

Institut Royal Colonial Belge

SECTION
DES SCIENCES TECHNIQUES

Mémoires. — Collection in-8°.
Tome VII, fasc. 4 et dernier.

Koninklijk Belgisch Koloniaal Instituut

SECTIE
VOOR TECHNISCHE WETENSCHAPPEN

Verhandelingen. — Verzameling
in-8°.— Boek VII, afl. 4 en laatste.

Lignes de transport de Force à très Hautes Tensions au Congo belge

PAR

G. de ROSENBAUM

INGENIEUR I. E. G. ET DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE,
INGÉNIEUR CHEF DE SERVICE PRINCIPAL,
CHEF DU SERVICE DES LIGNES ET DES POSTES H. T.
DE LA SOCIÉTÉ GÉNÉRALE AFRICAINE D'ÉLECTRICITÉ.



Avenue Marnix, 25
BRUXELLES

Marnixlaan, 25
BRUSSEL

—
1953

PRIX : F 100
PRIJS :



INSTITUT ROYAL COLONIAL BELGE

MÉMOIRES

KONINKLIJK BELGISCH KOLONIAAL INSTITUUT

VERHANDELINGEN

TABLE DES MÉMOIRES
CONTENUS DANS LE TOME VII

VERHANDELINGEN BEGREPEN IN BOEK VII

1. Récupération de l'or par sluicing (115 pages, 2 photographies, 3 planches, 9 figures, 9 schémas, 1952) ; par A. PRIGOGINE.
 2. Contribution à l'étude des habitations pour indigènes au Congo belge (194 pages, 41 plans, 10 planches hors-texte, 1952) ; par M. BRUYÈRE.
 3. Rationele Bouw in Belgisch-Kongo (100 blz., 3 grafieken, 9 plannen, 1952) ; door F. DEROEP.
 4. Lignes de transport de force à très hautes tensions au Congo belge (83 pages, 27 figures, 3 planches hors-texte, 1953) ; par G. DE ROSENBAUM.
-



INSTITUT ROYAL COLONIAL BELGE

Section des Sciences Techniques

MÉMOIRES

KONINKLIJK BELGISCH KOLONIAAL INSTITUUT

Sectie voor Technische Wetenschappen

VERHANDELINGEN

In-8° — VII — 1952-1953

Avenue Marnix, 25
BRUXELLES

Marnixlaan, 25
BRUSSEL

1953

IMPRIMERIE J. DUCULOT
S. A.
GEMBLOUX

Lignes de transport
de Force à très Hautes Tensions
au Congo belge

PAR

G. de ROSENBAUM

INGENIEUR I. E. G. ET DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE,
INGÉNIEUR CHEF DE SERVICE PRINCIPAL,
CHEF DU SERVICE DES LIGNES ET DES POSTES H. T.
DE LA SOCIÉTÉ GÉNÉRALE AFRICAINE D'ÉLECTRICITÉ.

Mémoire couronné au concours annuel pour 1951.

Mémoire présenté à la séance du 25 mai 1951.

Lignes de transport de Force à très Hautes Tensions au Congo belge

Lignes de transport de force à très hautes tensions au Congo belge. (1)

Dans la plupart des pays, les sources d'énergie hydro-électrique se trouvent à grande distance de la zone industrielle qui peut les utiliser, d'où la nécessité d'une ligne de transport à très haute tension.

Le Haut-Katanga utilise actuellement des lignes à 50 et 120 kilovolts, tensions convenant pour la distribution de l'énergie électrique, mais non pour le transport, à grande distance, de puissances élevées ; 500.000 kW par exemple, à transporter à 500 km et plus.

La tension standard de 220.000 V, en courant triphasé, est elle-même insuffisante dans ce cas, et on étudie actuellement, dans divers pays, l'utilisation de lignes à 330.000 et 400.000 V.

La Suède notamment a en construction des lignes à 385.000 V de 1.000 km de longueur.

L'étude des lignes, à établir au Congo belge, doit tenir compte des distances énormes que le pays comporte et de l'altitude des contrées traversées, lignes du Bas-Congo au niveau de la mer et lignes du Haut-Katanga à 1.200 m d'altitude.

(1) Le présent travail constitue une condensation du mémoire introduit par l'auteur en réponse à la question du concours annuel 1951 de l'I. R. C. B.

L'original de ce mémoire peut être consulté à la Bibliothèque du Ministère des Colonies à Bruxelles.

Principe d'Économie.

Le Congo belge est un pays en plein développement industriel, exigeant de l'énergie électrique en grande quantité, au plus bas prix. Les éléments intéressants pour l'établissement du prix de revient de l'énergie électrique sont :

- 1^o L'annuité d'intérêt et d'amortissement du capital, $(i + a)$;
- 2^o Les frais d'exploitation et d'entretien (e) ;
- 3^o Les assurances et les frais généraux (as) ;
- 4^o Les charges fiscales éventuelles (f) .

Intérêt et Amortissement du Capital.

Étant donné les risques propres aux affaires coloniales, et comme on ne peut escompter qu'une concession d'assez courte durée, 20 ans par exemple, un taux d'intérêt de 7 % et d'amortissement de 3 %, semble raisonnable. Pour l'exploitation, l'auteur admet 1 %, pour les assurances, 0,5 % et 2,5 % pour les charges fiscales, soit au total :

$$T = i + a + e + as + f = 7 + 3 + 1 + 0,5 + 2,5 = 14 \% \quad (1)$$

Ce taux fixe essentiellement le *prix de revient* de l'énergie produite, c'est-à-dire du kilowattheure.

Difficultés inhérentes
à la construction des lignes électriques au Congo belge.

Ces lignes auront à traverser, presque toujours, des régions sauvages et seront établies fréquemment loin des routes et des chemins de fer. Le premier problème à résoudre est donc de créer des *pistes d'accès* partant de voies de communication existantes et aboutissant à

certain points bien choisis où s'amorcera la ligne électrique ou la construction de la centrale hydro-électrique. Ces pistes seront suffisantes pour le transport du matériel et de la main-d'œuvre.

Le second problème est celui de l'organisation des travaux et de leur exécution. Ces travaux comportant en premier lieu l'établissement de la plate-forme de la ligne et de son passage fréquent à travers la forêt congolaise.

La plate-forme, étant dégagée, sera souvent couverte par un grand nombre de termitières, atteignant jusqu'à 8 m de hauteur et d'un diamètre approximatif à la base de 12 à 15 m. Celles situées dans l'axe de la ligne, ou au voisinage de cet axe, devront être rasées.

L'exécution de ces travaux posera des problèmes de *main-d'œuvre indigène*, en partie dirigée par des blancs. Pour en réduire l'importance, on se servira de machines telles des tracteurs divers, des carterpillars, des bulldozers, et des graders, semblables à ceux utilisés en Malaisie pour la création d'aérodromes américains.

Le sol du Congo belge est argileux ou rocheux. Dans les parties en dépression il y a des marécages. Les transports y sont difficiles en saison des pluies. Aussi les travaux devront-ils être poussés davantage durant la saison sèche.

Pendant cette saison les herbes qui, en saison des pluies ont atteint 2 à 3 m de hauteur, sèchent très vite et s'enflamment sous l'action du soleil. A l'endroit des travaux, on a tout avantage à les brûler directement, ce qui facilite la vue et les travaux topographiques divers. Pendant cette saison aussi, les parties en dépression se dessèchent et on y a plus facilement accès, par des routes moins glissantes et moins boueuses. En saison des pluies, la plate-forme dégagée se couvre rapidement d'herbes, ce qui gêne le travail et peut obliger l'entrepreneur à couper les herbes plus d'une fois par saison.

Tous ces facteurs peuvent majorer le capital engagé

et constituent une raison d'adopter le taux d'annuité de 14 %, établi plus haut, alors qu'en Europe on se contenterait de 11,5 %.

Choix de la tension économique favorable.

Pour une puissance électrique P à transporter à une distance donnée, il existe une tension de ligne donnant le prix minimum du kilowattheure fourni à destination. Souvent le problème se pose de la façon suivante : Soit à la fig. 1, E_1 la tension à la centrale, E_2 celle à l'extrémité



FIG. 1. — Schéma de principe relatif à un transport d'énergie entre les points A. et B.

de la ligne. On admet que cette dernière est fixe en grandeur et direction, E_1 la tension à la centrale, étant constante en grandeur, mais variable en direction. A mesure qu'on augmente l'angle de phase du vecteur E_1 par rapport à celui de E_2 , la puissance fournie en B augmente et le facteur de puissance, $\cos \varphi_2$, croît jusqu'à atteindre l'unité. A ce moment $P_2 = E_2 I_2$ est la *puissance naturelle de la ligne*. Si on dépasse cette valeur, en augmentant encore l'avance de E_1 sur E_2 , on atteint bientôt une *valeur maximum* au-delà de laquelle P_2 diminue.

Il convient que la puissance demandée à la ligne soit inférieure d'une certaine quantité (20 à 25 % par exemple) à celle maximum, de façon à obtenir une marge de sécurité satisfaisante au point de vue stabilité de fonctionnement. On peut, pour augmenter la puissance transportable, accroître E_1 et E_2 .

Système de transport de force à très haute tension.

Un système simple est représenté par la fig. 2 et le tableau suivant :

- A1 Turbo-alternateur de la centrale hydro-électrique (10.000 V) ;
- T₁ Transformateur-élevateur de la tension (de 10.000 à 400.000 V) ;
- D Disjoncteurs ;
- d Ligne de transport proprement dite ;
- p_a Parafoudres ;
- T₂ Transformateur-abaisseur de la tension ;
- C Condensateurs ou groupes synchrones ;
- X Tension nominale du transport en ligne ;
- Y Tension nominale à l'arrivée, transformée pour la distribution.

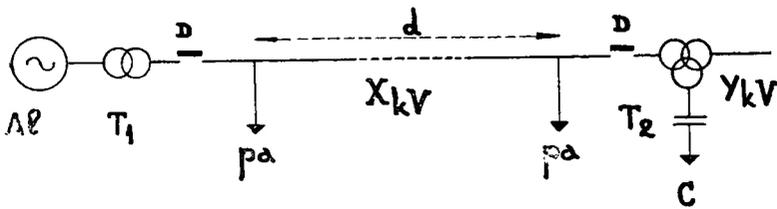


FIG. 2. — Schéma d'un système de transmission d'énergie à T. H. T. indiquant les parties essentielles composant une telle transmission.

Les lignes à 220.000 V, type standard, comportent par exemple 3 conducteurs 1, 2, 3 (fig. 3), suspendus à des chaînes d'isolateurs et disposés dans un plan horizontal, un ou deux conducteurs de garde, 4 et 5, reliés à la terre, comme protection contre la foudre et de bonnes prises de terre *t* à chaque poteau (fig. 3).

Pour les lignes à très haute tension, désignées ci-après par lignes T. H. T., et allant par exemple jusque 400 kV, on fait souvent usage de conducteurs dédoublés pour chaque phase (*conducteurs jumelés*) (fig. 4) et d'écrans

attachés aux pièces d'attache des conducteurs aux chaînes. Celles-ci comportent un grand nombre d'éléments et sont naturellement plus longues.

En outre les poteaux, espacés de 350 m par ex., sont réunis parfois par deux conducteurs (9 et 10), enfouis dans le sol et qui améliorent la prise de terre. Ces conducteurs prennent le nom de « *contrepois* ».

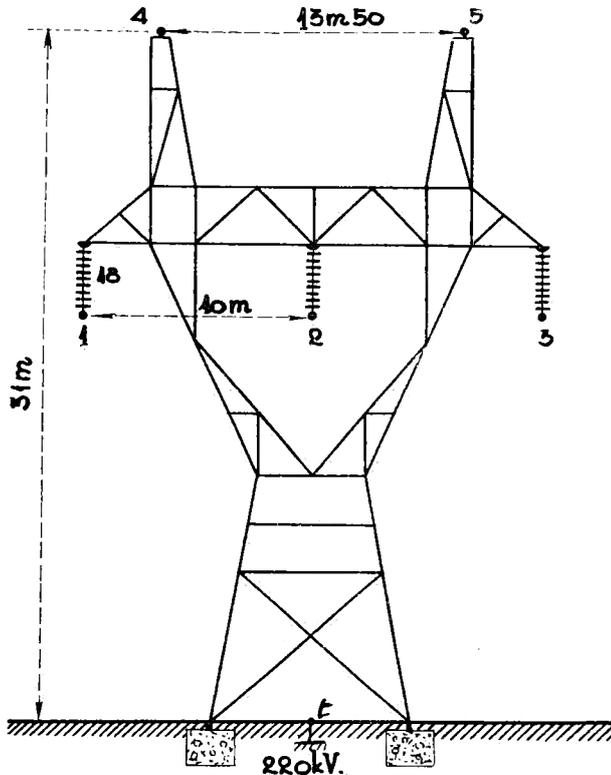


FIG. 3. — Pylône d'alignement d'une ligne de transmission à 220 kV de la Commonwealth Edison.

La fig. 4 représente l'ensemble, plus complexe, d'une ligne triphasée à conducteurs jumelés, avec 2 conducteurs de garde et 2 conducteurs de contrepois. Le point neutre des lignes à T. H. T. est toujours connecté au sol.

Coût des divers éléments de la Figure 2.

Centrales.

Les centrales hydro-électriques installées au Congo belge coûtent très cher. Leur prix dépend toutefois de la puissance des unités installées et des difficultés propres à la chute d'eau mise en valeur. On peut estimer le coût d'un kVA, installé et disponible, à environ 10.000 F pour une centrale de 100.000 kVA et à 20.000 francs par kVA pour une centrale de moindre puissance ou plus difficile à capter. L'auteur se base sur la limite supérieure c.-à-d. prend pour coût du kVA installé à la centrale 20.000 FB.

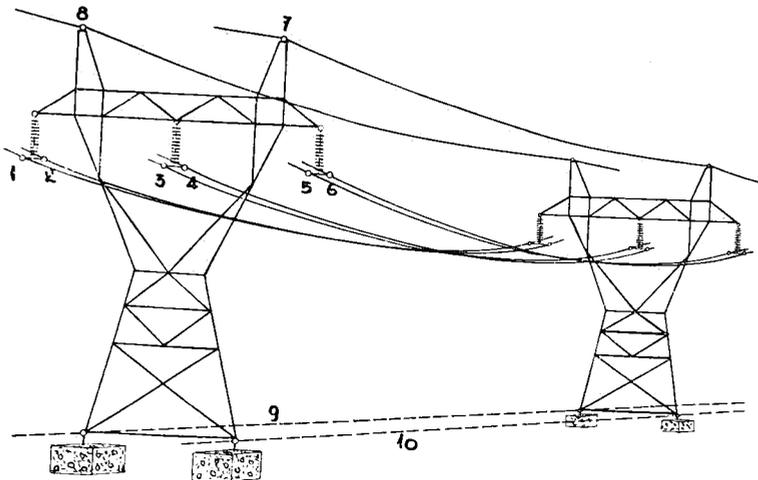


FIG. 4. — Aspect général d'une ligne de transmission à T. H. T.

Pour les autres éléments, il utilise les données publiées par M. CRARY (G. E. Co) et sur les publications du TIDD, ces prix américains de 1945 étant relevés de 40 % pour transport, emballage, assurances, douane et de 20 % supplémentaires pour l'accroissement de valeur des marchandises de 1945 à 1950.

Le tableau III donne les prix de quelques éléments à 400 kV en FB.

Transfos : 400 kV : 730 FB. par kVA. unités de 15.000 à 25.000 kVA.

Parafoudres : 3.850.000 FB. par appareil.

Disjoncteurs : 40.000.000 FB. par appareil.

Lignes 1.600.000 FB. par km à 3 conducteurs simples.

» 2.000.000 » à 3 » jumelés.

La connaissance des prix des éléments de ligne permet de faire l'étude des divers types de lignes à installer éventuellement au Congo. L'auteur établit à ce sujet 3 tableaux, respectivement pour les distances de 200, 500 et 1.000 km et pour les tensions de 220, 400 et 450 kV. Nous reproduirons ci-après le tableau III pour 500 km.

Les tableaux du mémoire permettent les conclusions suivantes : Une ligne double à 220 kV peut transporter 285 MW à 200 km de distance ⁽¹⁾ ;

Pour 500 km, une ligne double à 220 kV permet de transporter 250 MW dans des conditions satisfaisantes ;

Sous 400 kV une ligne simple peut transporter 500 MW à plus de 500 km de distance (au besoin jusque 1000 km).

Les puissances transmises ci-dessus sont déjà élevées. Cependant l'auteur étudie encore le cas de lignes à 400 kV avec compensation ;

La tension de 450 kV apparaît comme moins économique que la tension de 400 kV.

**Calcul de l'énergie perdue par effet Joule,
et de la section économique des conducteurs.**

Le transport de l'énergie électrique s'accompagne de certaines pertes d'énergie dont la principale est celle par effet Joule : $R I^2$. La résistance étant inversement

⁽¹⁾ MW = mégawatt, soit 1000 kilowatts.

TABLEAU III POUR LIGNES DE 500 KM DE LONGUEUR

Tension en kV. Puissance max. par circuit MW	220			400			
	129			499			
Puissance à transporter P MW.	100	250	500	100	250	500	1.000
Nombre de circuits nécessaires	1	2	4	1	1	1	2
Puissance alter- nateur MVA (1,1 P)	110	275	550	110	275	550	1.100
Coût central en milliards de FB.	2,2	5,5	11	2,2	5,5	11	22
a) Coût transfor- mateurs en millions de FB. (2,1 P) MVA.	78,5	196,5	392	153	383	765	1.530
b) Disjoncteurs et parafoudres en millions de FB.	22	44	168	88	88	88	176
c) Lignes de transmission en millions de FB.	417	834	1.668	795	795	795	1.590
d) Compensation à l'arrivée en millions de FB. (0,86 P) MVAr	60	150	300	60	150	300	600
Coût installation pour le trans- port a + b + c + d en mil- lions de FB.	577,5	1.224,5	2.528	1.096	1.416	1.948	3.896
Coût pour 1 kVA utile $\frac{(a+b+c+d)}{1.000 P}$	5.775	4.960	4.900	10.960	5.660	2.900	3.900
Coût le plus éco- mique		4.960	4.900			3.900	3.900
Coût production et transport par kVA utile	26.900					25.900	25.900

proportionnelle à la section S , on peut, pour une valeur donnée du courant, poser $R I^2 = K''/S$, qui peut aussi exprimer le prix de cette énergie. Il faut en outre payer l'annuité correspondant au capital immobilisé dans la ligne et principalement dans les conducteurs du courant. Le poids de ceux-ci étant proportionnel à la section du conducteur, cette partie de la dépense peut être représentée par $K' S$. La loi de Kelvin dit que la charge totale du capital :

$$Y = K' S + \frac{K''}{S} \quad (2)$$

est minimum, quand les 2 termes du second membre de la relation (2) sont égaux, c'est-à-dire quand :

$$S = \sqrt{\frac{K''}{K'}} \quad (3)$$

La formule (3) permet de calculer la section économique du conducteur.

L'effet Joule $R I^2 = \frac{l\rho}{S} \cdot I^2$ en watts par conducteur.

Le coût de l'énergie, perdue par effet Joule dans la ligne, est :

$$3 R I^2 \times 8760 \text{ A} = \frac{3 l \rho}{S} \cdot \frac{I^2}{1000} \times 8760 \text{ A} = \frac{K''}{S} \\ \text{d'où : } K'' = 3 l \rho I^2 \times 8,76 \text{ A.} \quad (4)$$

Le coût annuel du capital relatif aux conducteurs est $3 l \cdot S \delta \times B \cdot \frac{a}{100} = K' S$. d'où $K' = 3 l \delta \times B \cdot \frac{a}{100}$.

de sorte que : $S = \sqrt{\frac{K''}{K'}} = 29,5 \cdot I \sqrt{\frac{\rho}{\delta} \cdot \frac{A}{B \cdot a}}$ (5)

Dans ces formules, ρ est la résistance d'un conducteur de 1 m de longueur et de 1 mm² de section droite, δ est

le poids de ce même conducteur, A le coût du kilowatt-heure perdu, B le coût d'un kg de matière du conducteur, a est le taux à l'année pour le capital, en %.

$$\text{On a aussi : } R I = 33,7 \sqrt{\rho \delta} \times \sqrt{\frac{B a}{A}}. \quad (6)$$

Dans la formule (6), R est la résistance en *ohms* d'un kilomètre de conducteur.

La formule (5) suppose donc connue la valeur I du courant. Or I est variable pour une longue ligne, d'un point à l'autre de celle-ci. D'autre part, au cours de l'exploitation, la charge varie avec le temps. Il faut donc faire à ce sujet des hypothèses, ce qui rend aléatoire la valeur de la section calculée.

On peut utiliser pour les lignes à T. H. T. le cuivre sous la forme de câbles creux (fig. 5 et 6) ou de câbles en acier entouré de plusieurs couches de fils d'aluminium (fig. 7).

Le choix est libre, on s'en tiendra cependant de préférence à des types standardisés, de gros diamètres.

Les fig. 5 à 7 montrent quelques types de conducteurs creux dont il est souvent fait usage pour réduire les pertes Corona.

Le type Anaconda (fig. 5) se compose de deux couches superposées de fils de cuivre enroulés autour d'une âme en T, tordue en hélice. Le type H. H. (fig. 6) est un conducteur en cuivre dont les éléments, de section transversale en segments, sont mortaisés l'un dans l'autre, de façon à former un cylindre creux se supportant lui-même. Ces deux types de conducteurs s'établissent suivant des normes américaines.

Les conducteurs H. H. de 4 à 5 cm de diamètre ont été essayés à Tidd Test Project.

Le type R (fig. 7) est un des conducteurs essayés à Chevilly. Il comporte intérieurement 7 brins formés

chacun de 7 fils d'acier toronnés et extérieurement une double couche de fils d'aluminium, dont celle intérieure, à éléments de section trapézoïdale, donne de la raideur au câble creux.

L'auteur compare l'une et l'autre de ces dispositions et arrive à la conclusion qu'on aurait avantage à utiliser l'aluminium-acier si le prix de ces conducteurs était inférieur à 1,31 fois celui des conducteurs en cuivre.

Il ajoute toutefois qu'à cette considération de prix il y a lieu d'ajouter qu'au point de vue de l'économie nationale, ni la Belgique, ni le Congo belge ne sont producteurs d'aluminium. Par contre, le Congo belge produit du cuivre brut, usiné en Belgique. Par conséquent, les câbles en cuivre peuvent être considérés comme un produit national, alors que ceux en aluminium-acier, seront un produit étranger, qui devra être importé chez nous (1).

Pour déterminer la section S des conducteurs, il devrait encore être tenu compte des pertes par effet Couronne (Corona). L'auteur montre, par une discussion assez longue, la difficulté que ceci présente.

Développement progressif.

L'installation projetée devra se développer de façon progressive, à mesure que se forme sa clientèle.

Dans un premier stade du développement, on installera sur les supports définitifs deux lignes triphasées marchant en parallèle à 220 kV et capables de transporter chacune 125 MW. C'est le stade I, 2×220 kV. Quand la charge de l'installation sera sur le point de dépasser

(1) Les feux de brousse de la saison sèche du Congo belge; accidentellement sous les conducteurs de la ligne, la corrosion des conducteurs en Al-Ac dans les conditions climatiques du Congo belge ainsi que la tenue des jonctions et des points d'arrêt des conducteurs en Al-Ac, dans le temps, sont autant de raisons supplémentaires de préférer les conducteurs de cuivre aux conducteurs en Al-Ac, pour les lignes de transmission à construire au Congo belge.

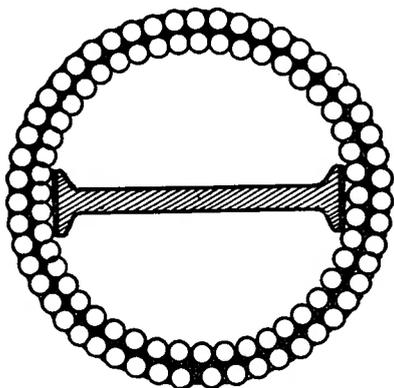
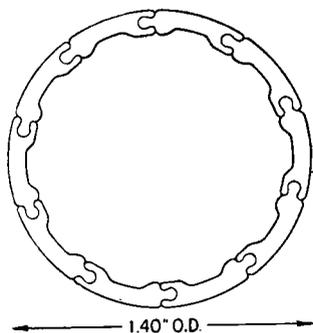
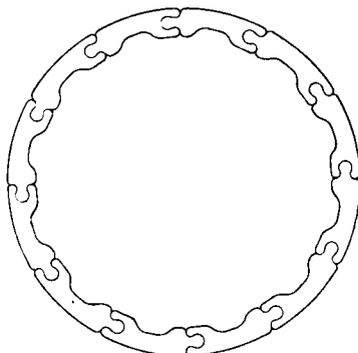


FIG. 5.

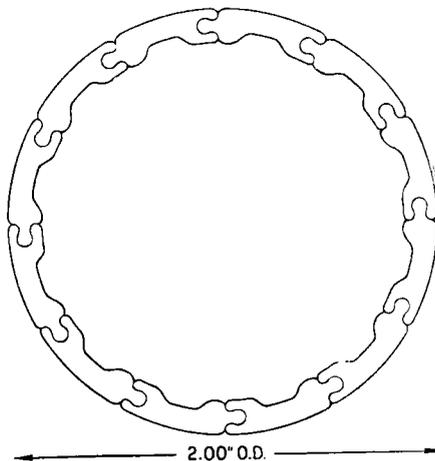
Câble de cuivre creux du type Anaconda.



1.40" O.D.



1.65" O.D.



2.00" O.D.

FIG. 6. — Aspect d'un conducteur en cuivre creux, type américain HH.

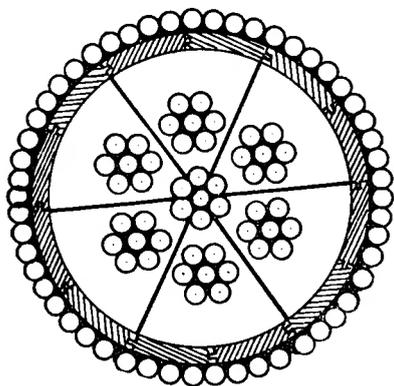


FIG. 7.

Câble de Al-Ac du type R de Chevilly.

200 MW, par exemple, on transformera la ligne en la mettant à 400 kV, avec conducteurs jumelés. C'est le stade II, 400 kV.

La transformation amènera nécessairement une interruption du service de la 1^{re} ligne. Il faut donc supposer que les centrales existantes et des lignes d'interconnexion pourraient fournir tout ou partie de la charge pendant la transformation ou l'entretien de la ligne.

L'auteur envisage encore un troisième stade qu'il appelle « poussé » et pour lequel une compensation série permettrait le transport d'une puissance accrue.

Les deux stades existent pour le type de ligne du Bas-Congo et celui du Haut-Katanga, nous rencontrerons donc les divers cas ci-après :

$$B-C_1, B-C_{11} \text{ et } K_1, K_{11}.$$

Prix divers du kWh transporté.

Désignons par a le montant du capital immobilisé par 1,1 kVA disponible à la centrale, par b celui par kVA disponible pour le transport, par c le nombre de kWh fournis annuellement par kW au réseau en B, fig. 1, le prix de revient p du kWh s'établit par :

$$\frac{(a + b) 0,14}{c} = p \quad (7)$$

— Le facteur c est au maximum 8.760. Cette valeur correspond à un fonctionnement continu de la centrale toute l'année.

— Le tableau ci-après donne les prix du kWh résultant de la formule (7) dans diverses conditions. ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Voir tableau III de la page 11.

	Tension kV	a par kW centrale	b par kW ligne (1)	a + b	Annuité 0,14	c	Prix du kWh
1 ^{er} Stade	220	22.000	4.900	26.900	3.766	8.000	47,07 cm
2 ^{me} »	400	22.000	3.770	25.770	4.608	8.000	45,9 »
3 ^{me} » (poussé)	400	22.000	3.370	25.370	3.552	8.000	44,4 »

On ne peut atteindre un prix plus bas que si « a » ou « a + b » diminue ou si « c » augmente.

Coût des kWh perdus en ligne.

Nous avons vu qu'un nombre assez élevé de kWh est perdu par effet Joule. Si ces kWh ne devaient pas être produits (Résistance nulle de la ligne) l'économie qui en résulterait pour la centrale serait très faible.

Se basant sur ce fait, on admet parfois comme prix de revient des kWh perdus en ligne, le tiers du prix du kWh vendu.

Conclusion de l'étude économique.

Cette étude montre que le transport à 400 kV convient pour de très grandes puissances et de grandes distances, mettons 1.000 Mégawatts à 1000 km. Elle permet aussi de voir à partir de quelle limite le transport à 220.000 V cesse d'être plus économique que celui à 400.000 V. Le coût du kWh se fixe entre 40 et 50 cms. (2)

(1) 3770 est la valeur de b en faisant le transport avec une ligne dont les phases sont constituées par les conducteurs jumelés ; 3370 est la valeur de b si on adopte la compensation série. Dans les 2 cas les kWh transportés sont accrus et il en est tenu compte.

(2) Si le coût de kVA de la centrale hydro-électrique est de 10.000 F au lieu de 20.000 F et les charges annuelles du capital de 11,5% au lieu de 14%, ce coût tombe à 25 c environ.

Phénomènes propres aux lignes à T. H. T.

Parmi ces phénomènes, il faut citer l'effet Couronne (ou Corona) et ensuite les perturbations radiophoniques.

Corona.

Quand on augmente progressivement la tension entre un conducteur et la terre, on perçoit, à un moment donné, un bruissement nettement accusé. Des conducteurs de faible diamètre s'entourent, à partir de ce moment, d'une lueur blanche, des aigrettes lumineuses se signalent, surtout à toutes les pointes ou aspérités du conducteur.

Le phénomène est dû à une concentration trop forte du champ électrostatique à la surface du conducteur. Une chute de potentiel ⁽¹⁾ de 30.000 Volts par cm amorce le phénomène, qui s'accompagne d'une perte de puissance P et par conséquent d'une perte d'énergie. On accepte souvent les formules de PETERSON :

E_0 est la tension critique ⁽²⁾ qui amorce le phénomène.

On a :

$$E_0 = 123,4 \times \delta^{2/3} \times r.m \left(\log_{10} \frac{S}{r} + 0,068 \right) \quad (8)$$

ce pour un conducteur câblé, ayant 6 fils à la surface.

La perte de puissance est : ⁽³⁾

$$P = \frac{21 \cdot f \cdot E^2}{\left(\log_{10} \frac{S}{r} \right)^2} \times 10^{-6} \cdot F. \quad (9)$$

La perte est exprimée en kW par kilomètre de ligne, δ est la densité de l'air

⁽¹⁾ Gradient de potentiel plus exactement.

⁽²⁾ en kVeff. et entre phase et le neutre.

⁽³⁾ E est la tension nominale de la ligne en kVeff et entre phase et le neutre ; f est la fréquence du C. A.

E/E_0	F
0,6	0,012
1	0,035
1,4	0,3
1,5	2,3
1,8	5
2	7
2,4	9,5
3	13
4	17
6	22
8	25,5
10	27
19	30
30	30
50	30

$$\delta = \frac{b}{75} \cdot \frac{273 + 25}{273 + t} = \frac{3.927 b}{273 + t} \quad (10)$$

où b est la pression barométrique en centimètres de mercure et t la température en degrés centigrades.

Pour $b = 75$ cm et $t = 25^\circ$, $\delta = 1$, r est le rayon du conducteur en pouces, m un facteur de rugosité que l'on prend souvent égal à 0,9, s est la distance entre conducteurs, mesurée en pouces.

Pour une ligne triphasée on prend :

$$s = \sqrt[3]{s_{1_2} \cdot s_{2_3} \cdot s_{3_1}} \quad (11)$$

F est une fonction prise au tableau ci-contre.

Des essais de contrôle des formules de PETERSON ont été faits. Le mémoire expose longuement le mécanisme de l'effet Couronne et analyse les pertes qu'il occasionne.

Par beau temps ces pertes sont assez faibles, de l'ordre de 0,5 à 1 kW par km de ligne triphasée à 400 kV ; par mauvais temps, fortes pluies, elles augmentent considérablement. Les résultats de Chevilly indiquent des pertes de l'ordre de 80 kW par km de ligne triphasée à 400 kV soumise à des pluies torrentielles. En examinant les conditions du Congo belge, l'auteur établit une moyenne approximative annuelle de 5 kW par km de ligne triphasée à 400 kV. Pour une ligne de 500 km les pertes Corona, moyenne annuelle, sont donc de l'ordre de 2500 kW et par très mauvais temps elles atteignent des valeurs de l'ordre de 37.000 kW. (1)

Mais il faut remarquer que pour ces lignes à T. H. T. la puissance normale transportée est de 500.000 kW. Il ne s'agit donc que d'une surcharge de 8 % que l'exploitation peut supporter. La quantité d'énergie perdue qui correspond à ces pertes est également admissible.

(1) La durée de ces pertes élevées est très courte.

Conditions Climatiques du Congo belge.

Dans la très grande majorité des cas des lignes à établir au Congo belge on ne doit envisager que des températures au-dessus de 0°. Il n'y a donc pas à considérer l'éventualité de neige ou de verglas.

Les conditions atmosphériques rencontrées seront le beau temps fixe pendant toute la durée de la saison sèche et des pluies torrentielles pendant une partie de la saison des pluies.

Les diverses régions du Congo se tiennent entre les limites.

Bas-Congo : 3 mois de saison sèche et 9 mois de saison des pluies.

Haut-Katanga : 6 mois de chaque saison.

Les pertes Corona, dépendant de la densité de l'atmosphère et par conséquent de la température, varient assez fort entre le jour et la nuit. PETERSON estime que δ doit être prise au voisinage du câble sous courant et que, de préférence, c'est la température du câble même qu'il convient de prendre sous le calcul de δ . L'auteur a déterminé par des essais que, pour une température de 25° à l'ombre, le cuivre du conducteur exposé au soleil monte à 40° et que le passage d'un courant de 250 A augmente encore de 10° sa température (section du conducteur 95 mm²).

C'est sur les températures ainsi déterminées qu'on comptera pour calculer la résistance ohmique de la ligne et l'effet Joule. (1)

Perturbations radiophoniques.

Le courant de la puissance transmise produit une action électromagnétique d'induction, sur toute ligne

(1) Voir page 57.

voisine, la tension d'autre part produit un champ électrostatique d'induction.

Pour une ligne triphasée équilibrée, il n'y a pas de courant de terre. Seules une mauvaise coupure ou l'action de la foudre peuvent provoquer un déséquilibre auquel les relais du système de protection doivent porter remède.

Si on craint cependant ces actions, on étudiera une modification du tracé ou on utilisera des conducteurs écrans.

Les lignes à T. H. T. occasionnent, par les aigrettes qu'elles comportent, des ondes parasites rayonnant dans l'espace à partir de ces points d'émission.

Le champ perturbateur s'affaiblit rapidement en s'éloignant normalement de la ligne. Sous pluie les aigrettes sont plus fortes.

L'altitude a également une influence sur le champ perturbateur, qui diminue quand l'altitude augmente, ceci étant probablement dû à ce qu'aux grandes altitudes l'air est plus pur, moins pollué. L'emploi de conducteurs jumelés réduit les perturbations radiophoniques.

Conclusion.

Au Congo belge, les lignes traverseront des régions sauvages peu habitées. A partir de 60 m de distance de l'axe de la ligne, les perturbations sont faibles. Les manifestations de l'effet Couronne et les perturbations radiophoniques ne sont pas de nature à troubler sensiblement l'exploitation au Congo belge des lignes à T. H. T.

Particularités constructives des lignes à T. H. T.

On a vu que pour transporter de grandes puissances, 600 MW par exemple, à une distance de 500 km, il faut abandonner le 220 kV classique et adopter une tension plus élevée, 320 ou 400 kV.

La fig. 3 montre un schéma de support d'une ligne à 3 conducteurs disposés en nappe horizontale et alimentés sous 220 kV. Celle 8 est relative à une ligne existante alimentée sous 285 kV, tandis que celle 9 est un projet de ligne à 400 kV, établie à 3 conducteurs creux cylindriques (non jumelés).

Ces figures montrent dans quel rapport les dimensions des supports normaux en alignement augmentent avec la tension (portée 350 m). Il en est de même pour l'écartement des conducteurs entre eux et par rapport à la masse des pylônes. En outre, comme il a été dit précédemment, on fera parfois usage, pour les lignes à T. H. T. de conducteurs jumelés (fig. 4).

Conducteurs jumelés.

L'écartement à adopter pour les deux conducteurs jumelés dépend des facteurs ci-après :

- 1° Action du vent ;
- 2° Action électrostatique tendant à écarter les conducteurs l'un de l'autre ;
- 3° Action électromagnétique tendant à les rapprocher ;
- 4° Action du givre et du verglas ;
- 5° Valeurs des constantes linéiques, variables avec l'espacement ;
- 6° Valeurs des pertes Corona, variables avec l'écartement.

En divisant la section nécessaire par phase entre deux conducteurs, on réduit la réactance de la ligne $L\omega$, car la ligne de force moyenne du champ est allongée (fig. 10). Cependant, cette réduction est surtout efficace pour des distances assez faibles. Il ne faut donc pas trop écarter les conducteurs l'un de l'autre. On peut obtenir pour $D = 40$ cm une réduction de 20 à 25 % de $L\omega$. Cet écartement a été adopté en France. En Suède, on a pris 45 cm. Les techniciens français ont porté leur attention principa-

lement sur les pertes Corona. Ils ont trouvé que ces pertes passent par un minimum pour $D = 40$ cm et augmentent rapidement pour des valeurs supérieures. Pour $D = 80$ cm, les pertes Corona sont quatre fois plus fortes que pour $D = 40$ cm.

La division entre 2 conducteurs de la section néces-

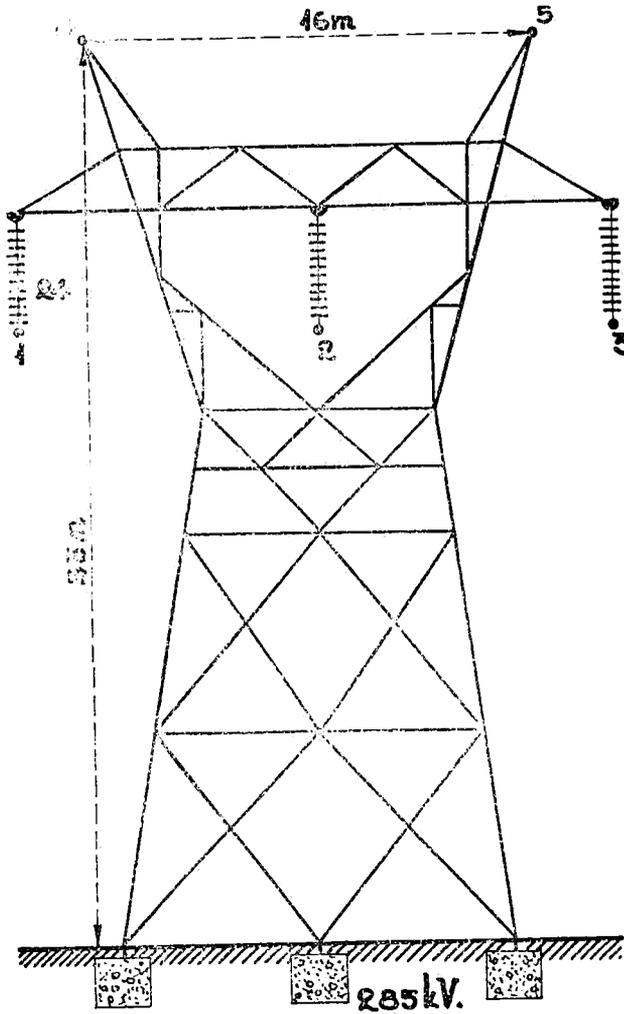


FIG. 8. — Pylône d'alignement de la ligne américaine de Boulder Dam.

saire réduit la concentration du champ électrostatique, le champ est mieux étalé, d'où réduction des pertes Corona. Mais une grande valeur de D a une tendance à augmenter ces pertes. Pour le moment, il n'y a pas de formule bien établie fixant la valeur de D .

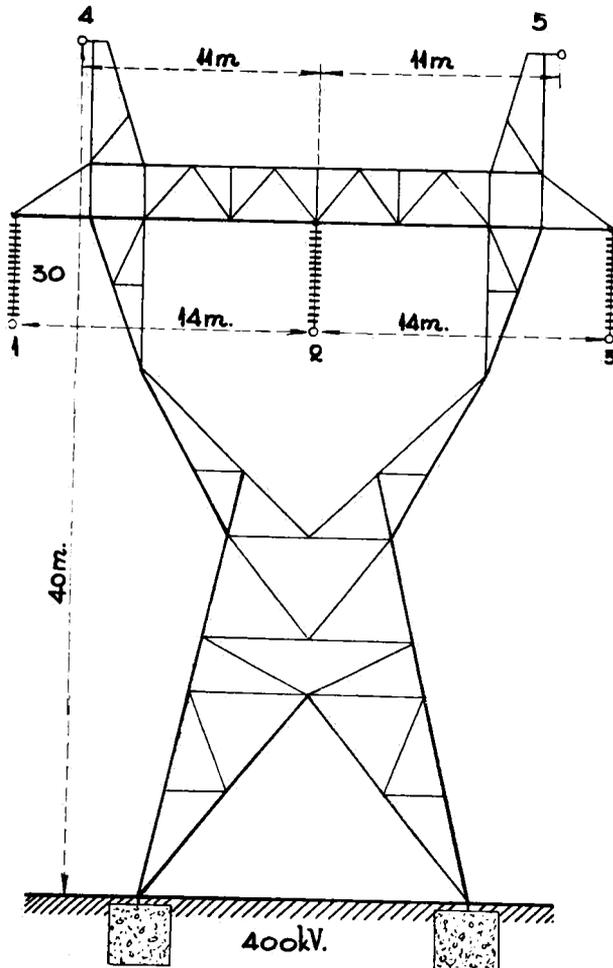


Fig. 9. — Pylône d'un projet de ligne à 400 kV.

On discute d'autre part aussi les mérites de la disposition des 2 conducteurs dans un plan horizontal ou dans

un plan vertical. Au point de vue électrique les 2 dispositions se valent, mais pas au point de vue mécanique.

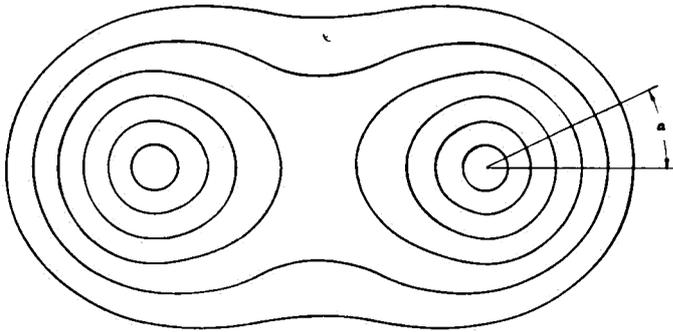


FIG. 10. — Aspect du champ magnétique créé par une phase constituée par deux conducteurs jumelés.

a) DISPOSITION HORIZONTALE.

C'est la disposition adoptée à Chevilly et en Suède. Le vent pousse les conducteurs et par un effet de sillage, ceux-ci ont une tendance à se toucher.

Lors d'un court-circuit les courants, très forts à ce moment, provoquent le même danger. Il peut s'ensuivre un collage. Pour empêcher que les conducteurs se touchent, on prévoit des entretoises d'espacement en pleine portée.

Pour une portée de 500 m, 2 entretoises ont été trouvées nécessaires. En Suède, on place une entretoise tous les 130 m.

b) DISPOSITION VERTICALE.

Les deux conducteurs peuvent aussi être placés l'un au-dessus de l'autre. Cette disposition est sujette au coup de fouet par lequel un conducteur, brusquement libéré de sa charge de neige ou de verglas, saute en l'air et s'enroule parfois autour d'un conducteur voisin. Au

Congo belge, le givre, la neige et le verglas n'existent pas normalement. La disposition verticale pourrait donc être adoptée à condition qu'elle ne soit pas plus coûteuse.

L'auteur a souvent réalisé au Congo belge des lignes B. T. avec les conducteurs de phases, disposés en nappe horizontale ou en nappe verticale. En nappe verticale, les conducteurs pouvaient être très rapprochés sans qu'il y ait collage. En nappe horizontale, l'effet de sillage a lieu et pour que les conducteurs ne se touchent pas, sous l'effet du vent, on devait les écarter davantage.

En sorte que la disposition verticale semble préférable. Si la disposition horizontale est utilisée, on devra utiliser des entretoises plus nombreuses, comme l'ont fait les Suédois.

L'auteur examine ensuite l'influence de l'espacement sur les constantes linéiques, principalement la capacité. Celle-ci augmente avec l'accroissement de D . Les pertes Corona restent acceptables, de même que les perturbations radiophoniques.

Isolement de la ligne.

L'isolement des conducteurs est réalisé en suspendant ceux-ci à des chaînes d'isolateurs en porcelaine (fig. 11). Pour déterminer le nombre d'éléments de la chaîne, on peut extrapoler les nombres d'éléments des lignes existantes ou faire l'étude directe de l'isolement. Les deux méthodes peuvent se vérifier mutuellement. La figure 11 compte 30 éléments, celle 12 est une chaîne double d'ancrage.

a) DÉTERMINATION DU NOMBRE D'ISOLATEURS D'UNE CHAÎNE DE SUSPENSION A PARTIR DES LIGNES EXISTANTES.

Les standards américains permettent de dresser le tableau ci-après, basé sur des isolateurs O. B. de 10", 5, 3/4".

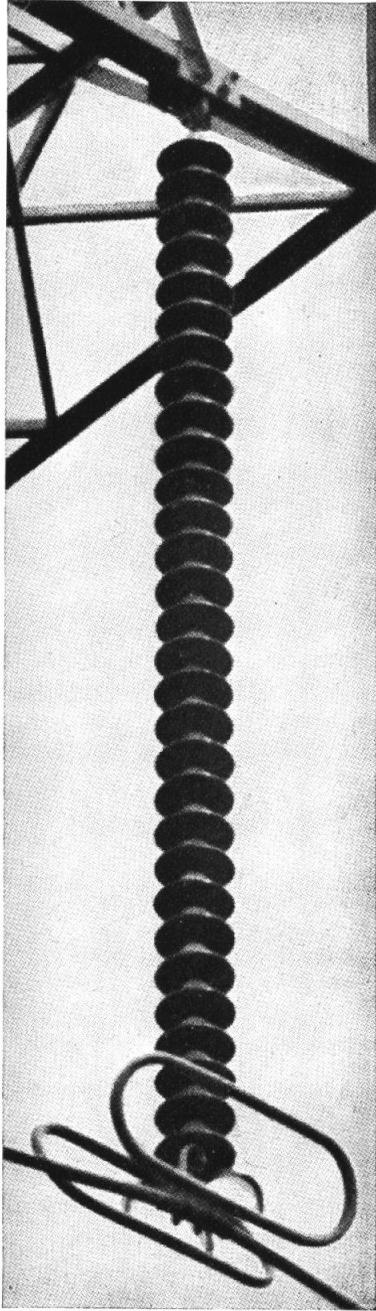


FIG. 11. — Chaîne de suspension d'une phase de ligne à T. H. T. avec le cadre spécial prévu au Tidd pour modifier la répartition du potentiel le long de la chaîne d'isolateurs.

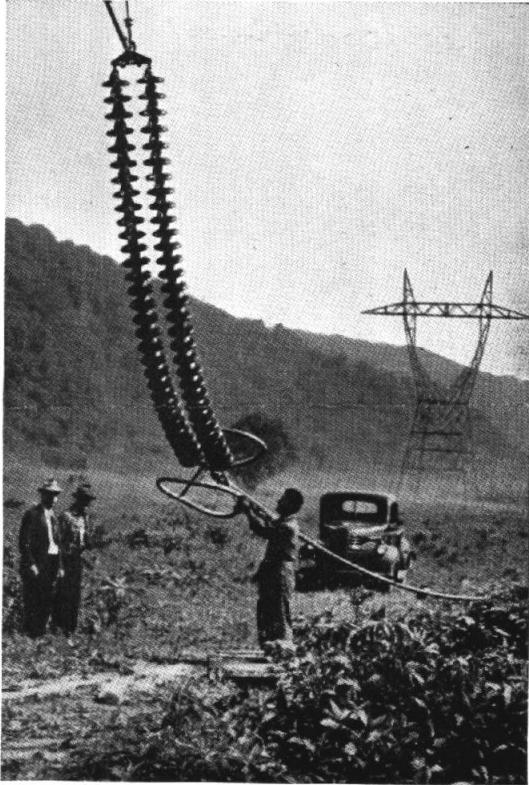


FIG. 12. — Chaîne double du Tidd servant d'ancrage ou de fixation de phase contre un pylône d'arrêt.

Classe de la ligne kV	Minima	Nombres d'isola- teurs Maxima	Moyen
69	4	8	5
138	8	12	10
230	14	20	16

En portant en abscisses les tensions et en ordonnées le nombre moyen d'isolateurs, on obtient par le prolongement de la courbe de la figure 13, environ 23 isolateurs pour 400 kV et 27 isolateurs pour 450 kV.

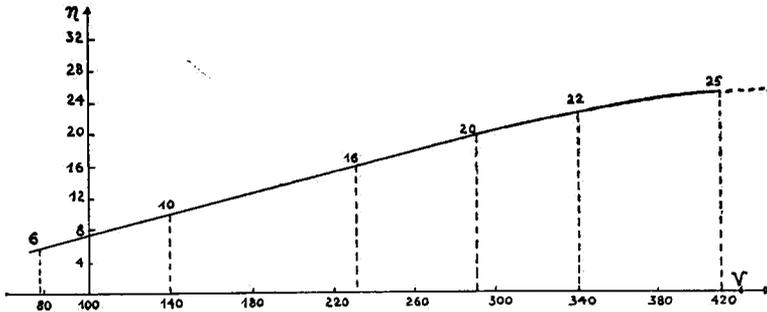


FIG. 13. — Détermination approximative de l'isolement d'une ligne à T. H. T. à partir de l'isolement des lignes existantes.

b) ÉTUDE DIRECTE.

Il faut adopter une chaîne assez courte. En effet, la chaîne d'isolateurs constitue un balancier qui oscille sous l'effet du vent. L'espacement à adopter entre phases dépend de cette oscillation. Pour des chaînes plus longues, l'espacement entre phases doit être plus grand et partant le coût des pylônes est plus élevé. L'espacement entre phases intervient dans la valeur de la réactance et de la capacitance des lignes, p. ex. la formule (19) indique que l'accroissement de l'espacement « s » conduit à une capacité réduite. C'est l'inverse qui a lieu pour l'inductance (formule 20). Ceci a pour effet d'augmenter l'impédance naturelle de la ligne (formule 26) et partant de diminuer

sa puissance naturelle (formule 30), qui est un critère de la puissance transportable de façon stable. D'où utilité de réduire cet espacement entre phases à des valeurs minima admissibles.

L'isolement des lignes doit être fixé dans le cadre de l'ensemble constituant le système de transport de l'énergie. Plus l'isolement de la ligne est grand, plus il y aura des ondes de choc peu amorties, de grande valeur de crête qui, au lieu de s'écouler de la ligne vers la terre, à travers les chaînes d'isolateurs, restent sur les conducteurs de ligne et se dirigent vers les postes d'extrémité de celle-ci. L'isolement de l'équipement de ces postes d'extrémité doit donc être prévu en conséquence. On doit pouvoir prévoir le comportement d'une chaîne d'isolateurs de ligne sous l'action d'ondes de choc. Ce problème n'est pas simple, car il ne suffit pas de faire des essais de laboratoire sur des chaînes d'isolateurs diverses et constituées par un nombre d'isolateurs différent. Les valeurs obtenues donneront certes des indications précieuses, mais il n'est pas certain qu'en ligne de transport réelle on aura affaire à des ondes de choc, identiques à celles de l'essai en laboratoire. Le paragraphe qui suit donne quelques indications à ce sujet.

Conducteurs de terre.

Les lignes de transport sont protégées contre la foudre par un ou 2 câbles de terre qui seront le plus souvent atteints directement par les coups de foudre, un très petit nombre de ceux-ci atteignent parfois l'un ou l'autre conducteur de phase. Le phénomène suivant est utile à noter.

Quand le coup de foudre atteint le câble de garde ou un conducteur de phase, le facteur de couplage électrostatique K entre ce câble de garde et le conducteur de courant de la ligne devient K' ; K' est plus grand

que K ; les expériences faites en Amérique ont permis de déterminer ce facteur avec précision. Ce facteur dépend du potentiel auquel la foudre porte le câble de garde ou le conducteur de courant foudroyé.

Ce dernier potentiel varie d'un coup de foudre à l'autre. La valeur du facteur K' ne pourra donc être connue que par un examen de probabilités. Soit d'autre part V le potentiel auquel est porté le câble de garde ou le conducteur du courant. Le conducteur de phase ou le câble de garde est porté au potentiel $K'V$ ⁽¹⁾ et la chaîne d'isolateurs est soumise à une différence de potentiel de $V(1 - K')$. Si U est la rigidité diélectrique de la chaîne d'isolateurs, le contournement de la chaîne a lieu pour le potentiel, développé par la foudre V , déterminé par l'égalité $U = V(1 - K')$, d'où $V = U : (1 - K')$. Il en résulte que les ondes de choc qui pourront exister sur les conducteurs de la ligne ⁽²⁾ auront une valeur de crête supérieure à U . Les ondes de choc qui atteignent les extrémités de la ligne, leur forme, la valeur de la crête d'onde et le nombre d'ondes ont été étudiées par les Américains sous forme des courbes de probabilités. L'auteur examine dans son mémoire de telles courbes de probabilités.

Coordination de l'isolement.

La prévision de la coordination de l'isolement doit prendre en considération le fait qu'il pourrait y avoir des ondes de choc dangereuses pour l'équipement terminal, mais que ces ondes de choc sont rares.

On choisira donc un isolement élevé, mais non prohibitif au point de vue prix. Comme c'est surtout le prix des transformateurs qui influe sur le coût d'un système

⁽¹⁾ K' est ici le facteur de couplage total résultant du facteur de couplage électrostatique accru et du facteur de couplage électromagnétique inchangé.

⁽²⁾ Cas des conducteurs de ligne atteints par la foudre.

de transport, ceci indique la nécessité de ne pas prendre les niveaux d'isolement plus grands que ceux nécessaires.

A titre d'exemple, la figure 14 montre le plan américain de la coordination de l'isolement.

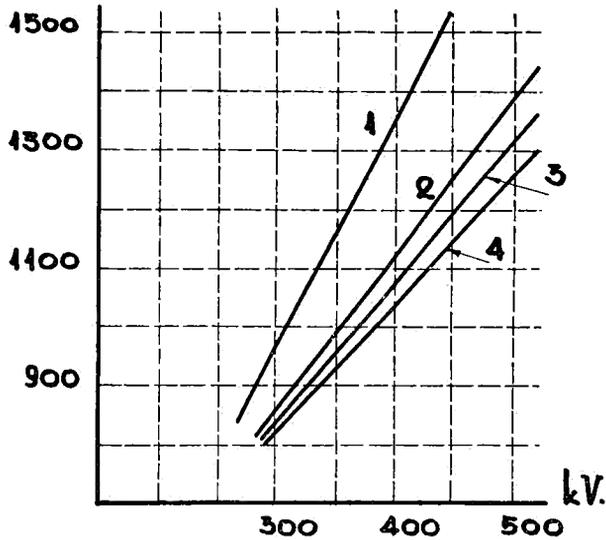


FIG. 14. — Plan américain de coordination d'isolement des sous-stations d'extrémité d'une ligne à T. H. T.

En ordonnée : valeur de la crête d'une onde de choc de $1,5 \times 40$ en kV.

En abscisse : tension nominale de service en kVeff entre conducteurs.

La droite 1 donne les ondes de choc à imposer pour l'équipement terminal d'une ligne à T. H. T., la droite 2 est relative à l'éclateur de parafoudre, celle 3 concerne le parafoudre même et celle 4 les éclateurs de coordination.

Les éclateurs de coordination de la droite 4 sont chez les Américains des éclateurs proprement dits servant à écouler l'onde de choc de valeur de crête donnée par la droite 4. On pourrait considérer également que ce niveau de protection serait réalisé par les chaînes d'isolateurs d'un court tronçon de ligne aboutissant au poste de transformation. En d'autres termes, l'isolement d'un petit tronçon de ligne serait moindre que l'isolement nor-

mal de la ligne. Il semble que l'emploi des éclateurs de coordination proprement dits est préférable.

Cependant on protégera encore la sous-station d'extrémité par une zone d'immunisation, réalisée par exemple en surélevant les câbles de garde sur un petit tronçon de ligne arrivant à la sous-station, ou en utilisant des conducteurs de courant de diamètre plus faible que celui de la ligne normale, de façon à mieux utiliser l'effet de protection du Corona.

Par contre, il faut protéger la sous-station contre les coups de foudre directs sur la sous-station elle-même. Ces coups de foudre directs sont rares, mais cependant l'auteur a eu un tel coup de foudre direct sur le poste de Jadotville dans le Haut-Katanga. Ce fut le seul en 12 années d'exploitation, mais son résultat fut un transformateur foudroyé. Pour protéger la sous-station, on utilise un réseau serré de câbles de garde, réseau étendu au-dessus du poste de transformation à l'extrémité de la ligne de transport.

Conditions à imposer aux isolateurs.

L'isolement de la ligne doit être suffisant et tel qu'il n'y ait pas de contournement d'isolateurs sous les diverses causes ci-après :

- 1° Tension normale de service, alternative sinusoïdale.
- 2° Surtensions de forme sinusoïdale normalement prévisibles.
- 3° Ondes de choc diverses.

Les isolateurs ne doivent pas être contournés du fait de toutes ces causes aussi bien à sec que sous pluie. On estime généralement à 75 % de la rigidité diélectrique de l'isolateur sec celle de l'isolateur sous pluie. Après des essais de contrôle, l'auteur utilise les données de l'Ohio Brass Cy, données qui considèrent qu'un isolateur

humide n'a que 62,5 % de rigidité diélectrique d'un isolateur sec.

Les ondes de choc diverses sont : celles dues à des manœuvres, celles créées par le passage de nuages orageux ou par la foudre.

Les surtensions sinusoïdales sont normalement, au maximum, de valeur double de celle de la tension normale de service.

Les ondes de choc de manœuvre sont les surtensions résultant du fonctionnement normal des disjoncteurs, coupures ou mises en services d'embranchements, ou du fonctionnement automatique des disjoncteurs par suite d'un défaut. Ces ondes n'ont pas la même forme que les ondes de choc proprement dites, dues à la foudre ou aux surtensions atmosphériques. Sous l'effet d'un court-circuit l'onde est sinusoïdale amortie avec une très grande valeur de fréquence, fréquence propre de la ligne de transmission (ou fréquence d'oscillation libre de la ligne). Des essais ont été faits avec le neutre à la terre et le neutre isolé, et la valeur de l'amplitude maximum a été trouvée au plus égale au triple de celle de la tension normale de service dans le cas du neutre mis directement à la terre. Par contre, l'amplitude de la surtension atteignait 6 à 7 fois l'amplitude de la tension normale du service dans le cas de neutre isolé. Ceci constitue une raison sérieuse de mettre le neutre des lignes à T. H. T. directement à la terre. En dehors de ces surtensions transitoires, il peut apparaître, lors de la mise en service à vide de très longues lignes, une surtension de caractère permanent, généralement de l'ordre de 1,5 fois la tension du réseau. A titre de sécurité les lignes à 400 kV de service doivent avoir les chaînes d'isolateurs à même de résister à une onde sinusoïdale de valeur efficace égale à

$$2 \times 1,5 \times \left(\frac{400}{1,73} \right) = 692 \text{ kV}$$

dans le cas de $\delta = 1$, les isolateurs de la chaîne pouvant être humides. Un tel isolement étant adopté, la tenue de la chaîne d'isolateurs vis-à-vis des ondes de choc proprement dites ($1,5 \times 40$ Ms) est de 1900 kV environ. La ligne résistera bien à la foudre sauf cas exceptionnels. Cependant, le comportement de la ligne vis-à-vis de la foudre pourrait être voulu encore meilleur que celui obtenu avec l'isolement normal et une telle exigence est à même d'imposer un plus grand nombre d'isolateurs de la chaîne de suspension et des espacements bien déterminés à mi-portée. Ces valeurs sont fonction de la résistance des prises de terre des pylônes, de la portée entre deux pylônes successifs et du nombre de déclenchements toléré par 100 km de ligne et par an, compte tenu du niveau isokéraunique de la région traversée. Les méthodes connues de A. C. MONTEITH et de HARDER et CLAYTON donnent des résultats voisins de ceux observés expérimentalement.

Les expériences récentes faites aux États-Unis d'Amérique et rapportées à la Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques, Session 1950, indiquent qu'une chaîne d'isolateurs résiste aux ondes de manœuvre, dites ondes de commutation, presque aussi bien qu'aux ondes de choc proprement dites. Les Américains estiment la résistance aux ondes de commutation à 90 % de celle que présente la chaîne d'isolateurs aux ondes de choc proprement dites. Cependant, même si les ondes de commutation agissaient comme des ondes sinusoïdales proprement dites, le niveau d'isolement de 692 kV serait à la limite suffisant pour les lignes à 400 kV avec le neutre mis directement à la terre. En effet, les surtensions aux ondes de manœuvre ne dépassent pas alors $\sqrt{3}$ fois la valeur de la tension de service et l'isolement de 692 kV est justement cette valeur maxima.

De nombreux essais ont déterminé la tension totale par rapport à la terre qu'une chaîne d'isolateurs peut

supporter. On connaît en outre la répartition, sur les divers éléments de cette chaîne, du potentiel total. On pourra donc vérifier si le potentiel appliqué à un isolateur individuel quelconque de la chaîne d'isolateurs n'est pas supérieur à celui que cet isolateur est capable de supporter.

On peut influencer la répartition du potentiel total par l'emploi de dispositifs en forme de cadres ou de cercles, diminuant la différence de potentiel imposée à l'élément situé contre la ligne, qui est celui le plus exposé.

L'auteur examine cette influence et décrit les dispositifs suédois et américains utilisés aujourd'hui. Les figures 11 et 12 en montrent un.

Comme conclusion de cette étude fouillée, concernant les isolateurs de ligne, l'auteur fixe le choix du nombre d'isolateurs pour les lignes à 400 kV du Congo belge.

Le neutre est supposé mis directement à la terre. Le niveau d'isolement doit être de $1,73 \times 400 = 692$ kV pour les régions où $\delta = 1$. Pour les régions où $\delta = 0,855$ le niveau d'isolement doit être augmenté, pour tenir compte de la raréfaction de l'air, et sera celui de la ligne à $692 / 0,855 = 810$ kV d'une région où $\delta = 1$.

Tension sinusoïdale à imposer à la chaîne.

Le tableau ci-après donne la tension sinusoïdale qu'une chaîne est capable de supporter, en fonction du nombre d'isolateurs dont elle est composée, à sec et sous pluie.

Nombre d'isolateurs	Contournement à sec	Contournement sous pluie (*)
20	1.060	665
22	1.160	725
24	1.260	785
26	1.360	850
28	1.460	912
30	1.560	975

(*) 62,5 % d'après les données de l'Ohio Brass Cy.

Le nombre strictement nécessaire pour les lignes à 400 kV est de 21 isolateurs pour les régions à basse altitude (Bas-Congo) et de 25 isolateurs pour celles à haute altitude (Haut-Katanga).

Pour le stade initial 2×220 kV, on admettra une chaîne de 14 isolateurs.

Distance des Conducteurs sous tension à la masse des pylônes.

Par le choix du nombre d'éléments de la chaîne de suspension on a fixé le niveau d'isolement de la ligne, niveau, qui doit aussi être réalisé entre les parties à haute tension et celles au potentiel zéro, la masse des pylônes. Ceci peut être vérifié par des essais sur éclateurs (2 fers coaxiaux, souvent de section carrée).

Les bornes de l'éclateur, sont séparées par une couche d'air, d'épaisseur réglable. On applique la tension à la chaîne d'isolateurs et à l'éclateur et on règle la distance entre les pôles de l'éclateur jusqu'à avoir d'une part un arc de contournement et d'autre part un amorçage entre les pôles de l'éclateur. Les courbes obtenues en portant des kV en ordonnées et les nombres d'isolateurs en abscisses, permettent d'établir une certaine équivalence entre le nombre d'isolateurs et le niveau d'isolement d'une part et les distances dans l'air d'autre part. L'équivalence en question dépend cependant des caractéristiques de la tension, notamment de sa forme.

L'auteur discute ce point et arrive à la conclusion qu'on peut admettre pour les lignes du Congo belge, en région de basse altitude, une distance à la masse de 2 m 80 qui correspond à une chaîne de 22 isolateurs et à un niveau d'isolement de 1.900 kV. Mais pour les régions du Haut-Katanga, on adoptera 26 isolateurs et un niveau d'isolement de $1.900 / 0,855 = 2.230$ kV, d'où une distance de 3,33 m à la masse.

Essais à Jadotville.

L'auteur a soumis les isolateurs Ohio Brass n° 25622, dont question plus haut, à sec et sous pluie, à des tensions croissantes jusqu'au contournement franc, cela dans une contrée, où la densité de l'air est 0,855 (H.-Katanga). 2 chaînes de 10 éléments, qui avaient été en service ont donné le contournement sous une tension inférieure à celle du catalogue ⁽¹⁾. Ces isolateurs étaient polués par les poussières de carbone provenant des fumées de brousse.

Pour tenir compte de ce fait, l'auteur propose qu'un isolateur soit ajouté aux chaînes de 21 et de 25 isolateurs strictement nécessaires, déterminés précédemment. D'où les valeurs de 22 et de 26 isolateurs mentionnés ci-dessus.

Connexion des Transformateurs.

Les conducteurs de la ligne triphasée sont connectés, à chaque extrémité de la ligne, aux transformateurs statiques qui portent la tension par exemple de 12.000 à la centrale à 400.000 Volts en ligne et vice-versa.

Le neutre de l'appareil, côté haute tension, est toujours relié directement à la terre, l'enroulement H. T. du transformateur n'est soumis alors qu'à la tension $400/1,73 = 231$ kV. Le niveau d'isolement est ainsi considérablement réduit et le prix de l'appareil abaissé en conséquence.

En général, pour les très hautes tensions, il s'agit aussi de très grandes puissances et on préfère alors souvent constituer une unité triphasée à l'aide de trois transformateurs monophasés constructivement indépendants, bien que le prix de cette combinaison soit plus élevé. Comme la ligne fonctionne à 225.000 volts lors du 1^{er} stade, les trois enroulements à haute tension seront

(1) 63 kVeff pour un isolateur individuel au lieu de $80 \times 0,855 = 68$ kVeff qu'on aurait dû avoir en fonction du catalogue.

connectés en triangle, puis en étoile pour la marche ultérieure à 400.000 volts.

Il y a lieu de ne pas perdre de vue qu'une telle solution du stade initial conduit à ne pas avoir le neutre de la ligne à 220 kV mis directement à la terre. Les surtensions peuvent donc être plus fortes, l'harmonique 3 dû au Corona agira sur la forme d'onde sinusoïdale et il y aura d'autres inconvénients. On devrait donc examiner si cette solution ne serait pas à éviter ou à limiter le plus possible dans le temps.

D'autres raisons font encore préférer les unités monophasées :

1° Le gabarit des chemins de fer africains ne permet pas de transporter des charges très lourdes et très volumineuses. Une décomposition trop forte du transformateur conduit cependant à des dépenses de remontage élevées.

2° Le transport par route est encore plus délicat que celui par chemins de fer. Les routes sont étroites et accidentées ; très souvent le passage des rivières de faible importance se fait à gué. En saison des pluies, les routes sont très glissantes, à cause de la nature argileuse du sol congolais, et le transport est peu sûr.

3° Une unité installée doit avoir une réserve sur place à cause des difficultés du transport. Deux unités triphasées coûtent plus cher que 4 unités monophasées. Dans le cas des 4 unités monophasées, dont une constitue la réserve, la réparation est plus facile sur place à cause des poids à manipuler moindres que dans le cas d'unités triphasées proprement dites.

Construction des Lignes à T. H. T.

Comme dans la Métropole, il existe au Congo une réglementation concernant l'établissement des lignes dont la tension dépasse 15.000 volts. La tension la

plus élevée utilisée jusqu'ici dans la Colonie est 120.000 V. (1).

La réglementation en vigueur doit évidemment être observée ici et devra être convenablement complétée pour les tensions supérieures dont il est question : 220.000 à 450.000 volts.

La règle actuelle impose 6 m pour le point le plus bas de la ligne au-dessus des régions cultivées, avec un supplément de 0,01 V/1,73. On a donc pour la distance minimum entre le conducteur et le sol :

$$h = 6 + \frac{0,01 V}{1,73}, h \text{ étant exprimé en m.} \quad (12)$$

et V étant la tension entre phases exprimée en kilovolts.

Pour 400 kV, cette formule donne : $6 + \frac{4}{1,73} = 8,4$ m = 9 m environ.

La ligne du Eidols se tient à 12 m du sol. Elle se trouve dans une région industrielle et longe une route. La ligne suédoise à 380 kV se tient partout à 8,30 m au-dessus du sol.

Pylônes.

A mesure que la tension augmente, les dimensions des pylônes croissent, même si la portée est de valeur constante.

Les figures 3 et 8 montrent 2 croquis, indiquant les dimensions générales des pylônes de lignes réalisées ; celle relative à la fig. 3 a été établie par la Commonwealth Edison, à 220 kV avec 3 conducteurs aluminium-acier, 2 conducteurs de terre, 18 éléments pour la chaîne de suspension.

La figure 8 est le pylône d'une des lignes du Boulder

(1) Réseau interconnecté de l'U.M.N.K., de la Sogefor et de la Sogelec ; ligne de Géomines à Mañono.

Dam, 287 kV, hauteur 33 m, 24 éléments pour la chaîne, 2 conducteurs de terre.

La figure 9 est relative à un projet de ligne à 400 kV, hauteur 43 m. Pour les lignes à établir au Congo belge, la condition d'utiliser pour un stade initial une ligne double à 220 kV, et de passer ensuite à une ligne simple à 3 conducteurs jumelés, en utilisant une tension de 400 kV, impose une exigence spéciale pour les poteaux.

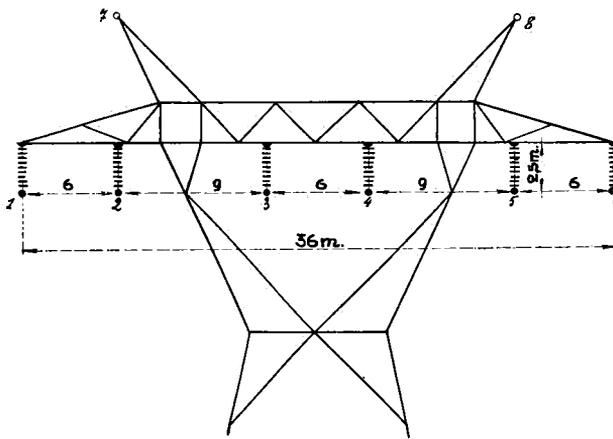


FIG. 15.

Pylône de la ligne double 2×220 kV transformable en ligne 1×400 kV.
Premier stade.

La figure 15 est relative à la tête du pylône au premier stade, celle 16 au second. Elles se rapportent au poteau type Chevilly.

On voit que le 1^{er} stade exige plus de largeur (36 m), que le second (29 m). Il en résulte que les 2 chaînes extérieures ne seront pas aux extrémités du poteau, ce qui n'a guère d'inconvénient. En rapprochant les 2 chaînes des extrémités, on obtient un espacement entre phases plus grand, qui donne des pertes Corona moindres. Il y a donc lieu de vérifier cette possibilité en ne perdant pas de vue les autres facteurs influencés par cet espacement entre phases plus grand : angle de protection, tenue vis-à-vis de la foudre et coût comparé des divers pylônes.

Mais, comme la chaîne pour 400 kV est plus longue que celle pour 220 kV, les poteaux doivent, pour le 1^{er} stade, avoir la hauteur du second, ce qui augmente la dépense. Cependant celle-ci est sensiblement moindre que si, pour le cas où le 1^{er} stade ayant été réalisé sans tenir compte du second, on devrait ensuite construire de toutes pièces une ligne nouvelle à 400 kV.

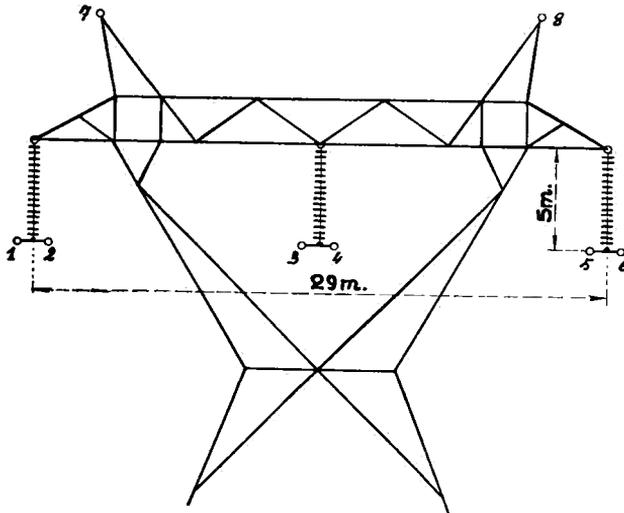


FIG. 16. — Pylône de la ligne double 2×220 kV transformable en ligne 1×400 kV. Deuxième stade.

Les pylônes des lignes à très hautes tensions, seront en fer ordinaire sous forme d'ouvrages en treillis, parfois très complexes, qui forment de véritables tours. La figure 17 permet d'apprécier l'importance et la complication de ces supports des lignes de transport à très haute tension. Une partie de ces ouvrages est parfois en fer galvanisé ou métallisé, p. ex. la partie supérieure, difficile à entretenir ou à peindre. Ces poteaux utilisent généralement des profilés en équerres, des U, des cornières ou des T, avec lesquels on forme des rectangles pourvus de diagonales et de couvre-joints aux nœuds, toutes pièces rivetées ou soudées. Jusqu'à présent, on n'a pas encore utilisé les pylônes en forme de poutres Vierendeel. On

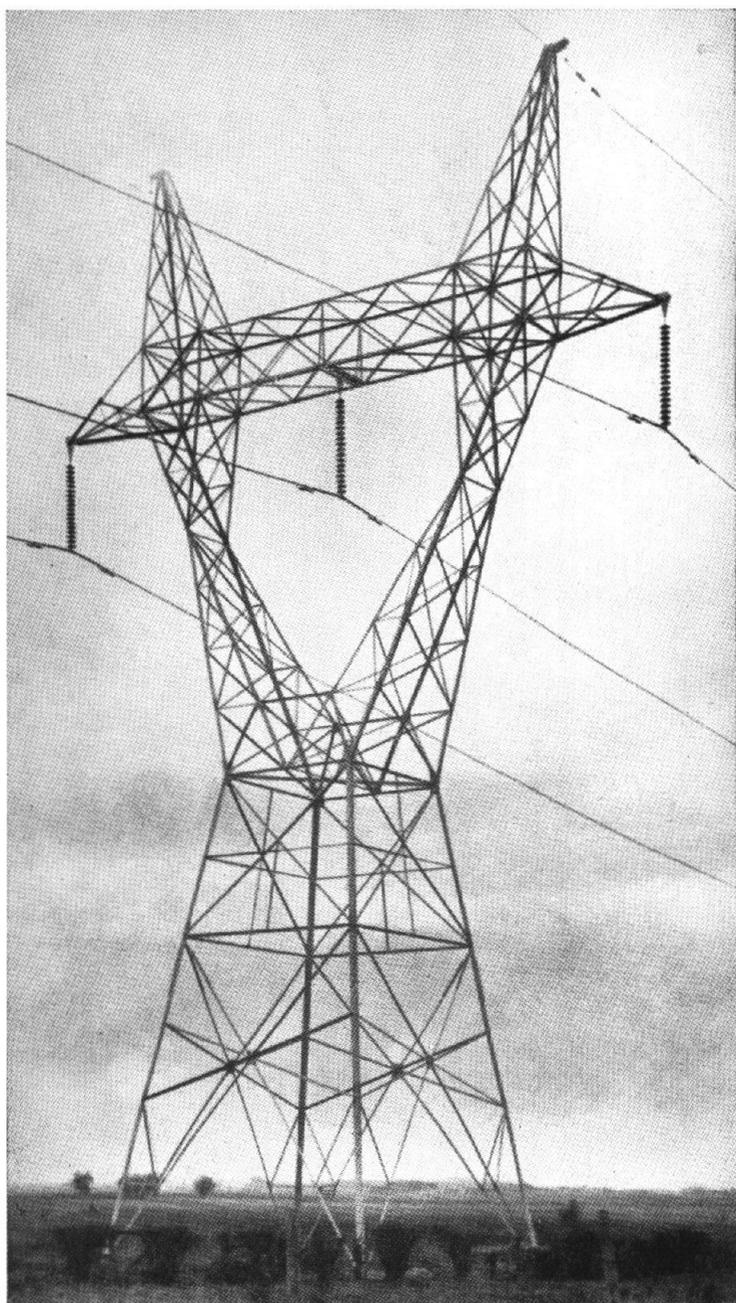


FIG. 17.

FIG. 17. — Aspect d'un pylône d'alignement d'une ligne à T. H. T.

peut se demander si, pour une réalisation importante, l'emploi de la poutre Vierendeel ne serait pas à examiner. Les poteaux de la station de T. S. F. de Ruiselede sont à citer dans ce domaine.

Le fer ordinaire ou métallisé demande une peinture au minium et plusieurs couches à l'huile tous les 7 ans, mais assure une économie d'environ 15 % sur le prix des poteaux.

Mais, le travail de peinture exige généralement que la ligne soit mise hors service, ce qui n'est pas sans inconvénient. Ceci pousse l'exploitant à espacer davantage ces travaux de peinture ou à ne les faire que pour la partie inférieure hors sol, sous les conducteurs.

En ce qui concerne les parties du pylône dans le sol, l'expérience de vingt années d'exploitation des lignes à Haute Tension dans le Haut-Katanga, nous indique que l'asphaltage des pieds de pylônes donne d'excellents résultats. Après 20 ans de service au Congo, l'asphaltage est encore en bon état et aucune corrosion du fer par le sol n'a eu lieu. En conclusion l'auteur pense que la réalisation des pylônes pour notre cas doit être faite comme suit :

Partie supérieure du pylône	: en fer galvanisé
Partie inférieure du pylône	: en fer ordinaire
Partie dans le sol	: en fer ordinaire asphalté.

Au Congo, des alignements droits très longs peuvent généralement être réalisés avec la portée économique.

Câbles de garde pour la protection contre la foudre.

Leur rôle est double : En temps d'orage, ils réduisent les surtensions électrostatiques sur les conducteurs de la ligne et protègent ceux-ci contre les coups de foudre directs. Avec deux câbles et de bonnes terres, pour une ligne triphasée en nappe, la protection est bien efficace et attire presque tous les coups de foudre directs (99 %).

Les câbles de terre doivent avoir une bonne résistance mécanique, afin qu'ils ne soient pas cisailés par les coups de foudre.

Dans le Haut-Katanga les lignes à 120 kV sont munies de câbles de terre en acier de 50 mm² de section. Ils sont aériens et fixés directement aux poteaux. L'exploitation pendant les 20 dernières années indique que cette section est largement suffisante. Les câbles de terre doivent résister à la corrosion et seront donc en acier galvanisé.

Des études par modèles et par statistiques, conduites aux États-Unis, indiquent que les câbles de terre doivent être placés au-dessus des conducteurs du courant de façon à réaliser un angle de protection de 30°. Il est indiqué qu'avec un angle de protection de 25° et 2 câbles de terre, poteaux métalliques, lignes à 230 kV, sur 900 décharges atmosphériques sur la ligne de transport, une seule atteint le conducteur de courant protégé.

**Contrepoids, valeur des prises de terre des pylônes
et le nombre probable de déclenchements dus à la foudre.**

On a constaté une amélioration sensible des prises de terre en disposant sous le sol des conducteurs en cuivre reliés aux plaques de terre. Ces dispositifs, qui ont été fort variés, prennent le nom de « contrepoids ».

Le nombre de déclenchements probables dus à la foudre est fonction de :

a) La portée de la ligne : la probabilité des déclenchements augmente avec la portée de la ligne ;

b) La probabilité des déclenchements diminue quand on choisit pour la chaîne un nombre plus grand d'isolateurs.

Ainsi pour la portée de 304 m et 22 isolateurs, résistance de terre de 100 ohms, le nombre de déclenchements probable est dans les régions tropicales de 10, 15 par an et par 100 km de ligne. Si on porte la composition de la chaîne à 24 isolateurs, ce nombre n'est plus que de 7,80.

Le niveau isokéraunique des régions modérées est généralement pris comme étant de 25 à 40 ; celui du Congo belge est pris comme valant 150. La probabilité du nombre de déclenchements est considérée comme étant directement proportionnelle au niveau isokéraunique. D'où calcul des probabilités pour le Congo belge en se basant sur les courbes de Monteith ou de Harder et Clayton établies pour les régions modérées.

La probabilité des déclenchements diminue quand la résistance de la prise de terre se réduit. Ainsi si pour 100 ohms, portée de 304 m et 22 isolateurs on a, dans les régions tropicales 10,15 déclenchements probables, par an et 100 km de lignes, avec 20 ohms pour la prise de terre ce nombre devient seulement 1,55.

Ceci montre donc l'utilité de réaliser de bonnes prises de terre aux pylônes de la ligne. Le sol du Congo belge se prête mal pour une réalisation de bonnes terres économiques, parce qu'il est très souvent rocheux ou argileux mélangé avec du gravier. Ceci dépend évidemment des régions, mais c'est le cas le plus fréquent au Kasai et dans le Haut-Katanga. En outre, une terre n'est bonne que si elle est humide. Or au Katanga, p. ex., il y a 6 mois de sécheresse par an et le sol devient dur comme de la pierre. Les plaques de terre, même enterrées très profondément, donnent alors une prise de terre médiocre. Une prise de terre, de l'ordre de 100 ohms à la fin de la saison des pluies devient de valeur triple à la fin de la saison sèche et au commencement de la saison des pluies. Les orages sont d'autre part particulièrement violents au début des saisons des pluies, c.-à-d. au moment où les prises de terre sont dans l'état le plus mauvais. Quoi qu'il en soit de cette variation saisonnière, les prises de terre réalisées par les plaques ou les ferrailles enfoncées sont de valeur ohmique trop élevée.

Aussi un contrepoids, réunissant tous les poteaux, est-il généralement utilisé. Pour les lignes du Haut-

Katanga, à 120 kV, le contrepoids a été réalisé par 2 fils de cuivre nu, de 3 mm de diamètre, enterrés à 0,80 m de profondeur, à l'aplomb des phases extrêmes, parallèlement à celles-ci et raccordés à chaque pylône.

L'effet du contrepoids est très net d'après les statistiques établies en Amérique et au Katanga. On hésitera d'autant moins à l'employer, que son prix est modique (moins de 0,5 % du prix de la ligne à 120 kV).

Calcul des dimensions essentielles de la ligne de transmission.

L'auteur aborde ensuite la détermination des dimensions essentielles des pylônes, de l'espacement des conducteurs et du calcul des portées économiques.

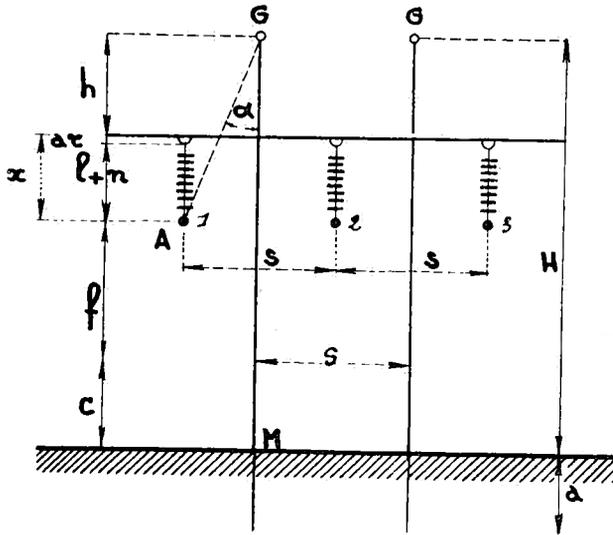


Fig. 18. — Calcul de la distance entre conducteurs de phase.

Calcul de la Tête des pylônes.

Considérons la figure 18 où s est l'écartement entre 2 conducteurs voisins, x la hauteur de la chaîne d'isola-

teurs y compris l'attache, h la hauteur du conducteur de terre au-dessus de la chaîne, f la flèche, c la hauteur du point le plus bas du conducteur au-dessus du sol. Pour les lignes à 400 kV, l'écartement peut être pris au tableau ci-dessous en fonction de la flèche des conducteurs et ce pour une portée normale en alignement droit.

f	écartement s
545 cm	379 cm
655 cm	399 cm
1.300 cm	426 cm
2.300 cm	475 cm

D'une façon générale, l'écartement s peut être fixé de plusieurs façons :

- 1) D'après les courbes de Monteith ou de Harder et Clayton pour que la ligne soit résistante à la foudre ;
- 2) En fonction de l'angle d'oscillation du fait de l'action du vent ;
- 3) En fonction du tableau qui précède d'après la flèche qu'ont les conducteurs de ligne, flèche qui dépend des conditions de température, de traction et de la longueur de portée entre deux portées successives.

Une discrimination soignée doit être faite et les valeurs les plus défavorables, c'est-à-dire celles donnant les plus grandes dimensions sont à adopter.

L'utilisation prévue des contrepoids fait en sorte que la tenue de la ligne vis-à-vis de la foudre sera meilleure que celle indiquée par les courbes de Monteith ou de Harder et Clayton. Les dimensions les plus défavorables seront dues à l'oscillation des chaînes d'isolateurs sous l'action du vent.

Pour le calcul de l'angle de protection α , il sera tenu compte de l'action du vent et de l'oscillation du conducteur, ainsi que des distances minima à la masse imposée

par les règlements. La valeur $a = 30^\circ$ est un maximum. On doit donc avoir au plus l'angle A. G. M. = 30° .

$$\operatorname{tg} 30^\circ = \frac{1}{\sqrt{3}} = \frac{s/2}{h+x} \text{ ou } h+x = \frac{\sqrt{3}}{2} s = 0,866s \quad (12)$$

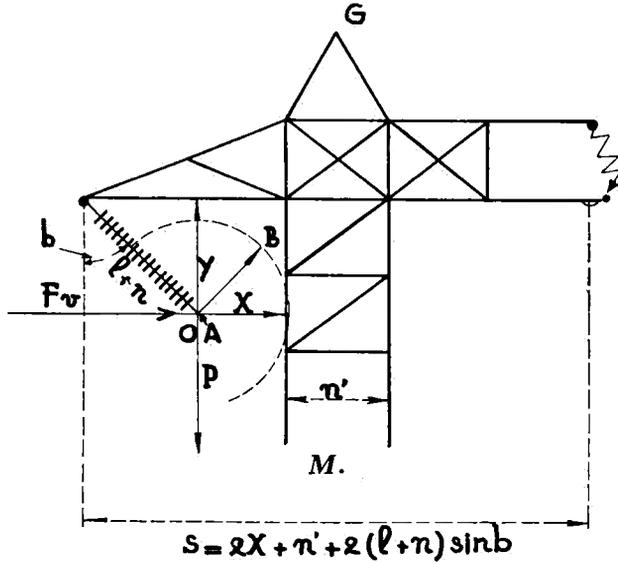


FIG. 19. — Détails de la fig. 18 précisant le calcul de la distance entre les conducteurs de phase.

Du point A (fig. 19) traçons un cercle de rayon égal à la distance minimum entre le conducteur et la masse. Le point A est déterminé par la condition d'équilibre entre la force F_v , due au vent agissant sur le conducteur et la pesanteur de ce dernier P . Celle-ci existe seule car, au Congo belge, il n'y a ni verglas ni givre. On néglige d'autre part le poids de la chaîne et les forces de frottement.

$$\text{On aura donc } \operatorname{tg} b = \frac{F_v}{P} \quad (13)$$

$$\text{et } Y = (l+n) \cos b \quad (14)$$

La distance AG entre le câble de garde et le conducteur est à mi-portée plus grande qu'au poteau, donc supérieure à x .

Hauteur du pylône hors sol.

Elle résulte de la figure 18.

$$H = (h + x) + f + c.$$

$(h + x)$ a été déterminée par les calculs qui précèdent ; c a la valeur imposée, 9 à 12 m et f max. varie en fonction de la portée et des conditions de calcul imposées au Congo belge.

Il faut encore déterminer a , partie enterrée du poteau, pour connaître la hauteur totale du pylône. Au Congo belge, le sol est rocheux ou argileux, donc bien résistant. Nous adopterons $a = 2$ m, sauf exception.

Calculs numériques.

L'auteur envisage plusieurs espèces de conducteurs en cuivre et en aluminium renforcés d'acier (voir page 62 de ce texte), fait plusieurs calculs numériques résumés dans des tableaux et en tire certaines conclusions.

Ces calculs portent sur :

1° La détermination de l'angle d'oscillation et des efforts appliqués par km de ligne ;

2° Sur le choix des portées en fonction des isolateurs Ohio-Brass ;

3° Sur le calcul des dimensions de la tête des pylônes d'alignement ;

4° Sur le calcul des portées critiques ;

5° » » » flèches maxima ;

6° » » » des hauteurs des pylônes ;

7° » » » de la portée économique.

La tableau ci-après donne les hauteurs totales des pylônes en fonction de la portée pour les lignes du Bas-Congo et pour celles du Haut-Katanga.

Nombre et diamètre des conducteurs	Portées	Hauteur totale des pylônes	
		Bas-Congo	Haut-Katanga
1 × 46, 5 mm	340 m	36,55 m	38,05
	462 m	47,45 m	48,95
2 × 28,6	200 m	30,85 m	31,35
	250 m	31,95 m	34,45
	311 m	36,40 m	38,90
	437 m	50,00 m	51,90
	730 m	95,80 m	98,30

Les chiffres ci-dessus correspondant au cas des régions habitées et de la ligne traversant ou longeant une route ou un chemin de fer. Pour les régions de la brousse proprement dite, il y a lieu de diminuer de 2 m les chiffres obtenus.

Calcul de la portée économique.

On calcule en premier lieu le poids du poteau d'après la formule de Ryle. ⁽¹⁾

$$P = K H \sqrt{M} \quad (15)$$

Dans cette formule K est un facteur de forme, H la hauteur totale du pylône hors sol, M est le moment à la base du pylône. Si M est exprimé en km, P l'est en kg.

Le type de poteau est celui à 2 supports et une poutre transversale qui porte les 3 chaînes d'isolateurs. La figure 20 montre les efforts que le pylône subit par l'action du vent et de la pesanteur des conducteurs.

Le moment :

$$M = 3 Fv (n + l + f + C) + 2 F' (n + l + f + C + h) - 1,5 PS - P'S \quad (16)$$

Étant donné que nous utilisons un même câble de garde pour tous les cas, nous avons $P' = 390$ kg par km du câble de garde et $F'v = 576$ kg par km du câble de

⁽¹⁾ On peut utiliser également la formule de Peterson (Cigré 1950 et 1952).

garde dans l'application du vent maximum au Congo belge (120 kg).

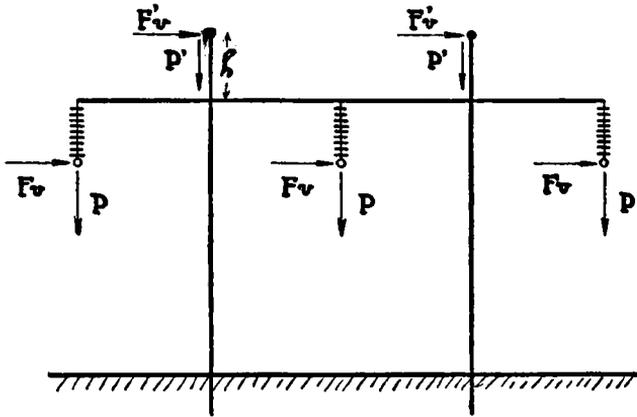


FIG. 20. — Calcul du moment M à la base du pylône.

Connaissant M , on en déduit P . Divisant P par la portée exprimée en km, on obtient le poids des supports par km de ligne au facteur K de forme près. D'où le tableau ci-dessous.

Portée en km	Conducteurs	Poids du pylône	Poids des supports par km de ligne
0,340	1 × 46,6	9.100 kg	26.800 kg
0,462	»	17.600 »	38.100 »
0,200	2 × 28,6	4.225 »	21.600 »
0,250	»	5.200 »	20.800 »
0,311	»	7.500 »	24.100 »
0,437	»	16.000 »	36.600 »

Ce tableau montre que pour deux conducteurs de 28,6 mm de diamètre, p. ex., le poids minimum des supports est obtenu pour une portée de 250 m.

Mais il ne suffit pas d'introduire le poids des supports, il doit être tenu compte aussi des isolateurs par km de ligne, des accessoires de suspension et de ceux de protection contre la foudre, ainsi que des massifs de fonda-

tion des pylônes et des conducteurs, des contrepoids... Il faut en outre déterminer le facteur K. Ceci se fera par comparaison.

Pour les réseaux suédois à 380 kV, les pylônes d'alignement ont une hauteur de 26,80 m et le poids des pylônes au km de ligne est de 22,6 tonnes. Étant donné que nous sommes arrivés à un pylône à peu près semblable, sauf une hauteur totale différente, nous pouvons écrire approximativement : (1)

$$K. 22.200 \times \frac{26,80}{33,25} = 22.600 \text{ d'où } K = 1,225.$$

On obtient alors :

Portée	Poids en kg par km de ligne	Coût fer sur la base de 15 F le kg.
200 m	26.600 kg	397.000 F
250 m	25.500 kg	382.000 F
311 m	29.500 kg	442.000 F
437 m	44.800 kg	661.000 F

Chaque pylône porte 66 isolateurs, coûtant environ 125 F pièce, soit 8.250 F.

A chaque pylône on doit mettre en place les prises de terre fixant les câbles de garde aux supports ; les conducteurs du courant doivent être suspendus par des dispositifs complexes comprenant les cadres de garde et de répartition du potentiel le long de la chaîne d'isolateurs. Nous ne serons pas loin de la réalité en considérant le prix de cet équipement comme valant le coût des isolateurs, soit donc 8.250 F.

A chaque pylône, il y a lieu de faire des fondations. Étant donné le volume de terre probable à excaver et à remettre en la damant, ainsi que l'asphaltage préalable des fers composant les pieds etc... nous estimerons la

(1) Les valeurs numériques nécessaires pour la détermination de k sont établies dans le mémoire original de l'Auteur.

fondation d'un pylône à 50.000 F. Cela étant, les prix ci-dessus deviennent :

Portée choisie	Nombre de pylônes par km de ligne	Coût fer des pylônes en F	Dépenses supplémentaires au km en F	Coût total en F au km
200	5	397.000	332.000	729.000
250	4	382.000	266.000	648.000
311	3,2	442.000	216.000	658.000
437	2.28	661.000	155.000	816.000

La portée économique serait ainsi de l'ordre de 300 m au lieu de 250 m. Dans l'étude d'un cas concret, il est possible de faire entrer en ligne de compte tous les facteurs en jeu et non pas seulement le nombre limité ci-dessus et d'établir des prix plus stricts.

L'analyse qui vient d'être faite précise cependant la situation et indique que la portée économique est plus proche de 300 à 350 m que de 500 m.

Transpositions.

Les conducteurs des lignes en nappe horizontale n'ont pas une situation identique relative des phases. De ce fait, les constantes linéiques des différentes phases ne sont pas les mêmes.

Pour les lignes triphasées à 3 conducteurs, les réactances inductives et capacitatives ne seront donc pas les mêmes pour les 3 phases, ce qui provoquera une répartition inégale de la charge sur les trois conducteurs. Pour corriger ce défaut, on peut croiser les conducteurs de distance en distance, de façon qu'en projection horizontale ils se disposent suivant la figure 21.

Chaque conducteur y occupe successivement les positions 1, 2, 3, de sorte que si le nombre de croisements de la ligne est un multiple de 3, la ligne est à nouveau symétrique.

La question se pose de déterminer la longueur du cycle

de transposition. Si on se base sur les interférences téléphoniques, le cycle devrait être court, p. ex. 18 à 20 km, ce qui pour une ligne de 500 km, occasionnerait une dépense assez forte.

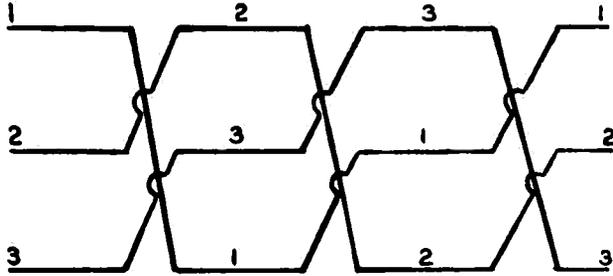


FIG. 21. — Schéma de principe d'un cycle de transposition d'une ligne de transport de force dont les conducteurs sont en nappe horizontale.

Pour le réseau suédois à 380 kV, les services téléphoniques ont imposé des nombres de transpositions assez variables, par exemple sur un tronçon de 467 km, traversant une région à population dense, 6 transpositions et sur un autre tronçon de même longueur, mais traversant une région plus déserte, deux seulement.

Modification de la tête du pylône imposée par le stade initial de la ligne double à 220 kV.

Le type de poteau a une influence sur la largeur de la tête. Considérons le type de pylône avec 2 montants parallèles et une traverse (figure 22). Calculons en premier lieu la traverse pour le stade 2×220 kV. La chaîne comporte 14 isolateurs, sa longueur est de 14×146 mm = 2,05 m. La longueur du dispositif de suspension n est de 0,76 m.

$$L + n = 2,05 + 0,76 = 2,81 \text{ m.}$$

La distance à la masse correspondante à une chaîne de 14 isolateurs est de 1,83 m.

Note: 52°5 est l'angle b déterminé par la formule 13 pour les conducteurs en cuivre creux de 28,6 mm de diamètre. Voir page 62.

En tenant compte du vent il vient :

$$Y = 0,37 + (L + n) \cos 52^{\circ},5 = 2,08 \text{ m.}$$

Y étant supérieure à 1,83 m, aucune disposition spéciale à adopter n'est nécessaire. Nous avons en prenant $n' = 1 \text{ m}$ (fig 19).

$$s = L + 2 \times 1,83 + 2 \times 2,81. \sin 52^{\circ},5 = 9,12 \text{ m.}$$

Nous trouvons ainsi 9,12 m pour les phases de chaque côté des montants au lieu de 9 m du pylône de Chevilly.

Pour les autres phases la distance minima est de 4 m pour les lignes à 220 kV et flèche des conducteurs inférieure à 25 m (cigré 1950). En se basant sur les lignes existantes ailleurs, aux É. U. A. p. ex., cet espacement est bien plus grand. Le tableau de la page 45, prévu pour les lignes à 400 kV, donne un espacement « s » de 4,26 m pour les flèches de 13 m. L'espacement de 4,26 m est donc plus que suffisant pour les lignes à 220 kV et nous l'adoptons dans notre cas. Pour les pylônes des lignes

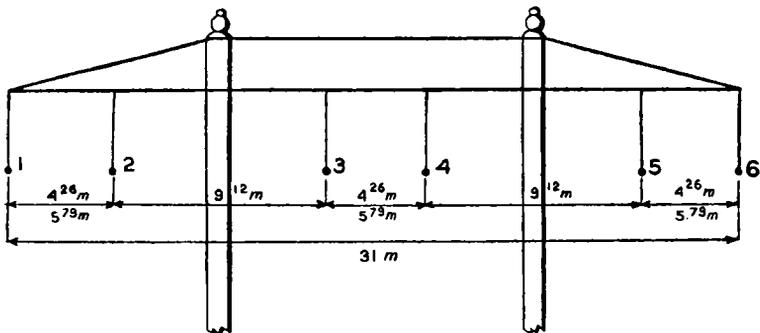


FIG. 22. — Croquis de la tête du pylône prévu pour porter les conducteurs HH de 28,6 mm de diamètre dans le stade de la ligne 2 × 220kV ; 6 phases simples.

du Bas-Congo cela donne une distance entre les axes des montants de 13,38 m. Or le calcul de « s » pour le stade 400 kV indique la nécessité d'une distance de 12,88 m seulement. Le stade 2 × 220 kV force donc à élargir la tête du pylône. Quand on examine le stade 400 kV des

pylônes dans le Haut-Katanga, la distance minima entre les axes des montants est de 14,91 m. Pour avoir une disposition symétrique des phases on est obligé alors d'avoir sur la fig. 22 un espacement de 5,79 m au lieu de 4,26 m des lignes dans le Bas-Congo. Ainsi dans le Katanga c'est le stade 400 kV, considéré avec le stade 2×220 kV, qui fixe la largeur de la tête du pylône qui de 31 m qu'elle était dans le Bas-Congo devient de 35,61 m dans le Haut-Katanga. Le pylône de Chevilly, dans une région de « δ » voisine de l'unité, comme dans le Bas-Congo, a les espacements indiqués à la fig. 15, mais la portée de ligne considérée est de 500 m alors qu'elle est dans notre cas de 311 m environ. En passant du stade B.C.-I au stade B.C.-II, la largeur de la tête du pylône est trop grande. Si on maintenait la chaîne extérieure à l'extrémité de la poutre, on aurait un angle de protection contre la foudre trop fort. Le câble de garde peut alors être reporté vers l'intérieur jusqu'à réaliser l'angle voulu.

Pour la ligne B.C.-II les conducteurs se disposent suivant la figure 23.

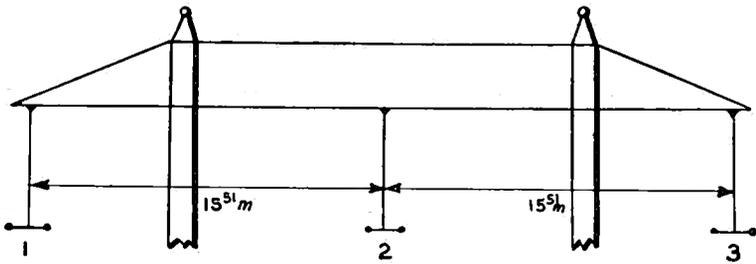


FIG. 23. — Croquis de la tête du pylône pour porter les conducteurs HH de 28,6 mm de diamètre ; stade de la ligne à 1×400 kV ; phase avec conducteurs jumelés $2 \times 28,6$ mm ; 3 phases de la ligne disposées en utilisant la tête même du pylône représenté par la fig. 22.

Notions concernant le comportement électrique des lignes à T. H. T.

Espacements équivalents.

Quand les distances entre les trois conducteurs d'une ligne triphasée sont différentes, par exemple quand ces conducteurs sont disposés en nappe horizontale, on calcule l'espacement équivalent par la formule.

$$s = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} \quad (17)$$

On obtient :

a) Pour la ligne double 2×220 kV (B.C.-I, figure 22).

$$s = \sqrt[3]{4,26 \cdot 9,12 \cdot 13,38} = 8,05 \text{ m.}$$

b) Pour la ligne double 2×220 kV (K.-I, fig. 22, chiffres inférieurs).

$$s = \sqrt[3]{5,79 \cdot 9,12 \cdot 14,91} = 9,23 \text{ m.}$$

c) Pour la ligne à conducteurs jumelés (B.C.-II, fig. 23).

$$s = \sqrt[3]{15,51 \cdot 15,51 \cdot 31} = 19,55 \text{ m.}$$

Capacités.

Deux conducteurs cylindriques de rayon r , écartés l'un de l'autre d'une distance « s » ont, par km de ligne, une capacité :

$$C = \frac{1}{21n \frac{s-r}{r}} \approx \frac{1}{21n \frac{s}{r}} \text{ U. E. S.-C. G. C.}$$

S'il s'agit d'une ligne triphasée, on prend la formule ci-dessus, où « s » est l'espacement équivalent entre les

conducteurs. La capacité ainsi obtenue s'appelle « apparente ou industrielle » d'une phase de la ligne. Si la ligne a les conducteurs jumelés, les deux conducteurs de rayon « r » sont considérés fictivement comme un conducteur unique dont le rayon vaut

$$r' = \sqrt{r \cdot D} \quad (18)$$

où D est l'écartement entre 2 conducteurs jumelés.

On obtient pour les lignes doubles B.C.-I et K.-I respectivement 0,0794 et 0,0772 U. E. S.

La capacité obtenue est celle correspondant aux conducteurs de 1 cm de longueur. La capacité de 1 km de ligne est donc 10^5 fois plus grande. On utilise pour les calculs l'unité dite pratique et qui s'appelle le farad défini par

$$1 \text{ farad} = 9 \cdot 10^{11} \text{ U. E. S.} \cdot \text{C. G. S.}$$

On a donc en fin de compte la formule pratique

$$C \text{ farads par km de ligne} = \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{s}{r \text{ ou } r'}} \quad (19)$$

Dans la formule de l'admittance des lignes, c'est la valeur $C \cdot \omega$ qui intervient ; ω est la pulsation et on a

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314.$$

pour les courants alternatifs industriels à 50 périodes par seconde.

« C » étant en farads et ω étant $2 \pi f$, $C\omega$ est en ohms.

Réactance inductive.

On utilise la formule.

$$L = 0,5 \mathcal{M} + 2Ln \left(\frac{s}{r \text{ ou } r'} \right). \quad \text{U. E. M}^{**} \cdot \text{C. G. S.}$$

(*) U. E. S. : unités électro statiques.

(**) E. U. M. : unités électro magnétiques.

où \mathcal{M} est la perméabilité magnétique de la matière dont est constitué le conducteur. L'inductance ainsi obtenue est celle qui correspond à une longueur de 1 cm de conducteur ; cette inductance est l'inductance « apparente ou industrielle » d'une phase de la ligne triphasée. Par km de ligne l'inductance est 10^5 fois plus grande. On utilise pour les calculs pratiques l'unité qui s'appelle le henry et qui est définie par

$$1 \text{ henry} = 10^9 \text{ U. E. M.-C. G. S.}$$

pour les conducteurs de cuivre on a $\mathcal{M} = 1$ et la formule devient :

$$L \text{ henry par km de ligne} = \left(0,5 + 2Ln \frac{s}{r \text{ ou } r'}\right) \cdot 10^{-4} \quad (20)$$

Dans la formule de l'impédance des lignes, c'est la réactance inductive $L.w$ qui intervient : « L » étant en henry, $L.w$ est en ohms ; s , r ou r' , w ont la même signification que dans la formule relative aux capacités.

Résistance des Conducteurs.

La résistance d'un conducteur se calcule par la formule

$$R = \frac{\rho L}{S} \quad (21)$$

où ρ est la résistivité en ohms par 1 m de longueur et 1 mm² de section.

L est la longueur du conducteur en mètres.

S est la section du conducteur en mm².

La résistivité dépend de la température du conducteur. On calcule la résistance d'un km de conducteur en prenant la température moyenne du câble. On procède généralement comme suit :

On calcule la résistance à 0°C ; soit R_0 et on calcule ensuite la résistance à la température $t^\circ\text{C}$ moyenne considérée par la formule

$$R_t = R_0 \cdot (1 + a \cdot t^\circ \text{C}) \quad (22) \quad a = 0,004 \text{ pour le cuivre.}$$

Dans le cas des conducteurs de cuivre de 177 mm^2 de section et pour la température moyenne de 30°C (jour, nuit, saisons sèche et des pluies) on a R par kilomètre = 0,104 ohms.

Perdittance.

On calcule la perdittance moyenne annuelle par km de ligne. Si p est la perte en kW par km de ligne, « pertes par courants à travers les chaînes d'isolateurs et par corona vers l'atmosphère entourant la ligne », on a

$$g \text{ (perdittance en ohms par km)} = \frac{p \cdot 1000}{3 \cdot n \cdot (\text{Volts} : 1,73)^2} \quad (23)$$

$3 n$ est le nombre des conducteurs de la ligne.

La perdittance g est celle d'un conducteur. Pour la ligne double la perdittance d'un conducteur est celle d'une phase ; pour la ligne à conducteurs jumelés, la perdittance d'un conducteur doit être multipliée par 2 pour avoir la perdittance de la phase obtenue en jumelant 2 conducteurs.

Grandeurs caractéristiques d'une ligne de transmission.

On définit les grandeurs suivantes :

Impédance par km de ligne \bar{Z}

$$\bar{Z} = R + j Lw \quad (24) \quad j = \sqrt{-1}$$

Admittance par km de ligne

$$\bar{Y} = g + j Cw \quad (25)$$

Impédance naturelle

$$\bar{Z}_0 = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} \quad (26)$$

Argument caractéristique de la ligne

$$\bar{O} = D \cdot \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad (27)$$

D = longueur de la ligne en km.

**Équations de fonctionnement des Lignes de transmission,
mise sous tension de la ligne, marche à vide.**

L'étude théorique des lignes à haute tension établit que le courant et la tension à l'entrée de la ligne (I_1, V_1) sont liés aux courant et tension à la sortie de la ligne (I_2, V_2) par les équations

$$\bar{V}_1 = (\cosh \bar{O}) \cdot \bar{V}_2 + (\bar{Z}_0 \sinh \bar{O}) \cdot \bar{I}_2 = \bar{a} \cdot \bar{V}_2 + \bar{b} \cdot \bar{I}_2 \quad (28)$$

$$I_1 = (\sinh \bar{O} : Z_0) \cdot \bar{V}_2 + (\cosh \bar{O}) \cdot \bar{I}_2 = \bar{c} \cdot \bar{V}_2 + \bar{d} \cdot \bar{I}_2 \quad (29)$$

Quand on considère l'impédance et l'admittance en négligeant la résistance et la perditance ainsi que l'utilisation des courants sinusoïdaux de fréquence industrielle de 50 p/s, les équations ci-dessus se mettent sous la forme

$$\bar{V}_1 = \left[\cos \left(\frac{D}{16,7} \right)^0 \right] \cdot \bar{V}_2 + j \cdot \left[Z_0 \sin \left(\frac{D}{16,7} \right)^0 \right] \cdot \bar{I}_2 \quad (28')$$

$$\bar{I}_1 = j \left[\sin \left(\frac{D}{16,7} \right)^0 \right] \cdot \bar{V}_2 + \left[\cos \left(\frac{D}{16,7} \right)^0 \right] \cdot \bar{I}_2 \quad (29')$$

Pour une ligne de 500 km de long on a $(D : 16,7)^0 = 30$ degrés. Dans ces conditions, quand on met une ligne sous tension à vide (I_2 est dans ce cas nul), les équations ci-dessus donnent

$$V_1 = \cos 30^\circ \cdot V_2 \text{ d'où } V_2 = V_1 : 0,866 = 1,15 \cdot V_1$$

La surtension en bout de ligne ne dépasse donc pas 15 % et il n'y a guère d'inconvénient à mettre la ligne directement en service, à vide.

Pour une ligne de 1.000 km on a, de la même façon que ci-dessus, $V_2 = 2 V_1$. La surtension à vide est donc très

grande ; on peut être amené à devoir mettre la ligne sous tension en montant en tension d'une façon progressive.

Puissance naturelle.

On dit que la ligne débite la puissance naturelle P_n quand $V_2 = Z_0 I_2$.

$$\text{On a alors } P_n = V_2 I_2 \cos \alpha = \frac{V_2^2}{Z_0} \cos \alpha = \frac{V_2^2}{Z_0} \quad (30)$$

car α étant toujours moindre que 5° , $\cos \alpha$ est supérieur à 0,996 et peut être pris égal à 1.

Pour la plupart des lignes, Z_0 est compris entre 350 et 400 ohms. Pour les lignes à conducteurs simples Z_0 est le plus souvent voisin de 400 ohms, de sorte que la puissance naturelle triphasée est alors de

$$3 \left(\frac{V}{1,73} \right)^2 : 400 = 2,5 V^2 \text{ kilowatts} \quad (31)$$

V étant la tension composée, entre bornes, exprimée en kilovolts. Une ligne peut transporter la puissance naturelle à grande distance d'une façon stable.

Condition de stabilité électrique.

Considérons la fig. 24 où sont représentées les réactances des divers éléments de la ligne : l'alternateur, les transformateurs, la ligne L et le moteur synchrone M à l'arrivée, pour le réglage de la puissance réactive, pour maintenir la tension V_2 constante.

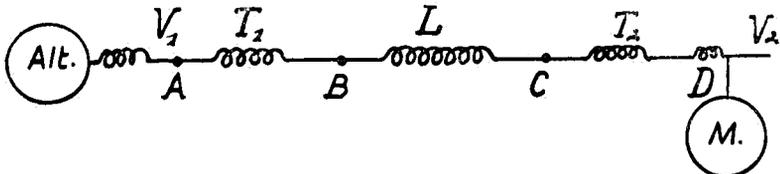


FIG. 24. — Schéma de principe indiquant les réactances à considérer pour le calcul de la stabilité électrique statique du complexe alternateurs-compensateurs synchrones.

La puissance maximum qui peut être transmise est

$$P \text{ max} = 3 \cdot \frac{V_1 \cdot V_2}{\Sigma X} \sin O \theta \quad (32)$$

Dans cette formule V_1 et V_2 sont les tensions de phase, le facteur 3 tient compte de la présence de 3 phases, ΣX est la réactance totale entre la génératrice au départ de la ligne, point A, et le moteur synchrone à l'arrivée, point D. $\sin O \theta$ prend à la limite la valeur 1. Comme il a été dit précédemment, la puissance transmise doit être inférieure dans une mesure satisfaisante, 25 % par exemple, à celle maximum ci-dessus, pour que la marche soit qualifiée de « bonne stabilité statique », ce qui suppose qu'il ne se produit pas de modification brusque ou de trop fortes surcharges du régime établi. La stabilité transitoire est plus complexe, l'auteur donne quelques indications à son sujet.

Étude détaillée des lignes à 400 kV au Congo belge avec le stade initial en ligne double a 220 kV.

Résumé des résultats acquis précédemment.

a) BASES ÉCONOMIQUES.

Les prix du matériel ont été estimés d'après les prix américains de 1945, majorés pour frais de transport, de douane, d'assurance, et l'augmentation des prix entre 1945 et 1950, en évaluant un dollar U. S. A. 1945 à 100 FB 1950.

Un système de transport simple a été considéré et son coût établi pour des distances de transport croissantes, sous les tensions de 220 kV, 400 kV et 450 kV, une même puissance étant transportée.

La comparaison entre les divers prix de kVA, en bout de ligne, a montré que la tension de 220 kV, avec une

ligne à 2 circuits, était économiquement préférable pour une puissance totale de l'ordre de 250 MW et une distance n'excédant pas 500 km. Pour une puissance plus grande et une distance de plus de 500 km, la tension de 400 kV est plus avantageuse. Elle le reste pour des puissances plus fortes à condition de multiplier le nombre des circuits.

Les charges financières ont été analysées et prises égales à 14 % du capital. Le prix de vente, en bout de ligne, a été discuté et la valeur de l'énergie perdue au cours du transport établie.

La loi de KELVIN, convenablement complétée, a permis d'établir la section la plus économique des conducteurs de courant à utiliser.

L'étude a porté principalement sur l'emploi du cuivre dont le Congo belge est un producteur, elle a montré qu'il y a peu de différence du point de vue économique à utiliser des câbles en aluminium-acier.

Pour les lignes à T. H. T., 400 kV, on utilisera les conducteurs de la ligne double à 220 kV en les jumelant.

Dans le mémoire, l'étude comparative a porté sur les conducteurs ci-après :

1° Conducteurs en cuivre.

a) 1 conducteur unique, creux, type H. H. de 46,5 mm de diamètre extérieur.

b) 2 conducteurs jumelés, creux, type H. H. de 28,6 mm de diamètre extérieur.

c) 2 conducteurs jumelés pleins de 29,2 mm de diamètre extérieur.

Ces conducteurs sont des normes américaines.

2° Conducteurs en aluminium-acier.

d) Conducteurs pleins de diamètre extérieur de 26,4 mm (Chevilly).

e) Conducteurs pleins de diamètre extérieur de 31,7 mm (Suédois).

Les cas *a*, *b*, *d*, *e*, sont comparables entre eux, car ils se rapportent à un transport de puissance semblable. Le cas *c* est relatif à une puissance très forte ayant recours à une compensation série.

Le cas *b* est le plus probable pour le Congo belge ; il est repris ci-après et comporte :

un stade initial : 2 lignes à 220 kV avec un conducteur de 28,6 mm pour chacune des 2×3 phases. Puissance totale maximum : 250 MW, distance 500 km (125 MW par ligne).

un stade définitif : à 400 kV, chaque phase formée par 2 des conducteurs ci-dessus jumelés, avec $D = 0,45$ m. Puissance maximum transportée : 600 MW.

La puissance naturelle pour le stade initial est 242 MW et 477 MW pour le stade définitif. Distance de transport pour le stade définitif 500 à 1.000 km. On a admis comme densité de l'air pour le Bas-Congo 1, pour le Haut-Katanga 0,855.

Les lignes à 400 kV et densité de l'air 0,855 se comportent comme celles à 440 kV et densité de l'air 1.

On aura, pour les lignes de 2 régions et les deux stades, les caractéristiques suivantes :

	Bas-Congo	Katanga
Conducteurs creux, cuivre ; section mm ²	177	177
Diamètre extérieur	28,6 mm	28,6 mm
Nombre utilisé 1 ^{er} stade 2×220 kV	2×3	2×3
2 ^e stade 1×400 kV	2×3	2×3
Distance D entre conducteurs jumelés à 400 kV	450 mm	450 mm
2 Câbles de garde, acier galvanisé, section	50 mm ²	20 mm ²
Contrepoids 2 fils de cuivre	7,06 mm ²	7,06 mm ²
Portée économique	310 m	—
Hauteur minimum au-dessus du sol, régions habitées	10,25 m	11 m
Hauteur minimum au dessus du sol, autres régions	8,25 m	9 m
Flèche maximum	13 m	13 m

base, dans son mémoire, sur les résultats expérimentaux obtenus ailleurs, principalement à Chevilly. Les données expérimentales obtenues dans divers pays sont comparables entre elles, mais une transposition précise à un cas particulier déterminé est cependant aléatoire. Après un examen poussé et l'étude comparée des gradients superficiels de potentiel des conducteurs de la ligne, dont les caractéristiques viennent d'être passées en revue, et de ceux, relatifs à la ligne de Chevilly, l'auteur adopte les valeurs suivantes des pertes corona (valeurs moyennes annuelles).

Stade de la ligne double 2×220 kV.

4,55 kW par km de ligne triphasée double, cas B.C.-I.
 4,8 kW » » » » » » K-I.

Stade de la ligne à 400 KV et conducteurs jumelés.

5,14 kW par km de ligne triphasée, cas B. C.-II.
 5 kW » » » » » K-II.

Pour calculer la valeur de la perditance, par la formule 23, l'auteur majore les pertes ci-dessus de 10 % pour tenir compte des pertes à travers les chaînes d'isolateurs. Un tel coefficient de majoration a été adopté par les expérimentateurs de Chevilly.

	Bas-Congo	Katanga
<i>Impédance kilométrique.</i> $Z = R + jL\omega$		
Stade 2 × 220 kV	R 0,104	0,104
	$L\omega$ 0,411	0,421
	Z = 0,425 ^{75°50'}	0,434 ^{76°10'}
1 × 400 kV	R 0,052	0,052
	$L\omega$ 0,362	0,368
	Z 0,366 ^{81°50'}	0,372 ^{81°55'}
<i>Admittance kilométrique</i> $Y = g + jC\omega$		
Stade 2 × 220 kV	g $5,21 \times 10^{-8}$	$5,33 \times 10^{-8}$
	$C\omega$ $2,77 \times 10^{-6}$	$2,7 \times 10^{-6}$
	Y $2,77 \times 10^{-6}$ ^{88°55'}	$2,71 \times 10^{-6}$ ^{88°52'}
Stade 1 × 400 kV	g $3,53 \times 10^{-8}$	$3,42 \times 10^{-8}$
	$C\omega$ $3,17 \times 10^{-6}$	$3,11 \times 10^{-6}$
	Y $3,17 \times 10^{-6}$ ^{88°55'}	$3,11 \times 10^{-6}$ ^{89°22'}
<i>Impédance naturelle</i> $Z_o = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$		
Stade 2 × 220 kV	$392^{-6°33'}$	$401^{-6°26'}$
Stade 1 × 400 kV	$339^{-3°46'}$	$346^{-3°44'}$
Valeur de l'argument vectoriel \bar{O} (formule 27, D = 500 km)		
Stade 2 × 220 kV	$0,545$ ^{82°22'}	$0,54$ ^{82°31'}
Stade 1 × 400 kV	$0,54$ ^{86°36'}	$0,539$ ^{85°38'}

Connaissant \bar{O} nous pouvons calculer la valeur de $\text{Sinh } \bar{O}$ et de $\text{Cosh } \bar{O}$ qui interviennent dans les équations 28 et 29 et déterminer ensuite les coefficients vectoriels (a, b, c, d) de ces mêmes équations. Les résultats de ces calculs sont :

Note : Les valeurs angulaires, en petits caractères, sont les arguments des grandeurs vectorielles auxquelles ces valeurs angulaires se rapportent.

Stade		B.C	K
I	cosh =	0,862 ^{2,5°}	0,863 ^{2,4°}
	sinh =	0,519 ^{83,1°}	0,515 ^{83,2°}
II	cosh =	0,861 ^{1,4°}	0,861 ^{1,4°}
	sinh =	0,511 ^{86°}	0,511 ^{86°}
I	$a = d$	0,862 ^{2,5°}	0,863 ^{2,4°}
	$b =$	203 ^{76,3°}	216 ^{76,5°}
	$c =$	0,00132 ^{89,8°}	0,00128 ^{89,7°}
II	$a = d$	0,861 ^{1,4°}	0,861 ^{1,4°}
	$b =$	173,5 ^{82,3°}	177 ^{82,3°}
	$c =$	0,00151 ^{87,8°}	0,00148 ^{89,7°}

Remarque. La relation $ad - bc = 1$ se vérifie pour les valeurs ci-dessus. On voit que l'argument des coefficients a et d est très faible.

La connaissance des 4 coefficients vectoriels a , b , c et d détermine entièrement les équations 28 et 29 représentant le fonctionnement des lignes de transmission.

CIRCUIT ÉQUIVALENT.

L'étude d'une ligne de transmission peut être faite par calcul à partir des équations 28 et 29. On préfère souvent substituer à ces équations un circuit équivalent. Le calcul à partir du circuit équivalent est plus physique. Le circuit équivalent peut également être transposé sur une table à calcul. La table à calcul donne les résultats cherchés d'une façon sûre et simple. On utilise les circuits équivalents en forme d'un T ou en forme d'un Π .

Considérons le circuit en forme d'un T représenté à la fig. 25. Cette figure permet d'écrire les équations suivantes :

loi des tensions dans la boucle oabcdo

$$V_1 = Z_1 I_1 + Z_2 I_2 + V_2$$

loi des tensions dans la boucle ebcde

$$E = Z_2 I_2 + V_2$$

loi des courants au nœud b

$$I_1 = I_2 + I_3 = I_2 + E.Y.$$

On déduit de ces relations

$$V_1 = (1 + Y.Z_1) . V_2 + (Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 Y) . I_2 \quad (33)$$

$$I_1 = (Y) . V_2 + (1 + Y Z_2) . I_2 \quad (34)$$

En identifiant les équations (33 et 34) avec les équations (28 et 29) correspondantes, on a

$$Y = c \text{ ou } Z_3 = 1 : c \quad (35)$$

$$Z_1 = \frac{a - 1}{c} \quad (36)$$

$$Z_2 = \frac{d - 1}{c} \quad (37)$$

Les équations 28 et 29 montrent que les équations des lignes de transmission réalisent la condition $a = d$. Pour les lignes de transmission, on a alors en fonction de (36 et 37) $Z_1 = Z_2$.

En conclusion, on peut dire que connaissant les coefficients a , c et d des équations d'une ligne de transmission, on peut calculer, en fonction de ces coefficients, les impédances Z_1 , Z_2 et Z_3 du circuit équivalent de la fig. 25. Réciproquement, si on connaît le circuit équivalent d'une ligne de transmission, on peut déterminer les coefficients a , b , c et d et d'écrire les équations (28 et 29). Les équations 34 et 35 permettent, en effet, d'écrire

$$a = 1 + Y Z_1 \quad (38) \quad d = 1 + Y Z_2 \quad (39)$$

$$b = Z_1 + Z_2 + Y Z_1 Z_2 \quad (40) \quad c = Y \quad (41)$$

On vérifie, d'autre part, sans difficulté, que l'on a

$$ad - bc = (1 + YZ_1) (1 + YZ_2) - (Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2) . Y = 1 \quad (42)$$

Les considérations ci-dessus, faites à propos des lignes

de transmission, peuvent également être faites pour les transformateurs éleveurs de tension, les transformateurs abaisseurs de tension, les alternateurs et autres appareils électriques. Tous ces systèmes peuvent être représentés par des circuits équivalents. Les relations 35 à 42 se vérifient pour tous ces systèmes, mais la condition $a = d$ et partant $Z_1 = Z_2$ n'a pas toujours lieu.

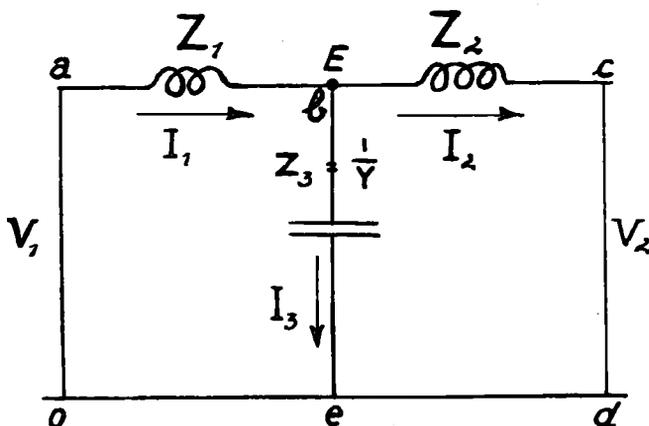


FIG. 25. — Circuit équivalent en T d'une ligne de transmission.

Étude du fonctionnement à l'aide des diagrammes.

Considérons les équations (28 et 29) dont les 4 paramètres a , b , c et d sont liés entre eux par la relation (42). Considérons le cas où la tension V_2 à l'arrivée est constante en grandeur et direction, la tension V_1 étant quelconque.

Divisons les 2 membres de (28) par b , on a

$$V_1 : b = (a : b) \cdot V_2 + I_2 \tag{43}$$

L'équation vectorielle (43) est représentée par le triangle $OO'P$ de la fig. 26.

De (29) on tire $I_2 = (I_1 : d) - (c V_2 : d)$

En portant cette valeur de I_2 dans (43) on a

$$(V_1 : b) = (a V_2 : b) + (I_1 : d) - (c V_2 : d) = (I_1 : d) + V_2 \left(\frac{a}{b} - \frac{c}{d} \right) = \frac{I_1}{d} + \frac{V_2}{b \cdot d} \quad (44)$$

A cette dernière relation correspond le triangle $OO''P$ de la fig 26. Dans la figure 26, les points P' , O' et O'' sont fixes, à cause de l'hypothèse sur la valeur de V_2 et la constance des paramètres a , b , c et d .

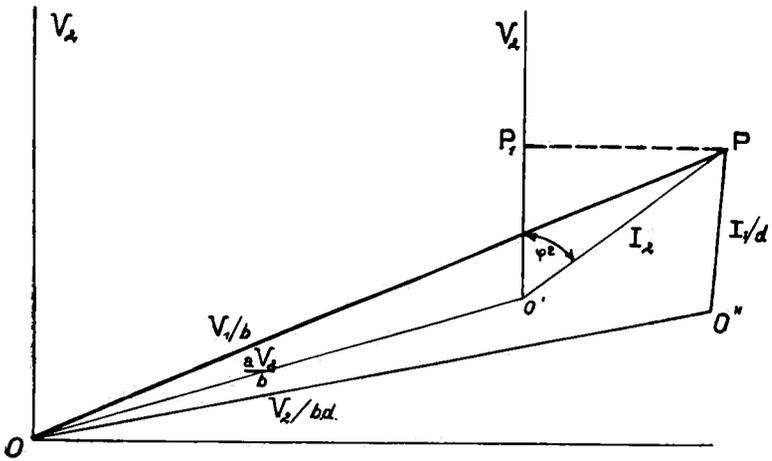


FIG. 26. — Représentation graphique des équations fondamentales du fonctionnement d'un système quadripôle.

On peut définir comme suit les topogrammes principaux : ⁽¹⁾

1° Ceux d'égale valeur de V_1 sont des cercles concentriques de centre O et de rayons $V_1 : b$.

2° Ceux d'égale valeur de I_1 sont des cercles concentriques de centre O'' et de rayons $I_1 : d$.

3° Ceux d'égale valeur de I_2 sont des cercles concentriques de centre O' et de rayons I_2 de diverses valeurs.

4° Ceux d'égale valeur de φ_2 sont des droites, passant par O' et faisant avec V_2 l'angle φ_2 .

⁽¹⁾ Voir fig. 27.

Remarque : Le diagramme de la fig. 26 est celui d'une phase. On peut cependant inscrire parfois les valeurs entre conducteurs. Ainsi à la place de V_1 de phase on peut inscrire la valeur de V_1 entre phases. On notera aussi que les valeurs des divers vecteurs de la figure 26 ont la dimension des courants et sont exprimés en ampères ; les vecteurs relatifs aux tensions sont, en effet, divisés par des coefficients qui sont des impédances. L'auteur étudie numériquement les 2 stades du fonctionnement de la ligne. Nous examinerons ici le stade initial dans le Katanga.

Applications au cas de K.-I.

Pour ce cas, $a = d = 0,863^{2,5^\circ}$ $b = 216^{76,5^\circ}$
 $c = 0,00128^{89,7^\circ}$

Prenons comme *tension de référence* : $V_2 = 127.000^{90^\circ}$, par phase (fig. 27).

$$\frac{a}{b} = \frac{0,863^{2,5^\circ}}{216^{76,5^\circ}} = 0,004^{-74^\circ}$$

$$\frac{V_2}{bd} = \frac{127.000^{90^\circ}}{216 \times 0,863^{79^\circ}} = \frac{127.000^{90^\circ}}{186,4^{79^\circ}} = 681^{11^\circ}$$

D'où : $OO'' = 681^{11^\circ} = 670 + j 132$. Ce vecteur est représenté, à l'échelle $1 \text{ mm} = 5A$, par $134 + j 26,4 \text{ mm}$. (fig. 27).

De même :

$$\frac{a}{b} V_2 = 4^{-74^\circ} \times 127^{90^\circ} = 508^{16^\circ} = 485 + j 139$$

D'où $OO' = 97 + j 27,8 \text{ mm}$ et $|OO'| = 101,6 \text{ mm}$.

Si on prend pour le courant de charge :

$$I_2 = 260^{53^\circ} (\cos \varphi_2 = 0,8),$$

on obtient le point P pour caractériser le régime.

$$O'P = \left(\frac{260}{5} \right) = 52 \text{ mm. } (1)$$

(1) $\varphi_2 = 37^\circ$; la droite O'P est inclinée de 37° sur le vecteur V_2 . Comme il s'agit d'un retard de phase du courant sur la tension, cette inclinaison de 37° se prend vers la droite du vecteur V_2 .

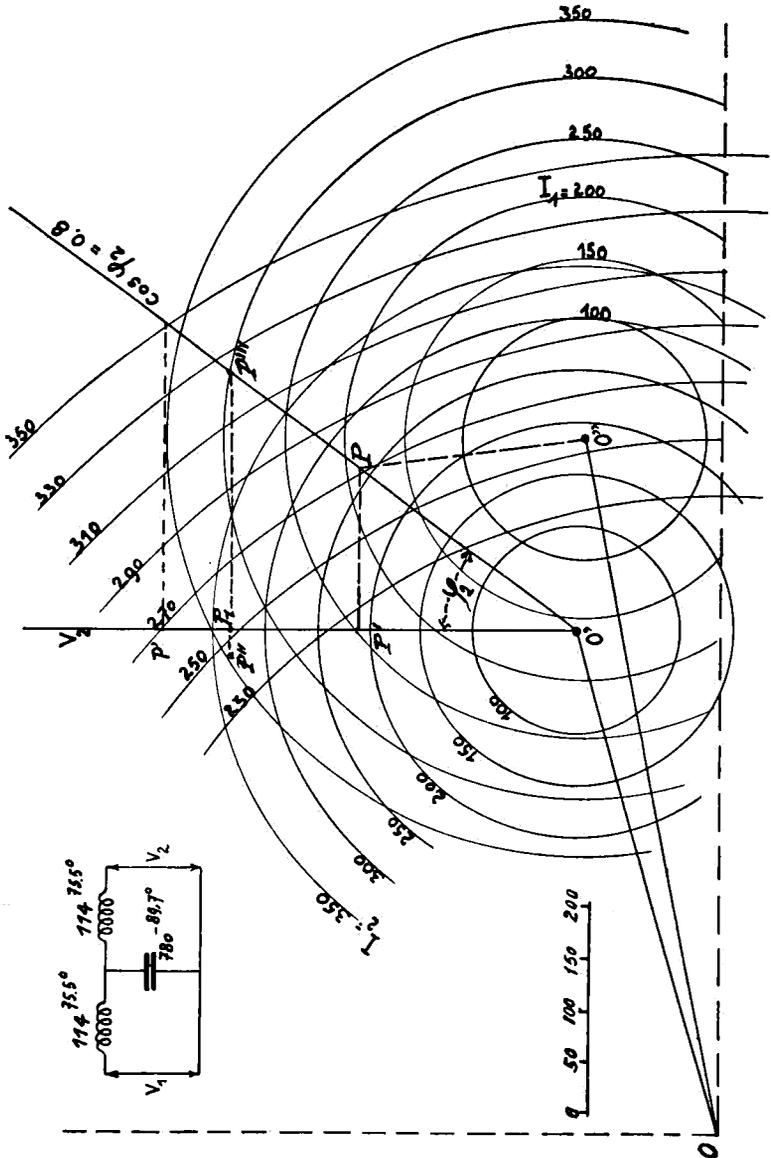


FIG. 27. — Diagramme de régulation des lignes à T. H. T., cas de la ligne à 2×220 kV au Katanga, 500 km de long, disposition des phases suivant la fig. 22.

La tension à l'arrivée est maintenue constante et égale à 220 kV entre phases. L'échelle de tous les vecteurs réduits au courant I_2 est de 1 Amp de $I_2 = 0,2$ mm.

Éch. des tensions. La marche à vide est caractérisée par $I_2 = 0$.

Introduisant $I_2 = 0$ dans la relation (28), on a :

$$V_1 = 127.000^{90} \times 0,863^{2,5} = 109.600^{92,5} \text{ par phase.}$$

Le point P, correspondant à ce régime, se place en O'. Le rayon OO', correspondant à la tension de phase de 109.600 volts ci-dessus, mesure 101,6 mm, d'où l'échelle des tensions.

$$1 \text{ mm} = 1,865 \text{ kV pour la tension entre phases.}$$

On a alors pour les rayons des cercles d'égaies tensions entre phases :

$$\Sigma = \frac{101,6 \times \text{kV}}{1,865} = 54,44 \text{ kV.}$$

Pour ceux I_1 constants $R_1 = 0,232 I_1$.

Pour ceux I_2 constants $R_2 = 0,2 I_2$. D'où les tableaux ci-dessous.

kV	r en mm.
230	123
250	134
270	145
290	156
310	167
330	178
350	189

I_1	R_1 mm	I_2	R_2 mm
100	23,16	100	20
150	34,74	150	30
200	46,32	200	40
250	57,90	250	50
300	69,48	300	60
350	80,70	350	70

Chaque point de la surface, atteinte par les familles de courbes, caractérise un régime. Le point P, p. ex.

donne $O'P = I^2 = 52 \text{ mm} = 260 \text{ Amp}$ et $O''P = 45 \text{ mm}$.
Or 100 A de I_1 sont mesurés par 23,16 mm, d'où :

$$O''P = \frac{45,00}{23,16} \times 100 = 196 \text{ A} = I_1$$

$O' P'$ mesure la puissance active fournie :

$P_2 = I_2 \cdot V_2 \cos \varphi_2 = (41 \times 5) \times 127 \times 1 = 26,8 \text{ M. W}$
par phase.

La longueur $O P = 147 \text{ mm}$ mesure :

$$147 \times 1,865 = 273 \text{ kV entre phases.}$$

Pour avoir 220 kV à l'arrivée, il faut en appliquer au départ 273 kV. Si les compensateurs synchrones se chargent de la composante déwattée du courant, le point de fonctionnement est ramené de P en P'. La tension au départ ne doit plus être que $OP' = 222 \text{ kV}$, ce qui réduit la chute de tension à 1 %. On voit ainsi l'utilité du contrôle de l'énergie réactive à l'arrivée.

Puissance naturelle et stabilité de la ligne.

Faisant usage des propriétés des fonctions hyperboliques, l'auteur établit la formule :

$$P_n = \frac{V_1^2 e^{-2D\theta'} \cos \alpha}{Z_0} \text{ qui donne une valeur plus exacte}$$

de la puissance naturelle des lignes à T. H. T.

Dans cette formule θ' est donné par l'équation

$$\bar{O} = O' + j O'' \quad (1)$$

et $\cos \alpha$ est pratiquement l'unité, comme vu à propos de la formule (30). Pour les 4 cas étudiés, α prend les valeurs numériques depuis $-3^{\circ}44'$ jusqu'à $-6^{\circ}33'$.

D'après cette formule on obtient, en utilisant pour le B-C les données établies

(1) $\theta' = O'$

Stade I :

$$P_n = \frac{2 \times 3 \left(\frac{220}{1.73}\right)^2 \cdot e^{-2 \times 0.0725} \cdot 1}{392} = \frac{6 \times 127^2 \times 0,87 \times 1}{392}$$

= 215 MW. pour les 2 lignes.

$$\text{Stade II : } P_n = \frac{3 \times \overline{232}^2 \times e^{-2 \times 0.0415} \times 1}{339} = 437 \text{ MW.}$$

En admettant une chute de tension de 5 %, la puissance statique maximum est :

$$\text{Stade : I } P_s = \frac{2 \times 220.000 \times 209.000}{211} = 436 \text{ MW}$$

Pour le cas K-I et le circuit équivalent tel que celui représenté à la fig. 27 on a approximativement

$$P_s = \frac{2 \times 220.000 \times 209.000}{2 \cdot 114 \sin 75^{\circ},5} \text{ W} = 436 \text{ MW.}$$

soit le même résultat que celui du cas B.C.-I. ce qui est assez normal, les coefficients (*a, b, c, d*) étant pratiquement les mêmes dans les 2 cas.

$$\text{Stade II : } P_s = \frac{400.000 \times 380.000}{186} \text{ W.} = 817 \text{ MW.}$$

Le 1^{er} stade, prévu pour transporter 250 MW, offre une marge de sécurité de 75 %, le second, prévu pour 600 MW en pointe, en présente seulement 35 %.

**Quelques données supplémentaires
tirées du diagramme de la figure 27.**

En fonction des données numériques précédentes, la puissance transportée devant être 125 MW par ligne le courant sera, pour $\cos \varphi_2 = 1$, donné par :

$$125.000 = 1,73 \cdot 220 \times I_2, \quad \text{d'où } I_2 = 328 \text{ Amp.}$$

Le régime, défini par le point P₁, est obtenu grâce au

contrôle de l'énergie réactive à l'arrivée ; sans ce contrôle, le régime serait celui défini par le point P''' , correspondant à une puissance absorbée à l'arrivée de 125 MW par ligne et $\cos\varphi_2 = 0,8$. Le régime de fonctionnement, défini par P_1 , suppose donc que les compensateurs synchrones à l'arrivée se chargent de la composante réactive définie sur le diagramme par la longueur $P''' P_1$. Le régime du point P_1 donne, par la lecture des divers topogrammes

$$V_1 = 252 \text{ KV d'où chute de tension} =$$

$$\frac{252 - 220}{252} \times 100 = 12,7 \%$$

$$I_1 = 330 \text{ Amp.}$$

Les KVA r à produire pour amener P''' en P_1 sont $2 \times 1,73.220 \cdot (P_1 P''' = 250 \text{ Amp}) = 190.000 \text{ KVA}r$.

Si on veut limiter la chute de tension à 10 % seulement, le régime de fonctionnement est celui défini par le point P'' . La valeur de la compensation synchrone à réaliser est alors de

$$2 \times 1,73 \cdot 220 \cdot (P''' P'' = 275 \text{ Amp}) = 209.000 \text{ KVA}r.$$

Le régime du point P'' correspond au courant véhiculé par la ligne de transport et fourni à l'arrivée avec un déphasage donné par

$$tg \varphi_2 = - P_1 P'' : O' P_1 = \text{d'où } \varphi_2 = - 6^\circ$$

Pour avoir une vue complète du fonctionnement, le diagramme de la fig. 27 doit être complété par les topogrammes d'égale valeur du déphasage φ_1 au départ de la ligne. L'auteur a établi ces topogrammes dans son mémoire. Leur établissement est basé essentiellement sur un calcul vectoriel symbolique très poussé, et il était difficile de reprendre ces topogrammes dans le travail condensé exposé actuellement. On constate que le contrôle de l'énergie réactive à l'arrivée conduit à avoir

le courant débité par les alternateurs en avance de phase sur la tension.

Les alternateurs doivent alors débiter de la puissance réactive négative, le réglage de leur excitation devant être prévu en conséquence. Le régime à vide de la ligne est défini par le point O' , le diagramme montre que le courant à vide au départ est de 153 Amp.

La tension au départ de la ligne, pour avoir 220 kV à l'arrivée, doit être alors :

$$V^1 = aV^2 = 109.500 \text{ volts, on a aussi } (1) V^1/b = V^1/216 = 508 \text{ A,}$$

$$\text{d'où } V^1 = 216 \times 508 = 109.500 \text{ volts. } (1)$$

Il faut donc, pour obtenir 220 kV à l'arrivée pour le régime à vide, n'appliquer au départ que $1,73 \times 109,5 = 190$ kV, soit 86 % de la tension nominale.

Les topogrammes de φ_1 étant tracés, le diagramme permet l'étude des puissances actives et réactives au départ de la ligne et l'examen du rendement pour les différents régimes envisagés.

Tous les éléments du fonctionnement de la ligne sont implicitement contenus dans les valeurs numériques servant de base au diagramme, car ils ont concouru à établir les valeurs des paramètres vectoriels (a , b , c , d).

Diagramme pour l'ensemble d'un système de transmission, y compris les transformateurs.

Nous avons étudié le fonctionnement de la ligne de transport de force à partir des équations (28 et 29) c.-à-d. de la ligne seule. Ajoutons-y les transformateurs. Le circuit équivalent de l'ensemble est obtenu en mettant en série les 3 circuits équivalents du transformateur T_1 au départ, de la ligne elle-même L , et du transformateur T_2 à l'arrivée (fig. 28). On peut approximative-

(1) $a.V_2 = 0,863 \cdot (220.000 : 1,23) = 109.500$; P étant en O' , la fig. 26 montre que $V^1/b = OO'$ d'où égalité écrite: $OO' = 508$ Amp. comme calculé à la page 70.

ment, en négligeant les résistances, admettre pour le circuit équivalent de l'ensemble, la figure 28 qui ne renferme que des réactances pures.

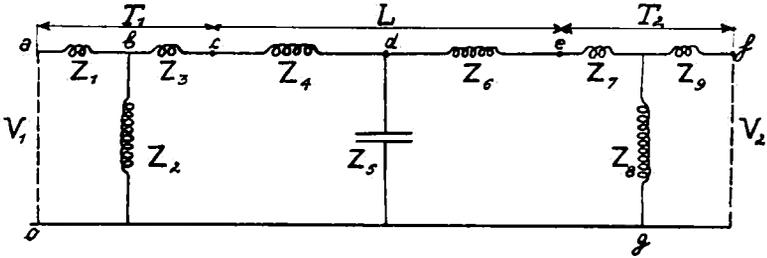


FIG. 28. — Circuit équivalent d'une ligne de transmission avec les transformateurs éleveurs de tension et les transformateurs abaisseurs de tension aux deux extrémités de la ligne.

Cette figure peut être simplifiée.

Une première réduction est obtenue en posant :

$$Z_3 + Z_4 = Z_2' \quad \text{et} \quad Z_6 + Z_7 = Z_2''$$

Une deuxième réduction est obtenue par suite de ce que les impédances transversales Z_2 et Z_8 sont généralement élevées, à tel point qu'on peut les supprimer sans modifier considérablement les résultats du calcul.

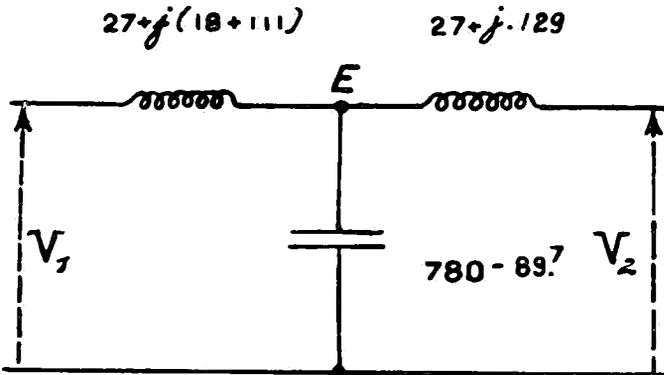


FIG. 29. — Circuit équivalent représenté à la fig. 27 complété par les réactances de valeur $j.18$. L'ensemble représente ainsi un cas numérique concret de la fig. 28 correspondant au stade du transport d'énergie à 220 kV.

De sorte que le circuit équivalent entre a et f se ramène à un circuit en T simple où z_1 et z_2 sont augmentées des réactances substituées aux transformateurs.

Remarquons que la tension V_1 est celle appliquée aux bornes d'entrée de T_1 et que V_2 est celle existant aux bornes de sortie de T_2 .

Quant aux valeurs numériques des réactances remplaçant les transformateurs, elles dépendent évidemment de la construction des appareils et seront indiquées par les fournisseurs éventuels.

Admettons par exemple pour T_1 et T_2 une réactance de 18 ohms. Si le circuit équivalent de la ligne seule est celui de la figure 27, celui de la ligne et des transformateurs est la figure 29.

Mais si pour le cas du Katanga II, par exemple, on utilise les conducteurs jumelés, la résistance ohmique tombe à moitié, la réactance $L\omega$ est aussi réduite dans une certaine mesure, par exemple à $0,85 \times 110 = 93$ ohms et $1 : C\omega$ se réduit par exemple à $0,85 \times 780 = 670$.

On obtient d'ailleurs les valeurs numériques indiquées, en établissant le circuit équivalent, d'après les données

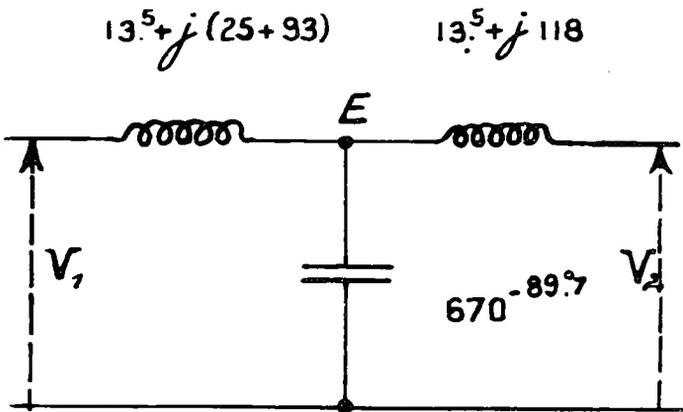


FIG. 30. — Cas numérique de la fig. 28 pour le stade de la ligne 1×400 kV au Katanga. La réactance des transformateurs est prise égale à $j 25$.

numériques (a , b , c , d) établies pour le stade 1×400 kV, en utilisant les formules 35, 36 et 37.

On aurait donc alors, pour le circuit équivalent de l'ensemble, la figure 30, en prenant j 25 pour chacun des 2 transformateurs. Les circuits équivalents, représentés sur les fig. 29 et 30, permettent de calculer les régimes ou de tracer les topogrammes correspondants aux 2 stades envisagés. Les circuits équivalents à l'ensemble du système de transmission permettent non seulement de tracer le diagramme de régulation de la tension à l'arrivée, mais de déterminer également les nouvelles limites de puissance transportable vis-à-vis de nouvelles valeurs de la puissance statique maximum.

RÉFÉRENCES

Pour les détails voir le mémoire complet. En résumé elles sont :

1. — Rapports de CIGRÉ, sessions 1935 à 1950 inclusivement.
2. — Publications de l'American Institute of Electrical Engineers : Transactions, Proceedings, Electrical Engineering (Années 1946 à 1950).
3. — Publications dans le Bulletin de la Société Française des Électriciens à propos de la station expérimentale de Chevilly.
4. — Traités généraux de : Arnold und Lacour, Blondel, Crary, Edith Clark, Gillon, Fallow, Lewis, Manduit, Still etc...
5. — Westinghouse Transmission and Distribution Reference Book (édition 1950).

TABLE DES MATIÈRES

TRANSPORT DE FORCE A TRÈS HAUTES TENSIONS AU CONGO BELGE	3
<i>Principe d'Économie</i>	4
<i>Intérêt et Amortissement du Capital</i>	4
DIFFICULTÉS INHÉRENTES A LA CONSTRUCTION DES LIGNES ÉLECTRIQUES AU CONGO BELGE	4
CHOIX DE LA TENSION ÉCONOMIQUE FAVORABLE.....	6
SYSTÈME DE TRANSPORT DE FORCE A TRÈS HAUTE TENSION	7
COÛT DES DIVERS ÉLÉMENTS DE LA FIGURE 2.....	9
<i>Centrales</i>	9
<i>Calcul de l'énergie perdue par Effet Joule</i>	10
<i>Développement progressif</i>	14
PRIX DIVERS DU kWh TRANSPORTÉ	16
<i>Coût des kWh perdus en ligne</i>	17
CONCLUSION DE L'ÉTUDE ÉCONOMIQUE	17
PHÉNOMÈNES PROPRES AUX LIGNES A T. H. T.	18
<i>Corona</i>	18
<i>Conditions Climatiques du Congo belge</i>	20
<i>Perturbations radiophoniques</i>	20
<i>Conclusion</i>	21
PARTICULARITÉS CONSTRUCTIVES DES LIGNES A T. H. T.	21
<i>Conducteurs jumelés</i>	22
Disposition horizontale	25
Disposition verticale	25
<i>Isolement de la ligne</i>	26
Détermination du nombre d'isolateurs d'une chaîne de suspension à partir des lignes existantes	26
Étude directe	27

<i>Conducteurs de terre</i>	28
<i>Coordination de l'Isolément</i>	29
<i>Conditions à imposer aux isolateurs</i>	31
<i>Tension sinusoïdale à imposer à la chaîne</i>	34
<i>Distance des Conducteurs sous tension à la masse des pylônes</i>	35
<i>Essais à Jadotville</i>	36
<i>Connexion des Transformateurs</i>	36
<i>Construction des Lignes à T. H. T.</i>	37
<i>Pylônes</i>	38
<i>Câbles de garde pour la protection contre la foudre</i>	41
<i>Contrepoids, valeur des prises de terre des pylônes et le nombre probable de déclenchements dus à la foudre</i>	42
 CALCUL DES DIMENSIONS ESSENTIELLES DE LA LIGNE DE TRANSMISSION	 44
<i>Calcul de la Tête des pylônes</i>	44
<i>Hauteur du pylône hors-sol</i>	47
<i>Calculs numériques</i>	47
<i>Calcul de la portée économique</i>	48
<i>Transpositions</i>	51
<i>Modification de la Tête du pylône imposée par le stade initial de la ligne double à 220 KV</i>	52
 NOTIONS CONCERNANT LE COMPORTEMENT ÉLECTRIQUE DES LIGNES A T. H. T.	 55
<i>Espacements équivalents</i>	55
<i>Capacités</i>	55
<i>Réactance inductive</i>	56
<i>Résistance des Conducteurs</i>	57
<i>Perditanche</i>	58
<i>Grandeurs caractéristiques d'une ligne de transmission</i>	58
<i>Équations de fonctionnement des lignes de transmission, mise sous tension de la ligne, marche à vide</i>	59
<i>Puissance naturelle</i>	60
<i>Condition de stabilité électrique</i>	60
 ÉTUDE DÉTAILLÉE DES LIGNES A 400 KV AU CONGO BELGE AVEC LE STADE INITIAL EN LIGNE DOUBLE A 220 KV	 61
<i>Résumé des résultats acquis précédemment</i>	61
<i>Bases économiques</i>	61
<i>Caractéristiques électriques de la ligne</i>	64
<i>Perditanche kilométrique</i>	64
<i>Impédance kilométrique</i>	66
<i>Admittance kilométrique</i>	66

TABLE DES MATIÈRES

83

Impédance naturelle	66
Résultat du Calcul des grandeurs hyperboliques, coefficients a, b, c, d	67
Circuit équivalent	67
<i>Étude du fonctionnement à l'aide des diagrammes</i>	69
<i>Puissance naturelle et stabilité de la ligne</i>	74
<i>Quelques données supplémentaires tirées du diagramme de la fig. 27</i>	75
<i>Diagramme pour l'ensemble d'un système de transmission, y compris les transformateurs</i>	77
RÉFÉRENCES	80
TABLE DES MATIÈRES	81





