{CC} = U_N / (\sqrt{3} \cdot Z_{R\acute{e}s}) \quad [A] \quad (4.2)$$

Sa valeur, convertie dans le système p.u., est équivalente au courant de court-circuit dans la base choisie. Elle vaut encore l'inverse de la réactance par laquelle le réseau aval (charge) peut être remplacé (équivalent Thévenin) :

$$\begin{aligned} S_{cc,pu} &= U_N/U_B \cdot I_{cc,pu} && \text{avec } U_N = U_B ; \\ &= I_{cc,pu} && \text{avec } ; \\ &= U_N/Z_{R\acute{e}s} \cdot 1/I_B && \text{avec } I_B = U_B/Z_B ; \\ &= 1/Z_{R\acute{e}s,pu} \end{aligned}$$

Les ordres de grandeur des puissance et courant de court-circuit, en Belgique et pour différents niveaux de tension, sont représentés dans le tableau 4.2.. En pratique, la CPTÉ (société pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Énergie électrique) publie chaque année les valeurs des courants de courts-circuits à considérer aux différents jeux de barres du réseau HT belge.

Réseau	15 kV	70 kV	150 kV	220 kV	400 kV
I_{CC} (A)	3000	5000	45000	30000	45000
S_{CC}	80 MVA	600 MVA	10 GVA	10 GVA	30 GVA

Tableau 4.1 : Puissances et courants de C-C caractéristiques du réseau belge

4.2.2. Court-circuit triphasé aux bornes d'un alternateur

La situation en charge est schématisée sur la figure 4.1.

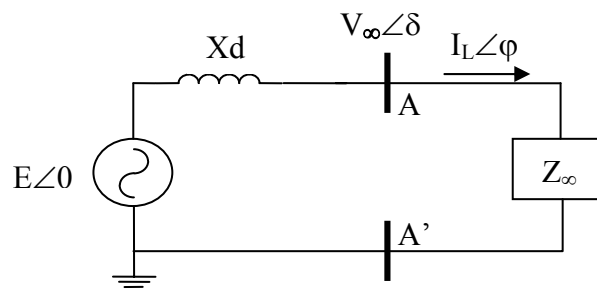


Figure 4.1 : Alternateur en charge

Lors d'un court-circuit entre ses bornes (AA'), la machine synchrone réagit comme décrit sur la figure 4.2. La composante DC, rapidement amortie, dépend de la valeur de la tension à l'instant du défaut. Elle est nulle si le défaut apparaît à l'instant où la tension s'annule : $V(t) = V_{\max} \cdot \sin(\omega t + \delta) = 0$ et est maximale si le défaut apparaît lorsque $V(t) = V_{\max}$.

L'intensité du courant de court-circuit permanent est donnée par la formule 4.3.

$$I_{cc} = E / (j \cdot X_d) \quad [A] \quad (4.3)$$

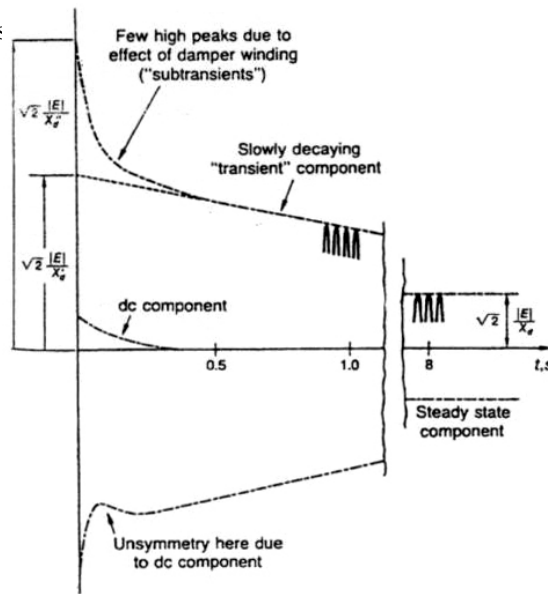


Figure 4.2 : Court-circuit aux bornes d'une machine synchrone

Nous utiliserons la valeur X_d'' ($\ll X_d$) pour une étude en régime sub-transitoire (premiers instants du défaut) et X_d' ($\ll X_d$) en régime transitoire. Les ordres de grandeurs de ces paramètres sont donnés dans les tableaux 4.2 et 4.3.

(Reactances are per unit. Values below the line give the normal range of values, while those above give an average value.)

	1	2	3	4	5	6
	X_d (unsat.)	X_e rated current	X_d' rated voltage	X_d'' rated voltage	X_s rated current	\dagger X_e rated current
Two-pole tur- bine gen- erators	1.20 0.95-1.45	1.16 0.92-1.42	0.15 0.12-0.21	0.09 0.07-0.14	$= X_d''$	0.03 0.01-0.08
Four-pole tur- bine gen- erators	1.20 1.00-1.45	1.16 0.92-1.42	0.23 0.20-0.28	0.14 0.12-0.17	$= X_d''$	0.08 0.015-0.14
Salient-pole generators and motors (with dampers)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50†	0.20 0.13-0.32‡	0.20 0.13-0.32‡	0.18 0.03-0.23
Salient-pole generators (without dampers)	1.25 0.60-1.50	0.70 0.40-0.80	0.30 0.20-0.50†	0.30 0.20-0.50‡	0.48 0.35-0.65	0.19 0.03-0.24
Capacitors, air-cooled	1.85 1.25-2.20	1.15 0.95-1.30	0.40 0.30-0.50	0.27 0.19-0.30	0.26 0.18-0.40	0.12 0.025-0.15
Capacitors hydrogen- cooled at $\frac{1}{2}$ psi kva rating	2.20 1.50-2.65	1.35 1.10-1.55	0.48 0.36-0.60	0.32 0.23-0.36	0.31 0.22-0.48	0.14 0.030-0.18

* Republished by permission of the Westinghouse Electric Corporation from "Electrical Transmission and Distribution Reference Book."

† X_e varies so critically with armature winding pitch that an average value can hardly be given. Variation is from 0.1 to 0.7 of X_d'' . Low limit is for $\frac{3}{4}$ pitch windings.

‡ High-speed units tend to have low reactance and low-speed units high reactance.

Tableau 4.2 : Réactances typiques de machines synchrones triphasées I

Constants of synchronous machines – 60 Hz (all values expressed as per unit on rating)							
	X_d (or X_d')	X_q	X'	X''	X_2	X_0	r_a
Turbo-alternator	1.2–2.0	1–1.5	0.2–0.35	0.17–0.25	0.17–0.25	0.04–0.14	0.003–0.008
Salient pole (hydro electric)	0.16–1.45	0.4–1.0	0.2–0.5	0.13–0.35	0.13–0.35	0.02–0.2	0.003–0.015
Synchronous compensator	1.5–2.2	0.95–1.4	0.3–0.6	0.18–0.38	0.17–0.37	0.03–0.15	0.004–0.01

X_2 = negative sequence reactance
 X_0 = zero sequence reactance
 X' and X'' are the direct axis quantities
 r_a = a.c. resistance of the armature winding per phase

Tableau 4.3 : Réactances typiques de machines synchrones triphasées II

4.2.3. Court-circuit triphasé en un nœud du réseau

Le résultat du calcul de la répartition de charge avant apparition du défaut (cfr. chapitre 3) nous fournit l'état du système (P_i , Q_i , V_i et δ_i).

La méthode décrite ci-dessous se base sur ces résultats pour la détermination du schéma équivalent de Thévenin du réseau vu des bornes du nœud « i », lorsque celui-ci se ferme sur une charge ' Z_i ' (figure 4.4).

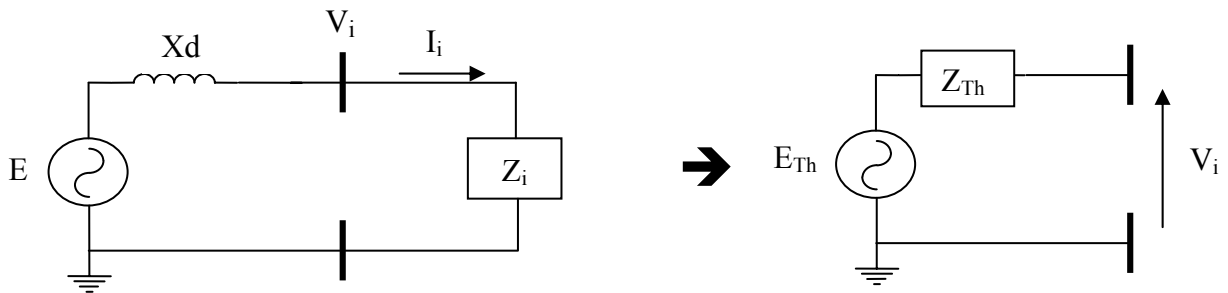


Figure 4.4 : Equivalent Thévenin du réseau vu du nœud 'i'

Avec les notations de la figure 4.4, E_{Th} et Z_{Th} s'écrivent :

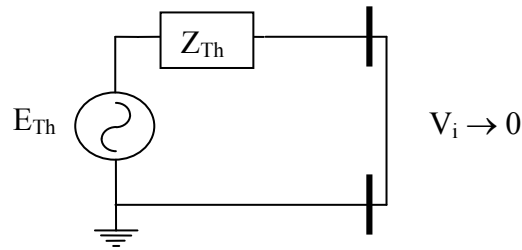
$$E_{Th} = V_i \quad [V] \quad (4.4)$$

$$Z_{Th} = jX_d \cdot Z_i / (jX_d + Z_i) \quad [\Omega] \quad (4.5)$$

La situation en cas de court-circuit triphasé au nœud 'i' correspond à celle où V_i tend vers 0. La situation devient celle représentée sur la figure 4.5.

Le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = E_{Th} / Z_{Th} \quad [A] \quad (4.6)$$

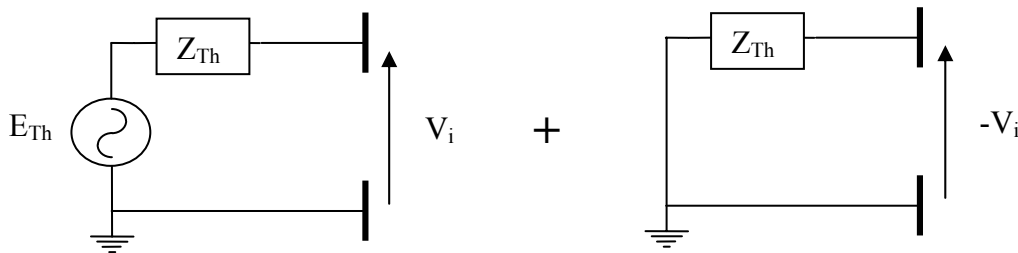

Figure 4.5 : Court-Circuit triphasé au nœud 'i'

Cette situation correspond à l'état résultant de la superposition des deux états décrits sur la figure 4.6. Sur cette figure, le réseau situé à gauche correspond à la situation avant apparition du défaut. Son état est déterminé par un calcul de répartition de charges (V_i déterminés, donc E_{Th} aussi !). Le courant traversant Z_{Th} , noté ' I_{i1} ', se calcule par 4.7 :

$$I_{i1} = (E_{Th} - V_i) / Z_{Th} \quad [A] \quad (4.7)$$

Le courant de court-circuit calculé via le principe de superposition vaut donc la somme des courant résultant de chacun des états décrits par la figure 4.6. Notant ' I_{i2} ' le courant traversant Z_{Th} dans le réseau de droite, nous obtenons :

$$I_{cc} = I_{i1} + I_{i2} = (E_{Th} - V_i) / Z_{Th} + (V_i) / Z_{Th} = E_{Th} / Z_{Th} \quad [A] \quad (4.8)$$


Figure 4.6 : Courant de court-circuit - Principe de Superposition

Le problème se résout donc simplement en suivant les étapes décrites ci-dessous :

- Déterminer l'impédance équivalente de thévenin vu des bornes du nœud « i » ;
- Passifier le réseau ;
- Appliquer une tension « $-V_i$ » aux bornes du nœud sujet au court-circuit ;
- Déterminer le courant circulant dans la branche ;
- Ce courant correspond à I_{cc} (cfr. relations 4.4 et 4.6).

En pratique, le c-c est rarement symétrique au niveau des trois phases. Le calcul général des différents situations de court-circuit (mono- ou biphasés ; entre phases ou mise à la terre) s'effectue à l'aide des composantes symétriques de Fortescue (directe, inverse et homopolaire).

4.3. La stabilité statique

Le présent travail consiste à déterminer la puissance maximale pouvant transiter dans une liaison aérienne ou souterraine de section donnée, en régime statique, pour différents niveaux de tension et différentes longueurs de ligne. Cette puissance maximale transmissible est limitée par plusieurs contraintes :

- la chute de tension aux bornes de la liaison, qui doit rester acceptable ;
- la stabilité statique du système, qui limite l'angle de déphasage maximum entre les extrémités de la ligne.

De plus, le courant pouvant transiter dans la liaison est limité par les effets thermiques. Ces notions sont explicitées plus en détails dans le chapitre portant sur le dimensionnement de la section d'un conducteur.

4.3.1. Puissance naturelle

Soit une ligne ou un câble de transport d'énergie représenté(e) par son schéma équivalent en " π " et connectée à une charge Z_0 :

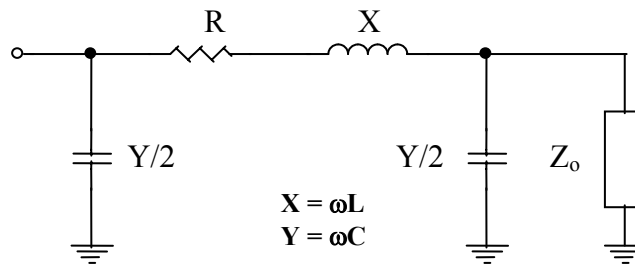


Figure 4.7 : Schéma équivalent en PI d'une ligne

Si nous négligeons les pertes actives ($R \approx 0$), la *puissance naturelle* ' P_0 ' est celle qui transite dans cette liaison lorsque celle-ci est fermée sur une résistance égale à l'impédance caractéristique « $Z_0 = \sqrt{L'/C'}$ », où « L' » est l'inductance linéique de la liaison et C' sa capacité linéique (pour le schéma équivalent, il faut bien sûr considérer les valeurs pour la longueur totale de la ligne). Par conséquent, elle est indépendante de la longueur de la liaison et vaut :

$$P_0 = \frac{U^2}{Z_0} = \frac{3.V^2}{Z_0} \quad [\text{W}] \quad (4.9)$$

Pour rappel, U est la tension entre phases et V la tension simple (entre phase et neutre).

A ce régime de transit particulier, les consommations inductives ' $\omega.L.I^2$ ' sont équilibrées par les productions capacitives ' $\omega.C.V^2$ ' et la tension aux extrémités de la ligne reste identique. Cette valeur est parfois utilisée comme puissance de base dans les graphiques.

A titre d'information et afin de vous permettre d'effectuer des comparaisons entre lignes et câbles, le tableau 4.4 fournit des ordres de grandeur pour la Belgique :

Type	U (kV)	X (Ω/km)	Y/2 (μS/km)	P _{nat} (MVA)	Z ₀ (Ω)
Ligne	150	0,390	1,42	42,9	371
Câble	150	0,122	52,31	658,9	34

Tableau 4.4 : Puissance naturelle et impédance caractéristique : Ligne vs Câble

Nous pouvons considérer, grosso modo, que l'exploitation des lignes se fait entre $3.P_0$ et $6.P_0$ tandis que les câbles sont plutôt exploités à une fraction (0,3 à 0,5) de P_0 ¹.

4.3.2. Equation dynamique de la machine synchrone

Pour rappel, l'équation simplifiée du mouvement du rotor d'une machine synchrone fonctionnant en génératrice est la suivante:

$$\frac{I \omega_m}{p} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P - P_J \quad (4.10)$$

- ω_m = vitesse mécanique ($\omega_m = \dot{\theta}_m$) [rad/s] ;
- θ_m = angle entre un repère solide du rotor et un solide du stator ;
- θ = angle électrique ($\theta = p.\theta_m$) [rad] ;
- p = nombre de paires de pôles (généralement 1 ou 2) ;
- δ = écart entre l'angle électrique 'θ' et une référence synchrone, c'est-à-dire un vecteur tournant à la pulsation nominale « $\omega_B \rightarrow \delta(t) = \theta(t) - \omega_B.t$ » ;
- P_m = puissance mécanique transmise par la turbine au rotor [W] ;
- P = puissance électrique fournie par le stator [W] ;
- P_J = pertes joules [W] ;
- I = inertie du rotor [kg.m²].

Pour plus de précisions, se référer au cours d'Electrotechnique.

4.3.3. Stabilité – Puissance transmissible et déphasages entre nœuds voisins

Nous nous plaçons dans le cas particulier et très simplifié dans lequel la génératrice synchrone est représentée par une f.e.m. 'E' derrière la réactance synchrone 'X' :

¹ Cela dépend, évidemment, de la section des conducteurs et de la longueur de la liaison.

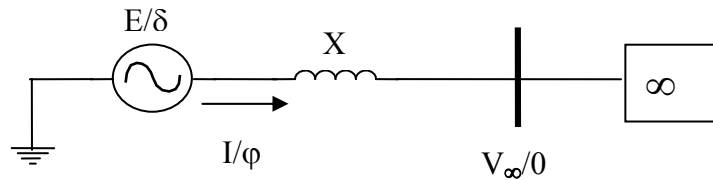


Figure 4.8 : Générateur et réseau « infini »

Remarque : La réactance 'X' reprend également la réactance équivalente du transformateur élévateur de tension ainsi que celle de la ligne.

Pour rappel, cette modélisation n'a de sens que dans le cas d'un régime établi. Nous considérons également que cette machine est raccordée à un réseau dit "infini", c'est-à-dire dont les tension et phase restent constantes quelles que soient les perturbations imposées.

Le fonctionnement de ce système est alors décrit par l'équation (4.11), écrite en notations polaires. Le réseau représente, ici, la référence synchrone. Cela se traduit par le diagramme vectoriel de la figure 4.9 :

$$E/\delta - j X I/\varphi = V_{\infty}/0 \quad (4.11)$$

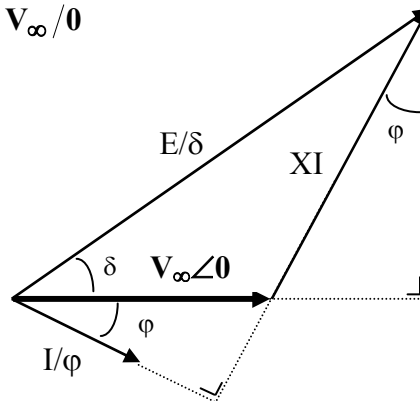


Figure 4.9 : diagramme vectoriel des grandeurs électriques

Nous en déduisons directement :

$$X I \cos(\varphi) = E \sin(\delta) \quad (4.12)$$

$$\Rightarrow I \cos(\varphi) = \frac{E \sin(\delta)}{X} \quad (4.13)$$

$$P = V_{\infty} I \cos(\varphi) \quad (4.14)$$

$$\Rightarrow P = \frac{E V_{\infty}}{X} \sin(\delta) \quad (4.15)$$

Cette relation (4.15) fournit la puissance transmissible en fonction de l'angle de déphasage 'δ', existant entre la force électromotrice de la machine et le réseau infini. Le graphique de cette puissance, fonction du déphasage, est donc une demi sinusoïde (figure 4.10).

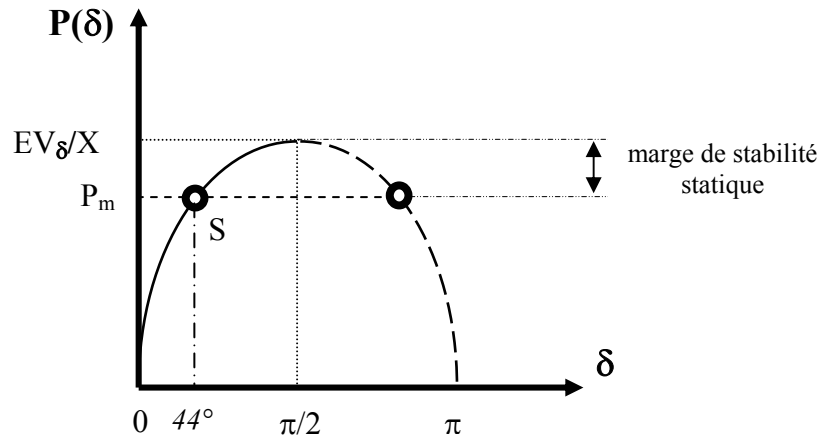


Figure 4.10 : Puissance transmissible en fonction du déphasage entre courant et tension

Les points « S » tels que 'δ' est inférieur à $\pi/2$ sont stables, tandis que les points « I » pour lesquels $\delta \in [\pi/2, \pi]$ sont instables. Ceci s'explique par les deux remarques suivantes : Soit « P_m » la puissance mécanique fournie à la génératrice, cfr. figure (4.10),

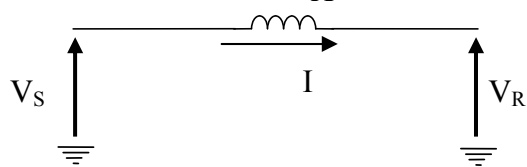
- pour « $\delta < \pi/2$ », si une petite perturbation survient, tendant à augmenter (resp. diminuer) l'angle rotorique, la puissance électrique produite devient supérieure (resp. inférieure) à la puissance mécanique. Etant donnée l'équation du mouvement de la machine synchrone, l'angle δ tend à diminuer car « $d^2\delta/dt^2 < 0$ » (resp. augmenter). Dans les deux cas, il y a une propension du système à retourner à l'équilibre.
- pour « $\delta > \pi/2$ », le comportement est opposé : écarté de sa position d'équilibre, le rotor tend à s'en écarter davantage !

Bien que, en théorie, la zone de stabilité s'étende de 0 à $\pi/2$, nous sommes limités, en pratique, à une valeur de l'ordre de $\delta_{\max} \sim 30$ à 35° , pour un réseau fortement chargé. La marge de stabilité ainsi conservée permet de maintenir le système dans un état stable, même en cas de perturbation transitoire telle qu'une modification de la répartition des charges lors d'une reconfiguration du réseau, une modification de la génération d'énergie, voire en cas de défaut temporaire ou perte de groupe générateur.

Remarque : *Il faut distinguer l'angle 'δ' entre les tensions de deux nœuds voisins du réseau et celui entre deux f.e.m. internes de machines qui est sensiblement plus grand (la valeur de ce dernier peut monter jusque 45°).*

4.3.4. Puissance transmissible (liaison sans résistance)

Dans le schéma équivalent, nous négligeons, en première approximation, l'effet des capacités et de la résistance propre de la ligne. Cette dernière (ou le câble, bien que l'approximation soit moins bonne dans le cas souterrain) n'est alors plus représentée que par une inductance 'X' comme représenté sur le schéma suivant



V_S, V_R = valeurs efficaces de la tension à la fréquence industrielle (50 Hz)

X_{SR} = réactance série équivalente

δ_{SR} = angle de déphasage relatif de la tension (origine en V_R)

Figure 4.11 : Schéma simplifié de la ligne

Par un raisonnement similaire au précédent, nous déduisons que les transferts de puissances sont guidés (en première approximation) par les expressions 4.16 et 4.17. Ces résultats peuvent également être obtenus à partir des équations de la répartition de charge (cfr chapitre 3).

$$P = \frac{V_S V_R}{X_{SR}} \sin(\delta_{SR}) \quad [W] \quad (4.16)$$

$$Q = \frac{V_S V_R}{X_{SR}} \cos(\delta_{SR}) - \frac{V_R^2}{X_{SR}} \quad [VAR] \quad (4.17)$$

Des perturbations dans le diagramme de charge du réseau se reflètent directement dans cet angle δ , ce qui force à le maintenir, pour des raisons de stabilité, en deçà d'une valeur généralement inférieure à 30-35°. Pour une liaison chargée à sa puissance naturelle, cet angle met une limite à la réactance série, et fixe ainsi une longueur limite.

En éliminant δ à partir 4.16 et 4.17, nous obtenons :

$$\left(Q + \frac{V_R^2}{X_{SR}} \right)^2 + P^2 = \left(\frac{E V}{X} \right)^2 \quad (4.18)$$

Cette équation peut se réécrire de la manière (adimensionnelle) suivante :

$$V_{pu}^2 = \frac{1}{2} - Q_{pu} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - Q_{pu}^2 - P_{pu}^2} \quad (4.19)$$

Le système « pu » utilisé fait référence à $V_B = V_S$ et $S_B = V_S^2/X_{SR}$ ($=S_{cc}$) (et $Z_B = X_{SR}$). Nous avons $P_{Max} = \frac{1}{2}$ pu et $Q_{Max} = \frac{1}{4}$ pu (cfr. terme sous la racine).

Ces courbes sont représentées sur le graphe PV suivant.

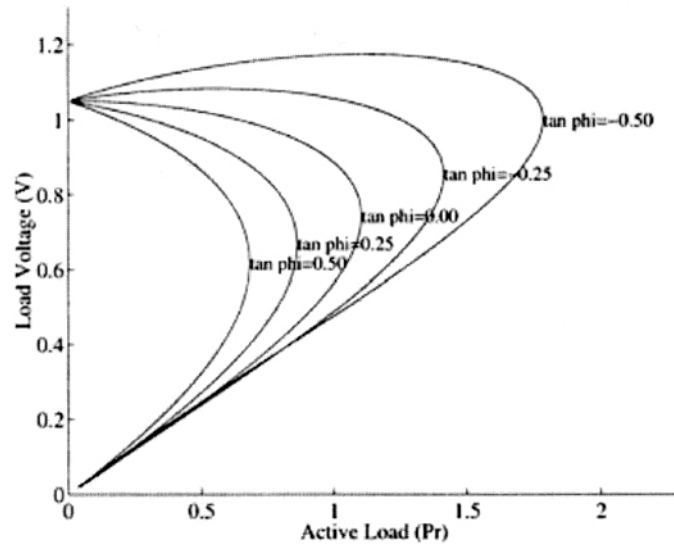


Figure 4.12 : Courbes P-V (nose curves)

La puissance maximale transmissible correspond, pour un $\cos(\varphi)$ donné, au point de la courbe situé à l'extrême droite. Semblablement au paragraphe 4.3.3, les points situés au-dessus de cette limite seront stable tandis que les autres seront instables.

La sensibilité du réseau vis-à-vis de l'énergie réactive transitée se calcule comme suit :

$$\delta V_R / \delta Q = (V_S / X_{RS} \cdot \cos(\delta_{RS}) - 2 \cdot V_R / X_{RS})^{-1} \quad (4.20)$$

$$\delta V_R / \delta Q \sim (-V_S / X_{RS})^{-1} \sim V_S / S_{cc}$$

Exprimée dans le système pu, nous obtenons :

$$\delta V_{R, pu} / \delta Q_{pu} \sim 1 / S_{cc, pu} \quad (4.21)$$

Ceci nous indique qu'un réseau sera d'autant plus sensible aux variations de transfert d'énergie réactive que sa puissance de court-circuit est élevée ($\delta V_R / \delta Q \rightarrow 0$).

4.3.5. Transferts actifs et réactifs

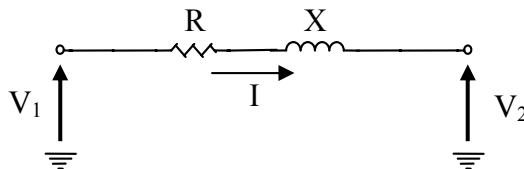


Figure 4.13 : Schéma de la ligne avec résistance

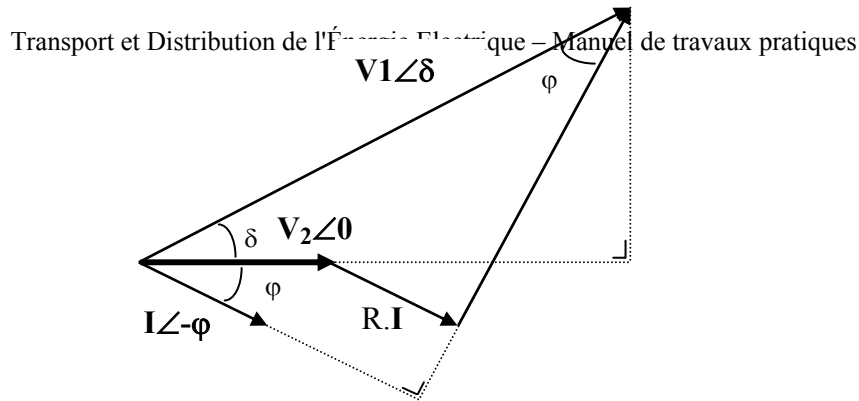


Figure 4.14 : Diagramme vectoriel – Ligne résistive et inductive

Les projections sur les axes verticaux et horizontaux donnent les égalités suivantes :

$$|V_1| \cdot \cos(\delta) = |V_2| + R \cdot I \cdot \cos(\varphi) + X \cdot I \cdot \sin(\varphi) \quad (4.17)$$

$$|V_1| \cdot \sin(\delta) = -R \cdot I \cdot \sin(\varphi) + X \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (4.18)$$

Moyennant :

- $V_1 \sim V_2 (=V)$: les tensions entre deux noeuds voisins sont relativement semblables ;
- $\cos(\delta) \sim 1$: R reste faible par rapport à X.

Nous obtenons :

$$(4.17) \quad \Delta V/V = (V \cdot R \cdot I \cdot \cos(\varphi) + V \cdot X \cdot I \cdot \sin(\varphi)) / V^2 ;$$

$$(4.18) \quad \sin(\delta) = (V \cdot X \cdot I \cdot \cos(\varphi) - V \cdot R \cdot I \cdot \sin(\varphi)) / V^2 .$$

Soit, notant que $P = V \cdot I \cdot \cos(\varphi)$ et $Q = V \cdot I \cdot \sin(\varphi)$:

$$\Delta V/V = (R \cdot P + X \cdot Q) / V^2 \quad (4.19)$$

$$\sin(\delta) = (X \cdot P - R \cdot Q) / V^2 \quad (4.20)$$

Ces relations nous montrent que le transport d'énergie réactive aura une influence plus marquée sur la chute de tension tandis que le transport d'énergie active influencera principalement le déphasage ($R \ll X$).

Remarque : Concernant les transferts de puissances, il est important de remarquer que les transferts d'énergie **réactive** vont toujours dans le sens des **tensions décroissantes**, tandis que les transferts d'énergie **active** se font dans le sens des **angles relatifs décroissants**.

4.3.6. Courant à vide dans un câble souterrain

Lorsqu'un câble souterrain est relié à une source mais, pour une raison quelconque, n'alimente aucune charge, il est quand même parcouru par un courant !

En effet, de par ses caractéristiques (capacité propre importante, de l'ordre de $50 \mu\text{S}/\text{km}$), il permet la naissance d'une "boucle" dans laquelle le courant peut se fermer. Ce phénomène (effet Ferranti) est quasi inexistant pour les lignes aériennes, sauf si celle-ci est très longue.

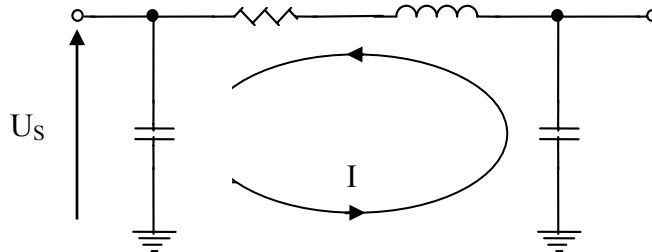


Figure 4.15 : Courant à vide dans un câble sous tension

Nous pouvons déterminer ce courant en imposant une tension valant « 1 pu, phase : 0° » à son entrée et en ne le raccordant pas à son extrémité.

Lorsque nous dimensionnons une liaison souterraine, il faut vérifier que ce courant à vide ne dépasse pas la limite thermique du câble, sous peine d'un risque d'endommagement ou, même, de destruction en cas de perte de la charge raccordée.

4.3.7. Compensations statiques

Dans le cas d'une ligne dont les extrémités sont tenues en tension, le profil des tensions se présente comme indiqué à la figure 4.16 :

Aux régimes de forte charge ou après incident, il peut être nécessaire d'enclencher sur un réseau des bancs de condensateurs afin de soutenir la tension et/ou pour éviter une surcharge réactive des générateurs. A l'inverse, dans les réseaux à puissance naturelle élevée et/ou aux régimes de faibles charge (creux de la courbe de consommation), nous devons parfois mettre en service des bancs d'inductances.

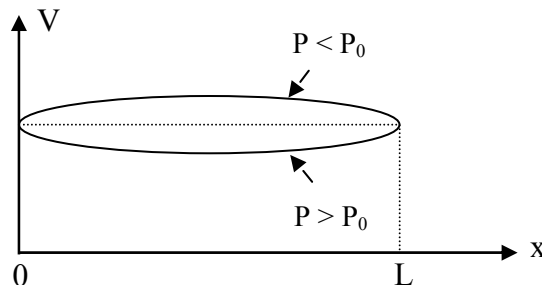


Figure 4.16 : Tension le long d'une ligne compensée

Soit un nœud du réseau en lequel la tension chute brusquement de la valeur ' V_i ' à la valeur ' V_f ' ($V_f < V_i$) suite, par exemple, à une augmentation du transfert de puissance dans la ligne. L'enclenchement d'une capacité en ce nœud a pour effet d'y injecter un courant « $I_Q =$

$j.\omega CV$ » (donc, Q est proportionnel à V^2) et, ainsi, d'y rehausser la tension. *Dans l'exercice qui suit, nous simulerons cette compensation shunt en modifiant les valeurs des paramètres 'Ns' et 'Nr' (cfr figure 4.17).*

Il existe un autre type de compensation, dite « compensation série ». Elle consiste à connecter, en série avec chaque phase, un banc de condensateurs destiné à contrebalancer l'effet de la réactance de ligne. Ceci provoque la diminution de l'impédance série, donc des pertes réactives et de la chute de tension. *Nous la simulerons en modifiant la valeur de 'N_x' (cfr. figure 4.17).*

Notez le comportement fondamentalement différent des compensations shunt et série : lorsque le transfert de puissance dans la liaison augmente, la tension tombe. Dans ce cas, la production réactive du condensateur shunt ($\propto V^2$) diminue, tandis que celle du condensateur série ($\propto I^2$) augmente.

La compensation série est chère et rare ; les batteries de condensateur sont sous tension et ainsi susceptibles, en cas de défaut, d'être parcourues par le courant de court-circuit. Il faut donc les doter de dispositifs de protection.

4.4. Exercice proposé

Nous souhaitons transporter de l'énergie électrique sous une tension soit de 150 kV, soit 15 kV, en utilisant une ligne aérienne ou un câble souterrain. Leurs caractéristiques électriques sont les suivantes :

	Ligne					Câble				
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Y (μS/km)	S (mm ²)	I _{max} (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Y (μS/km)	S (mm ²)	I _{max} (A)
150 kV	0.074	0.385	2.76	475	940	0.0343	0.12	57.81	800	910
15 kV	0.352	0.4	3	95	340	0.196	0.117	86.39	120	380

Tableau 4.5 : Paramètres des liaisons (Données)

La ligne et le câble sont modélisés par le schéma classique "en Π". Le générateur est représenté par une force électromotrice ' \vec{E}_1 ' et par la réactance synchrone ' X_1 ' (partie gauche de la figure 4.17). Le réseau aval, partie droite, est représenté par une inductance ' X_2 ' et une force électromotrice ' \vec{E}_2 '.

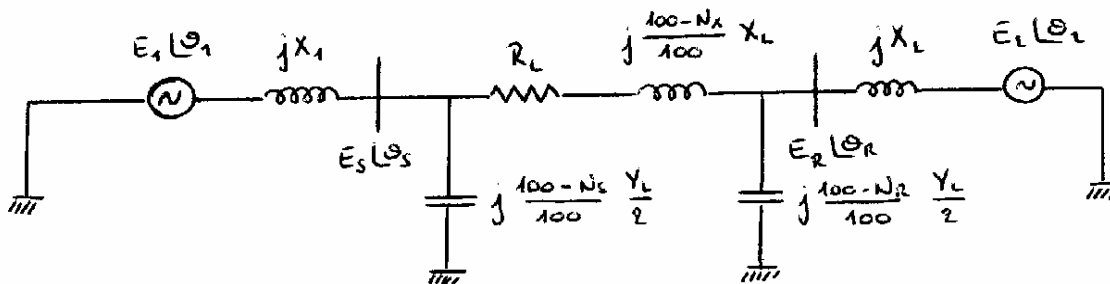


Figure 4.17 : Schéma équivalent avec compensations

Nous disposons également des données suivantes :

- puissances de court-circuit des réseaux :
 - amont (S): 10 GVA en 150 kV
100 MVA en 15 kV
 - aval (R): 1 GVA en 150 kV
50 MVA en 15 kV
- les modules des tensions et certaines phases sont imposés :

$$\|\vec{E}_S\| = 1 \text{ pu}$$

$$\|\vec{E}_2\| = 0.93 \text{ pu}$$

$$\theta_2 = 2.86^\circ (0.05 \text{ rad})$$

Remarque : 'S' désigne le réseau amont (Sending) et 'R' le réseau aval (Receiving).

Questions :

- Etablir (à l'aide de Matlab et des fichiers fournis) et comparer les courbes donnant la puissance maximale transmissible par la ligne (ou le câble). Cette puissance est à exprimer en 'per unit', prenant pour puissance de base la puissance naturelle de la ligne

(ou du câble). Observer les variations en fonction de la longueur de la liaison, en tenant compte des critères suivants :

- Ligne :- chute de tension maximale admissible au nœud R : 5 % ;
 - limite de stabilité à respecter : $\theta_1 \leq 44^\circ$;
 - limite thermique (I_{\max}) de la ligne à respecter.

 - Câble :- chute de tension maximale admissible au nœud R : 5 % ;
 - limite de stabilité à respecter : $\theta_1 \leq 44^\circ$;
 - limite thermique (I_{\max}) du câble à respecter ;
 - puissance à vide du câble ne pouvant dépasser sa limite thermique.
2. Compenser, si nécessaire (et *si possible*), la ligne et le câble (à l'aide de compensations série 'N_x' ou shunt 'N_s' et 'N_r') de manière à faire remonter la valeur du 'cos(ϕ)' :
- au-dessus de « 0,98 », la longueur étant fixée à 80, puis, 130 km, en 150 kV ;
 - au-dessus de « 0,95 », pour les longueurs de 20 et 40 km, en 15 kV.

4.5. Utilisation des fichiers Matlab

Vous disposez des équations décrivant ce système dans deux fichiers 'Matlab' que vous pouvez exécuter après avoir rentré les données suivantes :

- Rl :résistance longitudinale kilométrique [Ω/km] ;
- Xl : impédance longitudinale kilométrique [Ω/km] ;
- Yl : admittance shunt kilométrique [S/km] ;
- U : tension nominale du réseau [V] ;
- SccR : puissance de court-circuit du réseau aval [VA] ;
- SccS : puissance de court-circuit du réseau amont [VA] ;
- Nx : compensation série (0 = pas de compensation) [%] ;
- Ns : compensation shunt amont [%] ;
- Nr : compensation shunt aval [%] ;
- lmin : longueur minimale de la ligne ou du câble = 5 km en 15 kV ;
= 20 km en 150 kV ;
- lmax : longueur maximale de la ligne ou du câble = 50 km en 15 kV ;
= 400 km en 150 kV ;
- pas : pas d'intégration = 5 km pour 15 kV ;
= 20 km pour 150 kV.

Ces données doivent être rentrées dans le fichier « donnees.m ». Le fichier « erdata.a » doit être utilisé lorsque vous fixez la chute de tension à 95 % au jeu de barres 'Er'. Le fichier « t1data.m » sert lorsque vous fixez la limite de stabilité à $\theta_1 = 44^\circ$.

Après résolution des équations, Matlab génère les fichiers de résultats suivants :

- « erdata.m » sort une matrice appelée « resultats_er » ;
- « t1data.m » fournit la matrice « resultats_t1 ».

Chaque ligne de ces matrices correspond à une série de résultats. Les symboles utilisés ont pour signification :

- colonne 1 : **l** = longueur de la ligne ou du câble [km] ;
- colonne 2 : **Ts** = argument de la tension au nœud S [rad] ;
- colonne 3 : **Tr** = argument de la tension au nœud 'R' [rad] ;
- colonne 4 : **Er** ou **T1** = module en 'R' ou argument au nœud 1 [rad] ;
- colonne 5 : **E1** = module de la tension au nœud 1 [pu] ;
- colonne 6 : **Sr** = puiss. apparente injectée dans le réseau aval [pu] ;
- colonne 7 : **Pr** = puiss. active injectée dans le réseau aval [pu] ;
- colonne 8 : **Qr** = puiss. réactive injectée dans le réseau aval [pu] ;
- colonne 9 : **CosPhi** = $\cos(\phi)$ du réseau aval.

Vous pouvez effectuer une prévisualisation rapide des courbes de puissance et du $\cos(\phi)$ en exécutant le programme « affich.m ».

4.6. Exercice résolu

Vous trouverez, ci-dessous, la résolution d'un système analogue à celui décrit précédemment, mis à part le fait que, dans l'exemple résolu, le réseau aval est fortement producteur d'énergie réactive. La résolution du système était, à l'époque, effectuée par 'Mathematica' et non 'Matlab'.

4.6.1. Enoncé

Le but du présent travail est, dans un premier temps, d'estimer la puissance maximale que nous pouvons transmettre à travers une ligne (resp. un câble) à **15 kV** dont la longueur varie entre **5 et 50 km**, sous certaines contraintes. Nous verrons, ensuite, s'il est nécessaire et, surtout, possible de compenser cette ligne (resp. ce câble) dans le but de conserver un 'cos(φ)' supérieur ou égal à « 0,9 » pour une longueur de **20 km**.

Les caractéristiques de la ligne et du câble sont :

	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Y ($\mu\text{S}/\text{km}$)	S (mm^2)	I _{max} (A)
LIGNE	0.352	0.4	3	95	340
CABLE	0.196	0.117	86.39	120	380

Nous travaillons à partir du schéma équivalent suivant (figure 4.18) :

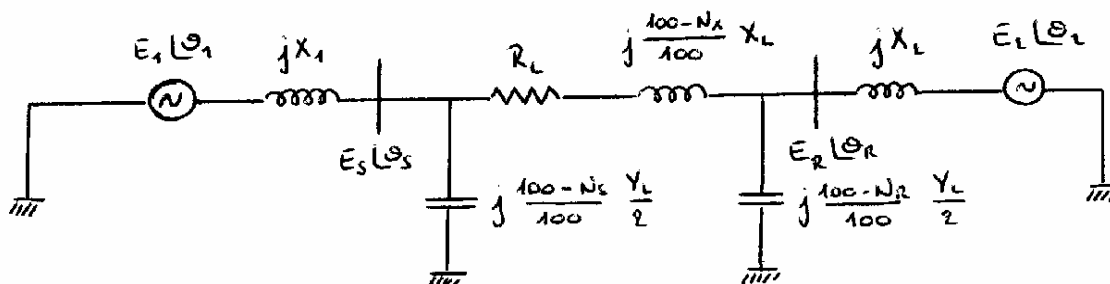


Figure 4.18 : Schéma équivalent avec compensations

En outre, nous disposons des données (contraintes de fonctionnement) supplémentaires suivantes :

- puissances de court-circuit des réseaux amont et aval : 100 MVA ;
- modules de tensions et phases imposées : $E_s = 1$ pu ; $E_2 = 0,97$ pu ; $\theta_2 = 0^\circ$.

4.6.2. Résolution

Dans les pages qui suivent, se trouvent différents graphiques mettant en relation les puissances transitées en fonction de la longueur de la liaison.

A priori, nous pourrions nous étonner d'y trouver des puissances réactives négatives. En réalité, cela est dû au fait que la tension tenue par le réseau aval est supérieure à celle existant à l'extrémité de la ligne (réseau amont). Dans ce cas, le réseau aval est lui-même producteur d'énergie réactive. Il en résulte un transfert de cette puissance allant du réseau aval vers le réseau amont, ce qui est le contraire de ce que nous rencontrons, en général, dans les réseaux (le réseau aval se comporte comme s'il était trop fortement compensé). Nous reviendrons plus en détails sur ce point dans la partie consacrée à l'étude des compensations.

Puissance maximale transmissible par la ligne :

Nous allons ici examiner et commenter les courbes fournies à l'aide de 'Mathematica'. Ces courbes représentent l'expression de la puissance complexe (S) maximale en fonction de la longueur de celle-ci. La puissance est exprimée en pu avec, pour valeur de base, la puissance naturelle de la ligne. Cette puissance vaut, dans le cas présent, « $P_{nat} = 0,6 \text{ MW}$ ».

Ensuite, nous vérifierons que le transfert de ces puissances ne conduit pas à des courants trop élevés en service "normal" (c'est-à-dire en l'absence d'incidents).

Le système pu utilisé est aussi caractérisé par : $U_B = 15000 \text{ V}$.

Critère de chute de tension - $Er = 0,95 \text{ pu}$ -

La courbe obtenue est celle de la figure 4.16 :

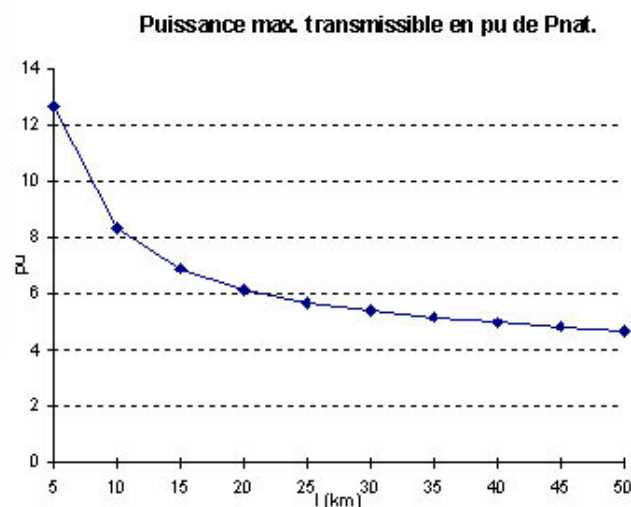


Figure 4.19

Nous observons que la ligne travaille largement au-dessus de sa puissance naturelle (ce qui est le cas général des lignes). De plus, la puissance maximale transmissible à travers cette ligne diminue lorsque sa longueur augmente.

Critère de stabilité - $\theta = 44^\circ$ -

Nous obtenons, pour ce critère, la courbe suivante :

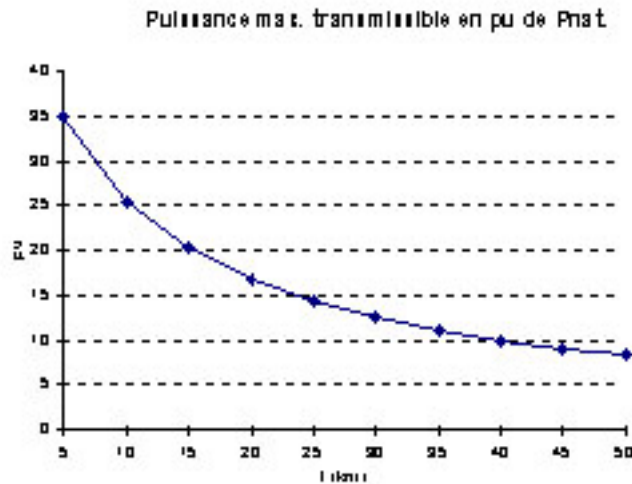


Figure 4.20

A nouveau, il apparaît que la puissance maximale transmissible dans la ligne diminue lorsque la longueur de celle-ci augmente. Cependant, nous remarquons que le critère visant à garantir la stabilité est, de loin, moins restrictif que celui imposant de tenir une tension de 0,95 pu à l'autre extrémité de la ligne. Nous pouvons conclure que nous travaillons, pour cet exemple, avec une très bonne sécurité au niveau de la stabilité.

Vérification du courant - critère : $E_r = 0,95 \text{ pu}$ -

La norme du courant de ligne peut être déterminée de deux manières différentes :

1. via la connaissance des $\{E_1, \theta_1, E_s, \theta_s, X_1\}$, fournis par Mathematica, à partir de la

$$\text{relation } I = \left\| \frac{E_s / \theta_s - E_1 / \theta_1}{X_1 / 90^\circ} \right\| ;$$

2. grâce à la connaissance de ' S_r ', via « $I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$ ».

La détermination de cette valeur, pour différentes longueurs, nous permet de conclure que nous nous situons bien en dessous de la limite thermique de la ligne. Cependant, pour une longueur inférieure à 5 km, nous risquons de la dépasser. Nous ne disposons que d'une faible marge de manœuvre. Ainsi, pour des longueurs inférieures à ~ 10 km, il existe un risque élevé d'endommager la ligne.

Vérification du courant - critère : $\theta = 44^\circ$ -

Le courant est, dans ce cas, déterminé de manière tout à fait analogue à celle du paragraphe précédent, si ce n'est que, pour la première méthode, nous connaissons les paramètres à l'extrémité 'R' (receiving) de la ligne.

Nous obtenons :

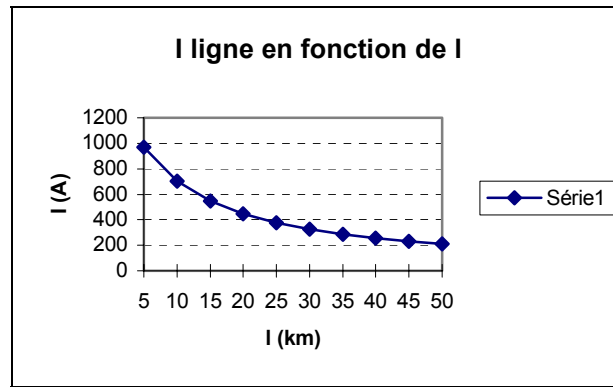


Figure 4.21

La longueur de la ligne devrait être supérieure à ± 27 km afin de conserver le courant de ligne dans des limites thermiquement acceptables.

Synthèse

Reprenons, sur un même graphique, les puissances maximales transmissibles par la ligne :

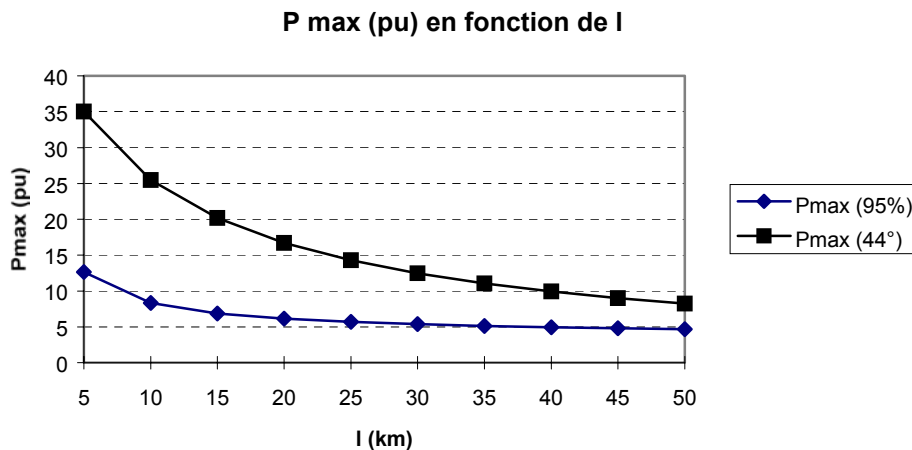


Figure 4.22

La puissance totale transmissible par cette ligne est, évidemment, celle vérifiant le critère le plus restrictif ! Il s'agit donc de celle associée au critère de chute de tension ($E_r = 0,95$). Dans ce cas, le courant qui y transite provoque un échauffement restant toujours inférieur à la limite thermique de la ligne, du moins pour des longueurs supérieures à 5 km.

Pour assurer un service correct aux consommateurs des réseaux B.T. situés en dessous du réseau 15kV, il est nécessaire de limiter la puissance que nous faisons transiter dans les lignes afin de limiter les chutes de tension dans celles-ci. En pratique, nous essaierons de toujours conserver la tension à l'extrémité de la ligne dans l'intervalle $[0,95 ; 1,05]$ pu.

Puissance maximale transmissible par le câble :

Nous allons ici effectuer la même analyse que précédemment, pour le cas du câble.

La puissance naturelle vaut, ici : $P_{nat} = 6 \text{ MW}$. Celle-ci est, de nouveau, choisie comme puissance de base, tandis que ' U_B ' vaut toujours 15000 V. Elle est beaucoup plus élevée que celle de la ligne étant donné que la capacité du câble est beaucoup plus importante et que son inductance est plus faible.

Critère de chute de tension - $Er = 0,95 \text{ pu}$ -

Nous obtenons la courbe de puissance suivante:

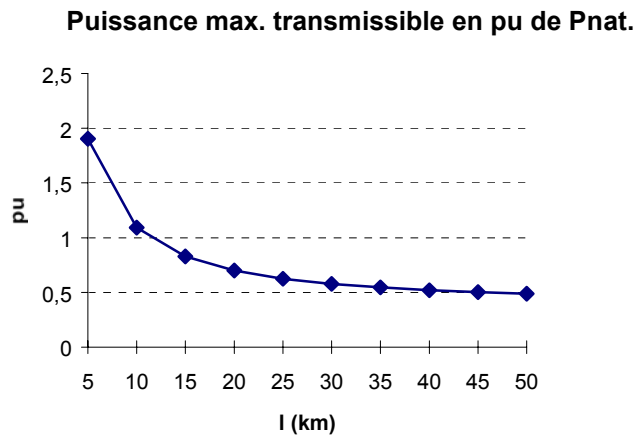


Figure 4.23

Nous observons ici que, au contraire des lignes, le câble aurait plutôt tendance à travailler en dessous de sa puissance naturelle (sauf pour les faibles longueurs) ! A nouveau, la puissance transmissible diminue avec la longueur, surtout au début car c'est à ce moment que l'augmentation des pertes se fait le plus ressentir.

Critère de stabilité - $\theta = 44^\circ$ -

L'application de ce critère dans le cas du câble fournit la courbe de la figure 4.21. Nous observons que la décroissance est plus régulière que lorsqu'il s'agit de tenir la tension.

Puissance max. transmissible en pu de Pnat.

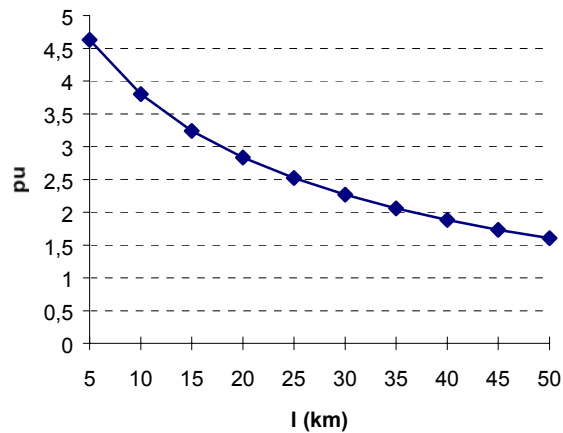


Figure 4.24

Vérification du courant – critère : $E_r = 0,95 pu$ -

Les méthodes de calcul du courant circulant dans la ligne sont analogues à celle des paragraphes précédents.

Nous obtenons :

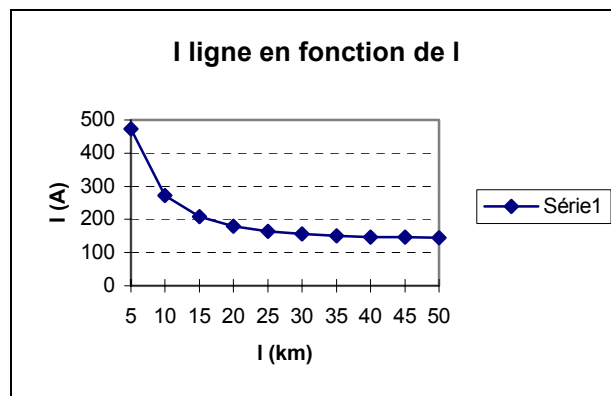


Figure 4.25

La longueur du câble doit donc être supérieure à $\pm 7,5 km$ afin de respecter sa limite thermique.

Vérification du courant - critère : $\theta = 44^\circ$ -

La figure 4.23 représente la valeur du courant de ligne respectant ce critère, en fonction de la longueur du conducteur.

Pour ce niveau de puissance, il faudrait donc un câble très long afin de ramener la valeur du courant dans une gamme admissible. De telles longueurs ne se rencontrent jamais dans des réseaux de distribution à 15 kV.

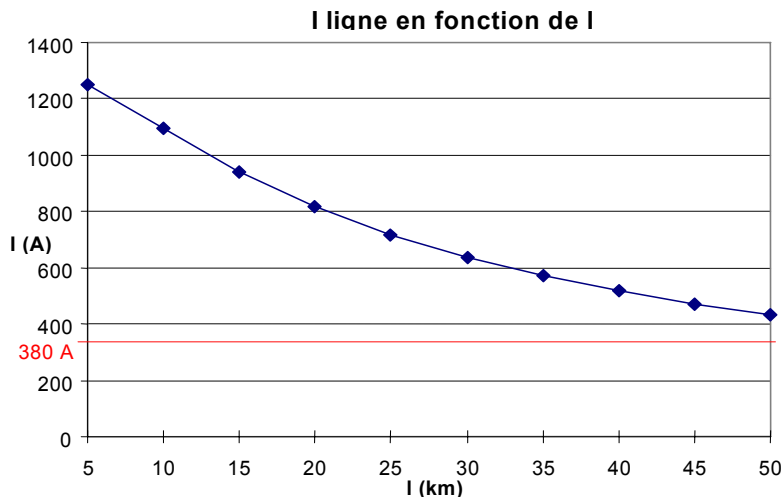


Figure 4.26

Vérification du courant à vide dans le câble

Le courant à vide circulant dans le câble peut se déterminer en imposant une tension réelle valant « 1 pu » à son entrée et en ne le raccordant pas à son autre extrémité.

Grâce à un calcul très simple, nous obtenons les valeurs suivantes (en A) :

Courant à vide en fonction de l

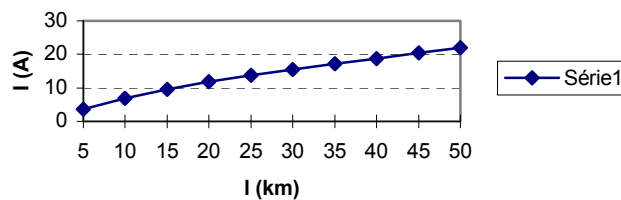


Figure 4.27

Il n'y a donc strictement aucun problème de ce côté.

Néanmoins, nous observons que ce courant a tendance à augmenter rapidement avec la tension. Il faut donc être attentif à cet aspect lors du calcul des câbles.

Synthèse

Comme pour la ligne, c'est la limitation de la chute de tension qui joue le rôle prépondérant et limite la puissance que nous pouvons faire transiter dans le câble. Ceci est illustré sur la figure 4.25.

De plus, il existe, en vertu du critère thermique, une longueur minimale pour le câble qui vaut environ 7 km dans le cas considéré.

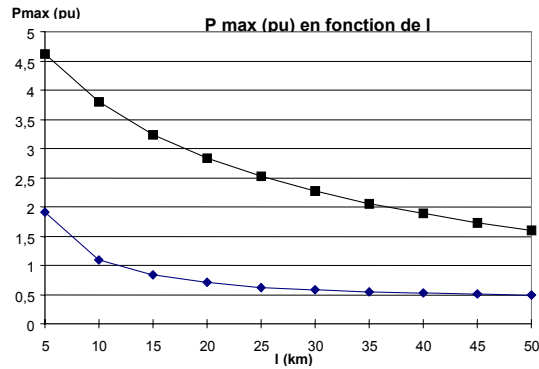


Figure 4.28

Compensations pour l = 20 km :

Nous devons ramener le 'cos(φ)' correspondant à la liaison totale entre les deux f.e.m. au-dessus de « 0,9 » pour une longueur de ligne (de câble) fixée à 20 km. Etant donné que le réseau aval est injecteur de puissance réactive, il va être nécessaire de choisir des facteurs 'N_s', 'N_x' et 'N_r' négatifs, c'est-à-dire d'augmenter, par des bancs de capacités (compensation shunt) ou de selfs (compensation série), la capacité et l'inductance de la ligne (du câble). Cela aura pour effet d'injecter de la puissance réactive dans la ligne vers le réseau aval et, ainsi, de faire remonter le facteur de puissance.

Nous n'envisagerons ce redressement que dans le cadre du critère de chute de tension. En effet c'est ce critère qui, comme nous l'avons vu précédemment, limite la puissance maximale pouvant transiter dans la ligne ou le câble. Il est donc inutile d'examiner les cas issus du critère de stabilité.

Cas de la ligne

Nous ne sommes pas parvenus à faire repasser le facteur de puissance au-dessus de la valeur seuil « 0,9 ».

Cas du câble

Pour ce qui est du câble, nous constatons que 'N_x' a une très grande influence sur le cos(φ) : une légère augmentation de ce paramètre fait vite grimper sa valeur.

Les résultats sont :

N _s	N _x	N _r	cos(φ)
0	-25	0	0,9026

Pour ramener le 'cos(φ)' au-dessus de « 0,9 », il faut donc insérer, en série avec le câble, une inductance valant « 0,00186 Henrys ». Cette valeur vaut environ le quart de

l'inductance du câble de 20 km à 50 Hz. Ceci ne pose aucun problème de réalisation pratique en HT.