

RÉPUBLIQUE DU SÉNÉGAL



ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE THIÈS

Gm. 0246

PROJET DE FIN D'ETUDES

ÉN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR DE CONCEPTION

TITRE OPTIMISATION DES POSTES
ET RESEAUX ELECTRIQUES (C.S.P.T)

AUTEUR : Mamadou THIOUB

DIRECTEURS : Igor SABATIN – Silly FAYE

(E.P.T)

(C.S.P.T)

Genie : Mécanique

DATE : MAI 1987

— A MES PARENTS —

TABLE DES MATIÈRES

i/ Remerciements

ii/ Résumé

iii/ Introduction

Chapitre Premier : Caractéristiques du réseau

1/ Bilan des puissances

2/ Chute de tension

3/ Court - Circuit

4/ Qualité du service

Chapitre II Compensation de l'énergie réactive

1/ Compensateur Synchrones

2/ Compensateur Statique

Chapitre III Continuité du Service

1/ Présentation du site

2/ Solution proposée

Chapitre IV Etude technique du Bouclage

1/ Calculs mécaniques

2/ Vérification des éléments annexes

Chapitre V Etude de faisabilité de la protection

1/ Modèle Analytique

2/ Dimensionnement

Conclusions et Recommandations

i/ Remerciements

Nous remercions la direction générale de La Compagnie Sénégalaise des phosphates de TAÏBA (C.S.P.T) d'avoir bien voulu parrainé ce travail et pour l'attention particulière qu'elle attache à la formation des élèves-ingénieurs.

Ensuite, Force est de remercier Messieurs :

- Igor SABATIN, prof à l'EPT et directeur du projet
- Silly FAVE, ing. chef du service ELECTRICITE (TAÏBA) et co-directeur du projet,

pour leurs contributions, suggestions, disponibilités et l'atmosphère sereine qu'ils ont su chacun en ce qui le concerne entretenir à mon égard.

Enfin, et non les moindres remerciements, à Tous ceux qui d'une manière ou d'une autre ont participé à la réalisation de ce travail.

ii-ii/ Introduction

Nous nous proposons d'étudier les points suivants qui nous ont été soumis par le service électrique de TAÏBA, en particulier son chef M. SALLY FAVE

- Analyse de la fluctuation de la tension
- Etude d'un mode de compensation de l'énergie réactive dans le sens de contribuer à la fois au maintien de la tension dans des limites acceptables et d'améliorer le facteur de puissance
- Etude d'une possibilité de bouclage au niveau du site Keur Mor FALL (KMF) et calculs pratiques pour la réalisation.

Nous allons aborder chacun de ses points et autant que faire se pourra, nous y joindrons des propositions pratiques.

I/ CARACTERISTIQUES (distribution)

Le réseau assurant la distribution de l'énergie électrique à TAÏBA, depuis la source de production à DAKAR, comprend :

Deux (02) transformateurs éleveurs à DAKAR : 6,6 / 90 KV - 10 MVA fonctionnant en parallèle, leurs primaires 6,6 KV sont reliés au jeu de barres 6 875 V.

La ligne 90 KV comprend deux tronçons :

- tronçon Dakar - Thiès de 61,5 Km, section $3 \times 288 \text{ mm}^2$

matériau : Aluminium - Acier (ACSR)

- tronçon Thiès - Taïba de 39,5 Km, section $3 \times 288 \text{ mm}^2$

matériau : Aluminium - Acier (ACSR)

Soit donc un total de 101 Km de ligne.

Les paramètres de la ligne sont :

- impédance : $Z = 15 + j 38,2 \ \Omega$

- admittance capacitive : $Y_c = j 142 \cdot 10^{-6} \text{ S}$

Connaitant les paramètres d'une ligne, la question qui vient brusquement à l'esprit est la suivante : " Comment se comporte cette ligne sous des conditions normales d'opérations? "

En régime permanent, on classe les lignes selon leur longueur

Ainsi, cette ligne est dite ligne de longueur moyenne : on a

$$80 \text{ Km} < L < 400 \text{ Km}.$$

Il faut dire que parce que l'on considère les conditions normales, on peut négliger la conductance de la ligne (représentant les pertes dues à l'effet couronne, à l'imperfection de l'isolation)

donc l'admittance de la ligne peut être réduite à l'admittance capacitive ($Y = j\omega C$).

Afin de simplifier les calculs, il a été établi un schéma équivalent, en π , au réseau réel et classé en annexe du texte.

Cependant, il y'a lieu de noter que certains éléments de ce schéma équivalent (notamment les points B et C) sont purement fictifs et ne peuvent donner lieu à aucune interprétation physique.

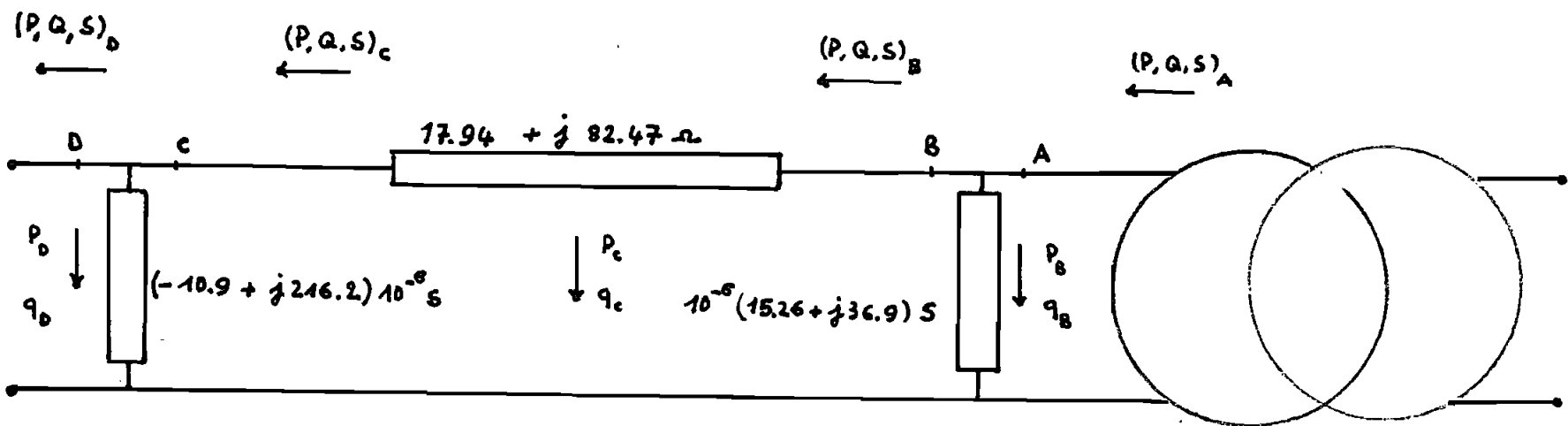
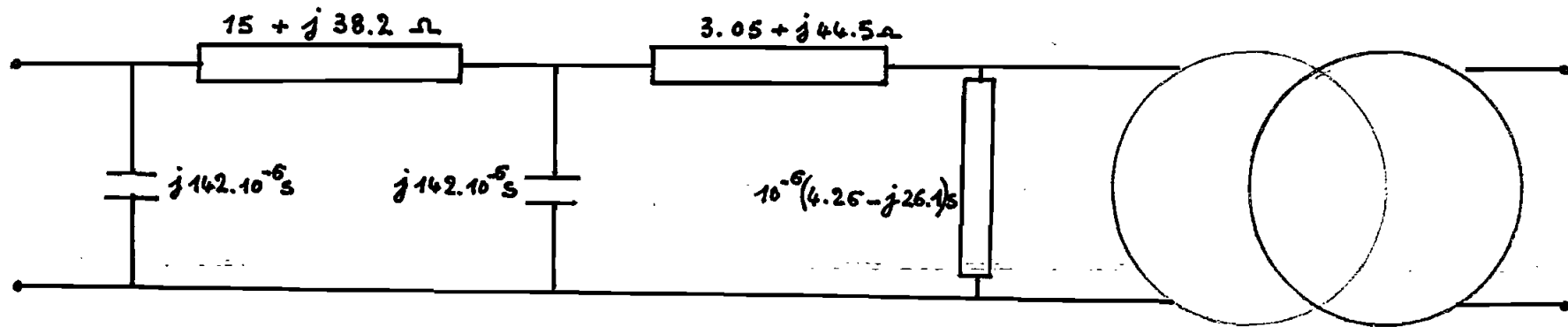
Enfin, ce schéma équivalent est monophasé donc les puissances qui y figurent doivent être multipliées par 3 pour obtenir les puissances du réseau triphasé réel; de même les tensions sont des tensions simples, à multiplier par $\sqrt{3}$ pour obtenir les tensions entre phases du réseau triphasé.

Nota: L'ensemble des deux transformateurs est représenté par un quadripôle équivalent comportant une impédance et une admittance branchées en série avec un transformateur parfait dont le rapport de transformation est égal au rapport de transformation à vide des transformateurs réels, soit :

$$m = \frac{90}{6,6}$$

$$m = \underline{13,62}$$

$$Z = 3,05 + j44,5 \Omega \quad \text{et} \quad Y = (4,26 - j26,1) 10^{-6} S$$



RESEAUX (usine - mine)

GENERALITES

Puissance moyenne : 19 MW
Puissance maximale intégrée 10 mn : 21 MW
Puissance de pointe : 23 MW
cosinus phi mensuel moyen : 0.85 Inductif
Compensation existante :

- 1 batterie de condensateurs 1400 KVAR : 4.16 KV au poste de répartition
- 1 batterie de condensateurs 3200 KVAR 15 KV au poste de Keur Mor Fall

Puissance moyenne par réseau :

15 KV : 10 MW

4 KV : 9 MW

RESEAUX

- 3 réseaux sont constitués à partir du poste de répartition :
- 1 réseau 15 KV alimenté par 2 transformateurs de 10 MVA couplés et desservant la mine
 - 1 réseau 4 KV alimenté par 1 transformateur de 10 MVA et desservant l'usine de traitement
 - 1 réseau de prioritaires, alimenté par le réseau 15 KV existant via un transformateur d'échange de 4 MVA. Le secondaire de ce transformateur est raccorde à 1 jeu de barres 4 KV dit " jdb auxilliaire ".

Nota : Le réseau amont vu en 4.16 KV présente une impédance de 0.055Ω . Dans ces conditions, les intensités de court circuit sur la jdb 15 KV et 4.16 KV sont respectivement 6,5 et 12,5 KA.

RESEAU 15 KV (mine)

Par une ligne 2 bornes de 116 mm^2 Cuivre, L'ensemble de la mine est alimenté en 15 KV. Les transformations nécessaires sont réalisées à proximité des points d'utilisation (500 à 700 m).

Les principaux centres de consommation sont :

La Station de prétraitement : desservie par le poste KMF.

Puissance absorbée : 1 MW ; elle est stable

Le décapage : cf schéma unifilaire PK3 et PK4

Puissance absorbée : 4 MW ; stable - $\cos \varphi$ très bas (≈ 0.65)

Les machines (draglines)

PK6 ou PK7 pour La 1260 W

PK2 ou PK5 pour les autres machines

Les pompes relais SR1, SR2, SR3 -

3 stations de puissance moyenne 500 KW

A ajouter les stations de pompage de surface

RESEAU 4.16 KV (usine)

les différents ateliers sont alimentés du P.R (poste de répartition) par câbles enterrés.

Atelier de préparation :

2 arrivées par câble sec, cuivre $1 \times 240 \text{ mm}^2$ par phase

Consommation horaire moyenne : 4 500 kWh / h

La puissance appelée est stable

Atelier de Flottation

2 arrivées par câble sec, cuivre $1 \times 240 \text{ mm}^2$ par phase

Consommation horaire moyenne : 4 000 kWh / h

La puissance appelée est stable

Atelier de Séchage et Bassin d'eau

Ces ateliers sont alimentés par le réseau 15 KV via le transformateur d'échange de 4 MVA

Séchage y compris $P_i = 1,5 \text{ MW}$ ($i = 4, 6, 7 \text{ à } 10$)

Bassin d'eau : 1,0 MW

les puissances appelées sont stables

Nota : les tensions nominales des réseaux dénommées 15 KV et 4 KV sont respectivement 14,4 KV et 4,16 KV

Le schéma unifilaire décomposé en 10 folios sera annexé au texte.

L'étude qui suit concerne essentiellement le réseau mine 15 KV puisque comme il apparaît ci-dessus dans la présentation du réseau C.S.P.T, les problèmes de stabilité ne concernent pratiquement pas les autres parties du réseau.

Cependant la compensation d'énergie réactive dans le cadre de l'amélioration de la qualité de tension de l'installation se fera en tenant compte des caractéristiques de l'ensemble du réseau C.S.P.T.

1/ BILAN DES PUISSANCES

RESEAU 15KV (mine)

- les stations relais (SRi)

en moyenne : $3 (800 + 10) \text{ KW} = 2430 \text{ KW}$

- Station Débourbage

TR2 ou TR3 : $600 \times 0,736 = 441,6 \text{ KW}$

TR1 : 1000 KW

TR (AUX) : 50 KW

Compensation : 3230 KVAR

- Bassins miniers 1 et 2

mine 1

Armez 23 : $75 \times 0,736 = 55,2 \text{ KW}$

Armez 13 : $350 \times 0,736 = 257,6 \text{ KW}$

Armez 25 : $75 \times 0,736 = 55,2 \text{ KW}$

PM3 + PM4 (décapage) : 4 MW.

mine 2

Montalev : 100 KW

Armez 21 : 100 KW

Bureau mine : 300 KW

L'alimentation des machines d'excavation (draglines) se fait de manière purement aléatoire parcequ'elle est fonction de leur position relative aux postes concernés.

Ainsi, on a :

PM6 (m1) ou PM7 (m2) : 1,5 MW (pour la 1260 W).

PM2 (m1) ou PM5 (m2) pour les autres draglines
dont les puissances sont respectivement :

1250 B	1,2 MW
650 B	0,8 MW
7W	257,6 KW
280 B	515,2 KW

Bassin (1-2) $2 \times 6 \text{ KW} = 12 \text{ KW}$

la Puissance totale appelée en moyenne est donc :

$$P = \underline{13\ 074,6 \text{ KW}}$$

le cos ϕ moyen mensuel est estimé à 0.85

d'où l'on peut tirer :

$$S = \underline{15\ 381,6 \text{ KVA}}$$

$$Q = \underline{8102,76 \text{ KVAR}}$$

or, une compensation existe déjà au niveau de
la station déboufrage, ce qui a contribué à maintenir
le cosinus phi à cette valeur.

La ligne principale desservant ce réseau, a les propriétés
électriques suivantes

- 2 ternes $3 \times 116 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
- longueur $2,850 \text{ km}$
- résistance $0,09 \Omega / \text{km}$
- réactance inductive $0,3394 \Omega / \text{km}$
- réactance capacitive $3,32 \text{ } \mu\Omega / \text{km}$
- impédance $0,3511 \Omega / \text{km}$

Note : la résistance donnée ci-dessous est une résistance équivalente (2 ternes) ; elle est de $0,17 \Omega / \text{km}$ pour chaque ligne.

les lignes (mine 1 et mine 2) sont pratiquement identique à la ligne principale ($116 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$)

$$L_{m1} = 4 \text{ km}$$

$$L_{m2} = 1,5 \text{ km}$$

Ce sont les longueurs actuelles des lignes, seulement il faut retenir que l'exploitation à ciel ouvert exige une augmentation continue des lignes.

Après cette description, on est en mesure de déterminer les chutes de tension, le niveau des courants de court-circuit pour faciliter notre analyse.

2/ CHUTE DE TENSION

Connaissant les caractéristiques au point de départ A (de DAKAR), le modèle mathématique (schéma en π) permet de déterminer les grandeurs caractéristiques du point de D (P, Q, S, V).

la ligne a une longueur totale de 101 km et appartient selon la norme à la catégorie longueur moyenne ($80\text{ km} < L < 400\text{ km}$) dont l'effet capacitif est représenté par deux condensateurs identiques, placés respectivement à l'entrée et à la sortie de la ligne.

Pour fins de dimensionnement, on prendra les grandeurs suivantes pour le point de départ A.

$$3S_A = 24\,706 \text{ KVA}$$

$$3P_A = 21\,000 \text{ KW}$$

$$3Q_A = 13\,015 \text{ KVAR}$$

Aux points B et C on a :

$$3P_B = 15,16 \times 10^{-6} \times \frac{93\,700^2}{1000} = 134 \text{ KW}$$

$$3Q_B = -36,9 \times 10^{-6} \times \frac{93\,700^2}{1000} = -324 \text{ KVAR}$$

$$\text{d'où } 3P_B = 3P_A - 3P_B = 21\,000 - 134 = 20\,866 \text{ KW}$$

$$3Q_B = 3Q_A - 3Q_B = 13\,015 + 324 = 13\,339 \text{ KVAR}$$

$$3S_B = [(3P_B)^2 + (3Q_B)^2]^{1/2} = 24\,765 \text{ KVA}$$

$$\text{le courant } I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = 152,2 \text{ A}$$

$$3P_c = 3 \times 17,94 \times \frac{152,2^2}{1000} = 1285 \text{ KW}$$

$$3Q_c = 3 \times 82,47 \times \frac{152,2^2}{1000} = 5900 \text{ KVAR}$$

d'où

$$3P_c = 3P_B - 3P_A = 20866 - 1781 = 19584 \text{ KW}$$

$$3Q_c = 3Q_B - 3Q_A = 13330 - 5900 = 7439 \text{ KVAR}$$

$$3S_c = [(3P_c)^2 + (3Q_c)^2]^{1/2} = 20946 \text{ KVA}$$

la tension composée au point C est $V_c \cdot \sqrt{3} = 79450 \text{ V}$

$$3P_D = -10,9 \times 10^{-6} \times \frac{79450^2}{1000} = -69 \text{ KW}$$

$$3Q_D = -215,2 \times 10^{-6} \times \frac{79450^2}{1000} = -1364 \text{ KVAR}$$

d'où

$$3P_D = 3P_c - 3P_D = 19584 + 60 = 19644 \text{ KW}$$

$$3Q_D = 3Q_c - 3Q_D = 7439 + 1364 = 8803 \text{ KVAR}$$

$$3S_D = [(3P_D)^2 + (3Q_D)^2]^{1/2} = 21531,7 \text{ KVA}$$

la tension à TAIBA, soit au point D est :

$$U_D = V_D \cdot \sqrt{3} = 79500 \text{ V}$$

$$\text{la régulation (\%)} = \frac{90 - 79,5}{90} \times 100 = 11,8$$

$$\text{d'où } \frac{\Delta V}{V} = 11,8\%$$

c'est la chute moyenne de la tension à l'arrivée au point D
représentatif de perte de régulation 90 KV

Une telle chute de tension, peut être relevée au poste de répartition où tous les transformateurs sont à prises en charges ; les caractéristiques de ces transformateurs (les 2 couplés pour le réseau 15 kV) sont :

$$U_1 \text{ (primaire) } = 90 \text{ kV} + 7\% - 17\% \text{ réglé en charge}$$

pour un total de 16 crans

$$U_2 \text{ (secondaire) } = 14,4 \text{ kV}$$

$$U_{ec} = 11,5\%$$

Couplage Dyn 11 ; c'est l'indice horaire qui exprime le déphasage entre les tensions de phase et de ligne à neutre.

L'angle unitaire du déphasage est de 30°

Donc on voit que le relèvement maximal est de 7%

que l'on doit utiliser au maximum (11,8%)

Au travers de la ligne L1

Pour une ligne ou tout autre élément du réseau pouvant être assimilé à une impédance $Z = R + jX$ on peut écrire :

$$S = P + jQ = \sqrt{3} \cdot V \cdot I^*$$

où V : tension entre phase

I^* = expression conjuguée du courant de ligne

$$\text{d'où } I^* = \frac{P + jQ}{\sqrt{3} \cdot V}$$

$$\text{et il vient que } I = \frac{P - jQ}{\sqrt{3} \cdot V}$$

or, on sait que la chute de tension (composée) ΔV s'écrit

$$\text{par : } \Delta V = \sqrt{3} \cdot Z I$$

$$\text{il vient, } \Delta V = \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot \frac{P - jQ}{\sqrt{3} \cdot V}$$

$$\text{d'où } \Delta V = (R + jX) (P - jQ) \times \frac{1}{V}$$

Cette chute ΔV peut être décomposée en deux termes

- chute de tension relative (module)

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (*)$$

- chute de tension en quadrature (déphasage)

$$\sin \theta = \frac{XP - RQ}{V^2}$$

On utilisera l'expression (*) tout au long des calculs.

c'est une ligne (2 bornes) on peut évaluer les caractéristiques équivalentes (lignes en parallèle).

$$R = 0,09 \Omega / \text{km}$$

$$X_L = 0,2 \Omega / \text{km}$$

$$L = 2,85 \text{ km d'où}$$

$$R = 0,2565 \Omega$$

$$X_L = 0,57 \Omega$$

Les puissances étant déjà déterminées, on applique

l'expression (*) ; ce qui donne :

on a :

$$P = 13\,074,4 \text{ KVA}$$

$$Q = 8\,102,76 \text{ KVAR}$$

$$\text{donc } \frac{\Delta V}{V} = \frac{0,2565 \times 13,074 + 0,2 \times 8,103}{225}$$

$$\frac{\Delta V}{V} = 2,21\%$$

Lignes mines

Ici, le problème demeure le caractère aléatoire de l'alimentation des draglines. Il nous faut donc établir les combinaisons possibles les plus fréquentes des charges et prendre ensuite le cas le plus défavorable (chute de tension maximale) pour notre analyse.

Notes : la dragline 1260W est entièrement compensée tandis que la 1250B ne l'est qu'en partie

Au décapage, on signale un cas très bas et au niveau du service électrique il nous a été recommandé de prendre la valeur de 0.65

Actuellement, au départ de ces lignes se trouve une protection unidirectionnelle à maximum de courant (250A) ; cependant il faut signaler qu'elle est réglée afin que ce maximum de courant n'apparaisse comme une limitation.

Il y'a certes une limitation au niveau des combinaisons de la charge, mais elle est d'ordre physique parce que l'espace de chantier est insuffisant pour que par exemple l'ensemble des draglines et du décapage soit relié à la

ligne mine 1. C'est donc à priori le seul critère pour la limitation de la charge.

Les combinaisons retenues sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau I

	P1 (kW)	P2 (kW)
fixe	4368	500
Variable 1	1260W : 1500	1250B 650B 7W 2772.8 280B
	5868	3272.8
Variable 2	650B 800	(800)
	6668	2472.8
Variable 3	280B 515,2	(515,2)
	7183.2	1957,6
Variable 4	1250B 650B 7W 280B	1260W 1500
	7140.8	2000

Dès lors connaissant les facteurs de puissances rattachés aux consommateurs, on peut évaluer pour chaque combinaison ci-dessus l'énergie réactive échangée avec le réseau.

L'expression utilisée pour dresser le tableau suivant est :

$$Q = P \cdot \left[\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1 \right]^{1/2}$$

A part la 1260W ($\cos \varphi = 1$) et le décapage ($\cos \varphi = 0,65$) on prendra pour toutes les autres charges le $\cos \varphi$ mensuel moyen (qui est de 0.85).

Ainsi, on obtient le tableau ci-dessous.

Q_1 (KVAR)	Q_2 (KVAR)
5608,8	1257,03
5916,1	949,8
6114	751,9
6673,8	192,04

Les lignes mines (1 et 2) sont identiques à la ligne principale L1 desservant la mine d'où :

$$R = 0,17 \Omega / \text{km}$$

$$X = 0,4 \Omega / \text{km}$$

les longueurs respectives des lignes (m_1 et m_2) sont

4,0 km et 1,5 km (longueurs actuelles).

En désignant par R_1 (R_2) et X_1 (X_2) les résistances et réactance inductive de la ligne mine 1 (ligne mine 2) on obtient :

$$\begin{aligned} R_1 &= 0,68 \, \Omega & R_2 &= 0,255 \, \Omega \\ X_1 &= 1,6 \, \Omega & X_2 &= 0,6 \, \Omega \end{aligned}$$

ce sont aussi des lignes très courtes et de fait, on peut négliger l'effet capacitif des lignes ($X_C \ll X_L$). Dès lors en utilisant l'expression (*) précédemment introduite, on obtient les résultats suivants.

Tableau III

$(\frac{\Delta U}{U})_1$ %	$(\frac{\Delta U}{U})_2$ %
5,76	0,71
6,22	0,53
6,52	0,42
6,90	0,28

Nota : on remarque déjà un déséquilibre de charge entre les deux lignes ; le fait que la ligne (n°1) soit obligée de prendre en charge le décapage ($\cos \varphi = 0,65$ et $P = 4000 \text{ kW}$) explique la chute de tension le long de la ligne n°1.

On dispose d'un moyen pour la reprise des chutes de tension : En effet la majorité des transformateurs (surtout ceux de 14,4 / 4,16 kV) sont à prises réglables en charge.

On utilisera ces prises comme première technique de régulation de la tension.

En moyenne on dispose d'une marge de $\pm 4,5\%$ de la valeur nominale.

Câbles d'alimentation

Les caractéristiques des câbles sont disponibles dans le commentaire fait sur le schéma unifilaire de l'installation générale.

Note : Pour le calcul de la réactance inductive, nous utiliserons la formule ci-après, beaucoup plus précise que le choix empirique qui recommande de prendre $0,08 \Omega/\text{km}$.

$$\underline{X(\Omega/\text{km})} = 0,15067 \frac{S(\text{mm}^2)}{S(\text{mm}^2)}$$

Aux différents postes mines les câbles ont pratiquement une section constante et égale à 95 mm^2

Seulement pour les chariots, cette section est de 50 mm^2 .

Pour la résistance, on utilise la formule générale

$$R(\Omega/\text{km}) = \frac{22,5}{S(\text{mm}^2)}$$

Ainsi, d'après (*), on peut évaluer la chute de tension.

Les calculs effectués, on a obtenu le tableau ci-après.

La longueur moyenne des câbles d'alimentation est considérée égale à 800 m ; ce qui donne :

$$R = 0,189 \Omega$$

$$X = 0,076 \Omega$$

Nous reprenons la distribution des puissances du Tableau I les calculs concernant les armées n'ont pas été faits compte tenu des faibles chutes de potentiel.

Tableau IV

PR6 (PR7)	PR5 (PR2)	PR3 (PR4)
0,55	4,09	3,47
0,91	2,91	3,47
1,15	2,15	3,47
PR7 : 0,55	PR2 : 4,09	3,47

Nota: les chutes de tension ci-dessus sont exprimées en pourcentage

le listing des transformateurs au niveau de L=1 et L=2 permet de déterminer un moyen pratique de relever ces chutes de tension. En effet, dans la majorité des cas, il s'agit de transformateurs à prises en charge. Nous allons, dépendamment de la plage de réglage du transformateur essayer de récupérer ces pertes de potentiels nuisibles à l'exploitation.

Aux ports P_{R2} (P_{R5}), P_{R6} (P_{R7}) et P_{R3} (P_{R4}), nous avons des transformateurs de puissance 4000 KVA et dont le rapport de transformation est pratiquement constant (pour chaque poste mais variable individuellement).

Exemple

transformateur type THN 15 / 4.0 KV.
 puissance nominale 4000 KVA
 tensions 15,105 \pm 4,5% / 4,16KV

Masse totale : 7700 Kg

masse du diélectrique : 1610 Kg

masse de la partie à découper : 3930 Kg

Pour le grade de réglage, nous disposons pas de la documentation donnant le nombre et la graduation par unité.

Nous exprimons le point de réglage en pour-cent, ce qui demande donc une conversion en unités de réglage avant l'exécution.

Pour les transformateurs :

la chute de tension au travers du transformateur s'exprime par :

$$\Delta U_T = (u_a \cos \varphi + u_r \sin \varphi) I$$

$$\text{ou } \Delta U_T = I R_T \cos \varphi + I X_T \sin \varphi$$

où u_a est donnée par la partie cuivre (Pcu)

$$\text{et } u_r = \sqrt{u_{cc}^2 - u_a^2}$$

les normes recommandent, à défaut de données pouvant aboutir à l'application de la formule ci-dessus, de prendre.

$$\text{pour RT} : \Delta U_T = 4,0\%$$

Nous allons montrer graphiquement comment le potentiel varie du poste de répartition (P.R) au dernier consommateur et ceci en traitant un des cas.

Preons par exemple le troisième cas :

- Du P.R au $(\Delta U/U) = 4,8\%$ ($11,8 - 7,0$)
- la ligne (2 tons) $(\Delta U/U) = 2,71\%$.
- la ligne n1 où $(\Delta U/U) = 6,52\%$
- la ligne n2 où $(\Delta U/U) = 0,42\%$.
- la transformation RT si $\Delta U_T = 4,0\%$.
- la consommation où $(\Delta U/U) = 1,15\%$; $2,15\%$.

la figure ci-après montre la loi de variation.

Cependant, il ne faudrait s'abstenir à ces pertes de potentiel qui sont dans la plupart du temps de nature systématique et dont la résolution ne demande pas des moyens complexes.

D'autre part, le réseau de la C.S.P.T est caractérisé par de très fortes fluctuations de la tension (ce qui engendre automatiquement d'autres facteurs et inconvénients comme présentés au premier volet). C'est donc dire qu'une analyse plus poussée de l'ensemble du réseau doit être faite pour tenir compte des phénomènes fortuits pouvant donner naissance aux pertes de stabilité du réseau.

3/ Court - Circuit

La compagnie de distribution d'énergie électrique donne la puissance de court-circuit à l'amont de tout utilisateur. Cette puissance permet de choisir le point de raccordement et le niveau de tension pour tout nouvel usager.

Cependant c'est une grandeur fictive dans le sens qu'elle ne circule pas dans le défaut, mais elle permet :

- de se faire une idée des contraintes auxquelles est soumis le disjoncteur qui, lors de la coupure du courant I_{cc} , doit être apte à faire face à une certaine tension de rétablissement

- de simplifier certaines expressions pratiques, et en particulier celle qui nous intéresse ici (limitation de la puissance appelée en fonction des chutes de tension admissibles).

Deux valeurs relatives à cette grandeur sont admissibles et caractérisent le réseau suivant deux régimes d'exploitation :

permanent : 600 MVA .

transitoire : 1850 MVA .

Calculs :

Réseau avant : 90 KV

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{P_{cc}}$$

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

transfo

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{P_m} \times \frac{U_{cc}}{100}$$

Lignes

en KT $\frac{R}{X} = 0,15$

$$Z_{cc} = (R^2 + X^2)^{1/2}$$

Et en appliquant les mêmes expressions pour U_{cc} et I_{cc}
Ceci étant, on a obtenu le tableau suivant

Tableau V

Reseau amont	11,87	KA
TR1	3,17	"
TR3	3,29	"
jdb 15KV	6,50	"
Ligne principale	1,36	"
$L \equiv 1$	1,07	"
$L \equiv 2$	1,05	"

Quelques considérations pratiques conduisant à la conclusion suivante :

Ne pas raccorder sur les réseaux 90 KV des charges supérieures à 45MVA

De plus, les caractéristiques locales de ces réseaux peuvent conduire :

- soit à préparer une alimentation à plus haute tension
- soit à construire une ligne spéciale jusqu'au poste le plus voisin
- soit à renforcer le réseau par tout moyen approprié

critère de choix :

$$\frac{dV}{V} \approx \frac{Y_u}{Y_{cc}} = \frac{S_u}{S_{cc}}$$

S_u : puissance apparente

Y_u : admittance équivalente (ex. de l'appareil branché)

Y_{cc} : admittance de réseau

S_{cc} : puissance de court-circuit (réseau).

4/ Qualité du Service

les appareils utilisant l'énergie électrique ne fonctionnent correctement que si la tension et la fréquence restent voisines de leurs valeurs définies (nominales), et que si les interruptions de service ne sont pas trop fréquentes.

L'accroissement des performances des appareils d'utilisation et l'apparition de nouveaux appareils (extension possible) imposent non seulement le maintien d'une certaine qualité de service, mais son amélioration continue.

Les variations de fréquence entraînent des variations de vitesse ($f = \frac{pn}{60}$), donc de couple dans les moteurs ($T = kN\phi$) et des variations d'induction, donc de pertes dans les circuits magnétiques. La superposition d'harmoniques ou de sous-harmoniques engendrés par certains appareils (redresseur, convertisseur statique, ...) augmente les pertes dans les réseaux et aussi les contraintes diélectriques de certains isolaments.

Les variations de tension nuisent au rendement des applications lumineuses, thermiques et mécaniques de l'énergie électrique. Si ces variations se font par sauts brusques (flicker), leur répercussion sur l'éclairage entraîne une fatigue pour la vue.

Les interruptions de service occasionnent une gêne souvent matérialisée par des dégâts coûteux dans les produits industriels.

Nous présentons et -après, la mesure de fluctuation de la tension

effectuées du 25-10 au 17-12 1985 et ceci en plusieurs points du réseau.

Tableau VI

Enregistrements (fluctuations de tension)

<u>Date</u>	<u>lecture</u>	<u>Rapport de quart</u>	<u>Approbation</u>
25-10	baisse de 90 KV, 34 ≈ 30%	chute tension 14 ^h 57; 15 ^h 25; 15 ^h 47	arrêt flottant ≈ 30 mn
"	idem		
"	idem		
27-10	baisse 90 KV ≈ 13%		
"	baisse 90 KV ≈ 15%		
28-10	Courage 15KV à 4KV " 90KV " baisse 4KV ≈ 25% (démarrage Usine)	Arrêt programmé de la SENELEC	Démarrage Préparation
29-10	baisse tension 90KV Perturbation au 90KV		
30-10	Cort-circuit sur 15KV (mine) Durée importante avant élimination	T1 et T3 réarmés avec un I	
31-10	Cort-circuit sur 15KV durée 500 ms	Terre usine réarmés chute de 15KV	arrêt flott. arrêt Prép.

Tableau Vj (suite)

5-11	baisse de tension instabilité du 90KV	flottation disjonction chute de tension environ 10KV	arrêt production environ 15mn
8-11	idem	PS réarmé, défaut déclenché par suite chute de tension	
12-11	baisse du 90 KV ≈ 600 ms		
20-11	baisse du 90KV		arrêt et redé- marrage flott.
24-11	Perturbation sur 90KV		
25-11	idem .	coupe 90KV épaveur sur para- foudre (SENELEC)	Arrêt unia ≈ 35mn
26-11	"		
27-11	baisse tension sur 90KV		
30-11	"		
6-12	baisse sur 90KV ≈ 20%	PS disjonction	arrêt de 2 ^{de}
17-12	perturbation sur 90KV		démarrage Prog. et station (Mine)

II/ Compensation de l'énergie réactive

Le deuxième souci manifesté au niveau de la section ELECTRICITE est de celui de la compensation de l'énergie réactive.

TAÏBA étant un des rares abonnés de la haute tension (90 kV), est manifestement le plus grand consommateur d'énergie électrique.

Cependant il faut souligner le caractère particulier de la politique tarifaire menée par la SENELEC à l'endroit de la C.S.P.T.

En effet, les engagements contractuels sont tels que TAÏBA ne bénéficie pas de bonification à partir d'un certain niveau du facteur de puissance. D'autre part, la taxe fixée pour chaque mégawatt (MW) supplémentaire demandé est assez élevée.

Sachant que TAÏBA est une entreprise mouvante (mine) et susceptible d'extensions, le vœu de voir la puissance souscrite (MVA) être exploitée au maximum des possibilités en active a été émis et constitue la raison de cette analyse.

En effet, les réseaux de distribution sont toujours des consommateurs d'énergie réactive.

- les utilisations ne mettent en jeu que très exceptionnellement des champs électriques, alors qu'elles se servent largement des propriétés des champs magnétiques fixes ou tournants (voir

Annexe

Dans les réseaux eux-mêmes, la consommation d'énergie réactive des transformateurs et des lignes l'emportent largement sur la fourniture liée à la capacité des lignes et câbles.

La compensation de cette énergie réactive procure des économies dans l'exploitation des réseaux de distribution car entraîne :

- une diminution des pertes (P)

$$P = \frac{R (P^2 + Q^2)}{V^2}$$

où P = pertes.

P = Puissance active

Q = Puissance réactive

V = tension entre phase

R = Résistance de conducteur

Une diminution de la chute de tension

$$\frac{dV}{V} = \frac{R P + X Q}{V^2}$$

Mais surtout le transit par le réseau de transport de l'énergie réactive appelée par la distribution est une gêne importante pour l'exploitation des réseaux, non seulement par son coût mais aussi par ses conséquences techniques qui compliquent beaucoup la régulation de la tension de transport.

Cependant là aussi, les moyens à mettre en œuvre pour compenser cette énergie réactive sont diversifiés et chacun présente avantages et inconvénients. Cependant en partant du critère optimum technico-économique, nous allons essayer d'analyser le moyen apte pour le réseau de la C.S.P.T.

Modes de gestion de la Puissance réactive

Pour chercher à éviter les chutes de tension dans le réseau, il faudra mettre en oeuvre quelques moyens pratiques qui découlent de l'expression mathématique (4).

Cependant, dans les lignes de transport (HT et MT), la tenue $XQ \gg RP$ (tandis que pour la BT $XQ \approx RP$), on peut écrire

$$\frac{dV}{V} = \frac{XQ}{V^2}$$

c'est ainsi que l'on voit que le meilleur moyen est d'agir sur le transit d'énergie réactive.

A cette fin, plusieurs moyens existent et peuvent être classés suivant leur mode de réglage (continu ou discontinu).

Notre réseau, doit faire à des variations d'énergie réactive qui peuvent s'opérer dans les deux sens c'est à dire qu'il nous faut un véritable réglage de l'énergie réactive.

Deux moyens retiendront notre analyse

- le compensateur synchrone
- le compensateur statique

1/ Compensateur synchrone

Ce sont des machines synchrones ne fournissant aucune puissance active, mais peuvent selon qu'elles soient sous ou sur excitées absorber ou fournir de l'énergie réactive.

On sait que, l'énergie réactive correspond au champ magnétisant et au champ de réaction d'induit est fourni par le circuit

Inducteur. Si ce circuit fournit juste ce qu'il faut pour maintenir ces deux champs, la machine synchrone n'échangera avec le réseau auquel est connecté l'induit que de la puissance active*.

Mais s'il y'a excès ou défaut de puissance réactive par rapport à la quantité définie précédemment, il apparaît un échange avec le réseau qui comble cet excès ou ce défaut : il y'a échange d'énergie magnétisante dans un sens ou dans l'autre.

Un régulateur auquel on impose la loi de réglage appropriée commande l'excitatrice.

Note (*) :

la puissance active fournie par le réseau correspond seulement aux pertes de la machine.

Afin de réduire les pertes par ventilation et augmenter la puissance apparente spécifique, il est usuel de faire tourner ces machines dans une enceinte remplie d'hydrogène (refroidissement).

3/ Compensateurs Statiques

4/ Principe

Ces appareils sont constitués par des éléments de shuntage de puissance réactive (inductances, condensateurs) enclenchés par thyristors.

Le schéma de principe peut être classé en trois catégories :

- systèmes avec condensateurs raccordés à demeure (fixes) et inductances réglées par thyristors
- systèmes avec condensateurs enclenchés par thyristors et inductances réglées par thyristors
- systèmes avec condensateurs enclenchés et inductances enclenchées par thyristors.

Cependant, les compensateurs statiques fonctionnent sur le principe général suivant :

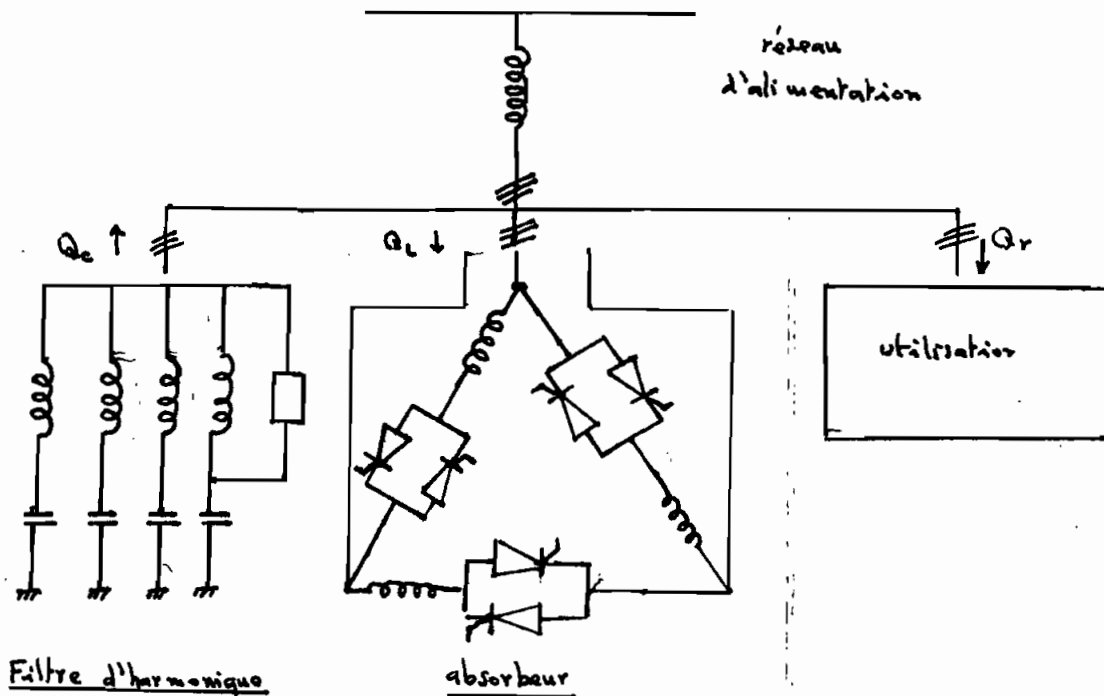
- Une impédance shunt réactive ou capacité est réglée ou insérée par thyristors (cf ci dessus.)
- A une fluctuation d'énergie réactive, provenant de la charge, un compensateur statique ajoute une fluctuation d'énergie réactive de signe opposé. Ainsi, un appel de réactif de la charge sera accompagné d'une réduction de courant réactif circulant dans une self ou de la mise en oeuvre de condensateurs complémentaires.

Nous allons analyser ces différents modes de compensation et définir, à l'aide de critères technico-économique, lequel est adapté au réseau de la C.S.P.T.

tout d'abord, une conclusion fait l'unanimité, des revues et analyses

scientifiques et techniques, et stipule que les systèmes de compensation statique ont pris la relève des compensateurs tournants (synchrones) dont d'ailleurs la constante de temps rotorique (grande inertie) s'opposait à la rapidité de réglage.

b) Réactances contrôlées par thyristors et condensateurs fixes



- Principe :
- Une batterie de condensateurs agencée en filtre d'harmoniques fournissant une puissance réactive fixe Q_c .
 - Un ensemble de réactances couplées en triangle, chacune connectée au réseau par un gradateur à thyristors.

Elles absorbent une énergie réactive variable Q_L .

Élément de réglage

L'absorbeur de réactif, est constitué par un ensemble de trois selfs inductances couplées en triangle (figure ci-dessus).

l'absorbeur fait varier de façon continue la sortie du compensateur statique en rapport avec les exigences du réseau.

Pour l'étude des harmoniques reinjectés en ligne, il faudra distinguer les fonctionnements 'équilibre' et 'déséquilibre' (cf Annexe)

On peut rappeler qu'en fonctionnement 'équilibre', les harmoniques de rang $3n$ disparaissent en ligne (ils sont de type homopolaire : composante résultante d'un défaut monophasé à la terre) ; les autres conservent l'amplitude et la séquence habituelles.

La solution pratique est un montage 'dodécaphasé' (indice de pulsation 12) qui éliminent tous les harmoniques de rang inférieur à 11 (en première approximation l'amplitude de l'harmonique est inversement proportionnel à son rang) et avec deux enroulements secondaires de transformateur couplés en étoile et en triangle.

En fonctionnement 'déséquilibre' (la composante homopolaire est non nulle et son intensité dépend de la grandeur inverse), on observe en ligne des séquences directe et inverse

Le courant dans le circuit s'exprime : si l'on désigne par β , l'angle d'armorage des thyristors, on peut écrire

- courant instantané
$$i = \frac{U\sqrt{2}}{L\omega} \cos(\omega t - \alpha - \beta)$$

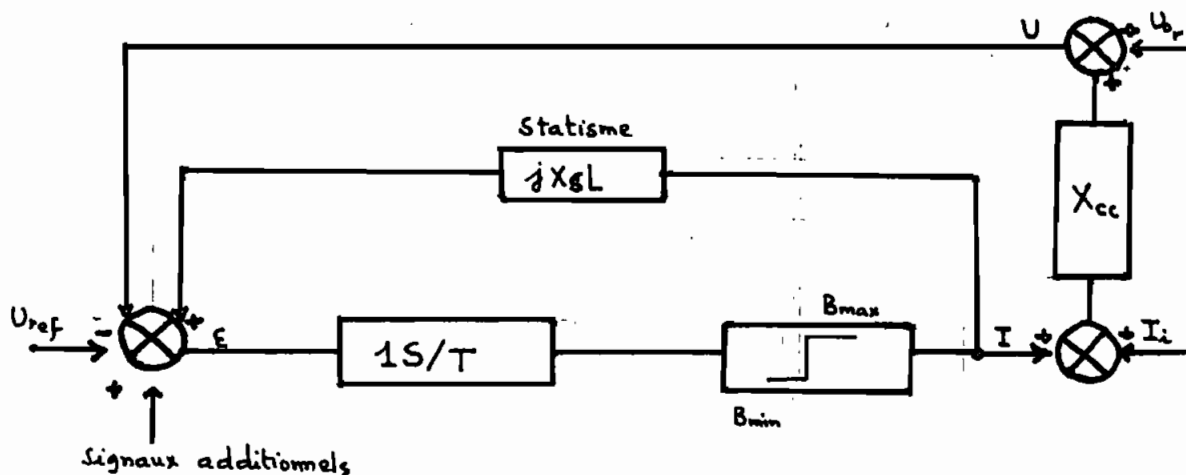
- courant moyen (par bras)
$$I = \frac{U\sqrt{2}}{L\omega} \times \frac{1}{\pi} (\sin \beta - \beta \cos \beta)$$

- courant efficace (par bras)
$$I = \frac{U\sqrt{2}}{L\omega} \times \sqrt{\frac{1}{2\pi} [\beta(1+2\cos^2\beta) - 3\sin\beta\cos\beta]}$$

- courant fondamental (efficace)
$$I_{s0} = \frac{U}{L\omega} \times \frac{2\beta - \sin 2\beta}{\pi}$$

c/ Régulation dynamique de la tension

A l'opposé du fonctionnement en compensateur d'énergie réactive (Q), la régulation de la tension est un fonctionnement en boucle fermée. Lorsque les variations de tension apparaissent au point de raccordement du compensateur à la ligne, sous l'effet de variations de charge ou de perturbations du système, le régulateur modifie très rapidement le courant (variation de l'angle de conduction des thyristors) afin de maintenir la tension.



$$U_o : U_o \text{ idéal}$$

$$I_r : I \text{ réseau}$$

$$B : \text{susceptance } [\text{Im}(Y)]$$

$$X_{cc} = \text{réactance de court-circuit}$$

$$E : \text{signal d'erreur}$$

le signal d'erreur E issu de la différence entre la mesure de la tension au point de raccordement et le signal de référence affiché élabore un signal proportionnel à la susceptance entre phases à

appliquer afin de maintenir la tension constante à la valeur sélectionnée.

Pour amortir les oscillations de système de façon efficace et rapidement, certaines variations de tension devraient être possibles dans des limites acceptables, au point de raccordement du compensateur statique au réseau.

Après stabilisation, le régulateur assume la fonction du régulateur dynamique de la tension et ce jusqu'à l'amortissement complet.

d/ Commutation statique des condensateurs

La caractéristique principale du condensateur est telle que son enclenchement sur un réseau exige, pour qu'il n'y ait pas de régime transitoire de courant, une égalité de tension réseau-condensateur.

Une self est placée en série avec les condensateurs. Son rôle est de limiter les courants transitoires accidentels et de réduire les risques de résonance.

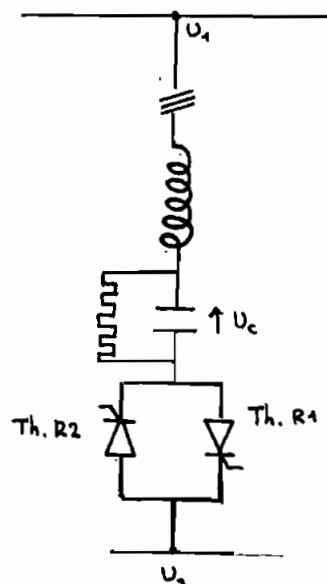
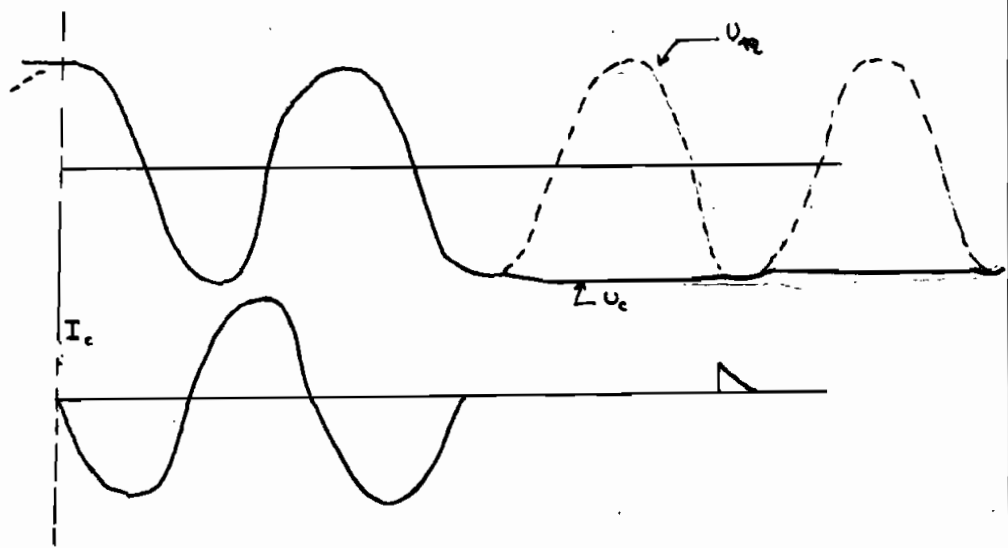


schéma de principe
par bras

les formes d'onde



Un tel mode de réglage a été envisagé seul.

Il souffre d'être discontinu. Si l'on désire une résolution très fine, on devra multiplier les interrupteurs statiques à thyristors et les banes de condensateurs qui ne peuvent être alors que basse tension. Le coût devient alors élevé et le transformateur abaisseur devient coûteux en investissement.

D'autre part, ce mode de réglage est moins rapide que celui par réactances car la nécessité d'attendre l'égalité des tensions réseau-condensateur, entraîne un retard statique de l'action.

la forme éprouvée aujourd'hui, est la solution mixte : réactance de réglage et gradins de condensateurs

la fonction de réglage est assurée par la self, et les gradins de condensateurs permettent de déplacer la plage de réglage couverte par la self.

e/ Compensateur statique : Une solution pour les réseaux d'énergie électrique

le compensateur statique ainsi étudié, a pour fonction, la stabilisation de la tension d'alimentation par gestion de la puissance réactive absorbée ou fournie par les charges raccordées au réseau.

Nous avons une installation consommant 20 MVA avec un facteur de puissance de 0.85 raccordé au réseau 90 KV de puissance de court-circuit de l'ordre de 600 MVA à travers des transformateurs de puissance nominale 10 MVA (ils sont au nombre de trois)

la chute de tension (sur le réseau 90 KV) est due au transit de la puissance réactive dans le réseau :

En effet on sait que la circulation des puissances active P et réactive Q sur un réseau de puissance de court-circuit P_{cc} , entraîne une chute de tension relative donnée par :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{1}{P_{cc}} \left(Q + \frac{P}{\tan \psi} \right) + \frac{1}{2 P_{cc}^2} \left(\frac{Q}{\tan \psi} + P \right)^2$$

$$\text{avec } \tan \psi = \frac{X}{R}$$

le deuxième terme est généralement négligeable devant

le premier $\left(\frac{1}{2 P_{cc}^2} \ll \frac{1}{P_{cc}} \right)$, on obtient avec une bonne

approximation :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{1}{P_{cc}} \left(Q + \frac{P}{\tan \psi} \right)$$

Q et P généralement du même ordre de grandeur et

du fait que $X \gg R$ d'où $\frac{1}{\cos \varphi} \approx 1$, on parvient à la

relation approximative suivante

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{Q}{P_{cc}}$$

Il est évident que dans le cas d'une extension (appel de puissance plus prononcée) ou d'une fluctuation continue il faut recourir le service ; pour cela on peut :

- Augmenter la puissance de court-circuit au point de raccordement en tirant une nouvelle ligne par exemple ; cependant on se heurte à des problèmes de délais qui sont relativement longs.

Un autre inconvénient majeur serait l'augmentation du courant de court-circuit d'où remplacement des organes de protection.

- réduire la puissance réactive en installant un compensateur statique.

Cette dernière solution a été éprouvée dans les pays indus-

- triels et compte déjà plusieurs applications (Annexe

En plus de ne pas présenter l'inconvénient de l'augmentation importante de la puissance de court-circuit, elle permet de :

- Réduire ou annuler les pénalités éventuelles appliquées sur l'énergie réactive consommée.

- Augmenter la stabilité statique du réseau

- Réguler la tension (papillotements, sursauts, etc...).

III/ Continuité du Service

La vie industrielle dépend dans une large mesure de la continuité de la fourniture d'énergie électrique, continuité nécessaire pour maintenir la production et l'ensemble des activités annexes absolument indispensables.

Le service public de l'énergie électrique garantit la possibilité pour tout usager d'utiliser la puissance dont il a besoin à quelque moment que ce soit (compte tenu d'éventuelles limitations prévues par le contrat).

Cependant aucun matériel, aucun organe n'est à l'abri d'une panne provenant soit d'un défaut interne, soit de l'action d'un agent externe. En d'autres termes, les coupures d'alimentation à la suite d'une avarie affectant un matériel ou d'un défaut quelconque sont inévitables dans les réseaux; or dans ces cas, l'appareil avarié doit être séparé du réseau, ce qui est réalisé par l'ouverture automatique de disjoncteurs soumis à des organes de commande et de contrôle (relais de protection).

Cependant aussi, selon la configuration du réseau, l'ouverture du disjoncteur peut ou ne pas entraîner une interruption du service pour certains consommateurs (situés en aval).

Le cas présent de la C.S.P.T en est un de ceux où l'interruption du service s'avère "impardonnable" par son coût résiduel. C'est dans le souci d'améliorer la fiabilité du service et sa continuité, souci manifesté par le responsable de la section ELECTRICITE

que ce volat a été engagé.

Cependant il y'a lieu de noter que la détermination des moyens à mettre en oeuvre pour réduire les interruptions du service ne peut se faire que si l'on peut comparer le coût de ces moyens au coût des conséquences de ces interruptions de service.

Note: Même pour le distributeur d'énergie électrique, c'est cet optimum économique qui lui permet d'assurer une bonne gestion du réseau et dans ce cas il doit raisonner au niveau de l'optimum économique national (négliger son manque à gagner par rapport aux répercussions d'une interruption pour l'ensemble des usagers).

Dans cette partie, nous analysons essentiellement les possibilités de bondage au niveau du KMF et dimensionnons la protection appropriée aux réseaux bondés.

Seulement, il ne faudrait pas entendre par là un optimum, puisque nous ne disposons d'assez de statistiques afin de faire des comparaisons fiables et d'en tirer un moyen (ou le moyen) favorable.

D'autre part, il est bien évident que des moyens classiques existent tels :

- la sécurité du matériel : rendre les défauts plus rares, limiter dans le temps et dans l'espace les interruptions du service

- Réduction de la durée des coupes : introduire un facteur temps (temporisation) dans la protection, etc ...

Une analyse pourrait être menée dans ce sens, ce qui permettrait dans un avenir proche, de mettre en oeuvre le moyen judicieux.

Approche économique.

Un tel choix est en dernière analyse un optimum économique. Mais les données nécessaires à tout calcul ne sont connues que par la tenue de statistiques très détaillées de qualité du service.

Quelque fois, l'expérience d'exploitation peut conduire au choix de la structure du réseau d'après leur fonction et les conditions particulières de la desserte.

Il faut noter aussi les progrès dans les connaissances économiques qui à l'heure actuelle permettent d'introduire un calcul dans ces problèmes.

Par exemple, on peut comparer le coût d'un secours (assuré par une ligne ou un transformateur supplémentaire) à l'économie réalisée grâce à la diminution des pertes par altitude.

En effet, soit A le taux de coupures annuel dans un réseau. Le coût des coupures est proportionnel à A ; soit $c_1 \cdot A$.

Pour réduire A , il faut renforcer le réseau, ce qui coûte d'autant plus cher que l'on a déjà un taux de coupures faible.

Or en raisonnant inverse, on peut dire que les dépenses nécessaires pour obtenir un taux de coupures A peuvent se mettre sous la forme: c_2/A .

Donc pour réduire A de ΔA , il faut dépenser Δc tel:

$$\Delta c = c_2 \frac{\Delta A}{A^2}$$

L'optimum est obtenu pour A si le gain marginal sur le coût des coupures est égal au coût marginal du renforcement du réseau

$$\text{d'où} \quad c_1 \Delta A - \Delta c = 0$$

$$c_1 \Delta A = c_2 \Delta A / A^2$$

$$\Rightarrow A^2 = \frac{c_2}{c_1}$$

Donc si l'on pouvait estimer c_1 et c_2 , on en déduirait le taux optimal de panne A_0 .

Le choix de la structure du réseau permet d'agir sur le taux de coupures A de plusieurs façons suivantes :

- réduire la probabilité des coupures
- réduire la durée des coupures
- réduire l'amplitude de chaque coupure (le puissance appelée)

La comparaison entre ces moyens doit se faire en mettant en balance leurs coûts et leurs efficacités respectives. Ces dernières peuvent radicalement être très différentes suivant la nature du réseau (radial, boucle ou maille)

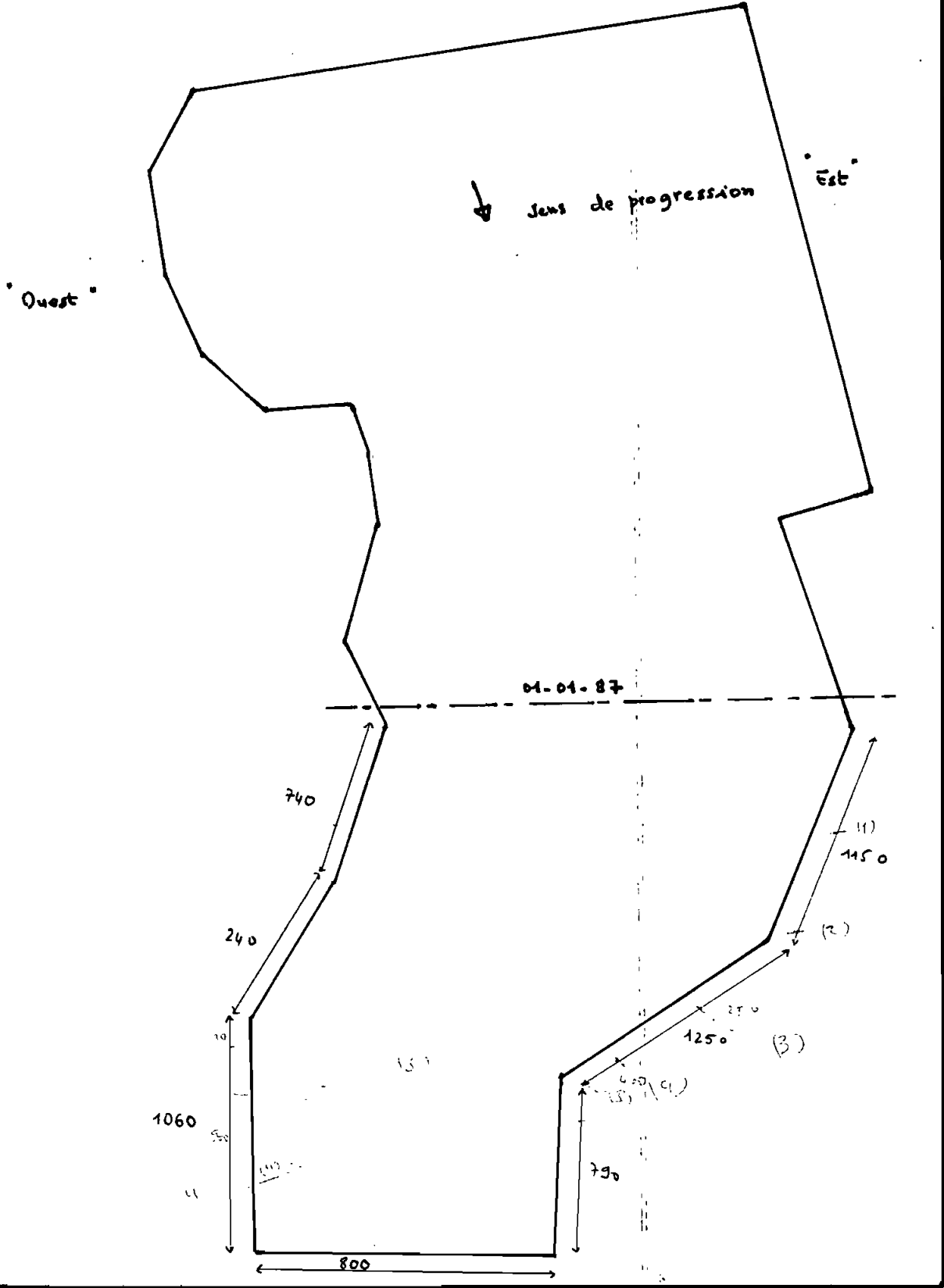
Ne disposant pas de statistiques détaillées sur la qualité du service on n'a pu entreprendre un tel calcul.

Cependant, nous appelons le personnel du service de mettre l'accent désormais sur ce problème qui pourrait à l'avenir simplifier de manière significative les projets.

Nous abordons dans ce qui suit les calculs électriques qui permettront d'accepter ou non le bondage au niveau du KTF.

1/ Présentation du Panneau d'exploitation

Panneau I-III



A partir du poste de répartition et au travers de la ligne principale (2 bornes) desservant la mine, ce panneau est alimenté depuis le point B (cf notes sur folios : Annexe).

Deux lignes $L \equiv 1$ et $L \equiv 2$, placées respectivement à l'est et à l'ouest alimentent le chantier de part et d'autre.

La ligne $L \equiv 1$ supportent tout le décapage et ceci à cause de la disponibilité de la mine.

les méthodes d'extraction (d'exploitation) ont été spécifiées ci-dessus.

les poteaux existants sont des HEB 180 (profilés).

la vitesse d'avance du décapage est de $240 \text{ m} / 3 \text{ mois}$ tandis que celle de l'exploitation est de $500 \text{ m} / 6 \text{ mois}$.

Actuellement la passe moyenne est de 1500 m (il est bien clair que le schéma ci-dessus montre qu'elle diminue au fur et à mesure pour atteindre finalement 800 m).

La protection existante au point de lignes $L \equiv 1$ et $L \equiv 2$ est :

- Max I (courant) : 250 A / départ (c'est une protection réglage)

- Protection homopolaire : $2/3 \text{ A}$

 - résistance de terre sur la mine est de l'ordre de 5Ω

 - temporisation de $0,5 \text{ s}$

(voir Annexe pour l'explication de la composante homopolaire d'un système triphasé).

2/ Solution proposée

A priori, plusieurs solutions semblent pouvoir venir à bout de l'amélioration de la qualité du service au niveau de ces clients.

En effet, il s'agit entre autres :

- bouclage au niveau du front et avancés au fraction d'une caractéristique de courbe (chute de tension).
- Construction complète de lignes $L \cong 1$ et $L \cong 2$ (on connaît le panneau complet) et bouclage final.

Seulement cette deuxième solution se heurte à des problèmes d'espace exigé par les machines (roues-pelles, ...). C'est une solution embarrassante du point de vue technique et que nous n'analyserons pas par la suite.

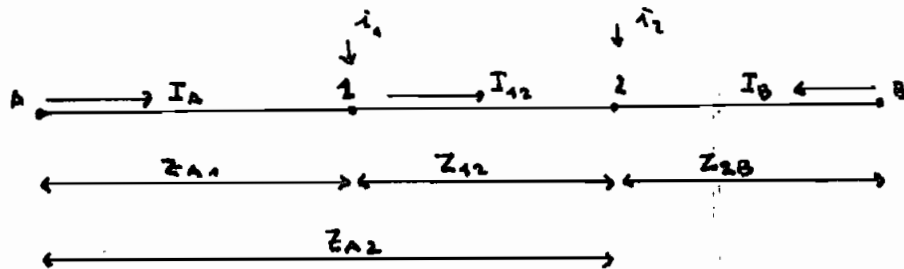
Nous appliquerons cette analyse pour chaque répartition de la puissance (4 cas) et essaierons de retenir le cas critique (maximum d'instabilité, donc de contrainte) pour le dimensionnement de la protection qui, à la différence d'une distribution radiale (unidirectionnelle) sera multidirectionnelle.

En fin, nous terminerons par une pondération économique des moyens et si des statistiques des interruptions de service sont disponibles, nous en évaluerons les coûts afin de pouvoir disposer d'un critère de sélection du moyen à retenir.

Méthode Analytique

Soient A et B, les départs respectifs de $L \equiv 1$ et $L \equiv 2$.

on peut réduire les conductances des lignes, pour les fins d'analyse au modèle suivant.



on peut écrire :

$$I_{12} = I_A - i_1$$

$$I_B = i_1 + i_2 - I_{12}$$

l'expression générale du calcul de I_A est :

$$I_A = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} Z_{AB}} + \sum_{k=1}^n \frac{i_k Z_{kA}}{Z_{AB}}$$

or dans notre cas $U_A = U_B$, ce qui se réduit à :

$$I_A = \sum_{k=1}^n \frac{i_k Z_{kA}}{Z_{AB}}$$

ce qui peut s'écrire par analogie que :

$$I_B = \sum_{k=1}^n \frac{i_k Z_{kB}}{Z_{AB}}$$

la ligne qui assure la boucle (1-2) est de même nature et même caractéristiques que (A-1 et 2-B)

$$\Rightarrow Z_{12} = r_k + j x_k = (r_0 + j x_0) L_k$$

ce qui permet enfin d'écrire :

$$I_A = \sum_{k=1}^n \frac{i_k L_{kB}}{L_{AB}} \quad \text{et} \quad I_B = \sum_{k=1}^n \frac{i_k L_{kA}}{L_{AB}}$$

En multipliant ces expressions par $V_S U$ (qui est une constante) on obtient :

$$P_A = \sum_{k=1}^n \frac{P_k L_{kB}}{L_{AB}} \quad \text{et} \quad P_B = \sum_{k=1}^n \frac{P_k L_{kA}}{L_{AB}}$$

Le même raisonnement pour la composante réactive de i_k peut être mené ; ce qui aboutit à :

$$Q_A = \sum_{k=1}^n \frac{Q_k L_{kB}}{L_{AB}} \quad \text{et} \quad Q_B = \sum_{k=1}^n \frac{Q_k L_{kA}}{L_{AB}}$$

Chute de tension

Pour un réseau bousillé, la détermination de la chute de tension se fait après avoir déterminé le point où on peut, d'une manière fictive, séparer le réseau sans qu'il y ait variation des caractéristiques électriques du réseau ; ce point prend le nom de : double alimentation. (D.A.)

Après ceci, on peut appliquer les mêmes lois que la distribution radiale à chacune des deux parties (séparées par le point de D.A.) et prendre en considération le cas le plus défavorable.

Le calcul suivant est fait en représentant les 4 répartition les plus fréquentes du réseau KSF (cf: premier volet).

les résultats des calculs sont ainsi tabulés :

Transit P, Q (en MW, MVAR)

P ₁	Q ₁	P ₂	Q ₂
5.868	5.609	3.273	1.257
6.668	5.916	2.473	0.950
7.183	6.114	1.957	0.752
7.143	6.674	2.000	0.192

Pour chaque séquence, les formules précédentes ont été employées et ceci en fonction des longueurs des lignes L₃₁ (A-1) et L₃₂ (2-B).

L _{1B}	L _{2B}	L _{AB}	L _{1A}	L _{2A}
3.0	1.5	7.0	4.0	5.5
3.5	2.0	8.0	4.5	6.0
4.0	2.5	9.0	5.0	6.5
4.5	3.0	10.0	5.5	7.0
5.0	3.5	11.0	6.0	7.5
5.5	4.0	12.0	6.5	8.0

NB: les grandeurs ci-dessus sont exprimées en Km

les puissances exprimées en MW sont tabulées ci-dessous.

P_{a1}	P_{a2}	P_{a3}	P_{a4}
3.216	3.388	3.498	3.064
3.386	3.536	3.632	3.125
3.517	3.654	3.736	3.175
3.623	3.743	3.819	3.214
3.709	3.818	3.888	3.247
3.784	3.884	3.945	3.274

P_{b1}	P_{b2}	P_{b3}	P_{b4}
5.925	5.753	5.642	5.653
5.756	5.606	5.508	5.518
5.624	5.491	5.404	5.413
5.519	5.399	5.321	5.329
5.432	5.329	5.252	5.260
5.364	5.264	5.195	5.202

Qa1	Qa2	Qa3	Qa4
2.576	2.985	2.985	2.576
2.699	3.056	3.056	2.699
2.795	3.112	3.112	2.795
2.871	3.157	3.157	2.871
2.934	3.194	3.194	2.934
2.986	3.224	3.224	2.986

Qb1	Qb2	Qb3	Qb4
4.542	4.134	4.134	4.542
4.419	4.063	4.063	4.419
4.323	4.007	4.007	4.323
4.247	3.962	3.962	4.247
4.184	3.925	3.925	4.184
4.132	3.895	3.895	4.132

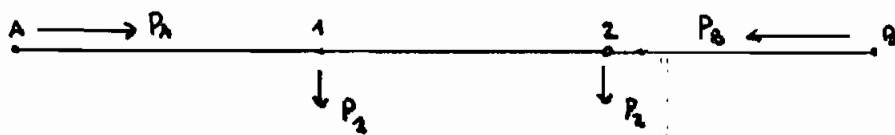
Nota: los puntajes ci-dessus sont évalúés en MVAR

Recherche des points de double alimentation

Il s'agit, comme décrit précédemment, de chercher les points de la boucle où une séparation peut être effectuée du point de vue puissance active et puissance réactive.

Pour cela, un seul test suffira pour savoir en quel point, l'alimentation se fait simultanément des points A et B.

Pour chaque cas, il suffira d'appliquer le test avant de se lancer dans l'évaluation de la chute de tension.



test :

$$P_A < P_1 ?$$

si oui, alors 1 est un point de double alimentation

si non, deux cas peuvent se présenter :

$P_A = P_1$ (d'où $P_B = P_2$), alors la boucle est à la fois une surcharge technique et économique.

Cependant, le déséquilibre des consommations (actuellement) ne favorise pas une telle situation : c'est alors un cas impossible.

d'où Seul le cas restant est réalisable :

$P_A > P_1$, alors 2 est un point de double alimentation

Du point de vue réactif, le même test peut être reconduit et dès lors, le calcul de la chute de tension devient triviale.

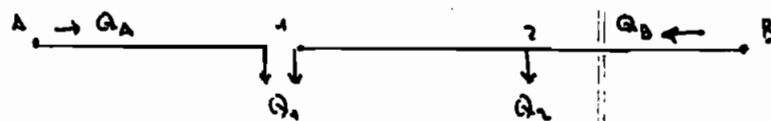
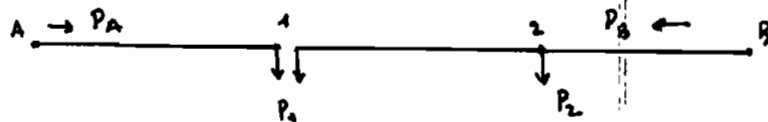
Exemple : Nous allons traiter le cas 1, à la première boucle.

Données : $P_A = 5.868 \text{ MW}$; $Q_A = 5.609 \text{ MVAR}$
 $P_{A1} = 3.216 \text{ MW}$; $Q_{A1} = 2.576 \text{ MVAR}$

$P_{A1} < P_A \Rightarrow 1$ est un point de double alimentation

$Q_{A1} < Q_A \Rightarrow 1$ est un point de double alimentation

C'est un cas particulier où du point de vue actif comme de point de vue réactif, les points de double alimentation coïncident.



chute de tension

tronçon A-1

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{R_{A1} \times P_A + X_{A1} \times Q_A}{V^2}$$

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{0,68 \times 3.216 + 1,36 \times 2.576}{225}$$

$$\Rightarrow \frac{\Delta V}{V} = 2,53\%$$

tronçon 1-B

$$\frac{DV}{V} = \frac{(R_{B2} \times P_B + X_{B2} \times Q_B) + (R_{12} P_{11} + X_{12} \times Q_{11})}{V^2}$$

d'où

$$\frac{DV}{V} = \frac{0,26 \times 5,925 + 0,51 \times 4,542 + 0,26 \times 2,652 + 0,51 \times 3,285}{225}$$

$$= \frac{DV}{V} = 2,76\%$$

Nous retenons pour le premier cas : $\frac{DV}{V} = 2,76\%$

Nota : les valeurs ohmiques des lignes sont :

$$R = 0,17 \, \Omega/\text{km} \quad \text{et} \quad X = 0,3394 \, \Omega/\text{km}.$$

Evaluation des bouclages

le programme du bouclage que nous venons de présenter reste valable pour tous les panneaux d'exploitation où apparaît un déséquilibre entre les lignes d'alimentation.

Le même calcul pourra être réitéré en remplaçant les variables par leurs valeurs. Il s'agit entre autres de :

- Longueurs des lignes
- Puissances actives et réactives transportées
- Longueur de la passe
- vitesse d'avancée du front

Pour le panneau I-III, actuellement en exploitation et dont on connaît les dimensions et la vitesse d'avancée de front, on peut tracer le profilé des boucles pour toute la durée de l'exploitation.

D'après le profilé de panneau, les longueurs de ligne à construire avant l'achèvement de son exploitation sont :

$$L \cong 1 \quad l = 3190 \text{ m}$$

$$L \cong 2 \quad l = 2040 \text{ m}$$

4 bouclages donneraient un résidu de :

$$L \cong 1 \quad l = 3190 - 4(500) = 1190 \text{ m}$$

$$L \cong 2 \quad l = 2040 - 4(500) = 40 \text{ m.}$$

A cet instant, la passe est de l'ordre de 800 m, que les longueurs des câbles d'alimentation arrivent à concurrencer, et on peut envisager la continuation avec une seule ligne ($L \cong 1$) en conservant la boucle (4^e) jusqu'à atteindre une chute de tension

maximale (valeur de consigne) que l'on peut évaluer fonction de la valeur ohmique de la ligne.

On peut envisager aussi, la continuation avec une seule ligne mais cette fois-ci raccordée au milieu de la 4^{ème} boucle, ce qui à priori correspondrait à une passe moyenne de part et d'autre de la ligne de 400m. Seulement, il faut analyser les problèmes techniques pouvant surgir tels que

- problème d'espace
- séquence d'exploitation.

IV/ Etude technique du bouclage

Dans l'établissement d'un projet de ligne, il faut, en premier lieu, définir les conditions climatiques à retenir.

Ces conditions jouent un rôle important dans l'étude des ouvrages et notamment dans celle des conducteurs, des supports et de leurs fondations.

Elles concernent en particulier

- les températures
- l'action du vent

Généralement, des prescriptions administratives fixent, dans chaque pays, les règles à suivre pour tenir compte de ces différentes conditions.

Concernant le cas ci-présent, il a été difficile de bénéficier des conditions exactes du climat sénégalais concernant l'étude de tels projets de construction.

C'est pourquoi, on a été obligé de faire référence des conditions de la FRANCE définies par l'arrêté technique du 13 Février 1970. Et ceci, tout en demeurant conscient des conditions locales différentes qui existent entre ces deux pays.

Pour les pressions dynamiques du vent à prendre en considération, on a fait référence à la température moyenne de la région ; ce qui donne

- Sur les surfaces cylindriques (conducteurs) : vent de 48 daN/m^2 de plan diamétral
- Sur les éléments de surface plane (supports) : vent de 120 daN/m^2 de surface plane

1) Calculs mécaniques

Dans les calculs mécaniques relatifs aux conducteurs, deux questions principales se posent :

1) Celle du changement d'état : C'est le problème qui consiste à calculer la tension d'un conducteur dans une hypothèse déterminée en partant de la tension connue du même conducteur dans une autre hypothèse.

2) Celle des flèches : A ce point, il faut définir d'abord l'équation de la courbure.

En mécanique rationnelle, on apprend que la courbe d'équilibre d'un fil pesant, homogène, inextensible, flexible, suspendu entre deux points fixes est une chaînette.

Cependant, il est clair que les conducteurs des lignes électriques sont extensibles du fait de l'élasticité des fils qui les composent. Mais, moyennant quelques hypothèses, ils peuvent être assimilés à des câbles homogènes.

Donc, la courbe d'équilibre n'est donc pas une chaînette, mais une courbe élastique transcendante, très voisine cependant de la chaînette.

Pour des raisons de commodité, il est d'ailleurs fortement conseillé de substituer à la chaînette, la parabole osculatrice au sommet de la chaîne.

si l'on désigne par T , la tension horizontale du conducteur et par p , le poids linéique du conducteur

On pose $P = \frac{T}{p}$, le paramètre du conducteur

Dès lors, l'équation de la chaînette rapportée à ses axes (ox) et (oy) est :

$$y = P \operatorname{ch} \frac{x}{P}$$

L'équation de la parabole rapportée à son axe (oy) et à sa tangente est :

$$y = \frac{x_1^2}{2P}$$

Pour obtenir la flèche f , on fait $x_1 = \frac{a}{2}$ (où a est la portée) dans l'équation ci-dessus :

$$\Rightarrow f = \frac{a^2}{8P}$$

Pour la chaînette, on a : $f = P \left(\operatorname{ch} \frac{a}{2P} - 1 \right)$

en faisant un développement limité de $\operatorname{ch} x$ et en s'arrêtant au deuxième terme, on a :

$$f = \frac{a^2}{8P} + \frac{a^4}{384P^3}$$

Ce qui nous détermine l'erreur que l'on commet en assimilant la chaînette à une parabole ; elle est de

$$\Delta f = \frac{a^4}{384P^3}$$

La longueur d'arc est : $ds = \sqrt{1 + y'^2} dx$; en intégrant

on obtient : $s = a + \frac{a^3}{24P^2}$

Là aussi, on commet une erreur de l'ordre de

$$\Delta s = \frac{a^5}{1920P^4}$$

2/ Courbe de Montage

C'est la courbe qui donne les variations de la tension et de la flèche en fonction de la température et ceci pour une portée constante.

Cependant, dans notre analyse, en plus de la portée standard adoptée à la C.S.P.T (qui est de 60m), nous inclurons deux autres portées à titre de comparaison; il s'agira des portées de 80m et de 100m.

Nous allons, dans un premier temps, établir l'équation de changement d'état:

Nous partons de l'état défavorable que l'on connaît et qui correspond aux conditions minimales de température, donc maximales de tension.

soit T_1 cette tension; on l'obtient en appliquant la relation suivante:

$$T_1 = \frac{G_r}{k_s} \times S = G_{adm} \times S$$

Pour une zone non habitée et non circulée, on recommande un coefficient de sécurité de 2.

La charge de rupture est de: 4410 daN. (Pour le cuivre écroui)

$$\text{soit } T_1 = \frac{4410 \times 1,02}{2} = 2249,1 \text{ Kg}$$

$$(1 \text{ daN} = 1,02 \text{ kg})$$

Données (état 1)

$$\theta_1 = 10^\circ\text{C}$$

$$T_1 = 2249,1 \text{ Kg}$$

$$d = 14 \text{ mm (diamètre extérieur)}$$

$$E = 12700 \text{ kg/mm}^2$$

$$\rho = 1,06 \text{ kg/m}$$

$$\alpha = 16,7 \cdot 10^{-6} / ^\circ\text{C}$$

$$S = 116 \text{ mm}^2$$

$$\text{Composition} = 37 \times 2 \text{ mm}$$

Nous cherchons à déterminer les caractéristiques de l'état 2

$$\text{donc } \theta_2 = ?$$

$$T_2 = ?$$

Nous allons fixer la température.

L'équation du changement d'état est obtenu ~~par~~ écrivant la différence de longueur d'arc $s_2 - s_1$; ce qui correspond à la somme algébrique de :

- l'allongement élastique $s_1 \frac{T_2 - T_1}{ES}$

- et de l'allongement thermique : $s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1)$

or on a vu précédemment que $s = a + \frac{a^3}{24 P^2}$

On écrit donc :

$$\frac{a^3}{24 P_2^2} - \frac{a^3}{24 P_1^2} = s_1 \frac{(T_2 - T_1)}{ES} + s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1)$$

$$\text{or } P = \frac{T}{p}$$

$$\text{ce qui donne : } \frac{p^2 a^3}{24 T_2^2} - \frac{p^2 a^3}{24 T_1^2} = s_1 \frac{T_2 - T_1}{ES} + s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1)$$

C'est une équation de 3^{ème} ordre que l'on peut résoudre par approximations successives en écrivant :

$$T_2 + \frac{p^2 a^2 ES}{24 T_1^2} + ES \alpha (\theta_2 - \theta_1) - T_1 = \frac{p^2 a^2 ES}{24 T_2^2}$$

En remplaçant les paramètres de l'état (1) par leurs valeurs on obtient :

$$(A) \quad T_2 + 24,6 (\theta_2 - 10) - 2200 = \frac{2,483 \times 10^8}{T_2^2}$$

$$(B) \quad f = \frac{a^2}{8P} = \frac{1 a^2}{8T}$$

$$\text{ou } f = \frac{477}{T}$$

Pour la portée de 60m

θ (°C)	10	20	40	60	80
T (Kg)	2249.1	2015	1563.5	1155.5	834
f f_m	0,212	0,237	0,305	0,413	0,572

Pour une portée de 80m

$$(A') \quad T_2 + 24,6 (\theta_2 - 10) - 2162 = \frac{4,414 \times 10^8}{T_2^2}$$

$$(B') \quad f = \frac{848}{T}$$

θ (°C)	10	20	40	60	80
T (Kg)	2249.1	2023	1596,7	1225,7	937,7
f f_m	0,377	0,419	0,513	0,692	0,904

Pour une portée de 100 m.

θ ($^{\circ}$)	10	20	40	60	80
T (kg)	2249.1	2033	1633.2	1293.9	1034.6
f (m)	0,589	0,652	0,811	1,024	1,281

l'équation (A*) est :

$$(A^*) \quad T_2 + 24,6 (\theta_2 - \theta_1) - 212,7 = \frac{6,897 \times 10^8}{T_2^2}$$

et

$$(B^*) \quad f = \frac{1325}{T}$$

On peut ainsi tracer les courbes de montage relatives aux tableaux ci-dessus.

Les autres paramètres relatifs à l'état du conducteur peuvent être déterminés par application des équations précédemment écrites (il s'agit de la longueur d'arc et si nécessaire le coefficient angulaire de la tangente au droit des appuis) ; ce dernier correspond à γ et s'écrit

$$\gamma' = \text{sh} \frac{a}{2P} \quad \text{d'où}$$

$$\gamma' = \frac{a}{2P} + \frac{a^3}{48 P^3}$$

Calcul des supports

Ces calculs ont pour objet la recherche des contraintes dans les divers éléments des supports, sous l'effet des systèmes de charges permanentes et accidentelles.

En d'autres termes, nous devons vérifier le coefficient de sécurité élémentaire de chaque élément des supports, c'est-à-dire le rapport entre la contrainte de rupture de cet élément, et la contrainte que l'on calculera par les méthodes de la résistance des matériaux, sous l'effet des charges permanentes et accidentelles (si elles ont lieu).

La norme prescrit, que ce coefficient de sécurité doit, dans ce cas, être au moins égal à 3.

D'autre part, les vérifications qui survient se feront à la température de 10°C (condition défavorable) et la zone étant non habitée et peu circulée on se contentera d'un coefficient de sécurité de 2.

Le support utilisé, ici, est du type HE 180 B ; Dans la classification normalisée, c'est un pylône souple.

Les pylônes souples sont caractérisés par une rigidité transversale qui fait concurrence avec celle des pylônes dits rigides et semi-rigides.

Dans le sens longitudinal, ils sont susceptibles de prendre des déformations élastiques énormes. Ce sont des profilés capables sans se rompre, d'admettre des déformations de flexion considérables, quelque fois même au-delà de la limite élastique de l'acier utilisée.

Nous appliquons la méthode de calcul des supports à section constante exposée dans la technique française d'Etudes et de Réalisation.

Nous vérifierons les supports aux trois sollicitations suivantes :

- Traction
- flexion
- Torsion

La sollicitation à la compression est assez faible. En effet, l'acier supporte bien le poids des conducteurs qui est négligeable (de par son effet) par rapport à la flexion que crée les pressions dynamiques de vent au point d'encastrement de support.

Données

le support est du type HE 180 B dont les caractéristiques géométriques et mécaniques sont :

$$b = 180 \text{ mm}$$

$$h = 180 \text{ mm}$$

$$I_x = 3831 \text{ cm}^4$$

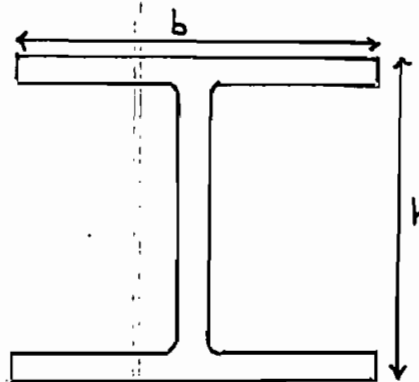
$$I_y = 1363 \text{ cm}^4$$

$$W_x = 426 \text{ cm}^3$$

$$W_y = 151 \text{ cm}^3$$

$$U = 1,04 \text{ m}^2/\text{m} \text{ (c'est la surface totale à peindre)}$$

$$G = 51,2 \text{ kg/m}$$



le câble est en acier et a une section nominale de 50 mm²
Cependant, dans le recueil des conducteurs normalisés, on a trouvé les

valeurs suivantes :

$$S = 59.7 \text{ mm}^2$$

$$d_{\text{ast}} = 10 \text{ mm}$$

$$T_r = 3050 \text{ daN}$$

$$E = 20500 \text{ kg/mm}^2$$

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} / ^\circ\text{C}$$

Bien que, quelle que soit la nature des supports, ils sont destinés à maintenir les conducteurs à une hauteur suffisante du sol (garde de sol), compte tenu de la flèche de chacun d'eux et à résister aux charges qui leur sont appliquées (transmises par les conducteurs), les calculs mécaniques se feront pour chaque type de support.

Supports d'alignement

Nous rappelons l'hypothèse de calcul.

Pour les charges (transversales) dues à l'action du vent, on ne tiendra que des efforts horizontaux transversaux c'est-à-dire on exclut l'hypothèse du vent oblique par rapport à la direction de la ligne.

- charges verticales (due aux conducteurs).

Il s'agit du poids propre P .

$$P = p \cdot \frac{a_1 + a_2}{2}$$

$$\text{ici } a_1 = a_2 = a$$

$$\text{d'où } P = p \cdot a \Rightarrow P_{\text{tot}} = 3P_c + P_g$$

$$a = 1/3 \text{ m} \quad \text{où}$$

$$P_c = \text{poids conducteur de phase} ; P_g = \text{poids cond. de garde}$$

$$P_1 = 1,06 \text{ kg/m}$$

$$\Rightarrow P_0 = 1,06 \times 60 = 63,6 \text{ kg}$$

$$P_2 = 0,159 \text{ kg/m}$$

$$= P_2 = 0,159 \times 60 = 9,54 \text{ kg}$$

$$\Rightarrow P_{\text{Tot}} = 3 \times P_0 + P_2$$

$$= \underline{P_{\text{TOT}} = 200,34 \text{ kg}}$$

• charges horizontales

Des conditions moyennes de température en France, on relève :

$$v_A = (d \times 1,00 \times 48 \times 1,02) \text{ Kg/m}$$

conducteur : $v_{Ac} = 0,014 \times 1,00 \times 48 \times 1,02$

$$v_{Ac} = 0,685 \text{ Kg/m}$$

câble de garde : $v_{Ag} = 0,01 \times 1,00 \times 48 \times 1,02$

$$v_{Ag} = 0,489 \text{ Kg/m}$$

la force totale V est :

$$V_{Ac} = v_{Ac} \times a = 0,685 \times 60 = 41,126 \text{ Kg}$$

$$V_{Ag} = v_{Ag} \times a = 0,489 \times 60 = 29,376 \text{ Kg}$$

En fonction des différentes portées

a (m)	60	80	100
V_{Ag} (kg)	29,376	39,168	48,960
V_{Ac} (kg)	41,126	54,895	68,544

la force totale transmise au support est : $F = 3V_{Ac} + V_{Ag}$

Pour l'action du vent sur le support, nous analysons les deux profils possibles (suivant la surface opposée au vent).

• • suivant l'axe (oy)

$$P = 120 \text{ daN/m}^2$$

$$\text{donc } P = 120 \times 1,02 = 122,4 \text{ Kg/m}^2$$

$$S_y = 0,18 \times 12 = 2,16 \text{ m}^2$$

$$\Rightarrow P_y = 122,4 \times 2,16 = 264,38 \text{ Kg}$$

Pour la portée de 60 m, on a :

$$F_{\text{tot}} = 3 \times 41,126 + 29,376 = 152,75 \text{ Kg}$$

D'où le moment fléchissant M est :

$$M = (P_y + F_{\text{tot}}) \times h$$

$$M = (264,38 + 152,75) \times 12$$

$$\Rightarrow M = 5005,61 \text{ Kg/m}$$

$$W_y = 151 \text{ cm}^3$$

$$\text{d'où } \sigma_y = \frac{5005,61 \times 10^2}{151} = 3314,97 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{ou } \underline{\sigma_y = 33,15 \text{ Kg/mm}^2}$$

• • suivant l'axe (ox)

$$S_x = 4,08 \text{ m}^2$$

$$\Rightarrow P_x = 122,4 \times 4,08 = 500 \text{ Kg}$$

$$(a=60 \text{ m}) \quad \text{d'où } M = (500 + 152,75) \times 12 = 7833 \text{ Kg.m}$$

$$W_x = 426 \text{ cm}^3 \quad \Rightarrow \sigma_x = 1838,7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{ou } \underline{\sigma_x = 18,39 \text{ Kg/mm}^2}$$

Nous allons tabuler les résultats en fonction de la portée afin d'éviter des calculs répétitifs.

a (m)	60	80	100
$\bar{\sigma}_x$ (kg/mm ²)	18,39	19,82	21,25
$\bar{\sigma}_y$ (kg/mm ²)	33,15	37,19	41,24

la sollicitation admissible pour l'acier est de :

($40 \text{ kg/mm}^2 : K_s$) où K_s est le coefficient de sécurité.

Dans les normes de construction métallique, il est recommandé la valeur $K_s = 1,7$ pour les charges permanentes et charges vives.

la limite de sécurité est donc : $23,52 \text{ kg/mm}^2$.

les coefficients de sécurité K_{si} sont :

a (m)	60	80	100
K_{sx}	2,18	2,02	1,88
K_{sy}	1,21	1,08	-

Conformément à la norme, on peut sans aucun problème disposer le profilé sur l'axe fort (ox) et utiliser des portées allant jusqu'à 100 m sans déformations permanentes importantes.

La deuxième hypothèse de calcul pour les supports d'alignement repose sur la probabilité de rupture d'un ou de plusieurs conducteurs.

C'est aussi une charge éventuelle que les conditions de montage peuvent mettre en œuvre.

En effet, les poteaux d'alignement, lors du montage de la ligne, sont appelés à supporter des charges au moment du réglage de la tension par exemple.

Pour ces vérifications, il est recommandé de le faire pour le cas le plus défavorable (par tout dimensionnement d'ailleurs) et pour un seul conducteur sans y ajouter l'effet de la pression dynamique du vent (Revue technique d'études et de Réalisation : Ed EYROLLES)

Exemple de calcul portais de 60m

Pour le câble de garde on a :

$$T_r = 3050 \times 1,02 = 3111 \text{ Kg}$$

Pour un coefficient de sécurité de 2 (zone non habitée et peu circulée)

on a : $T_g = (3111 / 2) = 1555.5 \text{ Kg.}$

$$T_a = 2249.1 \text{ Kg}$$

$$- \underline{T_{tot}} = T_a + T_g = 2249.1 + 1555.5 = 3804.6$$

$$M_{tot} = 3804.6 \times 12 = 45655.2 \text{ Kg.m}$$

$$\sigma_x = 107,17 \text{ Kg/mm}^2 \text{ et } \sigma_y = 302,35 \text{ Kg/mm}^2$$

$$- \underline{T_{tot}} = 2249.1 = T_a \quad \text{et} \quad M_{tot} = 26089.2$$

$$\Rightarrow \sigma_x = 63.35 \text{ Kg/mm}^2 \text{ et } \sigma_y = 178.74 \text{ Kg/mm}^2$$

On peut résumer les résultats des calculs pour les autres portées ($T = 20^\circ$)

a (m)	60	80	100
T (kg)	2015	2023	2033
M (kg.m)	24 180	24 276	24 396
c_x (kg/m ²)	56,76	56,98	57,267
c_y (kg/m ²)	160,13	160,77	161,56

Supports d'arrêt

A la différence du cas précédent, ces supports sont appelés à soutenir des efforts permanents importants consécutifs à l'arrêt des conducteurs et d'autre part leur orientation doit répondre à certaines exigences particulières.

Plus généralement, cette orientation dépend le plus souvent de considérations locales (proximité d'un poste) et ne correspond à aucune règle particulière.

En cas de rupture de conducteurs des deux côtés (des supports d'arrêt), il n'y a pas transmission de tension dans les portées voisines.

• charges horizontales transversales.

le même cas que précédemment concernant la pression dynamique du vent.

si l'on admet qu'après chaque rangée de 5 portées, on place un poteau terminal (d'arrêt) on a :

$$V_A = v_A \frac{a_1 + a_2}{2} \quad \text{ici } a_1 = a_2 = a.$$

$$\text{si } \underline{V_A = v_A \cdot a.}$$

Pour le cas le plus défavorable, ce poteau supporte les tensions induites dans les cinq (05) portées.

$$a = 60 \text{ m} \quad \underline{V_A = v_A \times a \times 5}$$

$$\text{d'où } V_{A_1} = 205,63 \text{ Kg (conducteur).}$$

$$V_{A_2} = 146,88 \quad \text{(câble de garde).}$$

l'effet du vent sur la support est aussi le même que dans le cas du support d'alignement

. suivant (ox) : $P_x = 500 \text{ kg}$

. suivant (oy) : $P_y = 264,38 \text{ kg}$.

or $F_{\text{tot}} = 3 \times 205,63 + 146,88$

$\Rightarrow F_{\text{tot}} = 763,77 \text{ kg}$

suivant (ox) le moment est :

$$M_x = (763,77 + 500) \times 12 = 15\ 165,24 \text{ kg.m}$$

$$W_x = 426 \text{ cm}^3 \quad \text{d'où } \sigma_x = \frac{15\ 165,24}{426} \times 100$$

$$\Rightarrow \sigma_x = 3560 \text{ kg/cm}^2.$$

$$\underline{\sigma_x = 35,60 \text{ kg/cm}^2} \quad (a = 60 \text{ m}).$$

Ce qui confère un coefficient de sécurité de :

$$k_s = 40 / 35,60 = 1,12$$

Ce coefficient est inférieur à la normale.

Deux solutions peuvent venir à bout du problème :

- changer de profilé, prendre un autre plus résistant (module de résistance plus élevé)
- doubler la mise : mettre deux profilés HE 180 B pour constituer un support d'arrêt.

la première solution demande un changement total du matériel disponible et utilisé jusqu'à lors, ce qui engendre en plus du coût propre du matériau, des coûts liés au changement et du matériel annexé devant accompagner cette nouvelle structure.

La deuxième, elle, semble plus concrète étant donné la disponibilité des profils HE 180 B. Le coût intervenant est celui du profil propre ce qui peut être amorti rapidement avec l'amélioration de la continuité du service.

En disposant des statistiques des interruptions de services liées à l'alimentation précédente (radiale) et de leurs retombées financières sur l'exploitation, on pourrait évaluer le gain marginal causé par le bouclage. Ce gain pourrait être investi pour le renforcement mécanique des poteaux d'arrêt.

Nous donnons ci-après, les résultats du même calcul que précédemment réitéré pour les portées de 80 et de 100 m.

a (m)	60	80	100
V_{A_1} (kg)	205,63	274,18	342,32
V_{A_2} (kg)	146,88	195,84	244,8
M_x (kg.m)	15 165,24	18 220,56	22 275,52
M_y (kg.m)	12 337,8	15 393,12	18 448,08
σ_x (kg/mm ²)	35,60	42,77	50,0
σ_y (kg/mm ²)	81,70	101,94	122,17

on voit que l'intérêt réside à monter le profil sur son axe fort (ox) et à le renforcer (ajouter des profils du même type) jusqu'à obtenir une valeur sécuritaire ($\sigma_x \leq \sigma_{adm}$)

avec $\sigma_{adm} = 40 : 1,7 = \underline{23,53 \text{ kg/mm}^2}$

Supports d'angle

De point de vue charges mécaniques, ils sont soumis aux mêmes charges que les supports d'arrêt. En plus de celles-ci, il faudra tenir compte de l'effet d'angle dû à la tension maximale des conducteurs de chaque côté.

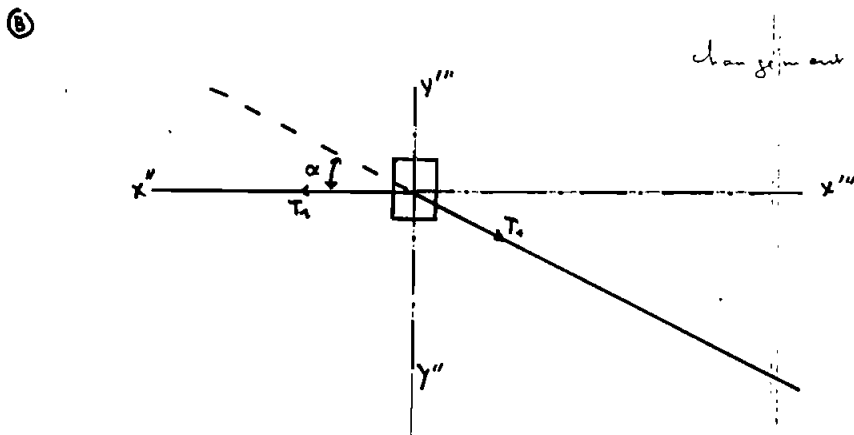
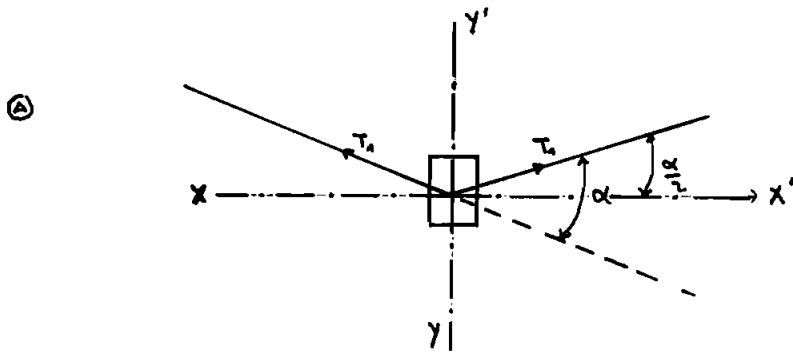
Nous allons analyser ce problème pour différents angles. Nous prendrons les angles suivants :

$$\alpha = 30^\circ \quad \alpha = 45^\circ \quad \text{et } \alpha = 90^\circ.$$

Les deux tensions T_1 et T_1' sont égales ainsi que les portées

$$q_1 = q_2 = a \quad (T_1 = T_1' = T_{adm})$$

la tension résultante est donc $2T_{adm} \sin \frac{\alpha}{2}$.



Pour les calculs, nous prenons le cas le plus défavorable qui équivaut à considérer la température de 10°C.

A cette température, les tensions admissibles T_e et T_g respectivement des conducteurs de phase et du câble de garde sont :

$$T_e = 2249.1 \text{ Kg}$$

$$a = 60 \text{ m}$$

$$T_g = 1555.5 \text{ Kg}$$

$$\text{d'où } T_{\text{rot}} = 2(3T_e + T_g) \sin \alpha/2.$$

a = 60 m

α (°)	30	45	90
T_{rot} (Kg)	4299.8	6354.7	11742.9

Il suffit donc d'additionner ces forces aux précédentes trouvées pour les supports d'arrêts (effet du vent sur les conducteurs, câble de garde et support)

Pour a = 60 m (seul l'effet d'angle)

α (°)	30	45	90
M_x (kg.m)	51573.6	76256.4	140902.8
M_y (kg.m)	"	"	"
σ_x (kg/mm ²)	322.05	179.00	330.75
σ_y (kg/mm ²)	341.55	505.09	933.13

Là aussi, une conclusion identique à la précédente s'impose. En effet, la limite admissible est visiblement dépassée, ce qui exige un renforcement

mécanique de la structure.

En plus, des charges analysées ci-dessus, il faudrait pour tous les types de poteaux tenir compte des charges appliquées au cours du montage des câbles.

Celles-ci ont lieu au moment du réglage de la tension et au moment de l'exécution de l'ancrage (poteaux d'arrêt et d'angle).

Ces efforts se traduisent :

- par une augmentation considérable des charges verticales de service qui peuvent être doublées et même triplées dans certains cas.
- par des efforts longitudinaux dus à la tension des câbles pour lesquels il y a nécessité d'haubans de retenue d'un ancrage provisoire en alignement : une bonne précaution pour assurer cette sécurité consiste à calculer le pylône d'alignement pour qu'il puisse résister (à la limite élastique), à un effort longitudinal (flexion et torsion) égal à la tension de réglage d'un des conducteurs : aucune condition de vent n'est à ajouter à cette hypothèse.

Les angles pris en considération peuvent aussi s'avérer supérieurs à la normale. On va déterminer analytiquement l'angle α maximal admissible ($\sigma_x \leq \sigma_{adm}$).

$$T_{Tot} = 16605.6 \sin \frac{\alpha}{2} = T_{Tot} = 2 \cdot 10^5 \sin \frac{\alpha}{2} k_f =$$

$$\text{d'où } \sigma_x = 427,76 \sin \frac{\alpha}{2} \quad k_f / \text{cm}^2$$

$$\sigma_x \leq \sigma_{adm} \Rightarrow 427,76 \sin \frac{\alpha}{2} \leq 23,53$$

$$\Rightarrow \sin \frac{\alpha}{2} \leq 0,06 \Rightarrow \underline{\underline{\alpha \leq 7^\circ}}$$

Donc en résumé on a :

$\alpha_{max} = 2^\circ$ si l'on veut rester dans la limite sécuritaire de l'acier.

Cependant dès que α devient plus grand que cet angle, il faut songer à un renforcement mécanique de la structure et comme on l'a déjà souligné, penser à doubler la structure (2 x HE 180 B).

Exemple : Supports d'arrêt (2 x HE 180 B)

- effet du vent sur les conducteurs (cet effet est transmis au support) $a = 60m$

$$V_{A_1} = 205,63 \text{ kg}$$

$$V_{A_2} = 146,88 \text{ kg}$$

$$\sigma_{T_1} = 15\,165,24 \text{ F}_s.m$$

$$\text{d'où } \sigma_2 = 17,8 \text{ kg/mm}^2$$

$$\sigma_4 = 12\,337,8$$

$$\Rightarrow \sigma_4 = 40,85$$

a	60	80	100
V_{A_1}	205,63	274,18	342,72
V_{A_2}	146,88	195,84	244,8
σ_{T_1}	15 165,24	18 220,56	21 275,52
σ_4	12 337,8	15 393,12	18 448,08
σ_2	17,8	21,38	25,0
σ_4	40,85	50,97	61,1

ISOLATION

Le rôle des isolateurs des lignes aériennes est de retenir mécaniquement les conducteurs aux structures qui les supportent et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments.

Ils sont choisis pour que, pendant plusieurs dizaines d'années, leurs qualités électriques et mécaniques ne soient pas détruites par aucune des contraintes de toute nature qu'ils subiront.

De plus, ils doivent faciliter tout travail qui pourrait être effectué sur la ligne, même maintenue sous tension électrique, et ne nuire à la réception des signaux électro-magnétiques, radio, télévision et autres.

utilisation

Les isolateurs entrent pour un pourcentage très modeste, 2 à 3% dans le prix d'une ligne aérienne, mais ils en sont un élément essentiel dont dépendra la sécurité d'exploitation et la qualité du service fourni aux consommateurs d'énergie électrique.

L'importance de leur rôle apparaît surtout par le coût difficilement chiffrable de toute interruption du service dont ils peuvent éventuellement être la cause.

Pour leur choix, il est nécessaire de connaître les contraintes que subira l'isolateur en exploitation et sa tenue sous de telles sollicitations.

C'est la comparaison entre ces deux éléments qui permettra d'apprécier la sécurité que l'on peut espérer de leur utilisation.

En effet l'isolant bien que matériau « fragile » devra supporter des contraintes mécaniques importantes.

Type d'isolateurs

Il existe deux grandes classes d'isolateurs de lignes qui se différencient par la nature, rigide ou non, de leur liaison au pylône.

- isolateurs rigides : une pièce métallique scellée autour de la base du diélectrique ou une cavité est prévue pour permettre la liaison rigide de l'isolateur au pylône.

Ce type peut être soumis en exploitation à des contraintes mécaniques de flexion, de traction et de compression, quelquefois même de torsion.

- isolateurs suspendus : ils ne permettent de transmettre, au frottement près, que des efforts mécaniques parallèle à leur axe. On distingue dans la normalisation deux conceptions d'isolateurs entrant dans cette catégorie: isolateurs capot et tige et isolateurs à fût plein.

Choix

Pour le choix ici on ne peut que reprendre le matériel existant à la C.S.P.T. En effet, c'est une exploitation minière un peu ancienne qui a donc acquis de l'expérience au fil des années.

Seulement le choix doit vérifier les contraintes mécaniques et électriques admissibles.

Un extrait de la normalisation existante des caractéristiques, matériaux et accessoires sera classé en annexe.

Le bureau chargé de l'exploitation technique pourra y faire référence afin de s'assurer que le choix adopté jusque là est admissible.

V/ Etude de faisabilité de la protection du réseau bouclé

Pour étudier la sélectivité de la protection du réseau, il faut nécessairement disposer des données suivantes :

• localisation des sectionneurs, interrupteurs et disjoncteurs de lignes, leurs éléments annexes ainsi que leurs caractéristiques :

- Tension nominale : U_n
- Courant nominale : I_n
- Pouvoir de coupure : P_{cc}

• Caractéristiques des relais de protection :

- déclenchement : $T = f(I)$
- Courant de réglage : I_r
- Temporisation : τ
- types de relais

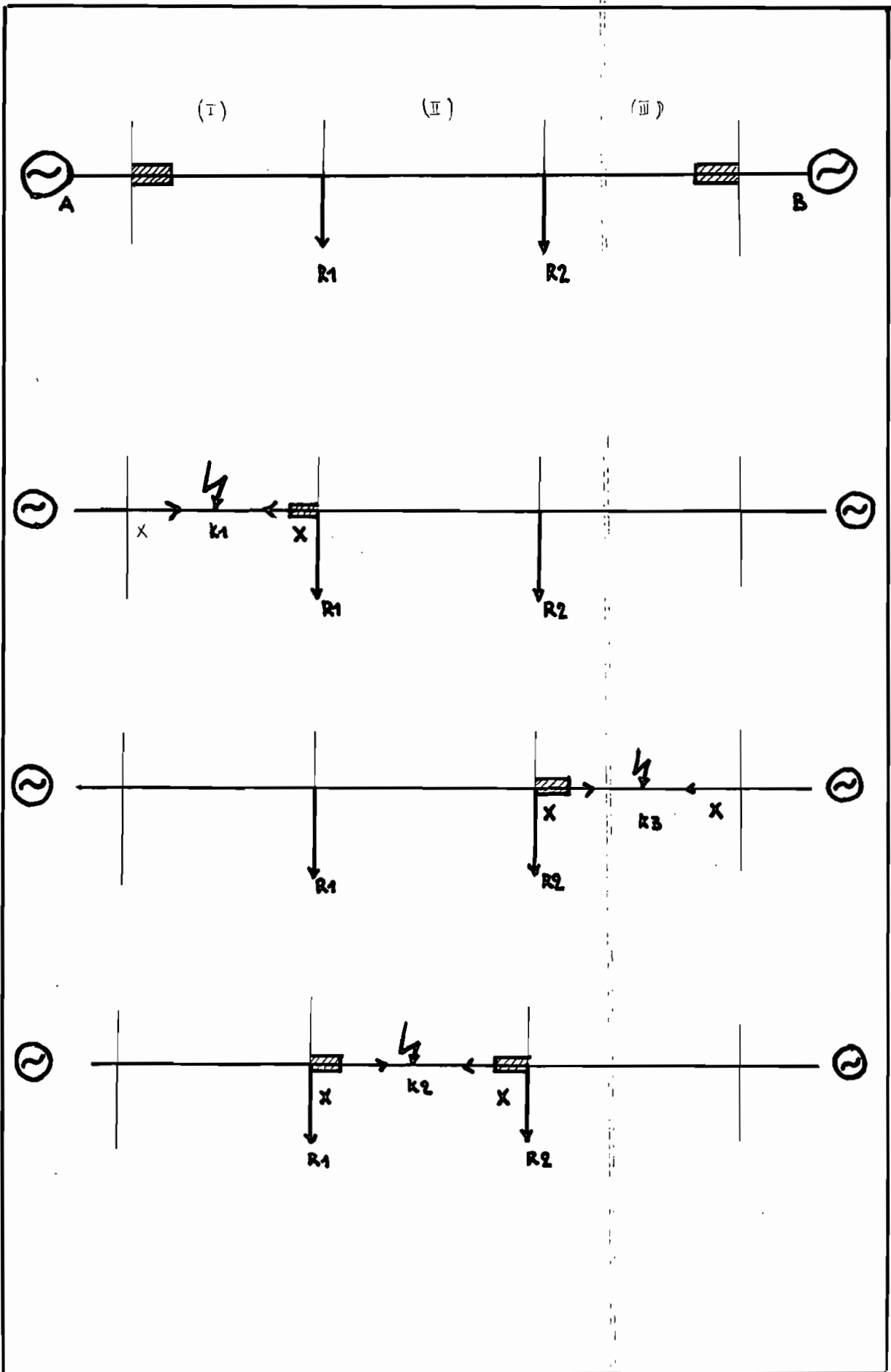
Ces caractéristiques doivent être connues aussi bien pour la ligne que le poste d'alimentation

Ainsi donc, on peut espérer faire une étude judicieuse et complète de la protection.

1/ Modèle analytique

Supposons deux sources d'alimentation A et B, débitant sur trois tronçons I, II et III.

Sachant que le soutirage de puissance se fait en deux points R_1 et R_2 , on se demande quelle est la protection adéquate qu'il faut sur les différents tronçons afin qu'une avarie soit mise hors service la plus rapidement possible.



2/ Procédé d'analyse

si une avarie a lieu dans le tronçon I au point K_1 , alors les courants de court-circuit I_A et I_B circulent dans les sens indiqués par les flèches. Pour mettre ce tronçon hors service il faut nécessairement un disjoncteur au point de soutirage R_1 (à gauche).

Ceci est obtenu en connaissance de la loi de variation des courants I_A et I_B (de court-circuit) en fonction de la longueur L . En effet à proximité (impédance réduite) ces courants sont élevés alors qu'ils diminuent avec cette longueur (Les courbes de variations seront tracées ci-après).

La même analyse reconduite pour les tronçons II et III permet de connaître le nombre minimum de disjoncteurs qu'il faut pour la ligne afin qu'un tronçon avarié soit le plus rapidement mis hors service. C'est ainsi qu'il faut un minimum de 6 disjoncteurs pour cette ligne afin d'assurer une bonne coordination de cette protection.

Cependant, il est bien évident que cette solution rencontre des difficultés financières. En effet, il nous faudrait disposer de l'impact économique des interruptions de service dues à des défauts internes (provenant de l'aspect technique de l'alimentation) sur l'exploitation pour décider de l'opportunité ou non de cette solution.

Mais, il est toujours possible de conserver les deux disjoncteurs existant au smont de chaque ligne (1 et 2) avec des considérations pratiques qui permettront de ne pas trop se soucier de la sélectivité de la protection : c'est cette dernière solution que nous présentons.

Court - Circuit

Au premier volet de projet, l'estimation des courants de court-circuit au niveau de la ligne principale desservant la mine a donné

$$I_{cc} = 1,36 \text{ KA}$$

la tension nominale du réseau est de 15KV. On peut donc estimer une puissance de court-circuit pour le réseau considéré en amont des lignes mines 1 et 2.

$$P_{cc} = U_n \times I_{cc}$$

$$\text{d'où } P_{cc} = 15 \times 1,36 = 20,4 \text{ MVA}$$

Connaissant cette grandeur, on peut déterminer les courants de court-circuit qui interviennent dans chaque tronçon de la boucle et ceci sachant que les valeurs ohmiques linéiques sont de :

$$R = 0,17 \Omega / \text{km}$$

$$X = 0,3304 \Omega / \text{km}$$

d'où

$$\text{Tronçon I : } L = 4,5 \text{ km} \Rightarrow R = 0,68 \Omega \text{ et } X = 1,36 \Omega$$

$$\text{tronçon II : } L = 1,5 \text{ km} \Rightarrow R = 0,26 \Omega \text{ et } X = 0,51 \Omega$$

$$\text{tronçon III : } L = 1,5 \text{ km} \Rightarrow R = 0,26 \Omega \text{ et } X = 0,51 \Omega$$

on peut écrire que :

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{P_{cc}} = \frac{(15)^2}{20,4}$$

$$\Rightarrow \underline{Z_{cc} = 11,03 \Omega}$$

En adoptant l'approximation en moyenne tension (MT) qui stipule

$$\text{que : } \frac{R}{X} \approx 0,15 \quad \text{d'où } R = 0,15 X$$

$$Z_c = (R^2 + X^2)^{1/2}$$

$$\text{on } Z = X (1 + 0.15^2)^{1/2}$$

$$\text{d'où } X = Z / (1 + 0.15^2)^{1/2}$$

$$X = 10.9 \Omega \quad \text{et} \quad R = 1.64 \Omega.$$

Tirage I : de la source A vers la source B.

$$X = 1.36 + 10.9 = 12.26 \Omega$$

$$R = 1.64 + 0.68 = 2.32 \Omega$$

$$\text{et } Z = 12.48 \Omega.$$

$$\text{d'où } I_{cc} = 0.694 \text{ kA} \quad \text{ou} \quad \underline{I_{cc} = 694 \text{ A}}$$

Tirage II $X = 12.26 + 0.54 = 12.77 \Omega$

$$R = 2.32 + 0.26 = 2.58 \Omega$$

$$\text{et } Z = 13.03 \Omega$$

$$\text{d'où } \underline{I_{cc} = 665 \text{ A}}$$

Tirage III

$$X = 12.77 + 0.54 = 13.28 \Omega$$

$$R = 2.58 + 0.26 = 2.84 \Omega$$

$$\text{et } Z = 13.58 \Omega$$

$$\text{d'où } \underline{I_{cc} = 638 \text{ A}}$$

Maintenant le même calcul, cette fois-ci de B vers A.

Tirage I : $I_{cc} = 638 \text{ A}$

Tirage II : $I_{cc} = 715 \text{ A}$

Tirage III : $I_{cc} = 748 \text{ A}$

Ces calculs permettent de mettre en évidence les caractéristiques éventuelles des appareils de Protection (disjoncteurs, relais).

Le choix porte essentiellement sur :

U_n : la tension nominale du réseau (15 kV)

P_{ca} : le pouvoir de coupure : qui est déterminé par le courant de court-circuit pouvant avoir lieu. De règle, la valeur calculée est majorée.

Seulement, cette solution qui est de protéger le réseau afin d'assurer la sélectivité de la protection et l'amélioration de la qualité du service se heurte à des problèmes de coûts assez onéreux.

C'est ainsi, que nous avons cherché à contourner le problème c'est-à-dire en s'inscrivant plus sur le caractère sélectif de la protection mais plutôt en prenant pour critère opératoire la marche de l'usine.

Cette deuxième variante exige d'abord une estimation des interruptions du service et de production correspondante possible.

Une fois connue, on peut demander à ce qu'il existe en permanence un stock de minerai (après transport de camions) placé à la station de traitement supérieur à la production perdue par coupures.

Ainsi donc lors d'une avarie, une partie de l'usine fonctionne.

D'autre part, on peut faire la même chose concernant le chargement des camions : stock à la mine pour permettre aux camions de circuler (travailler) quelque soit l'état du service d'énergie électrique.

Dans ce cas, on peut se contenter de la protection existante

donc les deux disjoncteurs en tête de ligne (réglié à $\max I$).
Cependant une telle solution par elle seule doit être analysée
d'une façon minutieuse.

D'une part, c'est un problème de politique de l'entreprise : Es-ce
que l'état du bilan permet de trouver de manière à prévoir consentir
des stocks de minerai en répondant toujours à la production fixée.

D'autre part, ce problème de stock minimum fait appel à la
recherche opérationnelle (gestion des stocks) et demande des données précises
(notamment au niveau de l'estimation des coûts des interruptions de service
et leur durée moyenne). Le stock pour le chargement est un problème
de gestion de stock aussi mais cette fois-ci lié à un problème de
transport et demande aussi des données de base précises.

C'est dire combien l'analyse de cette variante demande attention
à tous les niveaux pour que les résultats puissent bénéficier
d'une certaine crédibilité.

Bibliographie

- [1] Cours de machines électriques et d'installations électriques
dispensés par M. Pierre MARRON, EPT, 1986
- [2] Electrotechnique, Théodore WILDT, ing. Québec, Canada, 1978
- [3] Energie électrique, Traité d'électricité
Michel Aguet et J-jacques MOREL, 1981 éd. Georgi
- [4] Les Réseaux d'énergie électrique, Tomes 1, 2 et 3
René PELISSIER, Dunod Paris, 1974
- [5] Transport et distribution d'énergie électrique, Ecole polytechnique
de MONTREAL, Septembre 1983
- [6] Revues Techniques BROWN BOVERI
Novembre 1985, Tome 72 - Avril 1986, Tome 73
et Août 1986, Tome 73
- [7] Application de la méthode de LYAPUNOV à l'étude de la
stabilité des réseaux électriques, Romano M. DE SANTIS,
Ecole Polytechnique de MONTREAL, Novembre 1986
- [8] Hütte, Tomes I et II, Manuel de l'ingénieur, Paris et Liège
Librairie Polytechnique CH. BERANGER, 1962
- [9] construction des lignes aériennes à haute tension,
Ch. AVRIL, Ed. EVROLLES, 1974
- [10] ARBED, Caractéristiques des profils,
- [11] Revue n° 36, JEU MONT - SCHNEIDER, PARIS
- [12] Mécanique des Matériaux, Sciences et Lettres, Massonnet, 1982.

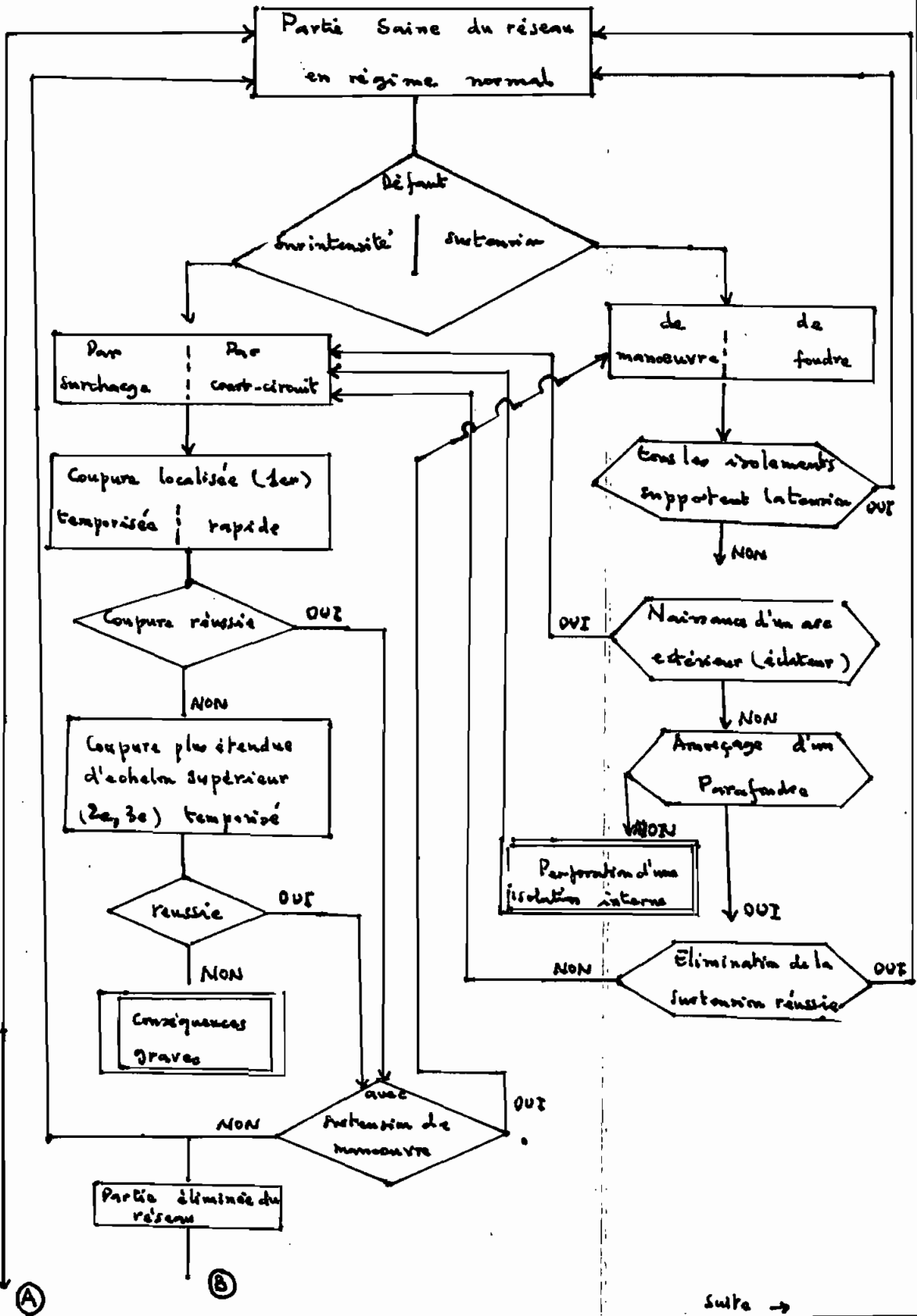
ANNEXES

- 1/ Moyens de Production de la puissance réactive et/ou de compensation de ses effets
- 2/ Conception d'un système de Protection
- 3/ Méthodes d'extraction du Phosphate
- 4/ Evaluation de la gêne due au flicker
- 5/ Réglage de la fréquence
- 6/ Postes dénivelés
- 7/ Synoptique du comptage électrique 15KV
- 8/ Implantation du Poste de répartition 50KV
- 9/ Schéma Unifilaire de l'installation
(séparé en 10 folios)
- 10/ le compensateur statique CGEE ALSTHOM
- 11/ Facteur d'amélioration = f (Puissance réglante du CER)
- 12/ Exemple d'installation du CER.

Annexe: 1

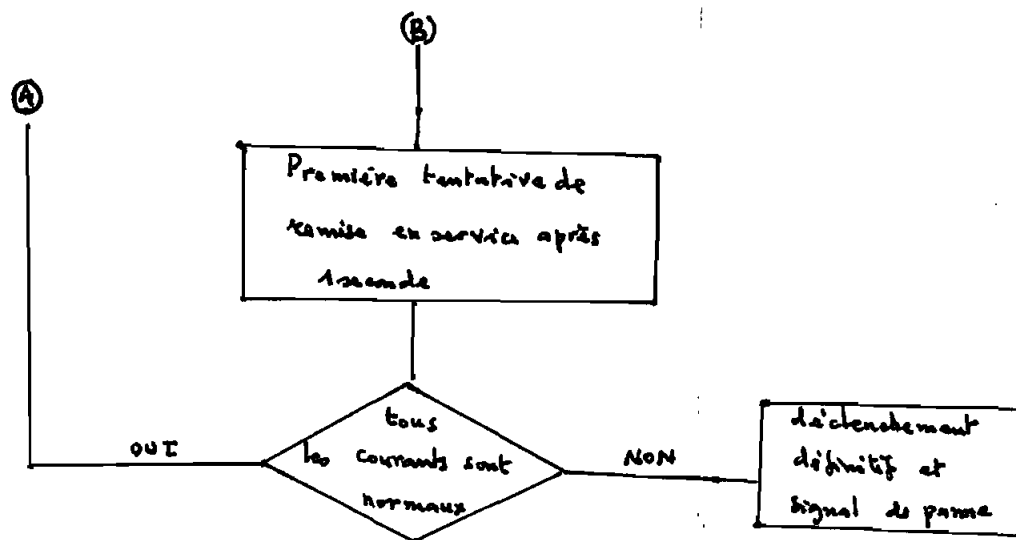
Moyen de production de la puissance
réactive et/ou de compensation de ses effets

Mode de production ou de compensation	Avantages	Inconvénients
Alternateur	<ul style="list-style-type: none"> • souplesse de fonctionnement facile à régler • bon marché si $\frac{Q_2}{P_{Var}} < \frac{1}{2} \frac{P}{P_W}$ • réglage négatif possible 	<ul style="list-style-type: none"> • éventuellement surdimensionné • Qmax pour l'unité d'excitation • cher si $\frac{Q}{P_{Var}} > \frac{1}{2} \frac{P}{P_W}$
Compensateur statique à réactance réglable	<ul style="list-style-type: none"> • avantages des condensateurs et inductances shunts 	<ul style="list-style-type: none"> • très coûteux • fortes pertes actives dans le fer
Compensateur synchrone	<ul style="list-style-type: none"> • facile à régler (producteur comme consommateur) • effet autorégulateur même sans modification du courant d'excitation 	<ul style="list-style-type: none"> • coût initial élevé • entretien • pertes actives relativement importantes • contribution à l'amélioration de la puissance de court-circuit au point de branchement
Transformateurs à gradins	<ul style="list-style-type: none"> • permet de compenser les chutes de tension 	<ul style="list-style-type: none"> • ne produit aucune pert de puissance réactive • compensation de U avec un retard (10 environ)



Annexe 2

(Suite)



Notes :

Un défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant, dans certains cas, conduire à un effondrement électrique de celui-ci et à la mise en danger de son environnement.

Les causes aptes à déclencher des défauts dans les réseaux sont nombreuses et peuvent avoir pour origine :

- des phénomènes propres au réseau (rupture d'une colonne de sectionneur, perforation d'une isolation de transformateur d'un poste par fatigue diélectrique)
- des événements indépendants du réseau (chûtes d'un arbre sur une ligne ou rupture d'un poteau électrique, coup de foudre sur une ligne)

Il est fréquent qu'une intervention produise un court-circuit (l'inverse peut aussi arriver). Un système de protection bien conçu doit donc tenir compte de ces deux types d'anomalies et leur interdépendance.

Annexe 3

Méthodes d'extraction du phosphate

Le phosphate brut est extrait à ciel ouvert par passes de 25 mètres de largeur et d'une longueur qui varie selon la forme du gisement.

Pour chaque passe, la première opération consiste à enlever le recouvrement sableux et à le déposer dans la partie déjà exploitée. Elle s'effectue au moyen de deux roues-pelles pour la partie supérieure de ce recouvrement et de trois draglines Bucyrus de grosses capacités pour la partie inférieure, voisine du minerai.

De plus une pelle en butte de type Bucyrus 280B évacue une partie de la découverte du recouvrement de stériles sur des camions de chantier de 100 tonnes de charge utile.

Par an, la capacité de découverte est voisine de 37 Millions de mètres-cube (m^3).

La passe ayant été découverte jusqu'au minerai, celui-ci est extrait par une autre dragline, de type Bucyrus 650B et déposé dans des camions de chantier de 100 tonnes qui le transportent sur une distance de quelques kilomètres jusqu'à une station de désagrégation et d'épierrage (station de prétraitement).

L'exploitation dispose d'une flotte de 11 camions de 100 tonnes pour l'évacuation d'une partie de la découverte du recouvrement et le transport du minerai à la station de prétraitement.

Dans cette station, le minerai est débarrassé des gros éléments (silex) et transformé en pulpe (mélangé à l'eau); cette pulpe est ensuite pompée jusqu'à l'usine, sur une distance de 3 kilomètres.

Annexe 4

Evaluation de la gêne due au flicker

Certains appareils dont le fonctionnement est intermittent provoquent des à-coups de tension : le flicker est le nom donné aux variations brusques de tension (c'est un mot anglais qui signifie "papillotement") le flicker entraîne une dégradation de la qualité de la tension.

Cependant, en tenant compte des constantes de temps propres des appareils, la plupart d'entre eux ne la ressentent pas. L'application la plus troublée par le flicker est l'éclairage (fatigue de la vue).

En effet, pour l'éclairage, la gêne ressentie par des individus normaux ne dépend guère de la forme des variations (sinusoïdales, en créneaux rectangulaires etc...) mais beaucoup de la fréquence des répétitions de ces variations.

La méthode d'évaluation de la gêne imputable à un phénomène de flicker dépend de la nature de ce phénomène :

- flickers durables : gêne moyenne subie
- flickers par périodes aléatoires : dus aux jours à arc (appareils dont le fonctionnement est basé sur l'arc électrique).

La mesure de la gêne due au flicker se fait à l'aide d'un appareil appelé flicker-mètre : c'est un filtre linéaire

La grandeur A représente la gêne : elle est exprimée en $(\%)^2 \cdot \text{mn}$ (pour-cent carré par minute) : cf Annexe

Annexe 5

Réglage de la fréquence

La pureté de la fréquence est une qualité que l'on sous-entend toujours mais à laquelle on se réfère rarement. Cela tient sans doute à ce que la qualité généralement obtenue à ce point de vue est largement satisfaisante, et que l'on ne rencontre que quelques problèmes localisés. Les réseaux de transport et de distribution sont des systèmes linéaires, où donc on peut appliquer le théorème de superposition. Cela permet de voir que les systèmes de tensions et courants harmoniques se répartissent dans le réseau (et s'y propagent) indépendamment les uns des autres.

Les coefficients de self et mutuelle induction et les capacités ont mêmes valeurs que pour le 50 Hz. Il en résulte que pour l'harmonique de rang h (donc de pulsation $\omega_h = h\omega$)

$$- L\omega_h = h(L\omega) \quad \text{et} \quad r\omega_h = h(r\omega)$$

$$- C\omega_h = h(C\omega)$$

chaque harmonique fournit une puissance P_h sous forme d'un courant I_h sous la tension V_h

si l'on note U_{50} la tension à 50 Hz

la tension efficace totale est :

$$U_e = \sqrt{U_{50}^2 + \sum_{h=2}^n U_h^2}$$

$$\text{le taux d'harmonique } h = \frac{U_h}{U_{50}}$$

$$\text{en pour-cent} \Rightarrow h = 100 \times \frac{U_h}{U_{50}}$$

le courant efficace total est de même :

$$I_e = \left(I_{s0}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 \right)^{1/2}$$

$$\text{avec un taux d'harmonique } h = 100 \times \frac{I_h}{I_{s0}}$$

D'où le produit $U_e I_e > S_a = U_{s0} \cdot I_{s0}$.

on définit le facteur de déformement par :

$$f_d = \frac{U_e I_e}{S_a} - 1$$

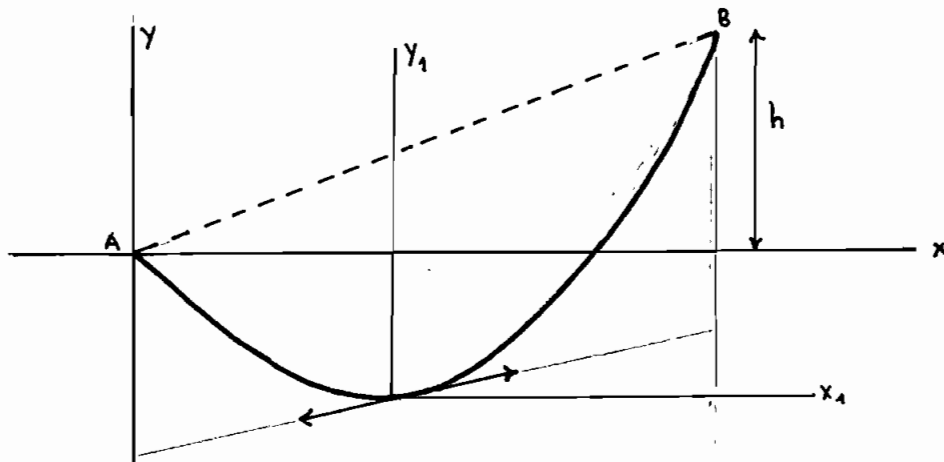
c'est donc l'excès sur l'unité du rapport $U_e I_e$ à S_a .

Les harmoniques décelables dans les réseaux sont généralement de rang faible. L'harmonique 3 est, en principe, celui qui a le taux le plus fort, sauf si le couplage des transformateurs s'oppose à sa propagation (couplage triangle)

- les harmoniques de rang $h = 3(n+1)$ avec $n = 0, 1, \dots$ sont de type homopolaire (composante résultant d'un défaut monophasé d'une phase à la terre)

- les harmoniques de rang $h = 6n+1$ et $h = 6n-1$ avec $n = 0, 1, \dots$ forment respectivement un système direct (composante résultant d'un défaut triphasé franc) et un système inverse (défaut monophasé entre deux phases).

La présence d'harmoniques se traduit par des pertes supplémentaires dans les résistances et aussi dans les machines tournantes. Cependant sauf cas de résonance (se produisant là où existent, côte à côte, inductances et capacités), ces pertes restent faibles et généralement négligeables.

Annexe 6Portées dénivelées

l'équation de la chaînette rapportée à ses axes (Ox_1) (Oy_1) est donnée

par :

$$y_1 = P \operatorname{ch} \frac{x_1}{P}$$

Aux nouveaux axes Ax et Ay passant par l'appui A

Dans un premier système d'axes $A(x_1, y_1)$ on a :

$$y - y_1 = P \operatorname{ch} \frac{x - x_1}{P}$$

$$\text{or } y_1 = P \operatorname{ch} \frac{x_1}{P}$$

$$\text{or } y = P \left(\operatorname{ch} \frac{x - x_1}{P} - \operatorname{ch} \frac{x_1}{P} \right)$$

En développant en série les deux $\operatorname{ch}(x)$ dans la parenthèse, on

obtient :

$$\operatorname{ch} \frac{x - x_1}{P} = 1 + \frac{(x - x_1)^2}{P^2 \times 2!} + \frac{(x - x_1)^4}{P^4 \times 4!}$$

$$\operatorname{ch} \frac{x_1}{P} = 1 + \frac{x_1^2}{P^2 \times 2!} + \frac{x_1^4}{P^4 \times 4!}$$

$$\text{D'où } \operatorname{ch} \frac{x - x_1}{P} - \operatorname{ch} \frac{x_1}{P} = \frac{x^2}{2P^2} - \frac{2x x_1}{P^2}$$

$$\text{D'où } y = \left(\frac{x^2}{2P^2} - \frac{2x x_1}{P^2} \right) \cdot P$$

$$y = \frac{x^2}{2P} - \frac{xx_1}{P}$$

Cette courbe est une parabole. Elle passe par le point B de coordonnées $x = a$, $y = h$; On a donc

$$h = \frac{a^2}{2P} - \frac{ax_1}{P}$$

$$\text{d'où } x_1 = \frac{a}{2} - \frac{Ph}{a}$$

Cette relation donne la distance horizontale entre le point le plus bas de la courbe d'équilibre et l'appui le plus bas A.

y peut donc prendre la forme suivante, en remplaçant x_1 par sa valeur.

$$y = \frac{x^2}{2P} - \left(\frac{a}{2P} - \frac{h}{a} \right) x$$

A partir de cette équation, le même principe pour les portées de niveau peut être reconduit.

la flèche : • au milieu de la portée (y_c)

$$y_c = \frac{h}{2} - \frac{a^2}{8P} \Rightarrow f_1 = + \frac{a^2}{8P}$$

• au point le plus bas

$$f_2 = - f_1 \left(1 - \frac{h}{4f_1} \right)^2$$

les considérations pratiques pour l'étude technique d'un tel cas sont exposées dans les techniques Françaises d'Études et de Réalisation.

Contraintes d'exploitation

Contraintes électriques

Un isolateur ou une chaîne d'isolateurs sera soumis en permanence à la tension entre phase et terre du réseau ou à la tension composée, c'est-à-dire entre phases, dans le cas d'incident monophasé survenant sur une ligne à neutre isolé.

Il faudra veiller à ce que ces tensions puissent être tenues en permanence par les isolaments même à l'état le plus défavorable (pollution) déterminé par les conditions atmosphériques et l'environnement local.

D'autre part, le niveau des surtensions de courte durée, provoqué par les manoeuvres effectuées sur le réseau, qui peuvent atteindre des amplitudes supérieures à la tension de crête normale ($k\sqrt{2} U_{cc}$), doivent être prédéterminées.

Enfin, il faut prendre en considération les coups de foudre qui soumettent les isolaments à des ondes de surtension pouvant occasionner leur perforation.

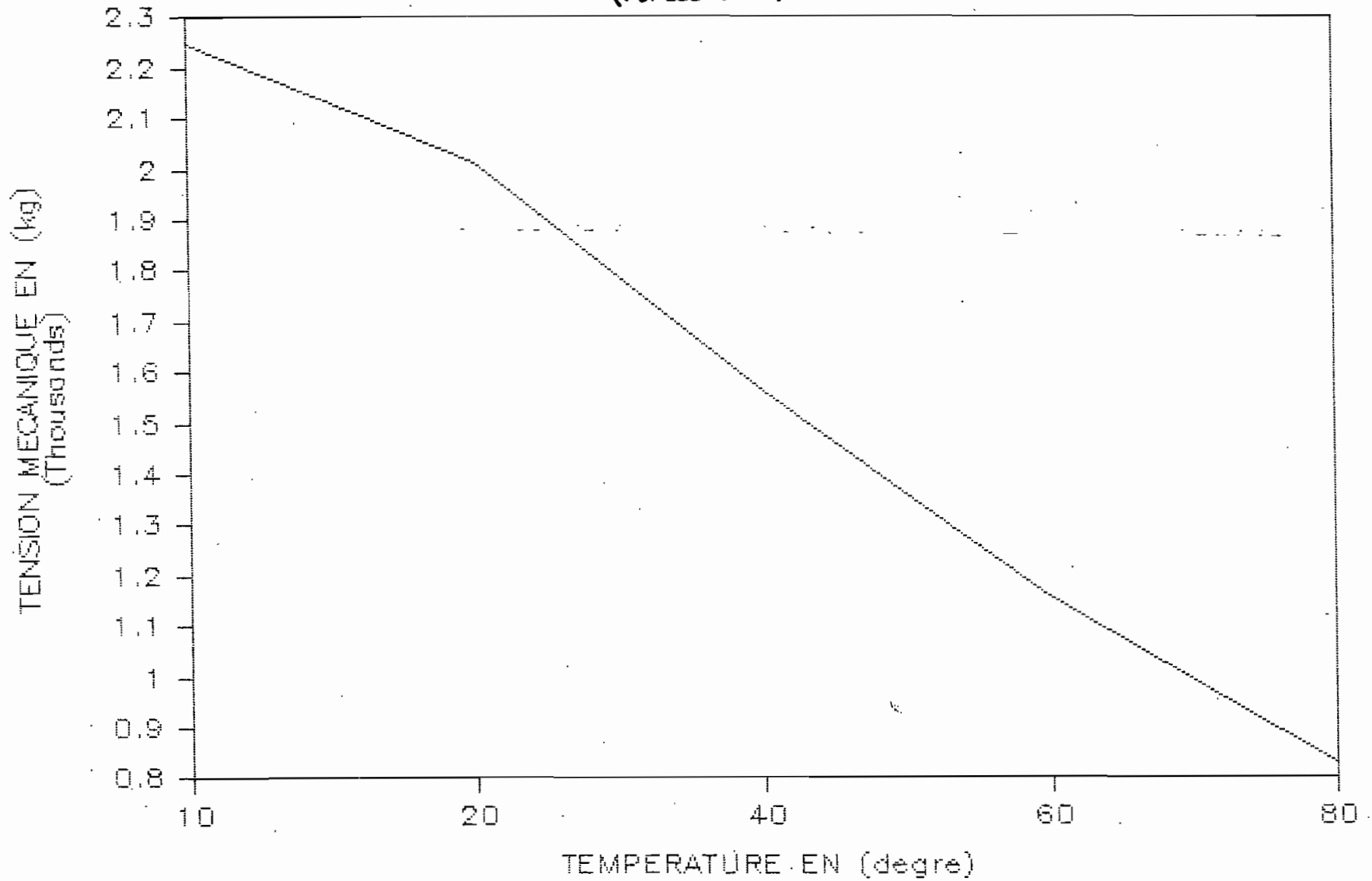
Contraintes mécaniques

Elles sont appliquées aux isolateurs essentiellement par les conducteurs. Elles dépendent donc des caractéristiques du vent.

Dans le cas de chaîne d'isolateurs, toutes les charges sont des efforts de traction, tandis que dans le cas d'isolateurs rigides, il faudrait également connaître l'évolution de leur direction.

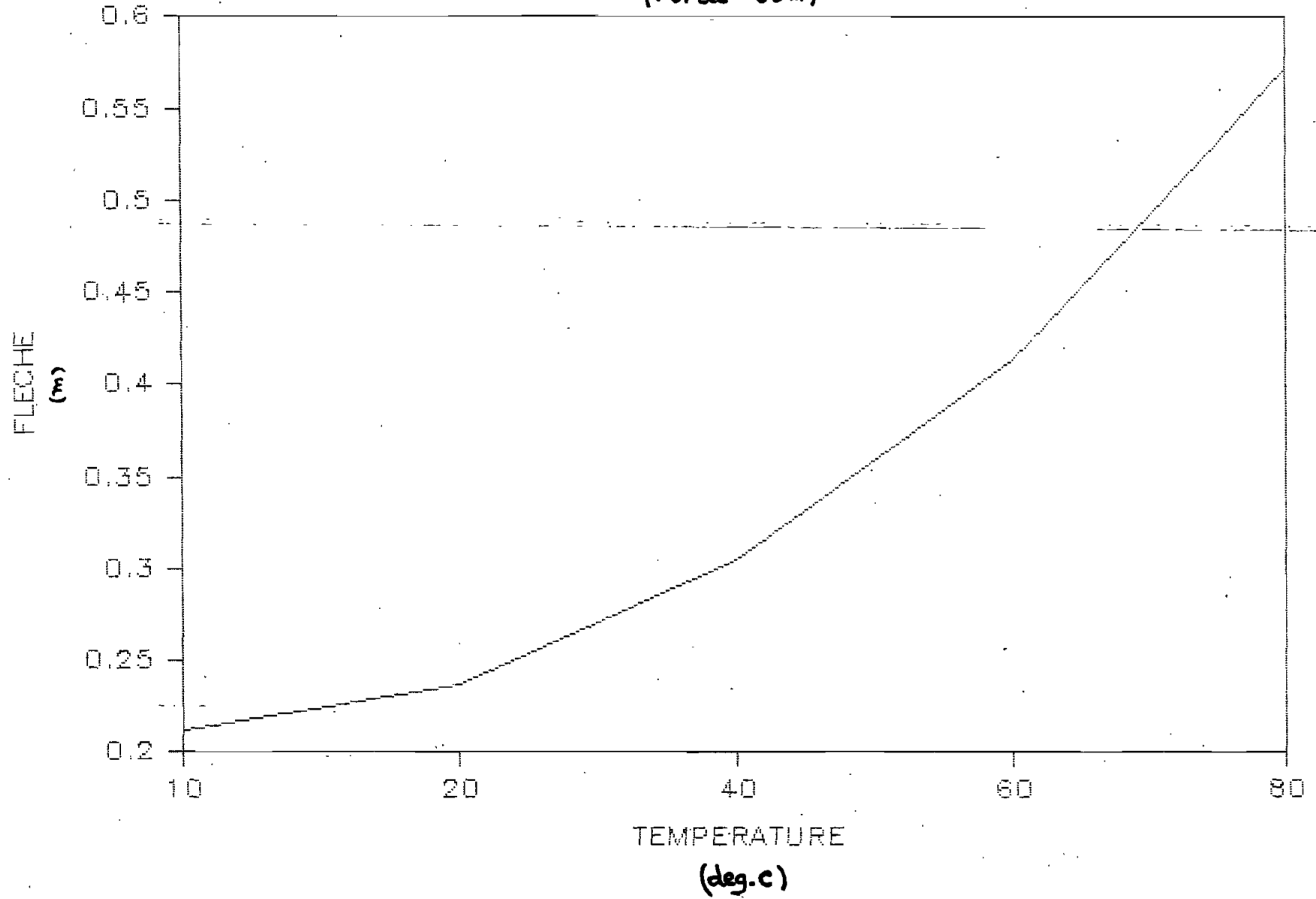
COURBE DE MONTAGE

(Portée 60 m)



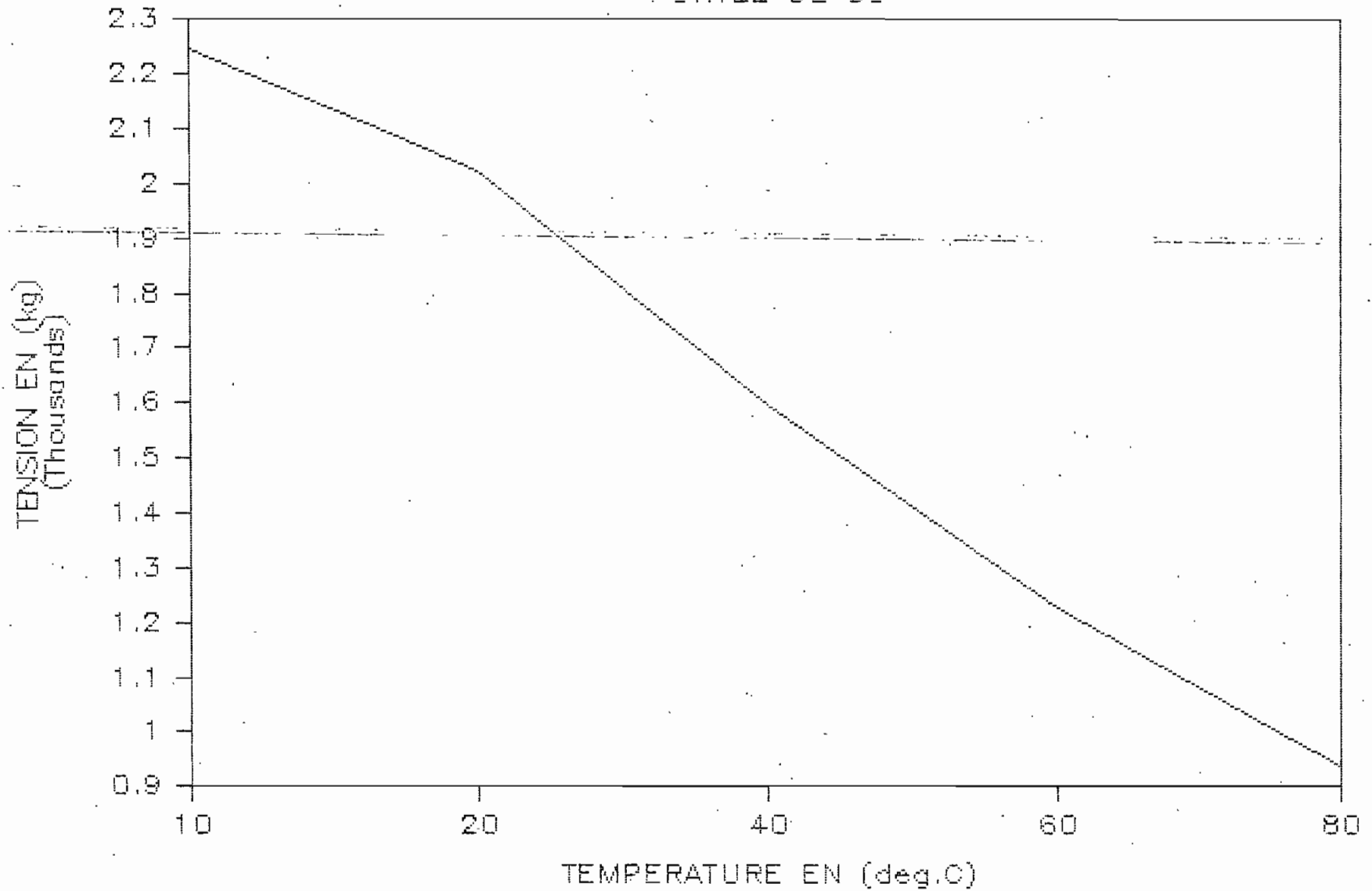
COURBE DE MONTAGE

(Portée 60m)



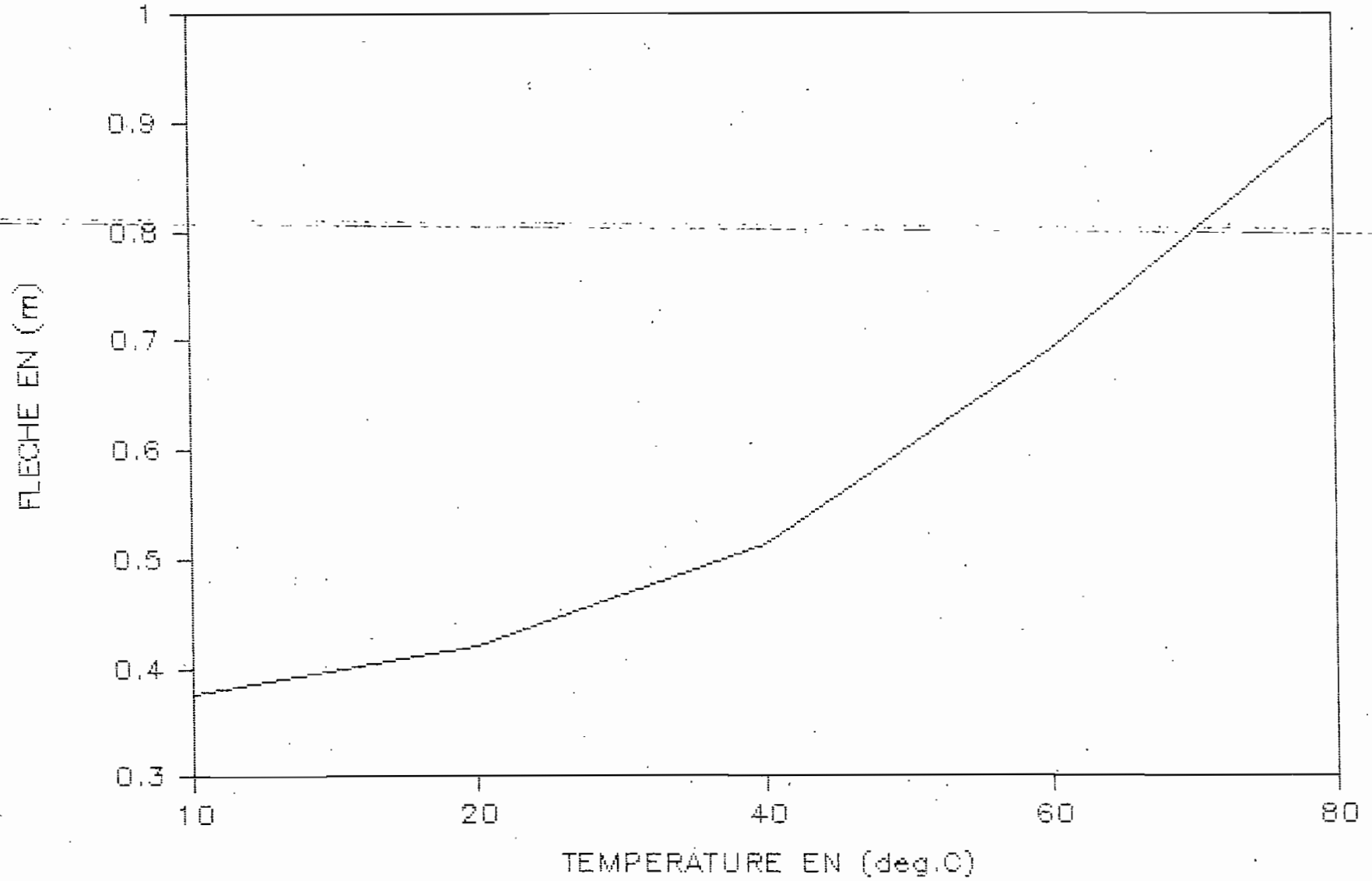
COURBE DE MONTAGE

PORTEE DE 80



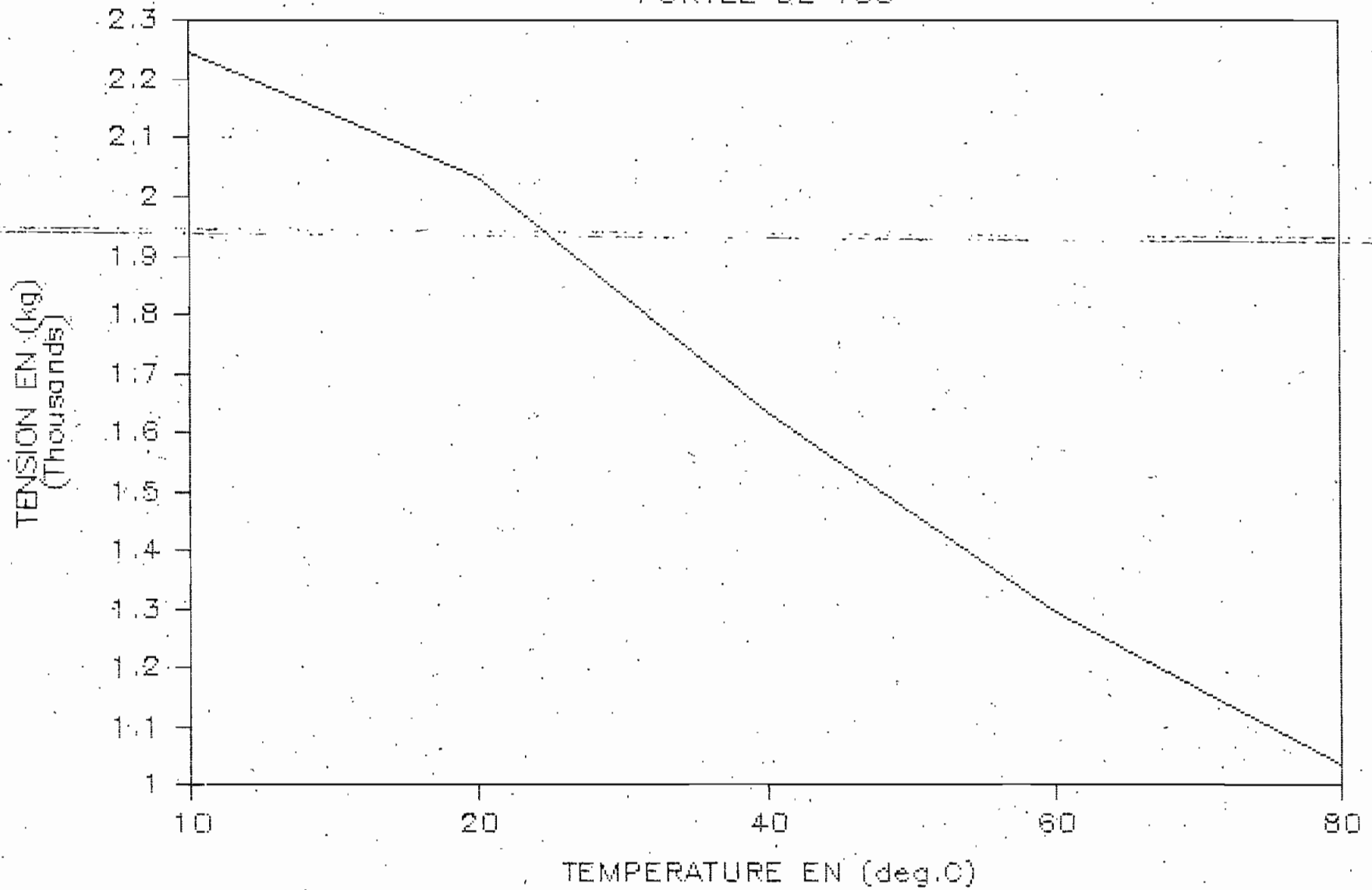
COURBE DE MONTAGE

PORTEE DE 80



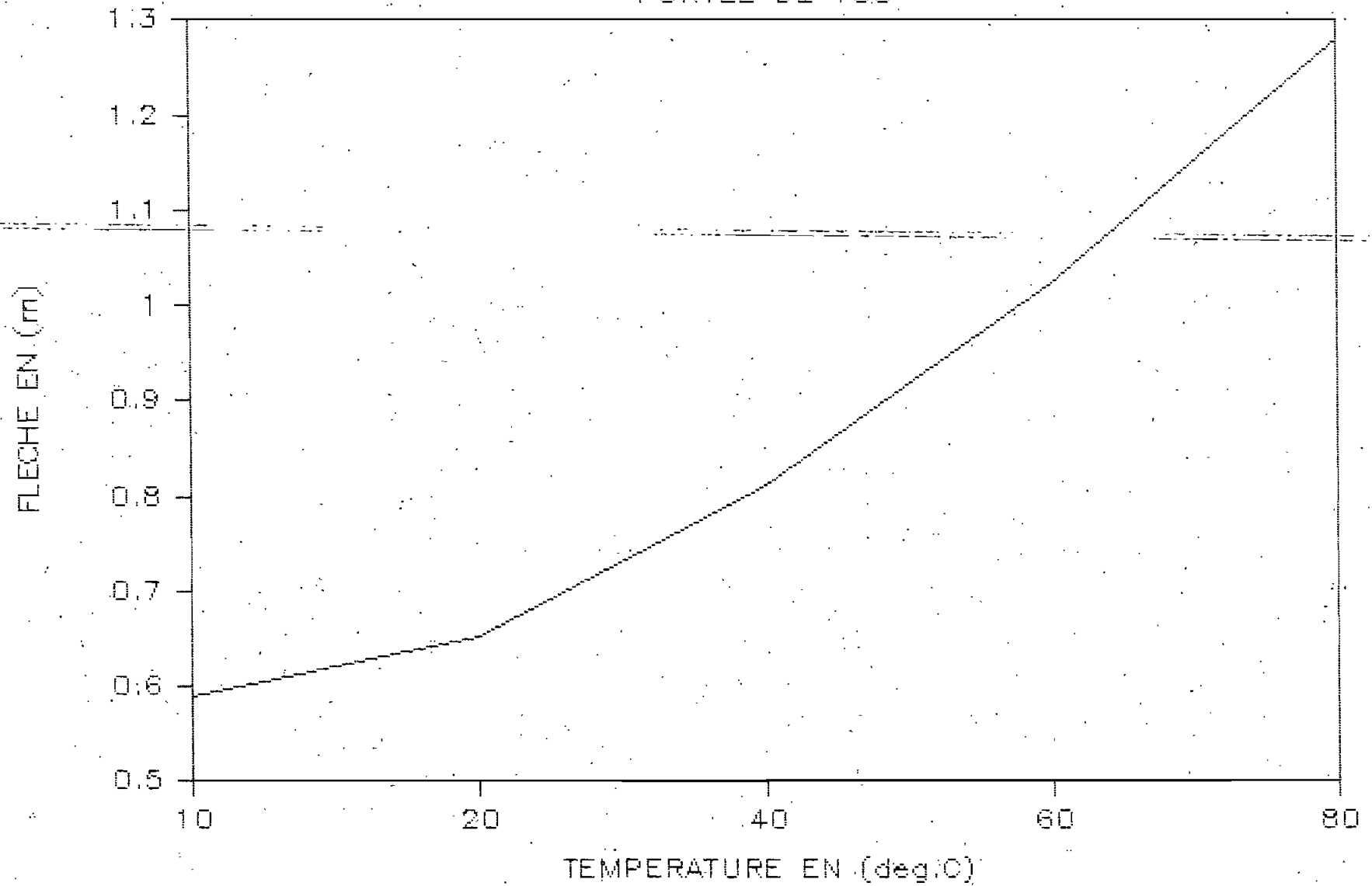
COURBE DE MONTAGE

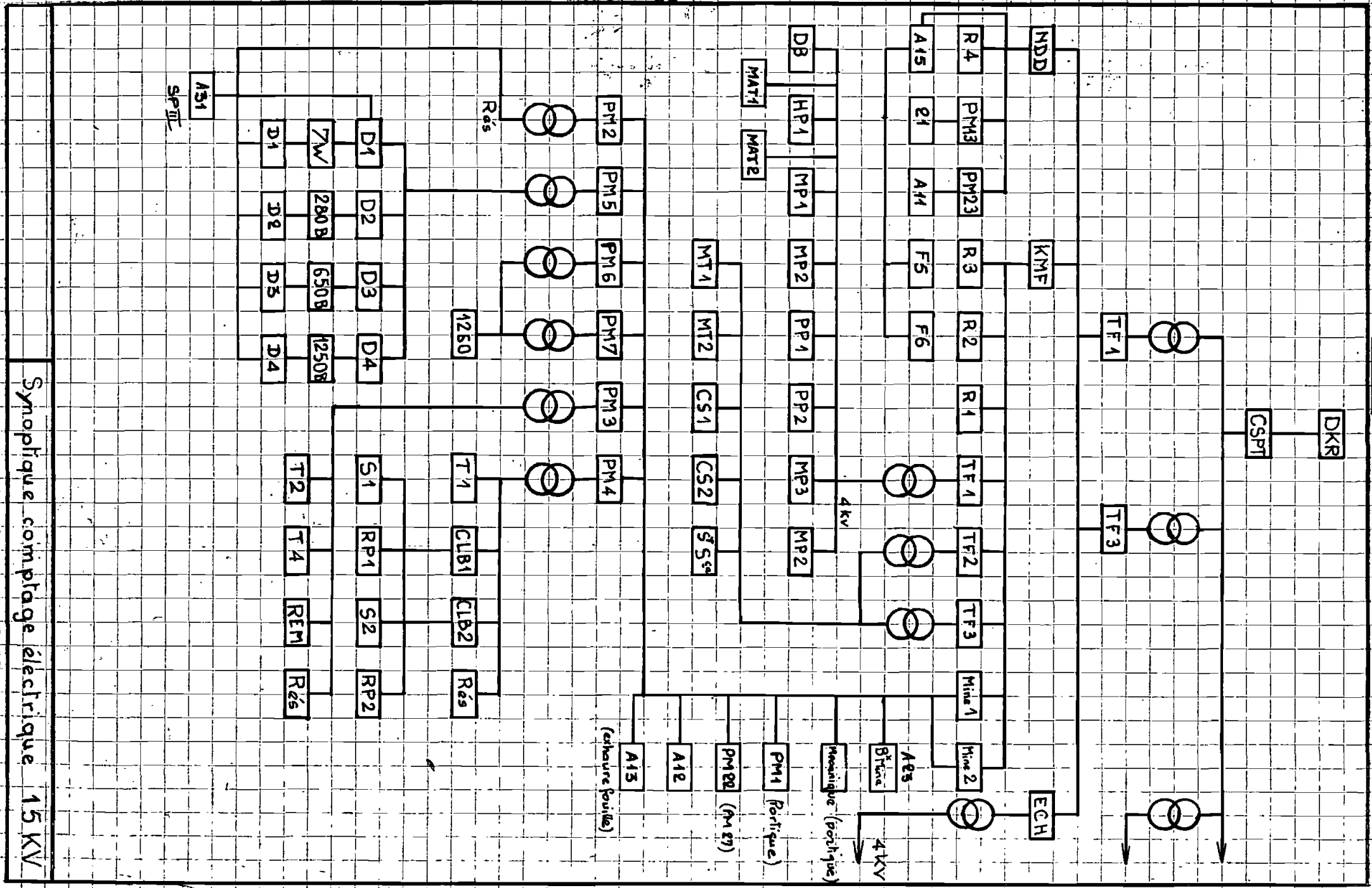
PORTEE DE 100



COURBE DE MONTAGE

PORTEE DE 100





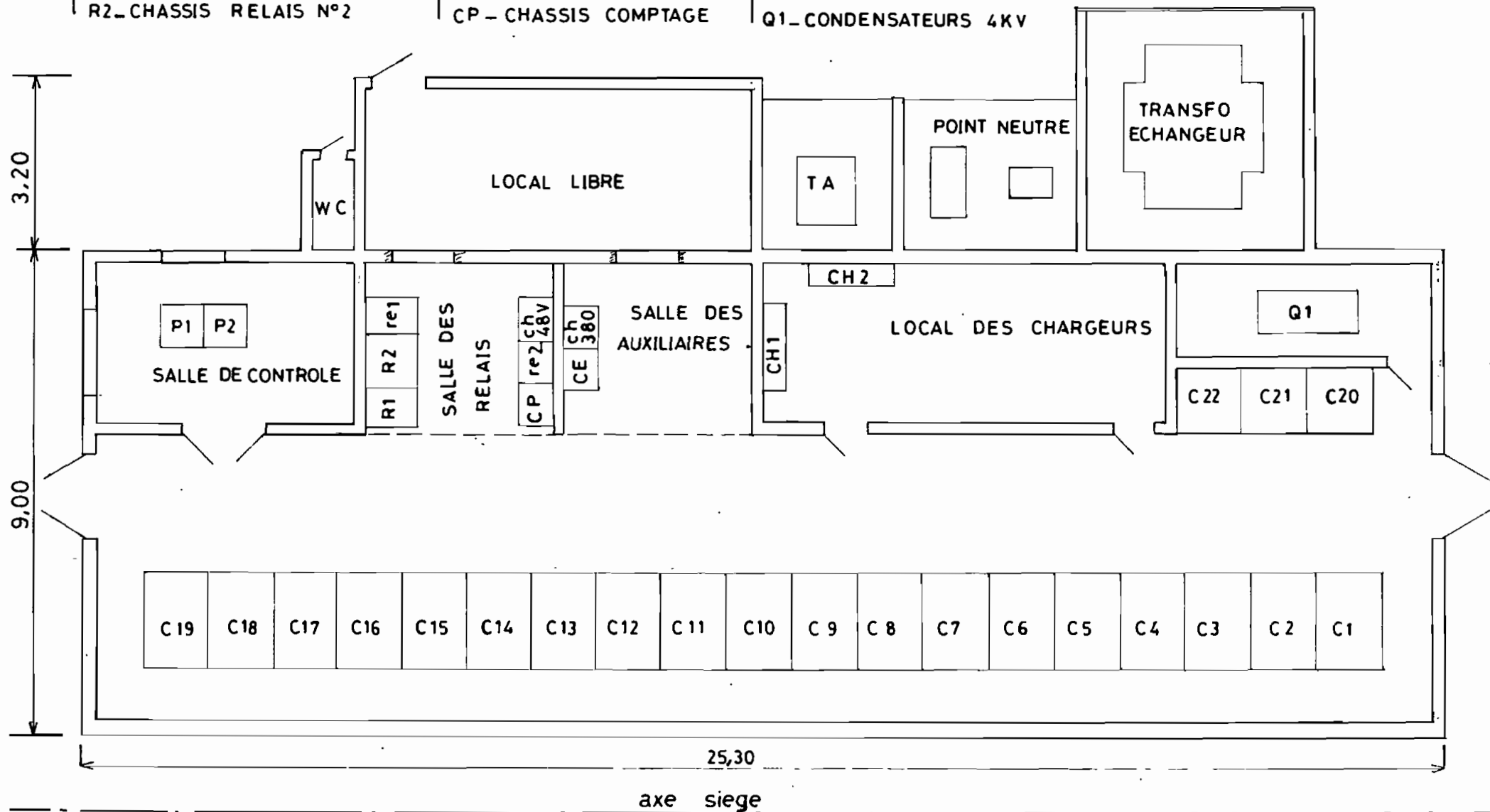
Annexe 3

Synoptique comptage électrique 15 KV

TA_TRANSFO AUXILIAIRES
 P1_PANNEAU DE CONTROLE N°1
 P2_PANNEAU DE CONTROLE N°2
 R1_CHASSIS RELAIS N°1
 R2_CHASSIS RELAIS N°2

re1_REGULATION 4KV
 re2_REGULATION 15KV
 ch48_CHASSIS 48V
 CE_CHASSIS ECLAIRAGE
 CP_CHASSIS COMPTAGE

ch380_CHASSIS 380V
 CH1_CHARGEUR N°1
 CH2_CHARGEUR N°2
 C1 à C22_CELLULES (1,20x1,85)
 Q1_CONDENSATEURS 4KV



Annexe 1

29/07/86

ENERGIE ELECT. _ PR_ implantation

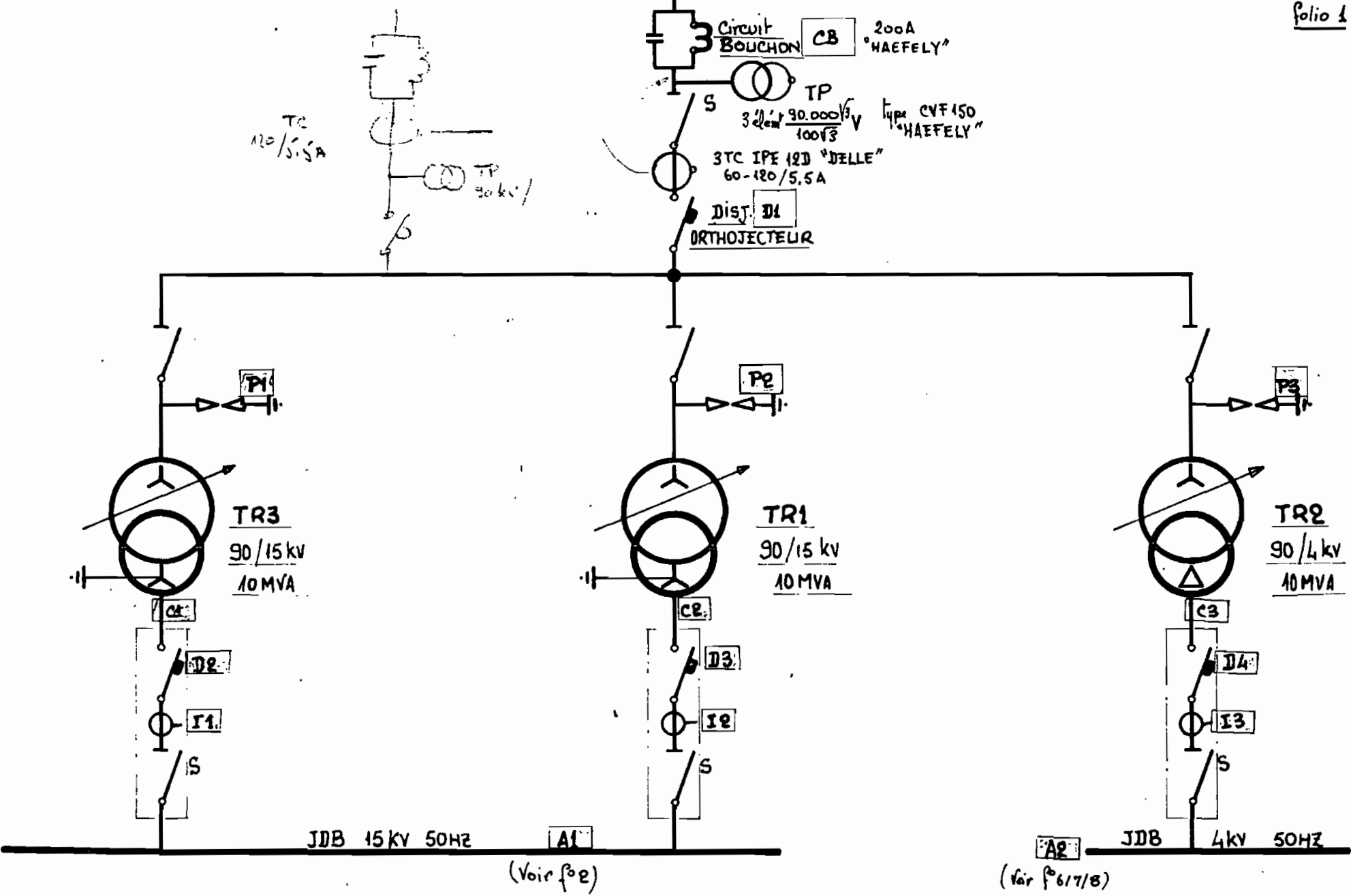
echelle 1/100
 cote en m



ENERGIE ELECT. RESEAU GENERAL ARRIVEE 90KV 50HZ

Folio 1

ARRIVEE 90KV



Annex 9



T.M.A

02 / 10

29 / 06 / 86

IND 02

DESSINE **THIAM**

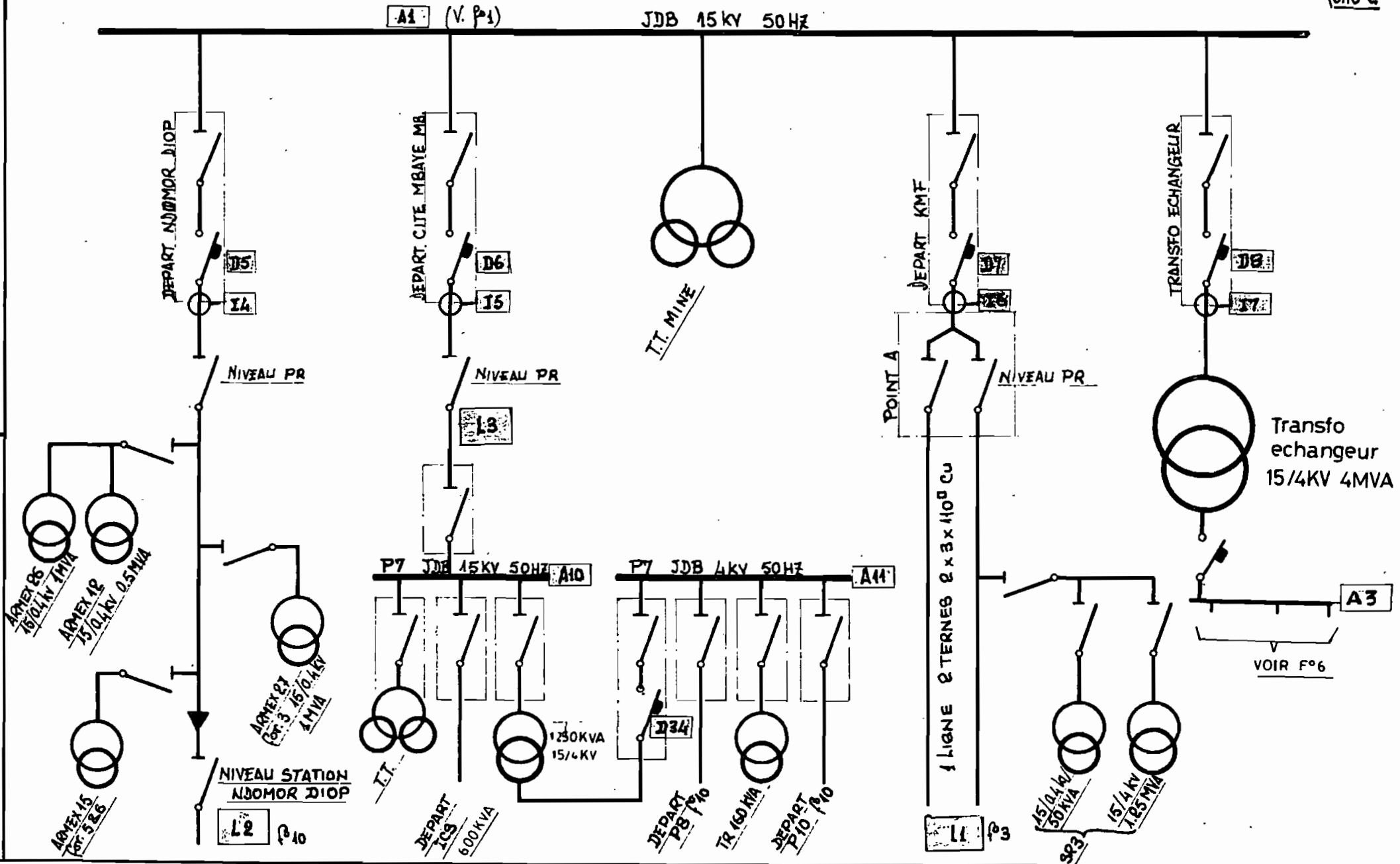
VERIFIE

ENERGIE ELECT.

RESEAU GENERAL

POSTE REPARTITO JDB 15 kv

Folio 2



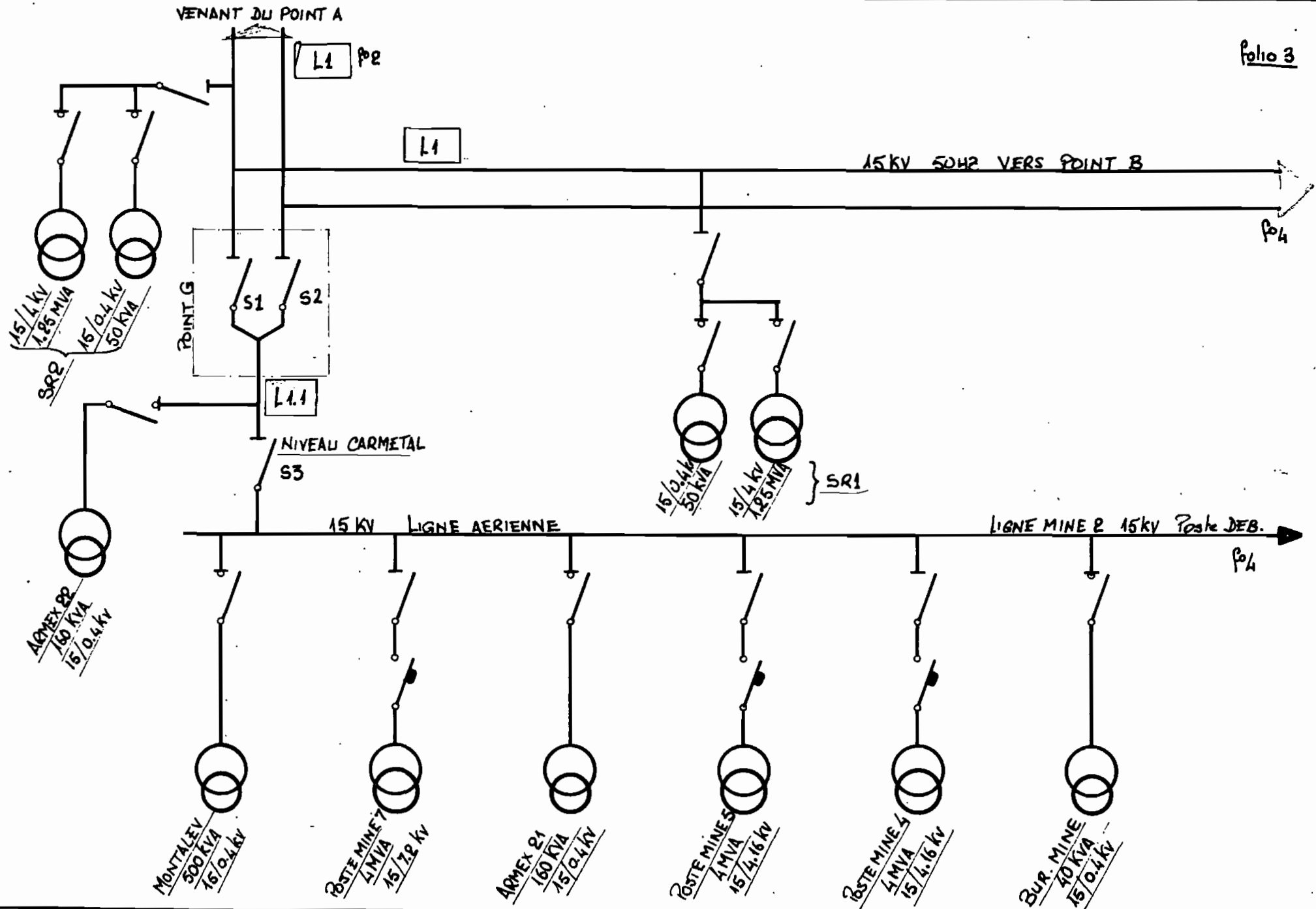
ENERGIE ELECT.

RESEAU GENERAL

KEUR MOR FALL

LIGNE 15KV

Folio 3





T.M.S.A

04 / 10

31 / 06 / 86

IND 02

DESSINE

THIAM

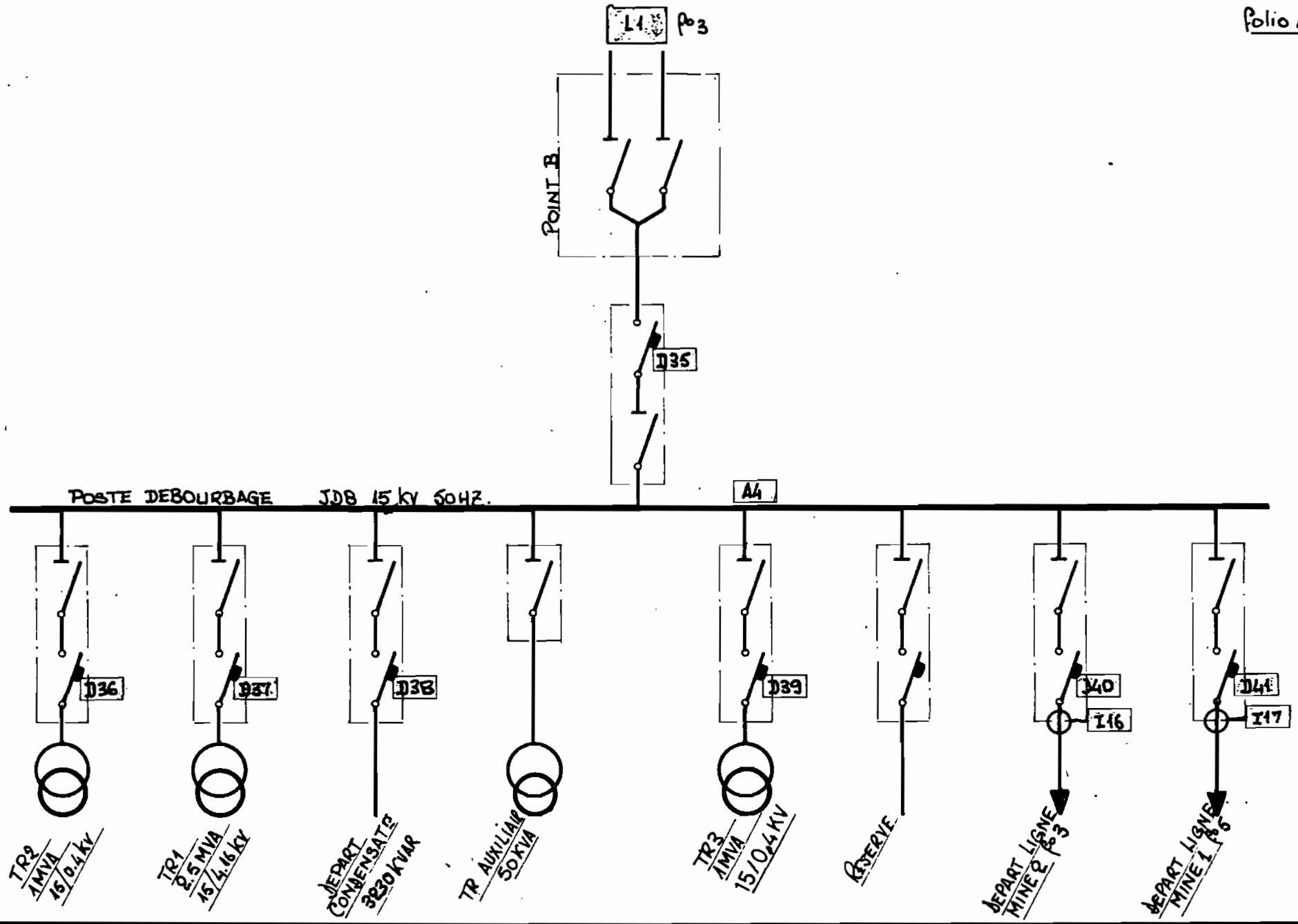
VERIFIE

ENERGIE ELECT.

RESEAU GENERAL

STAT° DEBOURBAGE JDB 15KV

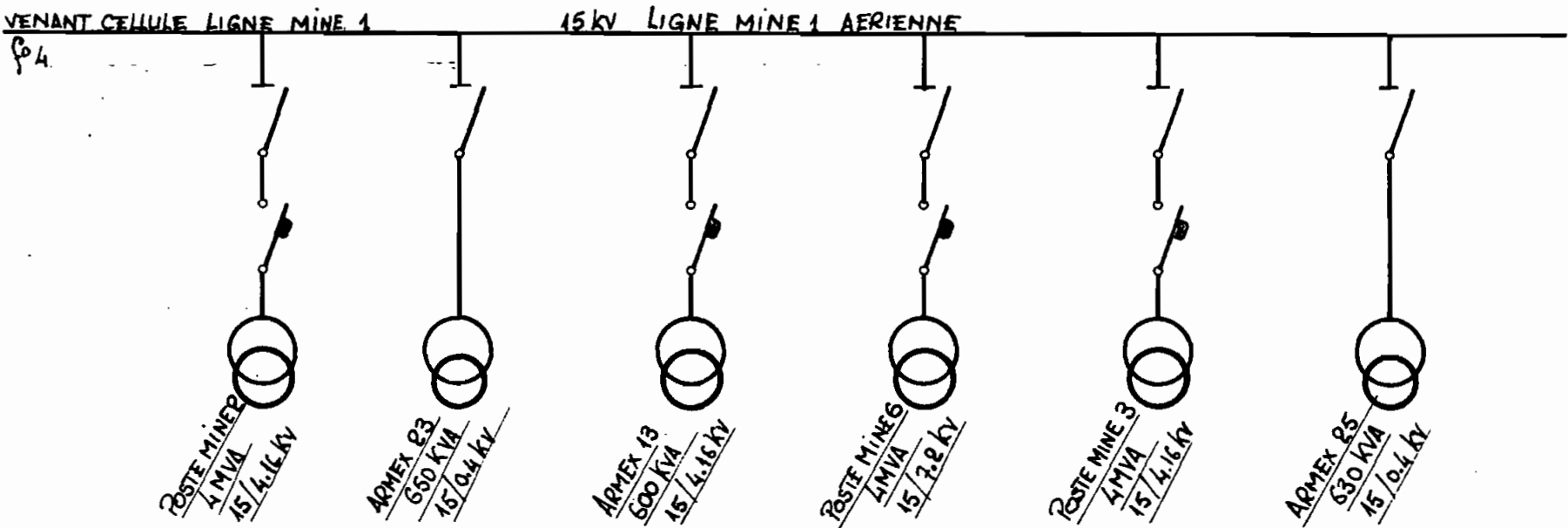
Folio 4





ENERGIE ELECT. RESEAU GENERAL
LIGNE MINE 1 15kv

Folio 5





TEISA

06 / 10

31 / 06 / 86

IND 02

DESSINE

TWIAM

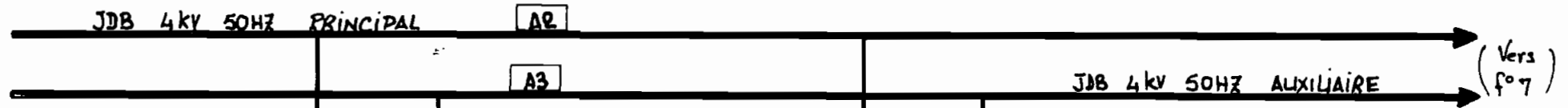
VERIFIE

ENERGIE ELECT.

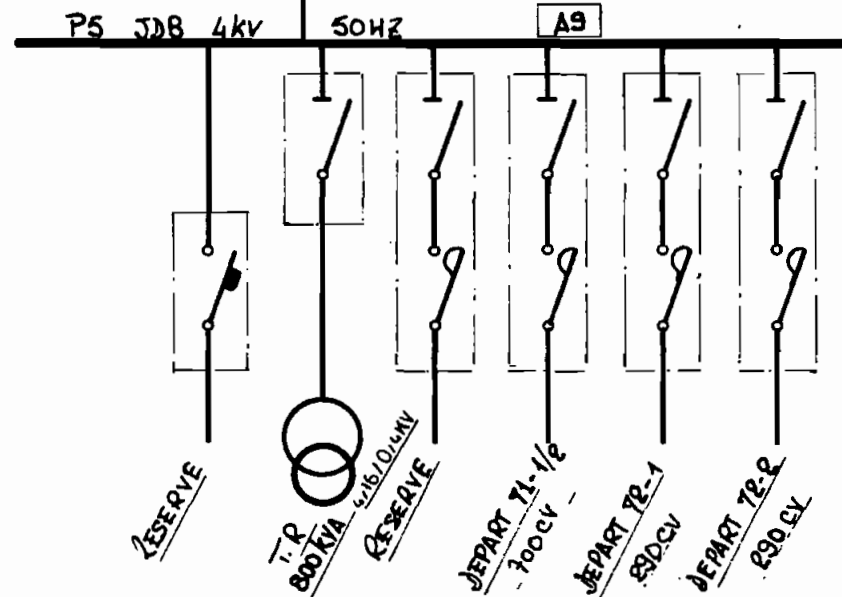
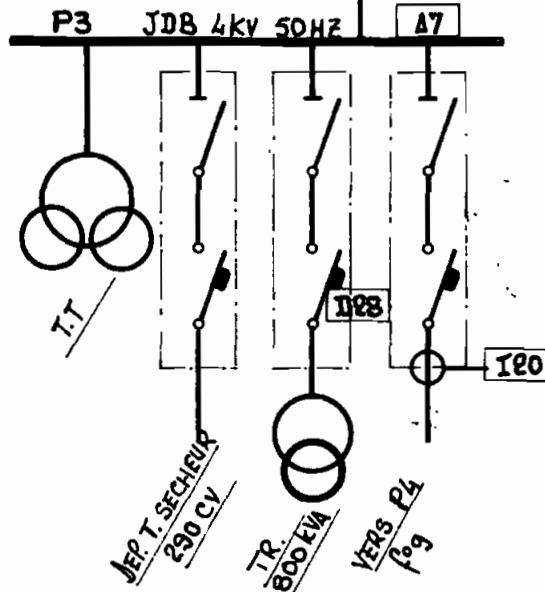
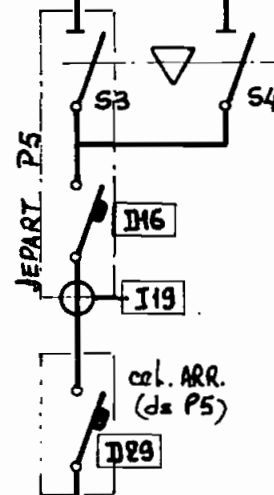
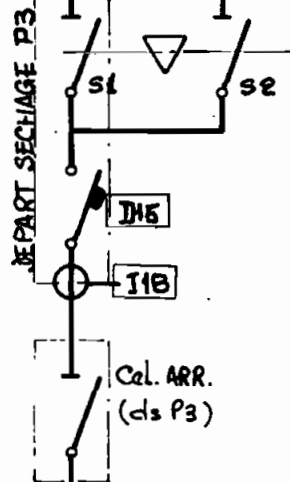
RESEAU GENERAL

PR. DISTRIBUTO 4KV P3 / P5

folio 6



* JDB AUXILIAIRE venant
TRANSFO ECHANGEUR 15/4kv
non représenté





07 / 10

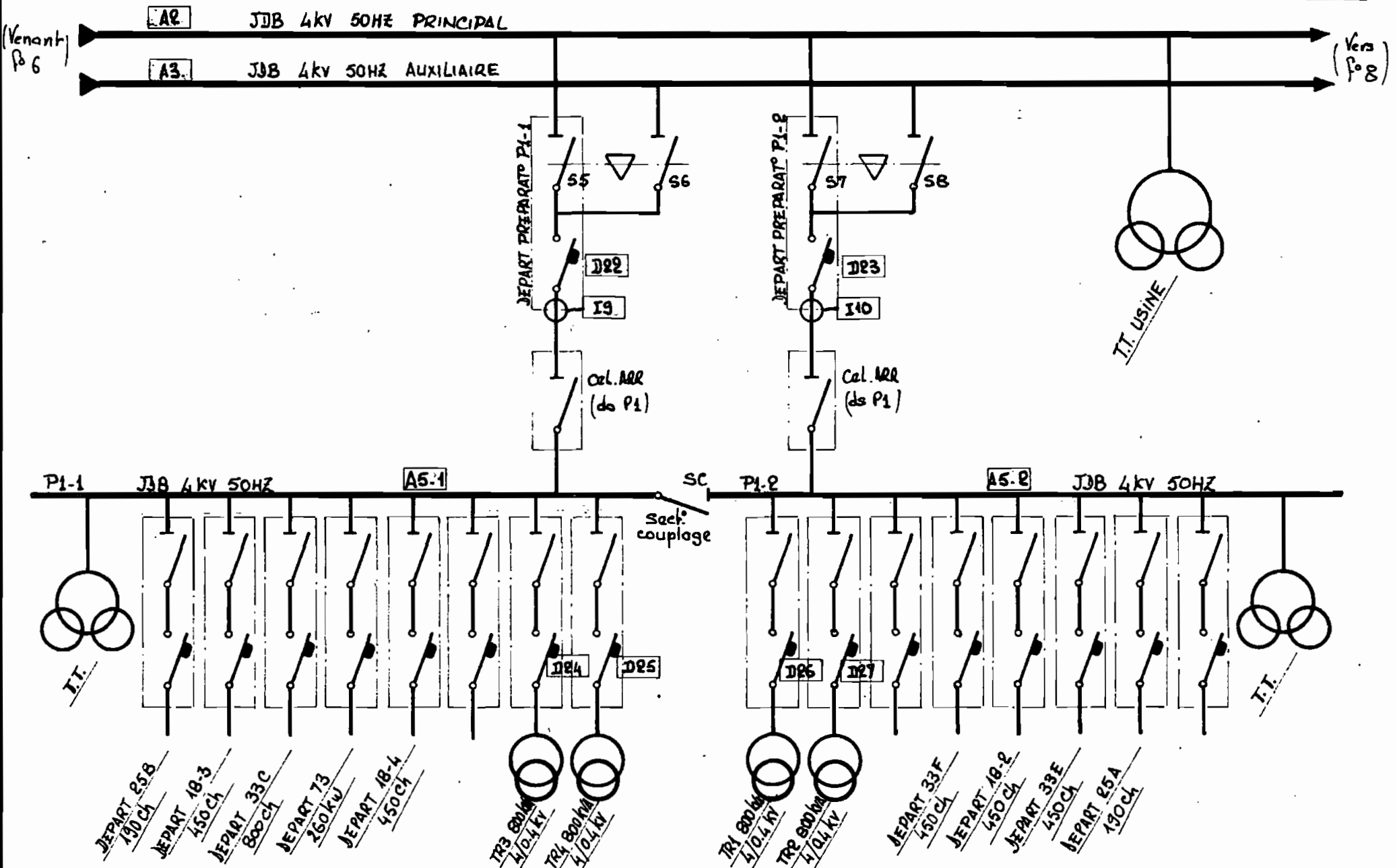
29 / 06 / 86

IND 02

DESSINE THIAM VERIFIE

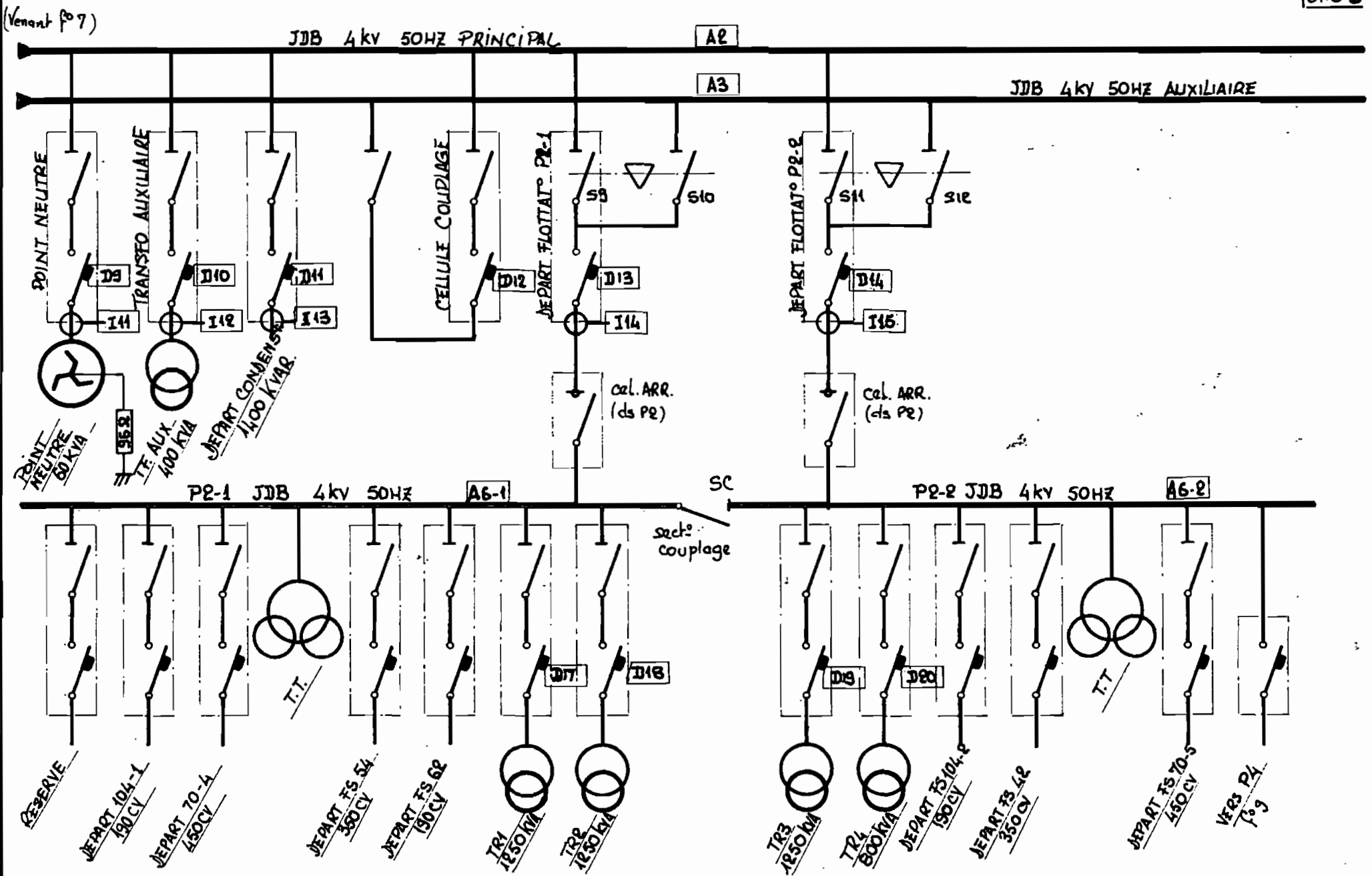
Folio 7

ENERGIE ELECT. RESEAU GENERAL PR. DISTRIBUTION 4KV P1 JDB 18.2



ENERGIE ELECT. RESEAU GENERAL PR. DISTRIBUTIO 4kv P2 JDB 182

Folio 8





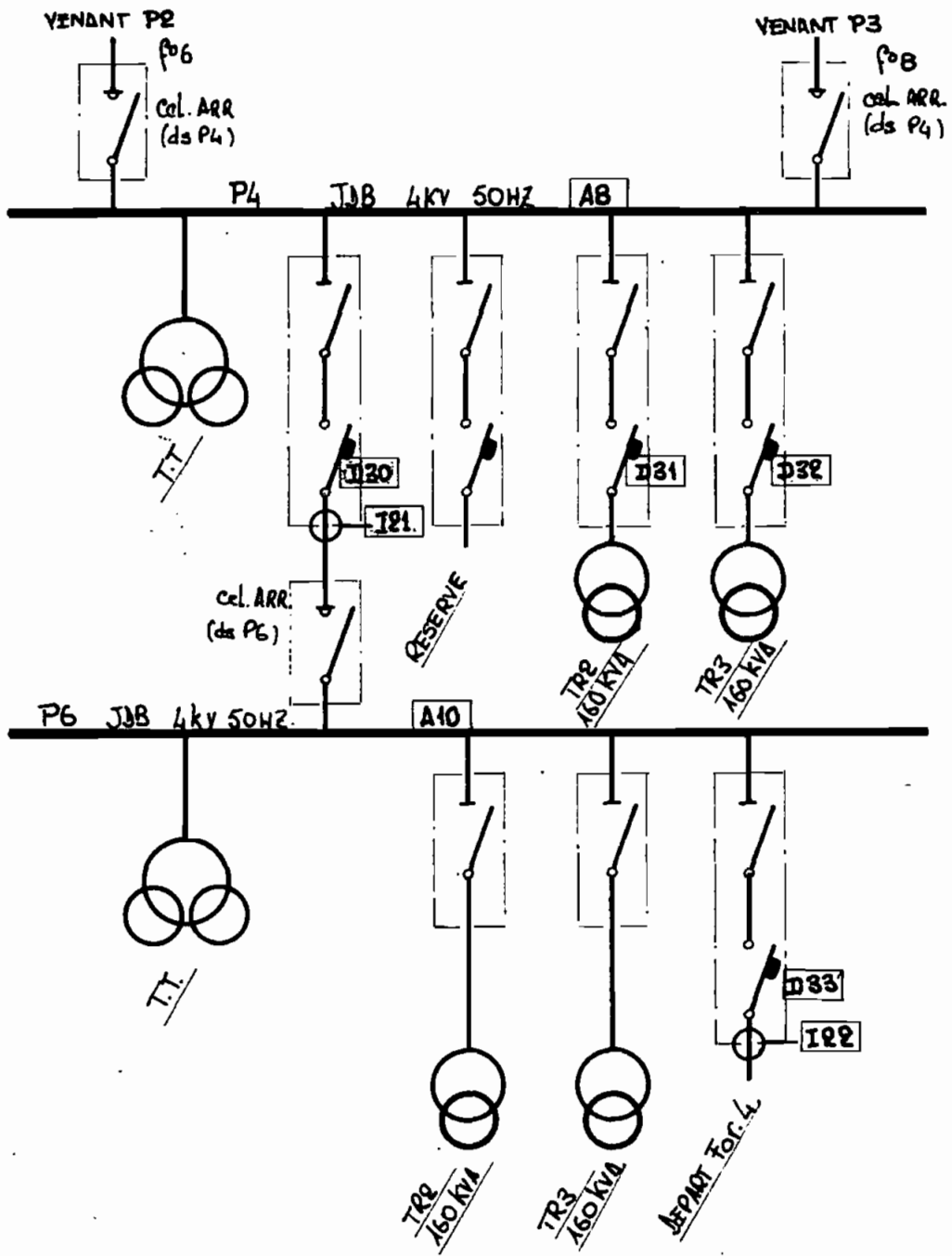
TAISA

ENERGIE ELECT.

RESEAU GENERAL

DISTRIBUTO 4KV P4 / P6

folio 9





TRISA

10 / 40

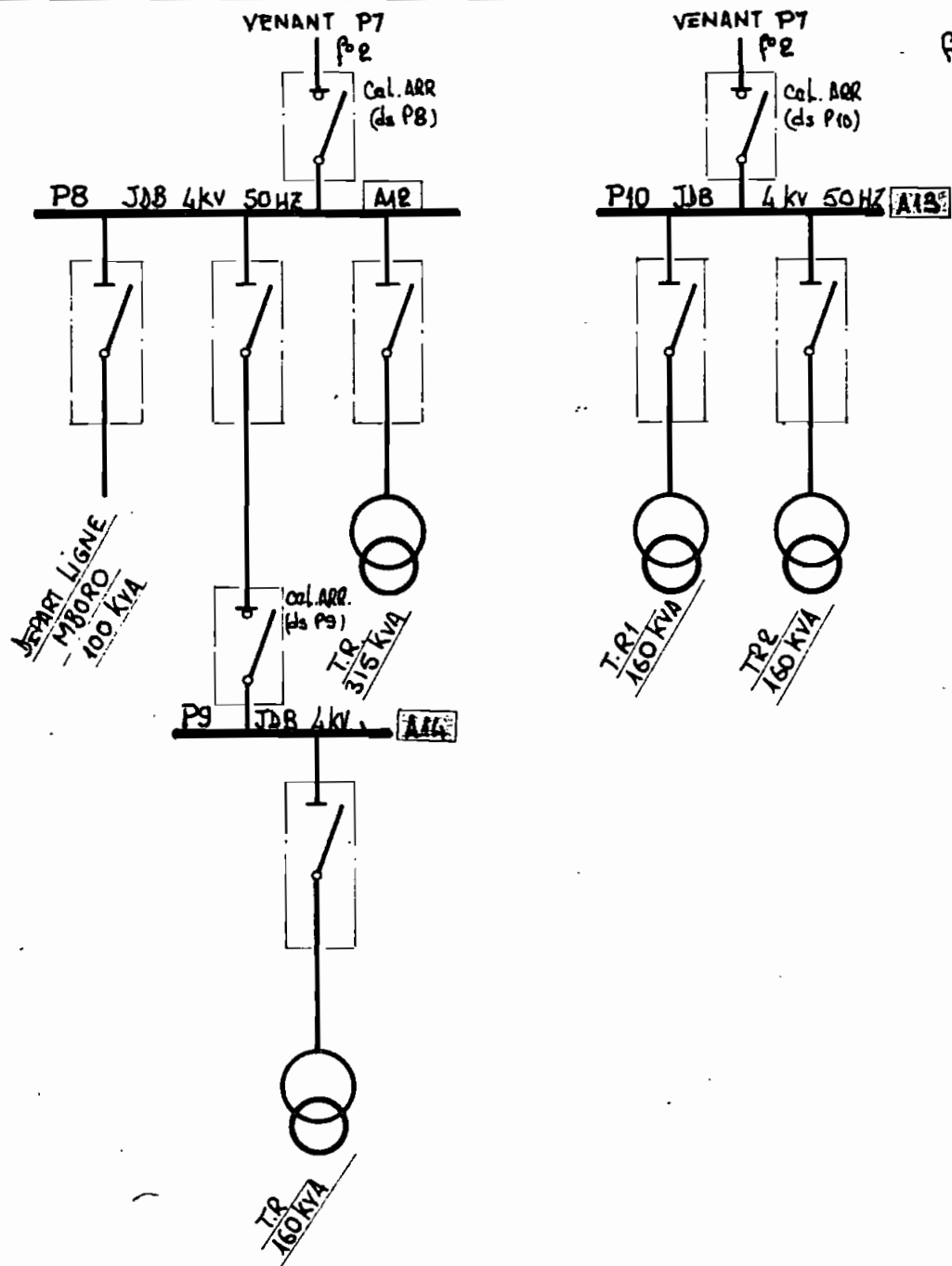
31 / 06 / 86

IND 02

DESSINE TH/AM VERIFIE

ENERGIE ELECT. RESEAU GENERAL

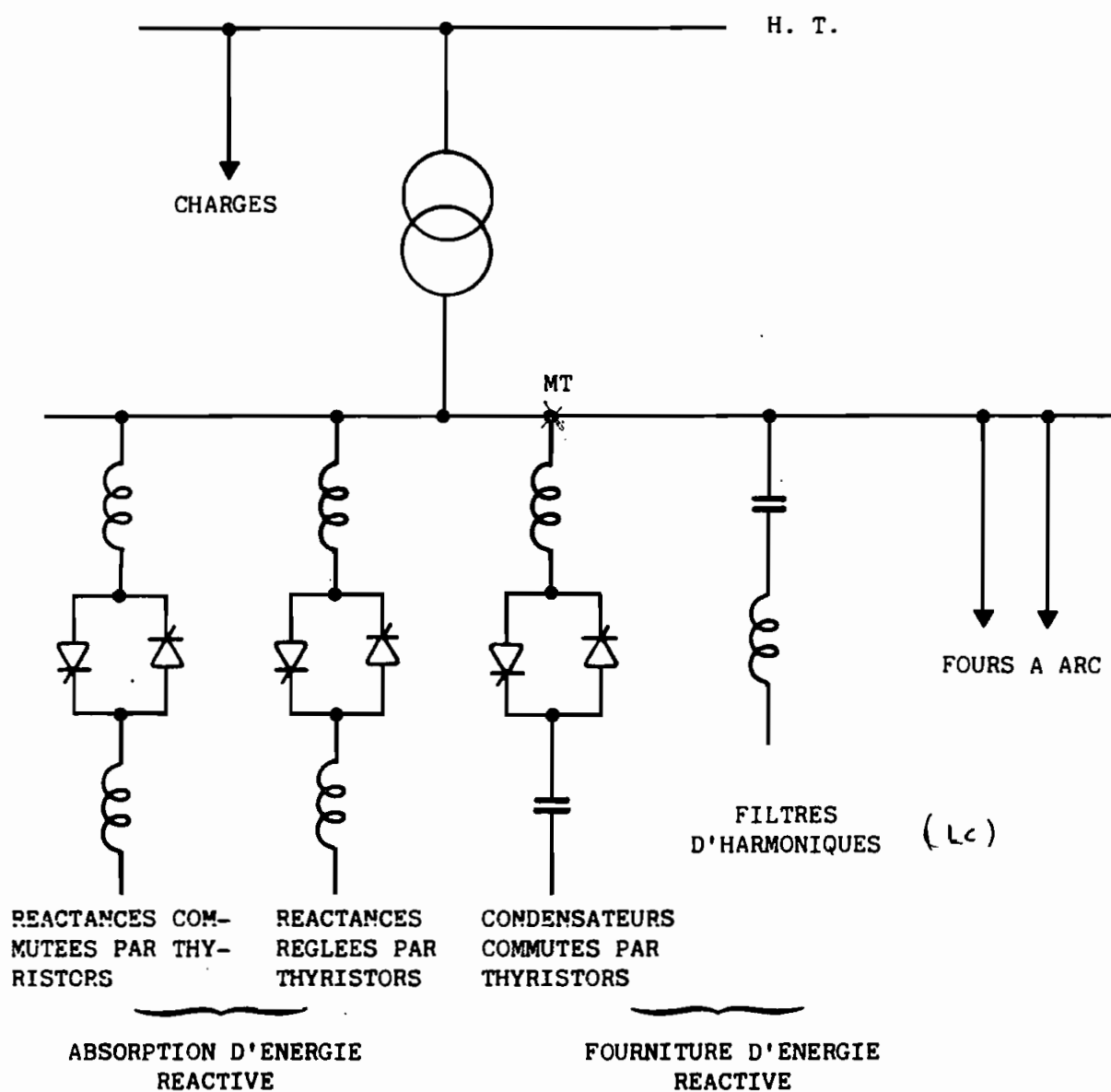
RESEAU 4kv MB. MB. / suite ND. D.



Folio 10

LE COMPENSATEUR STATIQUE CGEE ALSTHOM

Le Compensateur Statique CGEE ALSTHOM est un équipement Moyenne Tension permettant un réglage fin et continu de la puissance réactive à absorber et à fournir au réseau de distribution.



Ce réglage est obtenu par l'utilisation de thyristors de puissance dont on peut faire varier l'angle de conduction et donc, le courant les traversant.

Des filtres complètent généralement le compensateur du fait des harmoniques générés par les charges à compenser et la travée "Réactances Réglées par Thyristors".

En plus donc des gains en puissance et en productivité, le compensateur permettra de ramener le facteur de puissance à une valeur au choix de l'exploitant et de diminuer les perturbations de tension créées par le four sur le jeu de barres de distribution de l'usine gênantes pour les autres charges (flicker, harmoniques ...).

FONCTIONS D'UN COMPENSATEUR STATIQUE

- Régulation de tensions MT - HT,
- Compensation de facteurs de puissance,
- Filtrage des harmoniques,
- Limitation des creux de tension,
- Compensation des déséquilibres de tension,
- Réduction de la dose de flicker générée par les fours à arcs,
- Amortissement des oscillations de puissance.

MATERIELS ENTRANT DANS LA COMPOSITION D'UN CER

- Transformateurs	ALSTHOM
- Disjoncteurs	ALSTHOM
- Condensateurs	ALSTHOM
- Réactances	ALSTHOM
- Sectionneurs	ALSTHOM
- Réducteurs	ALSTHOM
- Parafoudres	ALSTHOM
- Valves à thyristors	CGEE ALSTHOM
- Contrôle-commande	CGEE ALSTHOM
- Tableaux auxiliaires	CGEE ALSTHOM

A signaler que les thyristors sont fabriqués à
MASSY par CGEE ALSTHOM.

RESEAU H. T.

JDB MT

FILTRES

CCT
(CONDENSATEURS COMMUTES
PAR THYRISTORS)

RRT
(REACTANCES REGLEES PAR
THYRISTORS)

ECHELLE

UNIFILAIRE TYPE CER

CGEE ALSTHOM 92399-LEVALLOIS-PERRET
CEDEX - FRANCE

A 25.3.86 Emission Originale

ETABLI LAF LE 25.3.86 VERIF REY LE 25.3.86

T- 51.8637

A4

FOLIO 1/1

P 100

ARCHIVAGE

4

3

2

1

D

C

B

A

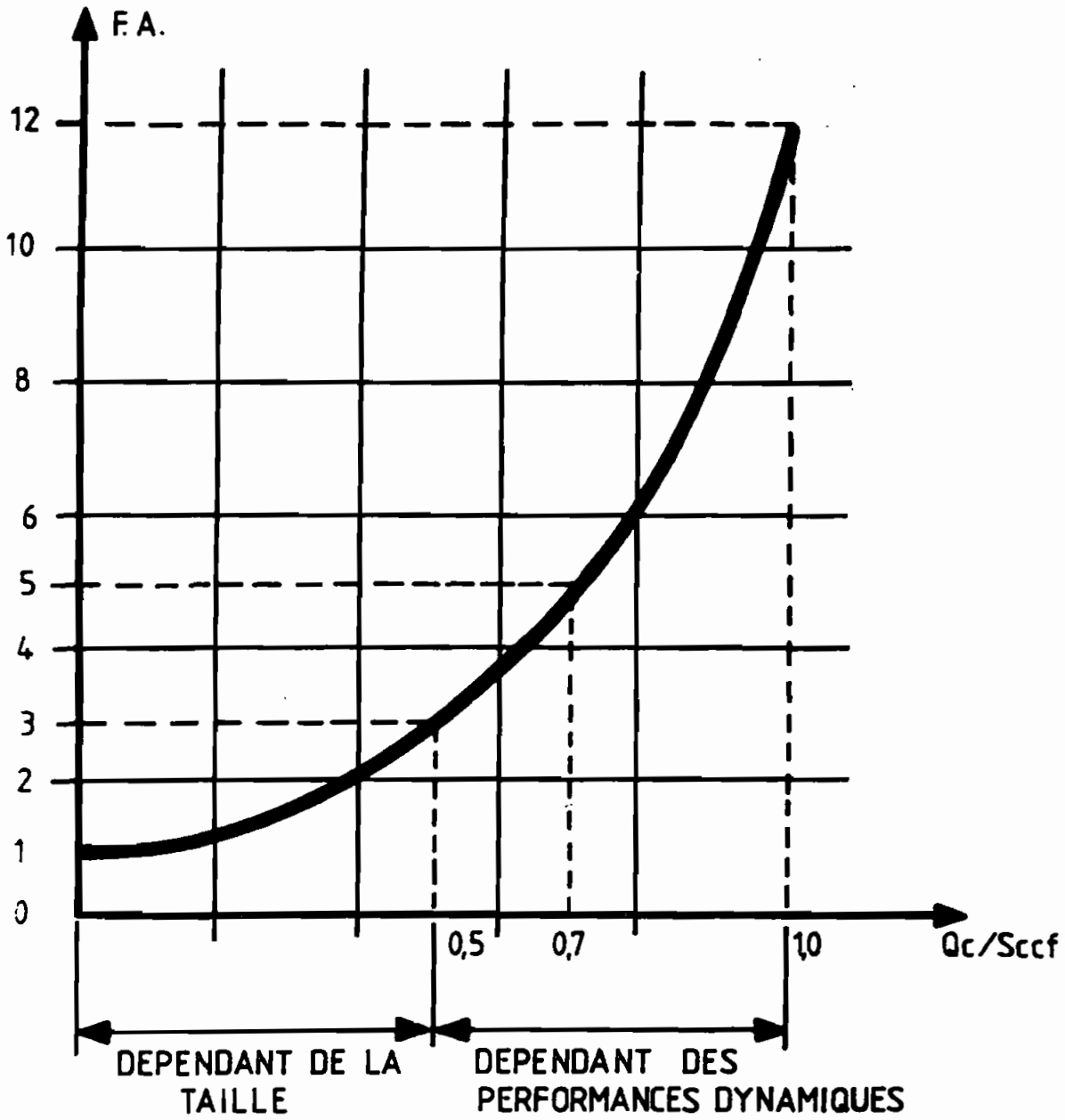
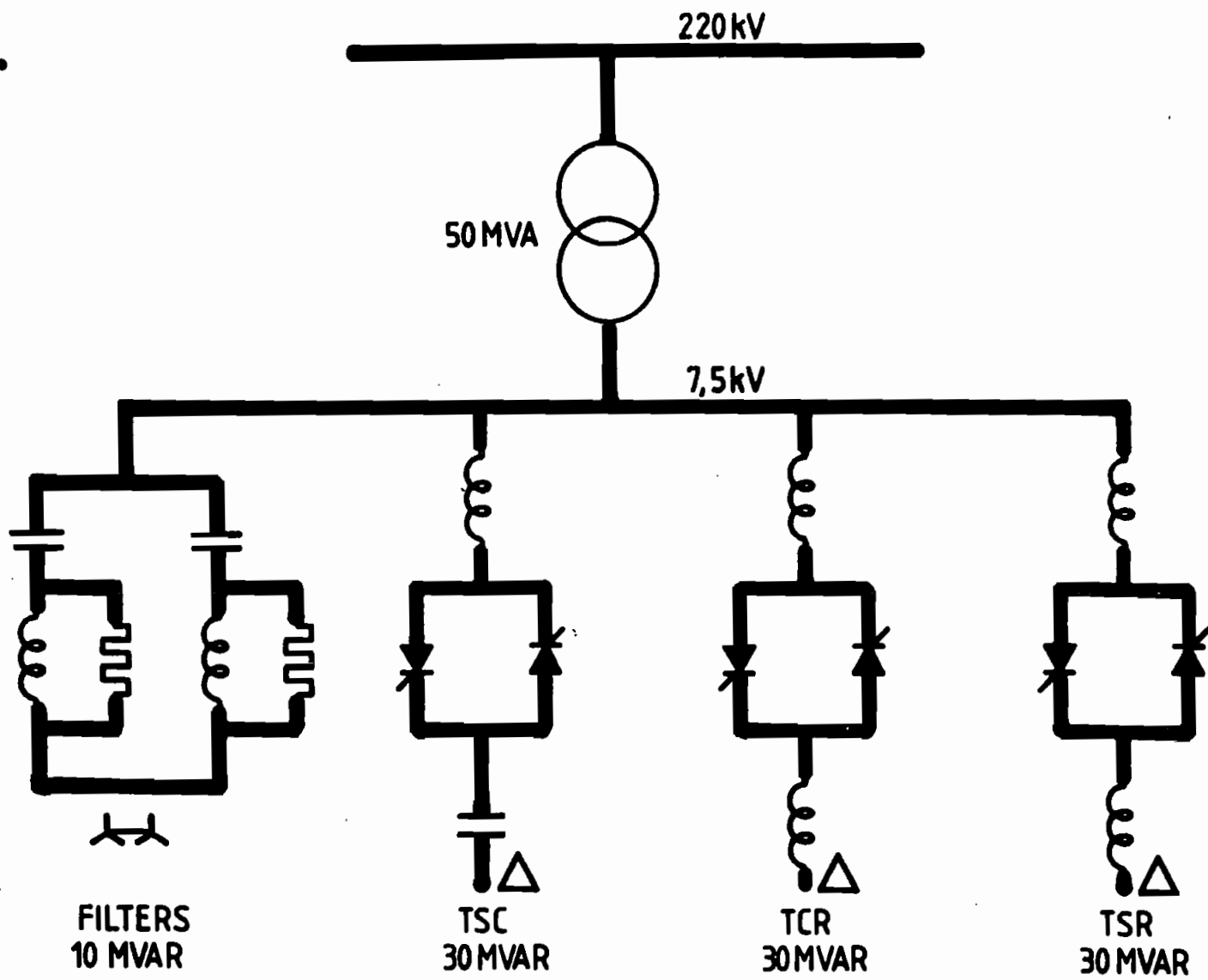
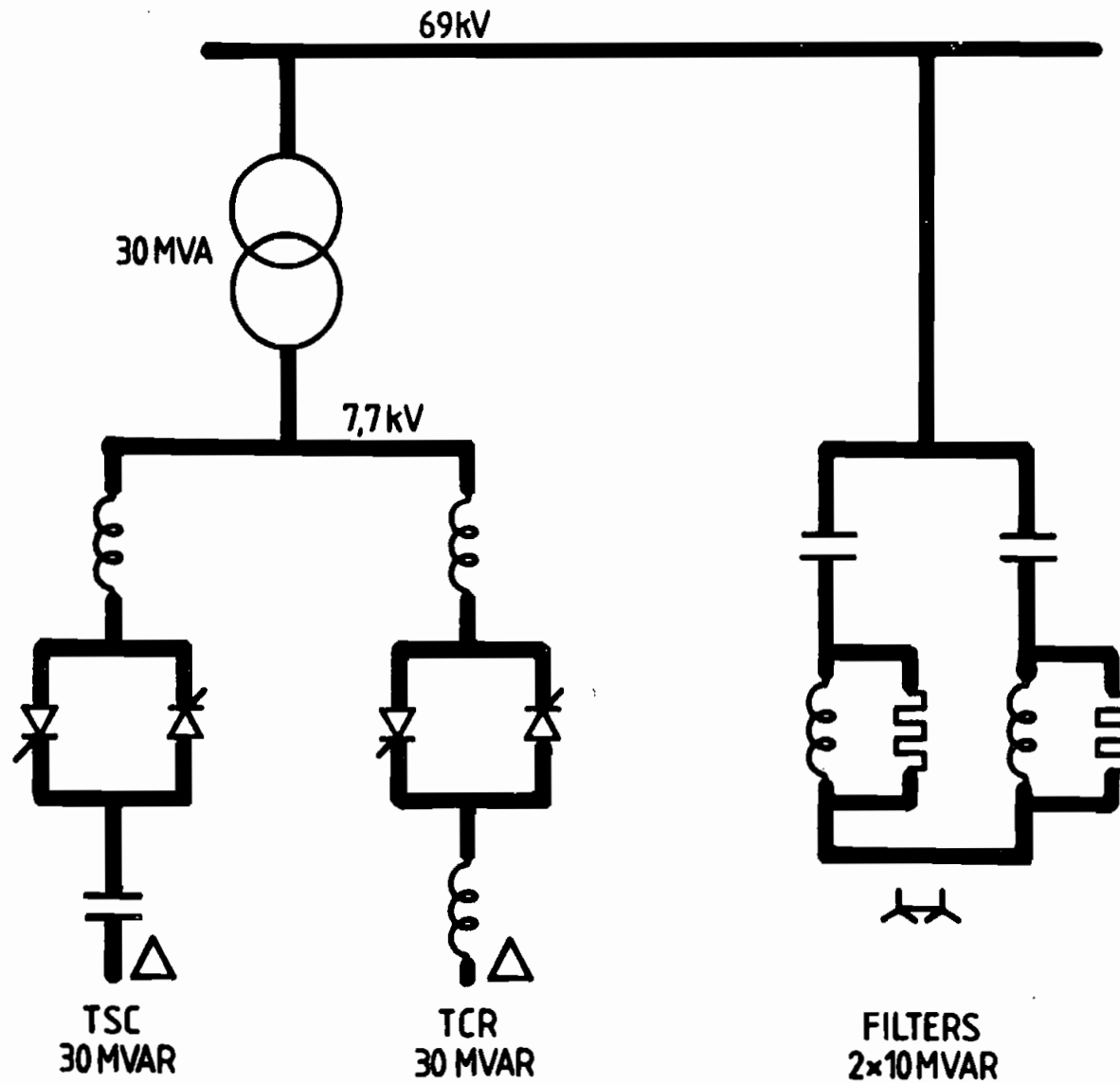


FIG: 1 COURBE DU FACTEUR D'AMELIORATION FONCTION DE LA PUISSANCE REGULANTE DU CER

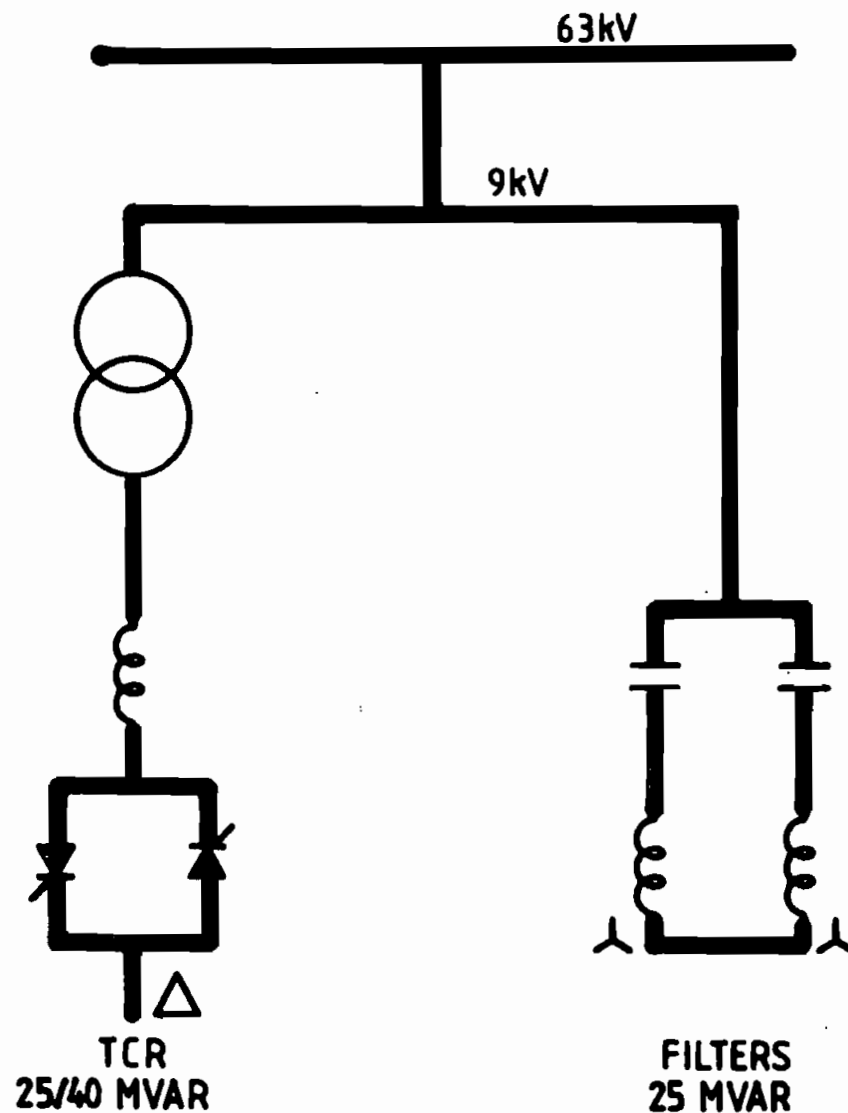


Anexo 12

SINGLE LINE DIAGRAM
S.V.S. BRASIL
ELECTRONORTE SAMUEL
-50,+40MVAR



SINGLE LINE DIAGRAM
S.V.S BRASIL
ELECTRONORTE BALBINA
-10,+50MVAR



SINGLE LINE DIAGRAM
S.V.S. FRANCE
EDF LES ANCIZES
-15,+25 MVAR

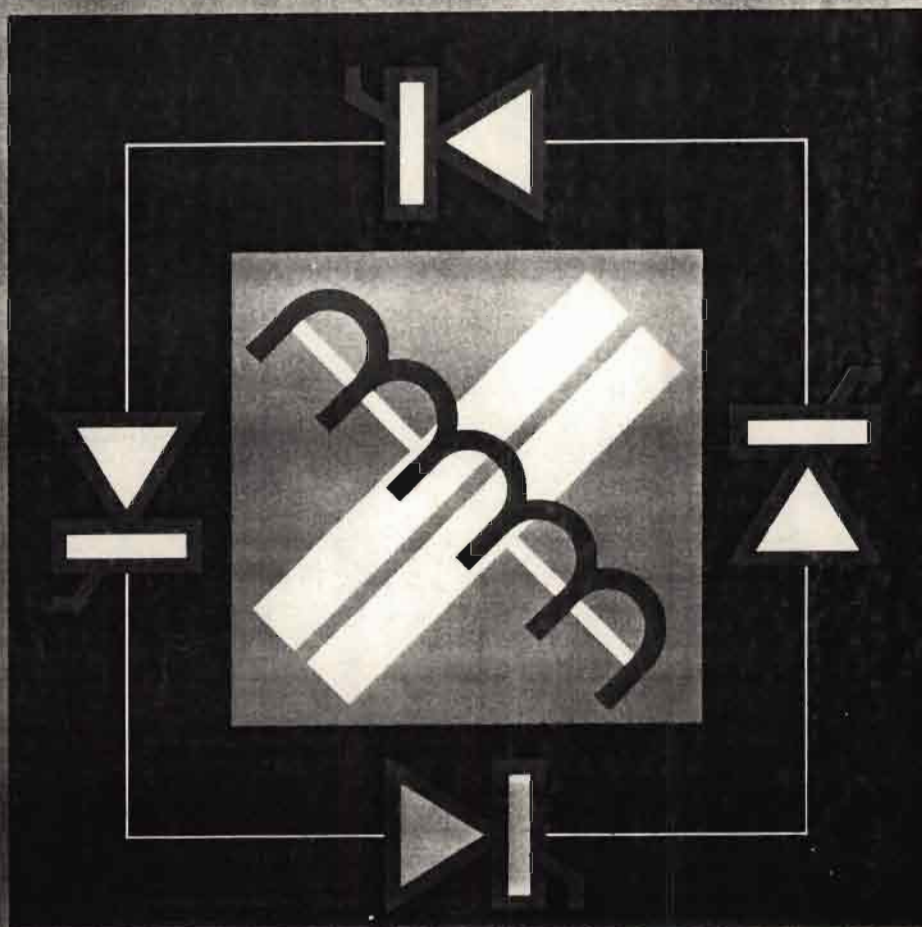


CGEE ALSTHOM

Compensateur statique de puissance réactive

Stabilisation des réseaux
de transport

Systeme CER

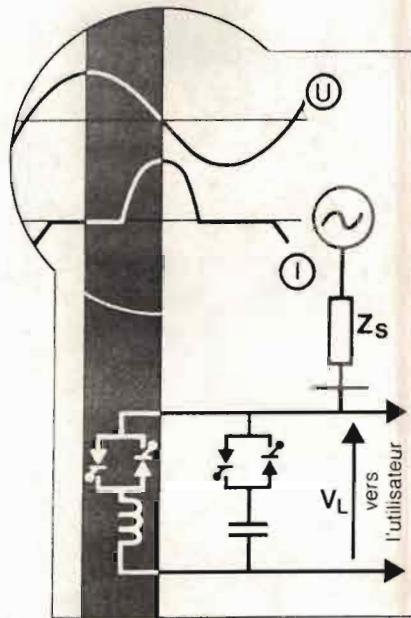


DN 80003 b

Principe

Inductance et condensateur commandés par thyristors

- Un système CER est constitué :
 - d'un ensemble d'inductances dont on contrôle le courant par des thyristors montés tête-bêche,
 - d'un ensemble de condensateurs fixes ou commutés par thyristors, suivant les spécifications du Cahier des Charges et les besoins du réseau.



Exemple de configuration
VL tension régulée, Zs impédance du réseau

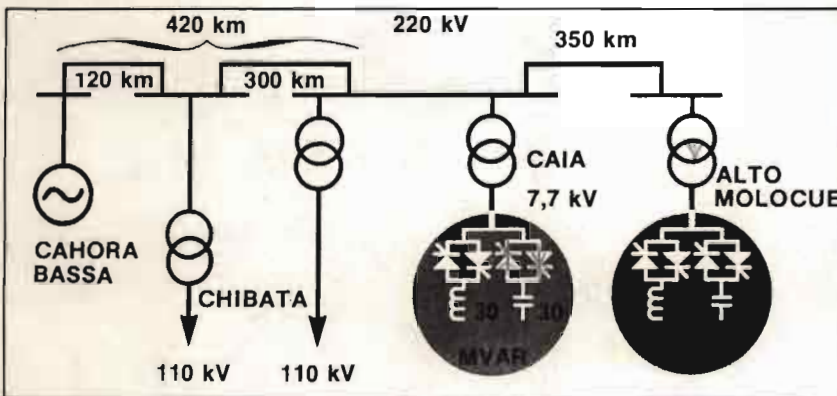
Réponse rapide et continue

- Une source réactive, continuellement variable, compense à chaque instant les variations de tension du réseau.
- A chaque demi-période, la puissance réactive globale est contrôlée phase par phase.
- Le temps de réponse pour passer de la pleine absorption à la pleine fourniture de puissance réactive est inférieure à la période.

Stabilisation des réseaux

- L'emploi du compensateur statique permet le respect rigoureux et rapide du plan de tension et contribue efficacement à la stabilité dynamique du réseau. L'absence de rupture de synchronisme du système de compensation, lors d'une défaillance sur le réseau, participe à cette sécurité de service.

- Les essais sur modèle permettent de déterminer sur le réseau, l'emplacement et le réglage judicieux d'un ou plusieurs compensateurs statiques et de vérifier la stabilité des échanges d'énergie dans toutes les configurations d'exploitation.

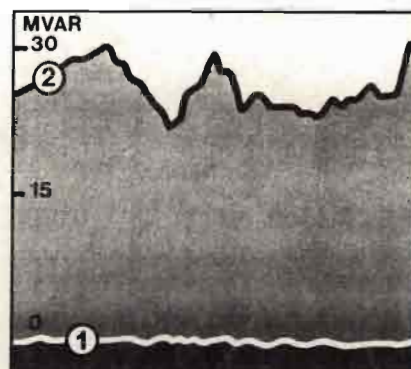


Réseau 220 kV Nord-Mozambique alimenté depuis la centrale de CAHORA-BASSA. Le CER *30 MVAR (absorption), 30 MVAR (génération) * installé à la sous-station de CAIA permet la variation du transit de puissance active de 10 à 80 MW, avec une variation de tension de 1% sur un réseau 220 kV long de 420 km.

Atténuation du flicker

- Les charges aléatoires et déséquilibrées (fours à arc, alimentations à redresseurs contrôlés) engendrent des perturbations sur le réseau de distribution.

Le compensateur statique agit au niveau du jeu de barres où ces charges sont raccordées, de manière à lisser la charge réactive du réseau.

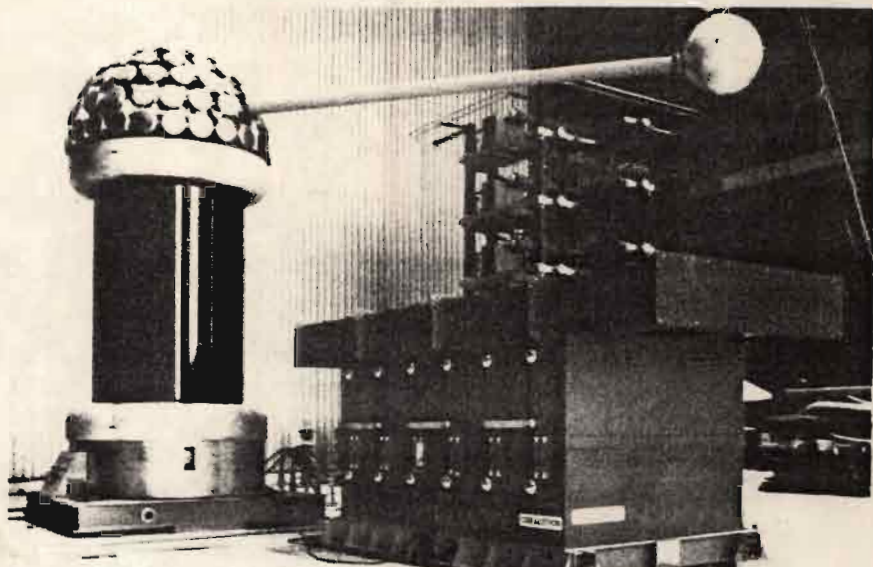


Exemple réel d'application : puissance appelée au réseau : 1 avec CER, 2 sans CER.

Technologie

Haute tension

□ Le système CER a bénéficié des études poussées, menées lors du développement du transport à courant continu haute tension. En particulier, les modules de puissance utilisent la même technologie.



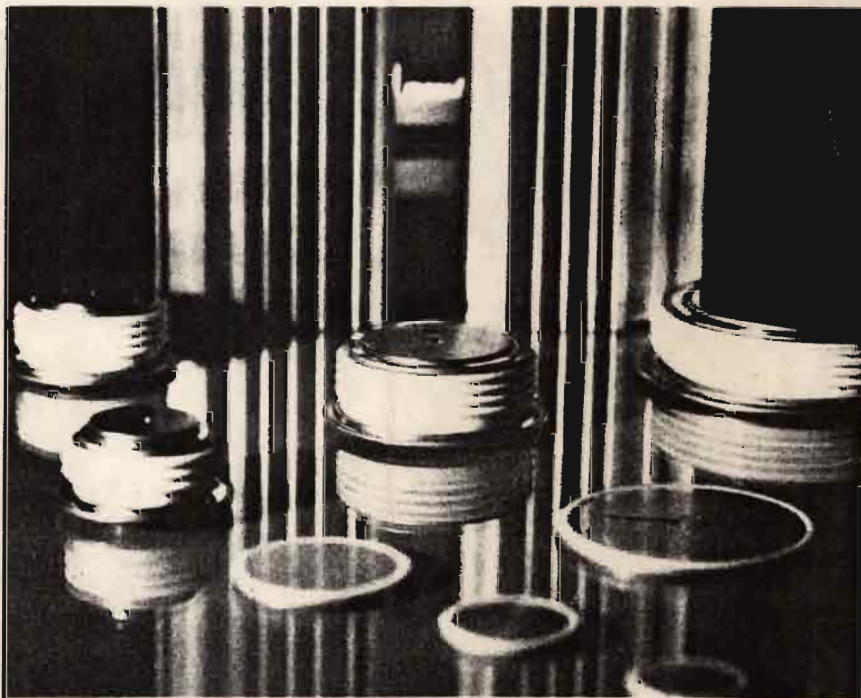
ENDESA (CHILI) - Unité de PAN DE AZUCAR
Valve à thyristors en cours d'essais d'isolement (195 kV) au Laboratoire des Renardières (Électricité de France)

Thyristors

□ Les thyristors sont fabriqués entièrement par CGEE ALSTHOM selon une technique originale de diffusion et une technologie très perfectionnée. Cette fabrication s'effectue dans le cadre de la licence réciproque avec GENERAL ELECTRIC (USA).

□ Leurs caractéristiques poussées (tension nominale, tenue à des courants de court-circuit, temps d'allumage et d'extinction...) ont été spécialement étudiées et sont vérifiées individuellement lors de la fabrication.

□ Un niveau se compose de 2 ou 4 thyristors montés tête-bêche. Sur le même refroidisseur peuvent être montés 1 ou 2 niveaux. Chaque niveau est protégé des destructions par un dispositif électronique qui complète les circuits de protection classiques.

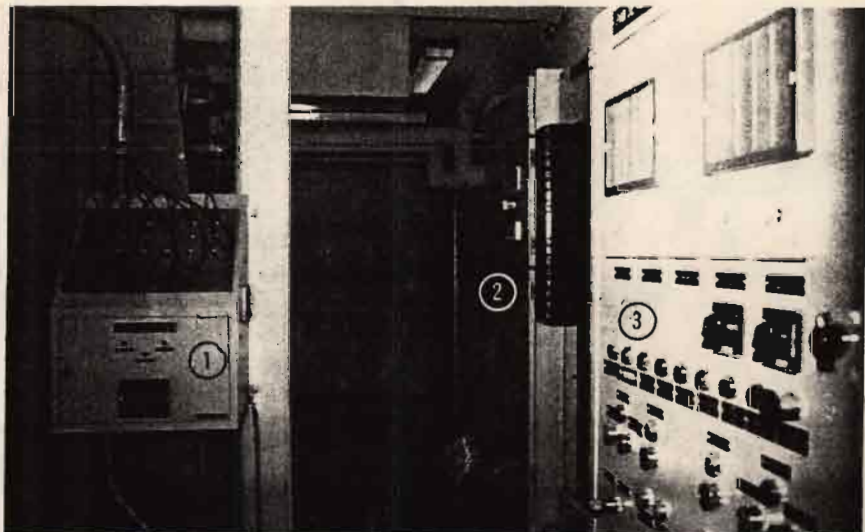


Usine CGEE ALSTHOM de MASSY - Gamme de thyristors de grande puissance

Électronique de commande

□ Les dispositifs d'amorçage des thyristors sont déclenchés par des signaux lumineux transmis par fibres optiques, depuis un coffret émetteur de lumière situé à proximité de la structure.

□ Les circuits électroniques de régulation et de commande, réalisés à partir de composants à haute immunité au bruit, font appel à de nombreuses redondances pour assurer à l'ensemble une disponibilité élevée. Ils sont constitués de modules fonctionnels débrochables.



ENDESA (CHILI) - Unité de PAN DE AZUCAR
Ensemble de contrôle et de régulation de la valve : ① coffret émetteur de lumière, ② armoire de protection, ③ armoire de régulation.