

Thèse de Fin d'Etudes

CENTRALES INTERCONNECTEES
(Complexe de Hassi-Messaoud)

- Puissance de court-circuit et Pouvoir de coupure des disjoncteurs
- Chutes de tension sur les lignes
- Appareils de protection des lignes

المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية

الهندسية

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
BIBLIOTHÈQUE

Dirigé par :

AIT-MOKHTAR Rachid

Ingénieur T. à G.

Étudié par :

CHABANE-CHAOUCH

Khélifa

Promotion Janvier 1977

CONTENU DU PROJET

Il s'agit de traiter trois parties :

1 - Puissances de court-circuit, Pouvoir de coupure des disjoncteurs -

Vérification des dimensionnements du matériel électrique installé, plus particulièrement les appareils de coupure. On fera un calcul grossièrement approché de la puissance de court-circuit en des points les plus risqués du réseau et points vitaux sur les jeux de barres.

2 - Chûtes de tension et compensation -

Pour connaître d'avance les marges de réglage et pouvoir fixer un niveau de tension sur différents jeux de barres dans les limites imposées par les besoins de l'exploitation, on fera un calcul simple des chûtes de tension pour différentes situations du réseau pendant l'exploitation.

On citera les principales causes de ces chûtes de tension et les moyens efficaces de compensation.

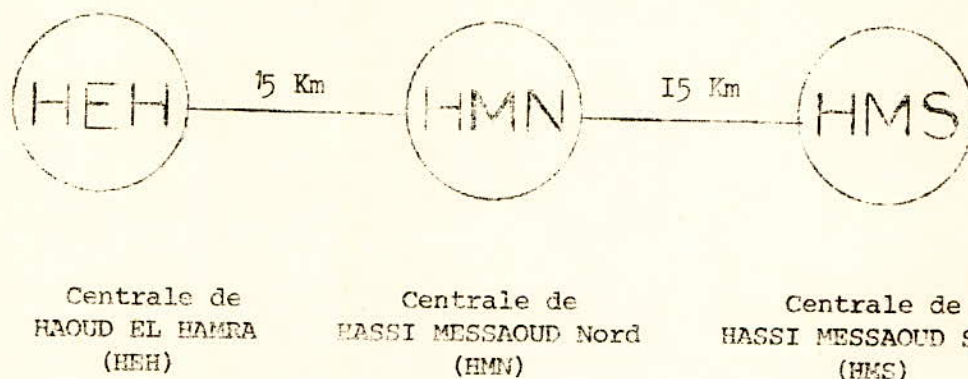
3 - Appareils de protection -

On citera un type de protection non prévue sur les installations actuelles et qui pourrait renforcer le système de protection existant. La sélectivité des déclenchements serait plus efficace en cas de défaut affectant les lignes d'interconnexion des centrales.

o o o o o
o o o
o

PRESENTATION DU COMPLEXE

C'est un complexe qui regroupe trois centrales électriques se différenciant tant par leur conception que par leur capacité de production.



1) à HAOUD EL HAMRA -

La centrale dispose de quatre groupes turbo-alternateurs fonctionnant au gaz. Mise en service aux environs de 1960, elle assure pour sa part la consommation de la station de pompage du pétrole brut vers BEJAIA, station située au voisinage de la centrale même. Elle alimente en même temps un départ vers OUARGLA par une ligne 30 kV ; sa capacité de production en été sous 45° C ne peut dépasser 18 MW.

De conception assez ancienne, cette centrale demeure cependant très utile puisqu'elle peut assurer quelques 13 MW localement et son action sera une action stabilisatrice de la fréquence sur le réseau du complexe (dans l'avenir).

2) à HASSI MESSAOUD Sud -

La centrale dispose de quatre groupes turbo-alternateurs fonctionnant au gaz. Mise en service en 1973, elle assure actuellement la grande part de production et couvre largement les besoins actuels de consommation. Sa capacité de production ne peut faire face à l'évolution de la consommation qu'à très court terme.

- . Capacité de production en été sous 45° C = 65 MW.
- . Elle utilise les méthodes modernes d'exploitation.

D'où la nécessité de renforcer la production en construisant une troisième centrale à HASSI MESSAOUD Nord.

3) à HASSI MESSAOUD Nord -

La centrale disposera de cinq groupes turbo-alternateurs fonctionnant au gaz. C'est une centrale maîtresse ; elle exercera une action déterminante pour la répartition et le mouvement des charges sur tout le complexe.

C'est une centrale qui se construit dans une zone de très grande consommation. Consommation qui sera encore appelée à s'élargir avec les extensions industrielles de la SONATRACH. Sa mise en service (complète) est fixée pour fin 1978 et pourra fournir 90 MW en été à 45° C.

Ainsi la capacité de production de la centrale de HASSI MESSAOUD Nord jointe à celle de HASSI MESSAOUD Sud permettra de satisfaire un programme varié, jugé mieux prévisible à long terme.

Remarque I -

Il convient ici de faire une mention spéciale au sujet de l'influence de la température de l'air ambiant sur la puissance et le rendement des turbines à gaz. En effet, les variations importantes de température de l'atmosphère au cours de l'année (18° C en hiver et 48° C en été) ont une incidence majeure sur la puissance nominale à installer dans une centrale. Ainsi, pour un turbo-groupe :

$S'n$ = puissance nominale en hiver 18° C

$S'n$ = puissance nominale en été 48° C

nous aurons $S'n = k S_n$

$k < 1$: c'est un coefficient qui dépend des paramètres de situation pour une saison et une unité de production données. Ceci est principalement dû à la baisse importante de la puissance qui affecte les turbines à gaz lorsque la température de l'air qu'aspire leur compresseur augmente notablement.

Donc, le choix de la puissance d'une centrale doit se faire sur la base d'un calcul qui tient compte des situations les plus défavorables.

Remarque II -

Du point de vue électrique, signalons les quelques points suivants :

- La résistivité du sol étant assez élevée dans la région de HASSI MESSAOUD, les mises à la terre des neutres des transformateurs élévateurs et des masses métalliques de la centrale ont nécessité l'exécution de forages hydrauliques distants, dans lesquels plongent des électrodes jusqu'à la nappe humide.

- Les vents de sable qui se manifestent encore ici, à propos de l'isolement électrique des organes extérieurs ; en effet, ces vents sont la cause de phénomènes électrostatiques qui nécessitent un surisolement.

Toutes ces conditions locales nous conduisent à dimensionner largement le matériel électrique.

CARACTERISTIQUES DES TROIS CENTRALES

Localité	Turbines à Gaz	Alternateurs	Nombre de Groupes	Année de mise en Service	Tension aux bornes des Alternateurs (kV)	Puissance Apparente Unitaire (MVA)	Fonctionnement sur les jeux de barres
HACUD EL HAMRA	C.E.M.	C.E.M.	2	1959	5,5	8	J.B. 5,5 kV
	NIAT	J.S.	2	1961	5,5	7,5	J.B. 5,5 kV
HASSI MESSAOUD	C.E.M.	C.E.M.	2	1973	5,5	20	Bloc 5,5/30 kV
Sud	J.B.E.	BRUSH	2	1974	10,5	25	Bloc 10/30 kV
HASSI MESSAOUD Nord	C.E.M.	C.E.M.	3	1978	11,5	32	J.B. 10/30 kV
	C.E.M.	C.E.M.	2	1977	11,5	32	J.B. 10/60 kV

CARACTERISTIQUES DES ALTERNATEURS

Désignation des Caractéristiques		à HMN	à HMS		à HEH	
		5	2	2	2	2
		machines C.E.M.	machines J.B.	machines C.E.M.	machines FIAT	machines C.E.M.
. Puissance nominale	MVA	32	25	20	7,5	8
. Facteur de puissance		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
. Vitesse	tr/mn	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
. Survitesse maximale	tr/mn					3 600
. Tension nominale $\pm 5\%$	kV	11,5	10,5	5,5	5,5	5,5
. Fréquence	Hz	50	50	50	50	50
. Chûte de tension entre marche à vide et en charge en % à $\cos \varphi = 0,8$			47	30		40
. Rendement pleine charge en % à $\cos \varphi = 0,8$				97		96,5
. Résistance/Phase stator	Ω	0,0074		0,0038	0,109	0,138
. Rapport de court-circuit		0,52	0,64	0,565	0,55	0,50
. Court-circuit à $\cos \varphi = 0,8$						
- Permanent en charge				3 420		1,54 In
- Permanent à vide						0,55 In
. PD ²	tm ²					0,7
. Poids	t					20
. Réactance en %						
- Synchrones longitudinale		220	184	194	218	204
- transitoire		21,6	20	18,4	16,8	19
- subtransitoire		14	12,5	11	12,8	9,2
- inverse		16	12,7	12,4	9	9
- homopolaire		9	7,2	4,8	4,32	3
<u>Excitatrice -</u>						
. Vitesse	tr/mn	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
. Tension nominale	V	200	250	128	130	130
. Tension maximale	V	300	400	179	210	210
. Courant nominal	A	900		445	210	210
. Courant maximal	A			620	340	450

à HAUD EL HAMRA

A - Un transformateur à trois enroulements pour l'interconnexion (30 - 60 kV) dont les caractéristiques sont :



- Puissance nominale (côté 63 kV) 23 MVA
- " " (côté 30 kV) 23 MVA
- " " (côté 5,5 kV) 10 MVA
- Courant nominal (côté 63 kV) 200 A
- " " (côté 30 kV) 460 A
- " " (côté 5,5 kV) 1 000 A
- Tension de court-circuit (primaire/secondaire) 24 %
- " (primaire/tertiaire) 37,8 %
- Tension 63/30/5,5 kV
- Fréquence 50 Hz
- Réglage de la tension en charge $\pm 12 \times 1,5 \% = 24$ positions
- $1,72 < k < 2,41$
- Couplage $Y_N / y_{no} / d^{11}$
- Liquide isolant Huile

B - Trois transformateurs identiques à deux enroulements sur jeux de barres (5,5 - 30 kV) dont les caractéristiques sont :

- Puissance nominale 12,5 MVA
- Tension de court-circuit 7,9 %
- Réglage en charge 21 positions
- Couplage Y_n / d^{11}
- Tension primaire - Tension secondaire
- 5 629 V 30 950 V
- 6 402 V 35 200 V
- 7 176 V 39 450 V

à HASSI MESSAOUD SUD

- Deux transformateurs identiques à deux enroulements pour couplage des groupes sur jeu de barres (2) 30 kV :
- Deux transformateurs identiques à deux enroulements pour couplage des groupes sur jeu de barres (1) 30 kV :

Caractéristiques	Transfo. sur jeu de barres (1) 30 kV	Transfo. sur jeu de barres (2) 30 kV
Sn	MVA 20	23
U ₂ / U ₁	31/5,5 kV	34/10,5 kV
Ucc prise moyenne en %	10,5 %	12 %
Chûte de tension en charge		
. à cos φ = 0,1	7,1 %	
. à cos φ = 0,8	1,1 %	
Réglage à vide 5 positions	+ 2,5 % + 5 %	+ 2,5 % + 5 %
Pertes fer	22 %	18 %
Pertes cuivre	107 %	110 %
Courant magnétisant en % du courant nominal	0,7 %	
Couplage	Primaire  Secondaire  Neutre sortie isolé	Y d 11
Raccordement	5,5 kV sur jeu de barres 30 kV par câble Neutre par câble	

à HASSI MESSAOUD SUD

- Deux transformateurs identiques à trois enroulements pour l'interconnexion :

- . Tension HT/MT/BT (63/30/5,5) kV
- . Fréquence 50 Hz
- . Intensité nominale côté HT 280 A
- " " côté MT 670 A
- " " côté BT 1 200 A
- . Puissance nominale HT/MT/BT (30/30/11) MVA
- . Tension de court-circuit :
 - Ucc HT (position 16)/MT (position 3) 16,6 %
 - Ucc HT (position 16)/BT 28,9 %
- . Réglage :
 - 63 kV \pm 15 x 1,2 % commutateur 1 - 31 pos.
 - 30 kV \pm 2 x 2,5 % commutateur 1 - 5 pos.
 - 5,5 kV 1 position.
- . Rapport de transformation :
 - HT (pos. 16) /BT k = 7,61
 - MT (pos. 3) /BT k = 3,14
 - HT/MT (pos. 1) 1,89 < k < 2,72
 - HT (pos. 16) /MT 2,352 < k < 2,543
- . Couplage : (HT) Y - (MT) Y - (BT) Δ
- . Liquide isolant Huile
- . m = 3 phases
- . Type : IN - IV n° 14 564.

à HASSI MESSAOUD NORD

- Deux transformateurs identiques à deux enroulements pour couplage des groupes sur jeu de barres 60 kV :
- Trois transformateurs identiques à deux enroulements pour couplage des groupes sur jeu de barres 30 kV :

Caractéristiques		Transfo. sur jeu de barres 30 kV - groupe	Transfo. sur jeu de barres 60 kV - groupe
Sn (2 refroidissements)	MVA	26 _____ 32	26 _____ 32
Rapport à vide (MT/HT)		11,5/31,5 kV	11,5/63 kV
Fréquence	Hz	50	50
In (enroulement HT)	A	586,6	293,3
In (enroulement MT)	kA	1,607	1,607
Prise hors tensions		$\pm 2 \times 2,5 \%$	$\pm 2 \times 2,5 \%$
Ucc prise hors tension basse		12,2 %	12,2 %
Ucc prise hors tension haute		11,8 %	11,8 %
Ucc prise principale		12 %	12 %
I max dans les enroulements	A	586,6/976	293,3/976
I max de cc et durée admissible de ces courants 3 secondes :			
- Bornes ligne HT			5,2 kA
- Bornes Neutre HT			14,5 kA
- Bornes MT			13,4 kA
Courant à vide :			
- Alimentation en Un côté MT		0,6 %	0,5 %
- Alimentation en Un + 7,5 %	MT	1,2 %	1,2 %
- Alimentation en U - 7,5 %	MT	0,3 %	0,3 %
Chûte de tension à la puissance nominale			
- pour $\cos \varphi = 1$		1,19 %	1,24 %
- pour $\cos \varphi = 0,8$		8 %	8 %

à HASSI MESSAOUD NORD

- Deux transformateurs identiques à deux enroulements pour couplage des postes 30 kV - 60 kV.

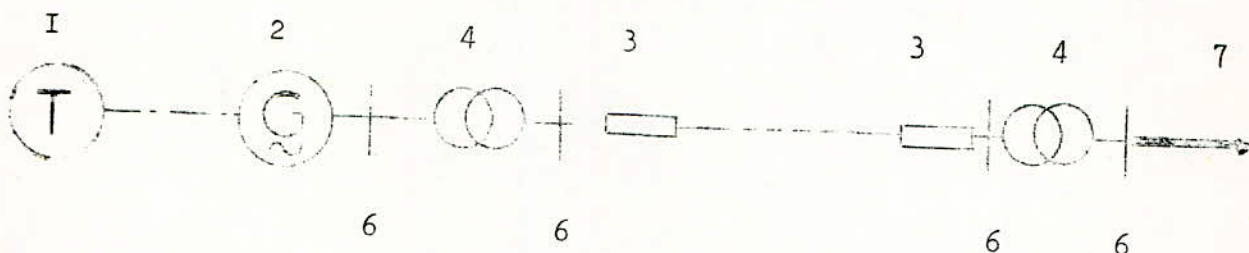
. Puissance nominale	30 MVA
. Tension de court-circuit	12 %
. Réglage tension en charge	<u>±</u> 18 %
. Tension primaire/secondaire	30/60 kV

CARACTERISTIQUES DES LIGNES AERIENNES

Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)	Section (mm ²)	Impédance Ω /km	Chûte de tension admissible (%)
L 1	60	15	228	$0,158+j 0,4$	10
L 2	30	15	117	$0,3 +j 0,4$	10
Nord 1	60	15	228	$0,158+j 0,4$	10
Nord 2	60	15	228	$0,158+j 0,4$	10
O 1	30	60	95	$0,35+j 0,37$	15
O 2	60	75	228	$0,158+j 0,4$	10
F 1	30	7	228	$0,158 + j 0,4$	10
F 2	30	3	228	$0,158 + j 0,4$	10

PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UN SYSTEME

ELECTROENERGETIQUE



- 1 - Machine motrice : turbine.
- 2 - Alternateur : source de production de l'énergie électrique.
- 3 - Disjoncteur, sectionneur : appareils qui servent à couper ou à établir (manuellement ou automatiquement) le courant dans un circuit électrique.
- 4 - Transformateur : dispositif adaptateur de liaison entre deux circuits de caractéristiques électriques différentes.
- 5 - Ligne électrique : c'est un moyen d'acheminement de l'énergie électrique d'un point de la production à un autre point de la consommation.
- 6 - Jeux de barres : moyen de collecter et de desservir l'énergie électrique.
- 7 - Consommateur : c'est un appareil récepteur (usine, ville, etc...), dont le régime de charge est une composante variable.

On voit donc le matériel de base nécessaire au transport de l'énergie électrique et à l'interconnexion.

Cependant, le problème du transport de l'énergie électrique dans les réseaux ne doit pas être seulement de pouvoir transmettre une puissance donnée dans des conditions normales, mais le gros problème, c'est de pouvoir continuer à la transmettre malgré les incidents qu'on estime possibles sur le réseau. Ces défauts, ces discontinuités vont amorcer des phénomènes transitoires (court-circuit, surtension, décrochage des alternateurs, etc...).

C'est pour cela que les éléments d'un réseau doivent être bien choisis pour assurer un fonctionnement normal en toutes circonstances (régime permanent).

Il en résulte un certain dimensionnement de ces éléments ; par exemple :

- * on choisira des alternateurs dont la réactance de fuite (réactance subtransitoire) est assez élevée pour limiter les courants de court-circuit.
- * on choisira pour l'interconnexion des transformateurs dont la réactance de fuite est de :
 - . 8 % pour une bonne stabilité dynamique de fonctionnement, car l'alternateur doit être le plus électriquement rapproché du réseau.
 - . 14 % pour limiter les courants de court-circuit et pour n'avoir pas à y installer de trop gros disjoncteurs qui augmentent le coût des installations.
- * on choisira la solution qui consiste à surdimensionner les isolateurs et les bornes de protection (HT et MT) pour faire face aux phénomènes d'amorçage qui sont à l'origine des impuretés causées le plus souvent par les vents de sable.
- * on choisira une protection appropriée aux conditions de sécurité que l'on s'impose :
 - . on veut isoler un tronçon en défaut.
 - . on veut assurer la continuité du service.
 - . on veut éviter la rupture du synchronisme.
 - . on accepte une rupture passagère du synchronisme.

Chacune de ces conditions a ses priorités selon l'importance, la nature et la réaction du client.

Donc un réseau bien équipé en disjoncteur est susceptible d'accroître beaucoup, et à relativement peu de frais, la capacité de transport, donc l'efficacité et la sécurité pour la continuité du service.

Caractéristiques propres au régime perturbé des appareils de coupure

Les caractéristiques essentielles des appareils de coupure propres au fonctionnement en régime perturbé sont de trois types :

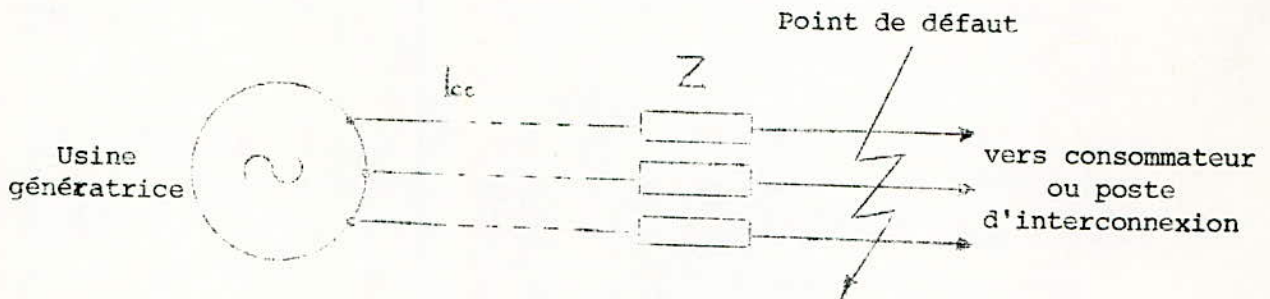
- le pouvoir de coupure.
- le pouvoir de fermeture.
- les durées de fonctionnement.

Ces caractéristiques sont primordiales pour installer un appareil de coupure sur un réseau électrique. Ce sont eels qui permettent de déterminer l'appareil nécessaire pour éliminer un défaut dans un réseau sans risque de détérioration du matériel.

Afin d'expliciter ces caractéristiques, il est nécessaire tout d'abord de définir la puissance de court-circuit (S_{cc}) d'un réseau électrique ou, en d'autres termes, de calculer la valeur maximum du courant susceptible de circuler dans un circuit en supposant que le défaut est situé dans la zone la plus défavorable.

Puissance de court-circuit -

Elle s'exprime en (MVA) ; sa valeur dépend de la puissance des générateurs débitant sur le défaut et des impédances rencontrées par le courant entre le générateur et le défaut.



Z = impédance de fuite transformateur + impédance de fuite alternateur
+ impédance de la ligne.

I_{cc} = courant efficace symétrique de court-circuit.

$$S_{cc} = U I_{cc} \sqrt{3} = 3 Z I_{cc}^2$$

$$I_{cc} = \frac{U}{Z}$$

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z} = U I_{cc} \sqrt{3}$$

U = tension qui apparaît aux bornes de l'appareil immédiatement après l'extinction des arcs sur tous les pôles. Elle est voisine de la tension nominale U_n .

Pouvoir de coupure -

Le pouvoir de coupure d'un interrupteur est l'expression utilisée pour désigner la plus grande intensité de courant que cet appareil est capable de couper sous une tension de rétablissement donnée et dans des conditions d'emploi spécifiées sans détérioration. Cette tension de rétablissement est en général voisine de la tension de fonctionnement en régime normal

$$P_c = U_n I_c \sqrt{3}$$

Pouvoir de fermeture -

C'est l'expression utilisée pour désigner le courant que cet appareil est capable d'établir sous une tension donnée et dans des conditions d'emploi déterminées sans détérioration.

$$P_f = U_n I_f \sqrt{3}$$

Durée de fonctionnement -

Les surintensités qu'un appareil peut, en position enclenchée, supporter lors d'un court-circuit sans détérioration excessive sont précisées le plus souvent par les paramètres suivants :

- . la valeur efficace du courant permanent de court-circuit supporté pendant une seconde à la fréquence nominale.
- . l'amplitude maximale du courant instantané de court-circuit que peut supporter l'appareil :

$$I_{max} = I_{cc} \sqrt{2}$$

Conclusion :

Comme on le voit donc, le choix d'un disjoncteur dépend essentiellement de la puissance de court-circuit au point de l'installation à protéger et non du courant que l'appareil est appelé à supporter en régime normal.

I M P E D A N C E

(Ligne, alternateur, transformateur)

I - Pour le calcul des puissances de court-circuit -

$$P_{cc} = \frac{U^2}{Z} \leq \frac{U^2}{X} = \frac{U^2}{X_e + X_t + X_m}$$

- X_e = réactance de la ligne = 0,4 Ω /km
- X_t = réactance de fuite des transformateurs
- X_m = réactance de fuite des alternateurs.

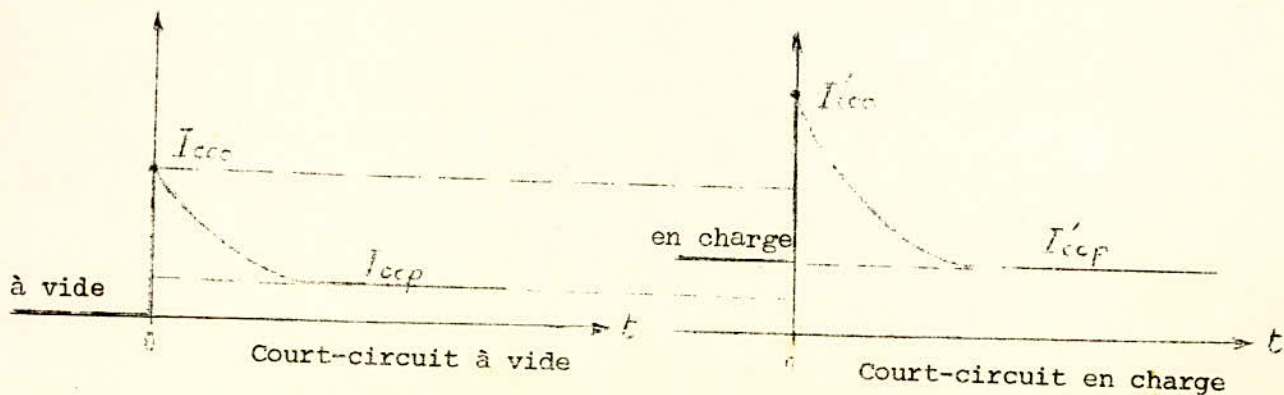
En négligeant la résistance de la ligne et des machines, nous introduisons une erreur par excès (erreur $\leq 5\%$). Cette erreur nous mène au bon sens, car elle donne une sécurité excessive dans le dimensionnement des appareils de coupure, autant nos calculs seront simplifiés.

Remarque :

Au moment d'un court-circuit, une analyse du phénomène a montré que la réactance d'une machine synchrone (X_m) pendant le court-circuit passe pour une durée de quelques périodes d'une valeur voisine de la réactance du stator seul (appelée réactance de fuite ou réactance subtransitoire) à la valeur de la réactance de fuite totale de l'induit (appelée réactance transitoire).

- La première nous détermine le courant de court-circuit tout à fait initial (pendant le premier dixième de seconde suivant l'apparition du défaut).
- La deuxième nous détermine le courant de court-circuit après quelques périodes (dans les dixièmes de seconde suivants).

On donne l'oscillogramme de court-circuit sur des alternateurs de grandes puissances (représentation quantitative) :

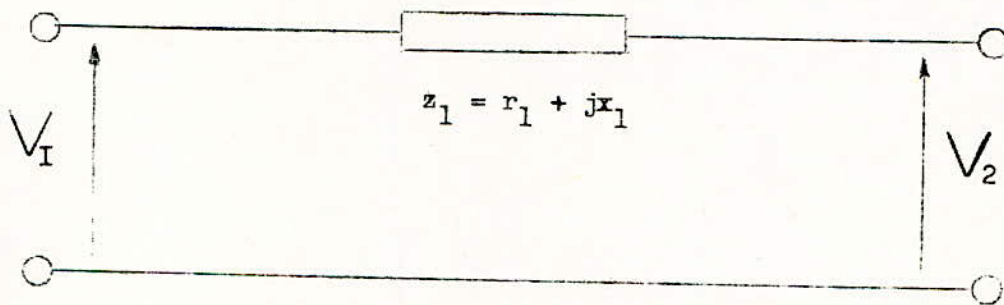


Dans les deux cas, c'est le courant de court-circuit initial qui est très élevé. On prendra donc dans le calcul des puissances de court-circuit la réactance subtransitoire. Cette réactance est de 10 à 20 % pour les machines à pôles lisses et de 15 à 25 % pour les machines à pôles saillants.

II - Pour le calcul des chûtes de tension -

Le calcul sera assez rigoureux :

- . on tiendra compte de la résistance de la ligne.
- . on ne tiendra compte que des impédances série (longitudinale) et on négligera les admittances en dérivation (transversale) de la ligne qui sont dues à la capacité des conducteurs entre eux et par rapport au sol, car on a affaire à une ligne courte (15 km) dont le niveau de tension n'est pas très élevé (30 kV - 60 kV).



1ère Partie

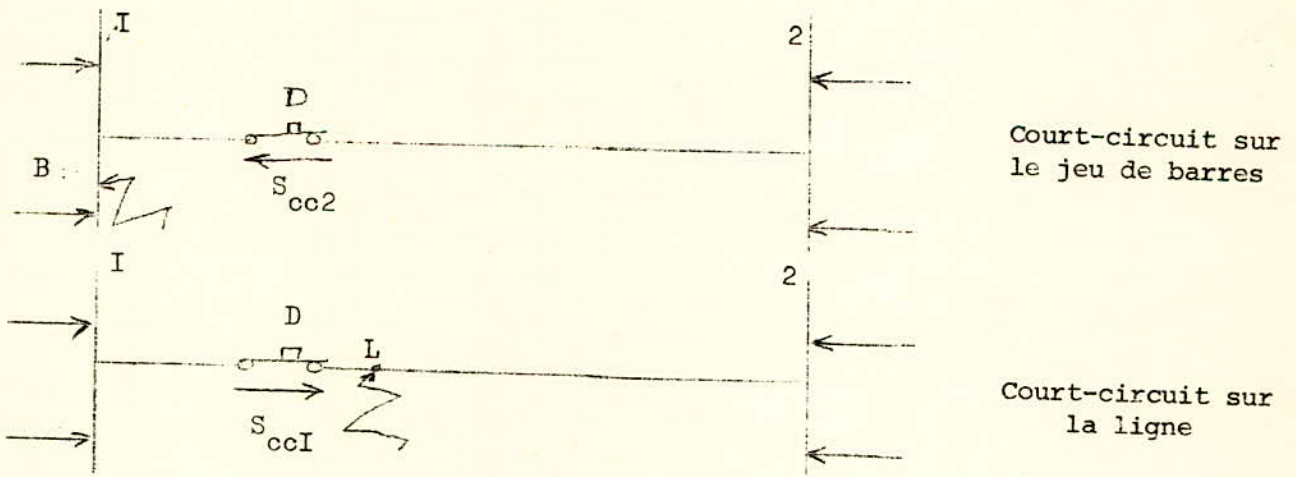
- Puissances de court-circuit
- Pouvoir de coupure des appareils

PROBLEME DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT

La connaissance des puissances de court-circuit dans les réseaux de transport et de distribution est nécessaire pour définir les caractéristiques à imposer :

- . aux jeux de barres (section, longueur, matériau).
- . aux connexions de raccordement (en câble ou en aérien rigide ou souple) qui doivent résister aux efforts électrodynamiques en court-circuit.
- . aux liaisons éventuelles entre neutre et sol.
- . aux transformateurs de courant qui subissent, en plus des efforts mécaniques et des échauffements, une saturation de leur circuit magnétique, ce qui modifie leur rapport de transformation au dessus d'une certaine valeur du courant.
- . aux disjoncteurs qui doivent être capables de couper ce courant de court-circuit.

Dans l'étude du pouvoir de coupure à imposer aux disjoncteurs d'un poste, il faudra comparer les effets d'un court-circuit sur le départ de la ligne commandée par le disjoncteur, et d'un court-circuit sur le jeu de barres même du poste.



En effet : Car, souvent, on ne sait pas a priori lequel est le plus défavorable.

Cas B : le disjoncteur D sera traversé par la puissance de court-circuit S_{cc2}

Cas L : le disjoncteur D sera traversé par la puissance de court-circuit S_{cc1}

- . si $S_{cc1} > S_{cc2}$ on choisira un disjoncteur dont la puissance de coupure $P_c > S_{cc1}$
- . Si $S_{cc2} > S_{cc1}$ on choisira un disjoncteur dont la puissance de coupure $P_c > S_{cc2}$.

D'autre part, les puissances de courts-circuits dépendent des groupes générateurs en service (dans les centrales) et de leur plus ou moins grande proximité du défaut.

Enfin, la puissance de court-circuit est maximum dans l'une des deux situations suivantes :

- . court-circuit monophasé.
- . court-circuit triphasé.

Dans le cadre de notre étude, on calculera les puissances de court-circuit triphasé dont les valeurs seront légèrement majorées pour bien choisir la caractéristique de coupure des disjoncteurs et autres appareils de coupure avec une limite de sécurité d'emploi assez appréciable.

Remarque : Dans les réseaux, il faut généralement raisonner sur un ensemble de liaisons à tensions différentes. Mais on pourrait également raisonner plus facilement en rapportant tous les réseaux à une tension unique. Dans cette transformation les puissances se conservent.

Définition du problème : Considérons un grand réseau et supposons un court-circuit en un point. Les centrales en service viennent l'alimenter, et le courant de défaut atteint des valeurs considérables dès que les concentrations de puissance sont importantes (pouvant aller jusqu'à 1 000 MW).

Le problème qui se pose est de calculer le courant ou la puissance de court-circuit pour les différents emplacements des disjoncteurs et toutes les positions du point de défaut, pour une configuration donnée du réseau.

Il faut ensuite revenir sur cette configuration pour adapter le schéma aux disjoncteurs dont on dispose, grâce à des sectionnements, et arriver à limiter la puissance de court-circuit en un point à une valeur donnée. Ce qui n'empêche pas d'ailleurs pour la solution adoptée d'être soumise à des sujétions d'exploitation car, évidemment tout sectionnement du réseau réduit : la souplesse des manoeuvres, les facilités d'alimentation de la clientèle, la sécurité de cette alimentation.

Pour établir le schéma, il faut connaître les puissances de coupure réalisables, qui évoluent avec les progrès de la technique et se chiffrent par quelques mille de MVA.

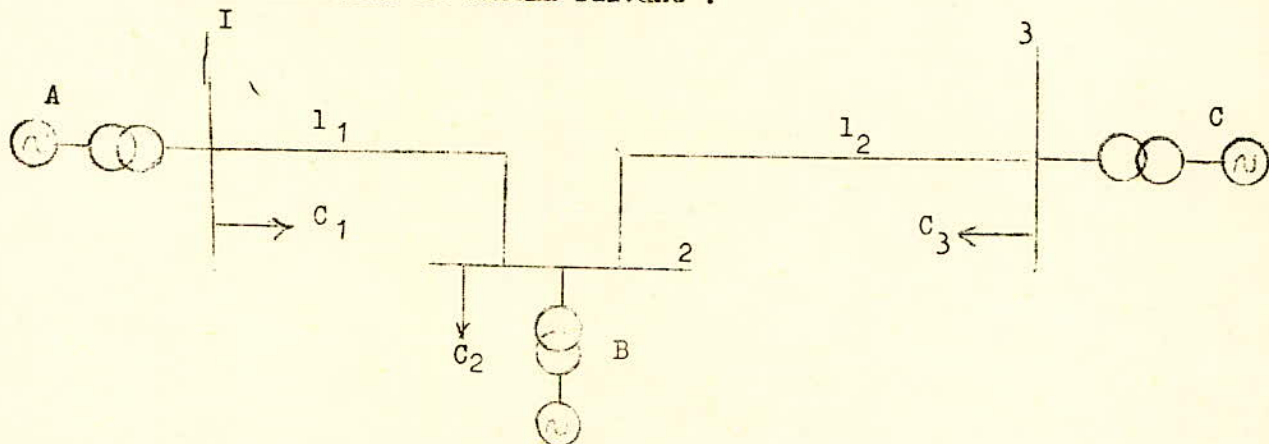
Ce qui est compliqué dans le calcul des courts-circuits, c'est de tenir compte en un point, non seulement des grandes centrales immédiatement voisines, mais de toutes les centrales éloignées, c'est-à-dire des influences lointaines. Il est cependant possible d'y voir clair assez simplement.

ement : Nous allons proposer les deux méthodes très utilisées industriellement :

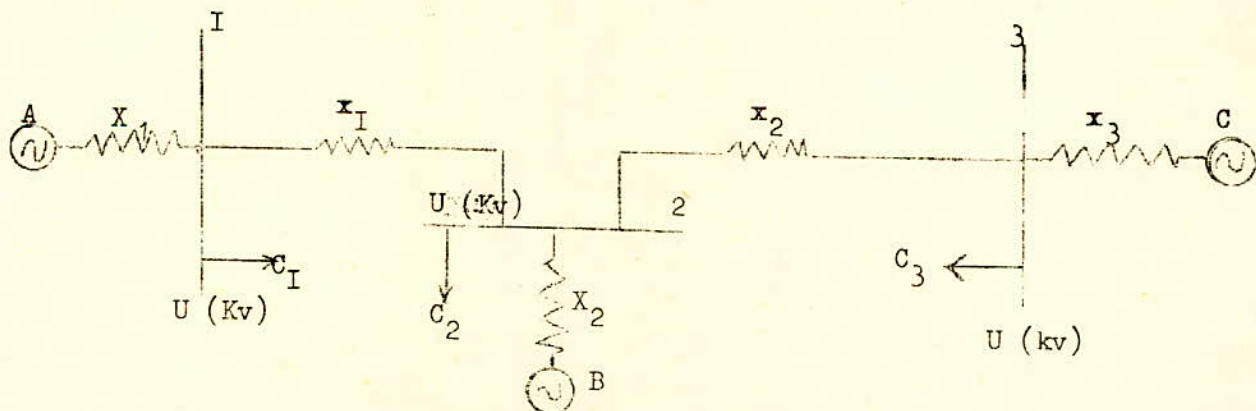
- l'une est une méthode grapho-analytique, très rapide mais approchée,
- l'autre est une méthode de calcul par les impédances représentatives des machines et de tous les éléments en série dans le réseau. C'est une méthode assez précise.

A - Méthode graphique -

Considérons le schéma suivant :



Ce schéma peut être représenté par un schéma équivalent aux caractéristiques électriques :



- l_1 = distance entre les centrales A et B
- l_2 = distance entre les centrales B et C
- $z_1 = x_1 = x_0 \cdot l_1$ = réactance de la ligne l_1 (on néglige sa résistance)
- $z_2 = x_2 = x_0 \cdot l_2$ = réactance de la ligne l_2 (on néglige sa résistance)
- $x_0 \approx 0,4$ /km = inductance linéique de la ligne
- U (kv) = tension sur les jeux de barres.

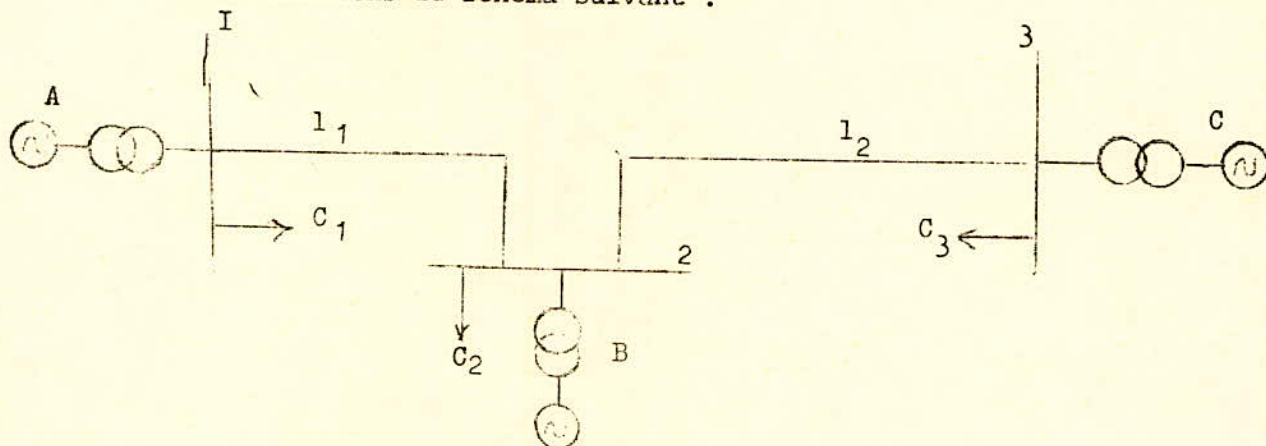
A, B et C sont les trois centres de production de l'énergie électrique, C_1 , C_2 et C_3 sont les consommateurs divers.

Nous allons proposer les deux méthodes très utilisées industriellement :

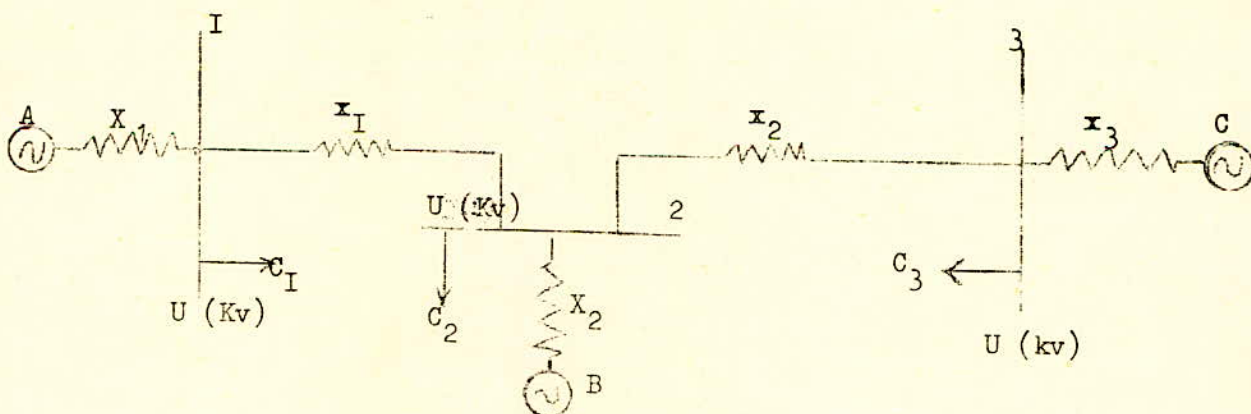
- l'une est une méthode grapho-analytique, très rapide mais approchée,
- l'autre est une méthode de calcul par les impédances représentatives des machines et de tous les éléments en série dans le réseau. C'est une méthode assez précise.

A - Méthode graphique -

Considérons le schéma suivant :



Ce schéma peut être représenté par un schéma équivalent aux caractéristiques électriques :



- l_1 = distance entre les centrales A et B
- l_2 = distance entre les centrales B et C
- $z_1 = x_1 = x_0 \cdot l_1$ = réactance de la ligne l_1 (on néglige sa résistance)
- $z_2 = x_2 = x_0 \cdot l_2$ = réactance de la ligne l_2 (on néglige sa résistance)

$x_0 \approx 0,4$ /km = inductance linéique de la ligne

U (kv) = tension sur les jeux de barres.

A, B et C sont les trois centres de production de l'énergie électrique, C_1 , C_2 et C_3 sont les consommateurs divers.

Soit à calculer le court-circuit pour un défaut sur l'un quelconque des trois jeux de barres alimentés par des alternateurs locaux et reliés entre eux par les lignes l_1 et l_2 . Pour cela :

- 1/ - On calculera d'abord la contribution locale "Sccl" des machines qui se trouvent directement reliées au centre affecté par le défaut.
- 2/ - On calculera la contribution "Y_{ij}" des autres centres éloignés non affectés par le défaut.
- 3/ - La somme des deux contributions nous donne la puissance de court-circuit au point de défaut.

ScclD = Sccl + Yij.

a) Calcul de Sccl (contribution locale) :

Sccl = $\frac{U^2}{X_i}$ (MVA)

X_i = réactance totale de fuite des machines + transformateur (au centre du défaut)

X_i = X₁ ou X₂ ou X₃

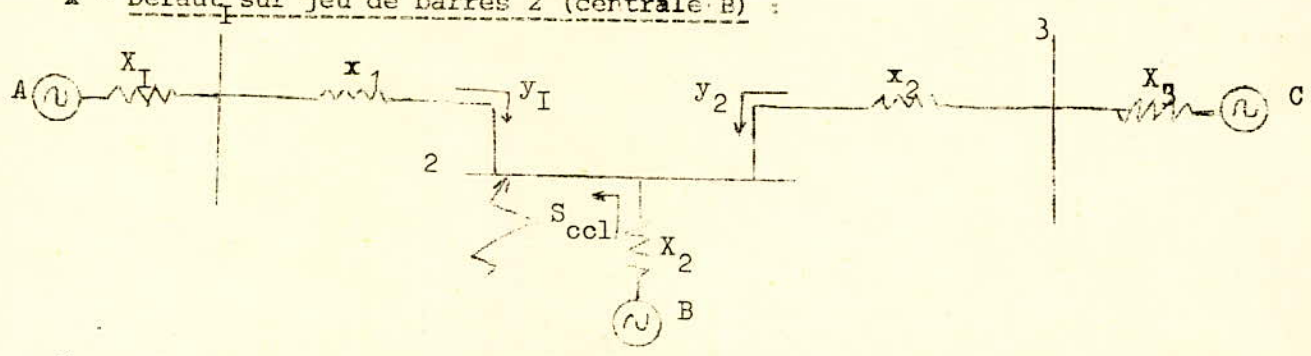
b) Calcul de Yij (influence lointaine) :

Pour calculer cette contribution avec toute l'exactitude pratique nécessaire, il suffit de connaître un ordre de grandeur grossièrement approché de la puissance de court-circuit sur les jeux de barres non affectés par le défaut en l'absence des liaisons l_1 et l_2 .

Suivant le nombre de centres de production, nous aurons différents cas à considérer :

. 3 centrales → 3 cas à considérer

* - Défaut sur jeu de barres 2 (centrale B) :

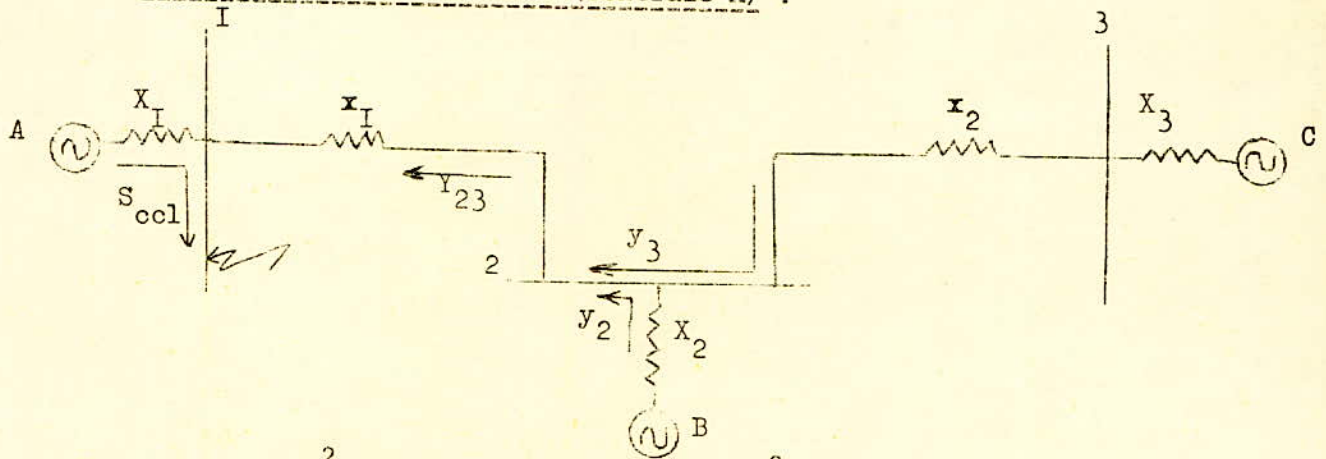


$Y_{13} = Y_1 + Y_3$ = contribution des deux centrales A et C sur jeu de barres 2 -

$Y_1 = \frac{U^2}{X_1 + x_1}$ contribution de la centrale A sur jeu de barres 2 en tenant compte de x_1 .

$Y_3 = \frac{U^2}{X_3 + x_2}$ contribution de la centrale C sur jeu de barres 2 en tenant compte de x_2 .

xx - Défaut sur jeu de barres 1 (centrale A) :



$$y_{23} = \frac{U^2}{(x_3 + x_2) // x_2 + x_1} = \frac{U^2}{\frac{x_2(x_3 + x_2)}{x_2 + x_3} + x_1}$$

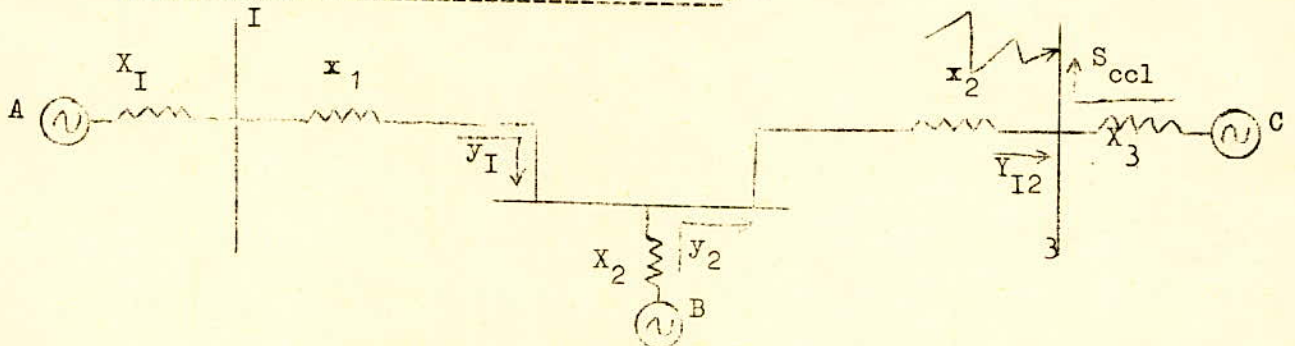
avec $(x_3 + x_2) // x_2 = \frac{U^2}{y_2 + y_3}$

avec $y_2 = \frac{U^2}{X_2}$ contribution de la centrale B sur jeu de barres 2.

et $y_3 = \frac{U^2}{x_3 + x_2}$ contribution de la centrale B sur jeu de barres 2, en tenant compte de x_2 .

$y_{23} = \frac{U^2}{\frac{U^2}{y_2 + y_3} + x_1}$ contribution des 2 centrales B et C sur le jeu de barres 1 en tenant compte de x_1 .

xxx - Défaut sur jeu de barres 3 (centrale C) :



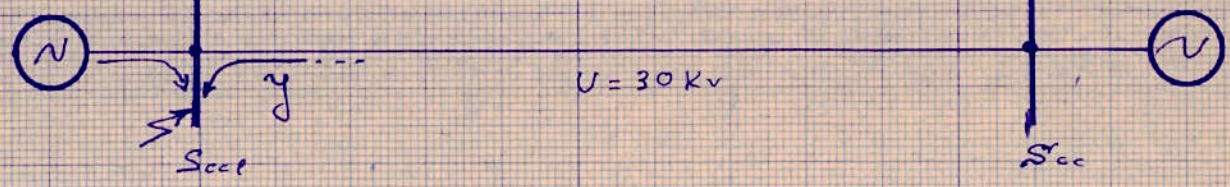
La méthode est la même que pour celle du défaut sur jeu de barres 1.

$y_{I2} = \frac{U^2}{\frac{U^2}{y_1 + y_2} + x_2}$ contribution des 2 centrales A et B sur le jeu de barres 3 en tenant compte de x_2 .

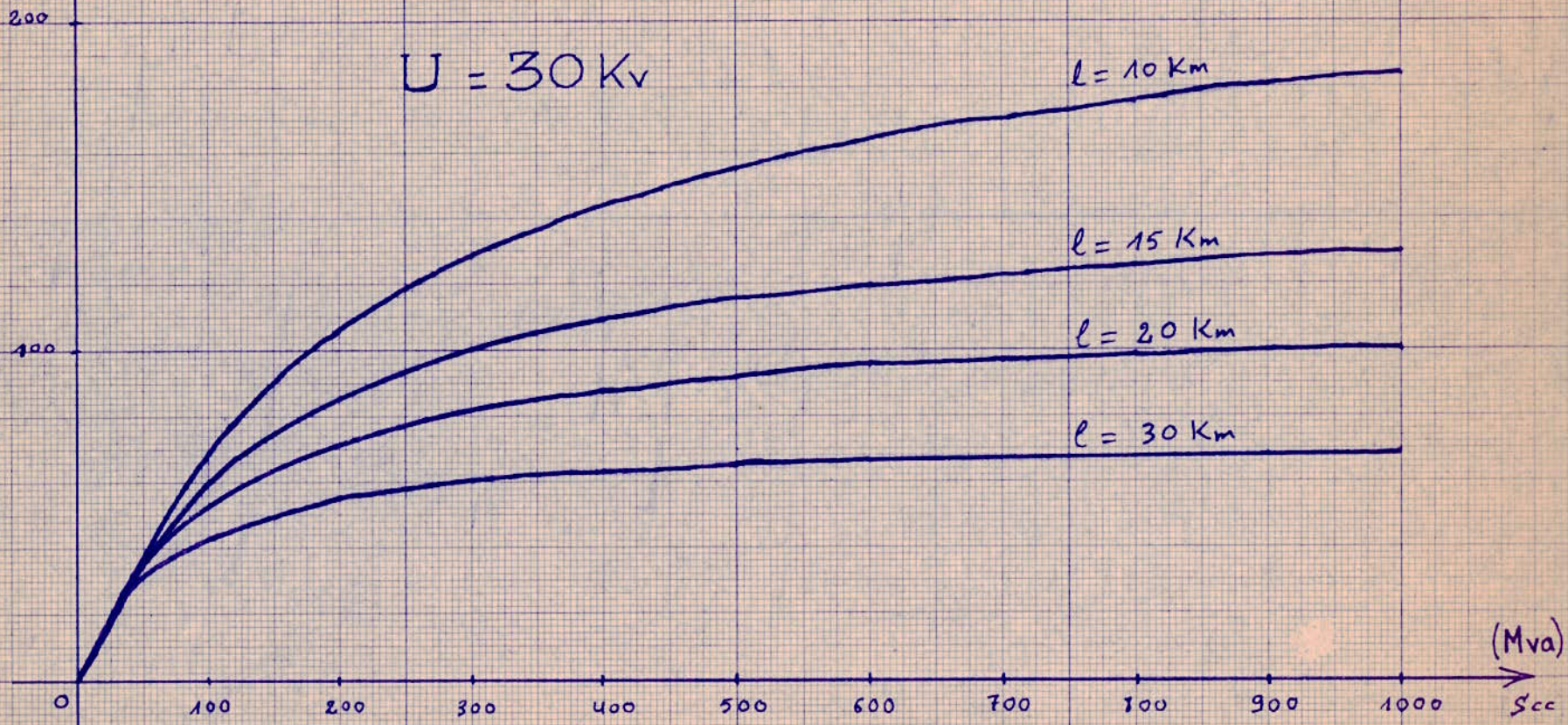
avec $y_1 = \frac{U^2}{x_1 + x_1}$ contribution de la centrale A sur jeu de barres 2 en tenant compte de x_1 .

et $y_2 = \frac{U^2}{X_2}$ contribution de la centrale B sur jeu de barres 2.

$$P_g = \frac{U^2}{\sum \frac{1}{S_{cc}}} + 0,4l \quad (\text{Mva})$$



Contribution au point de défaut

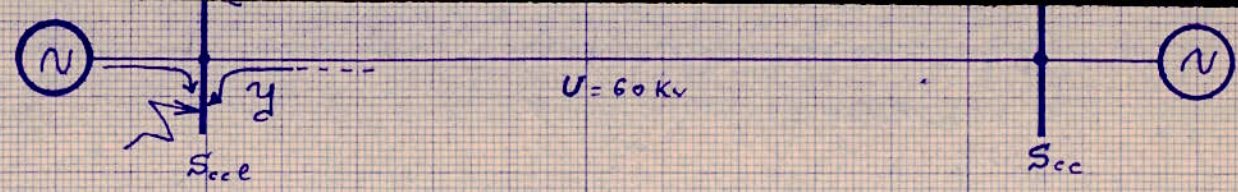


Puissance de court-circuit sur le jeu de barres
(d'une centrale)

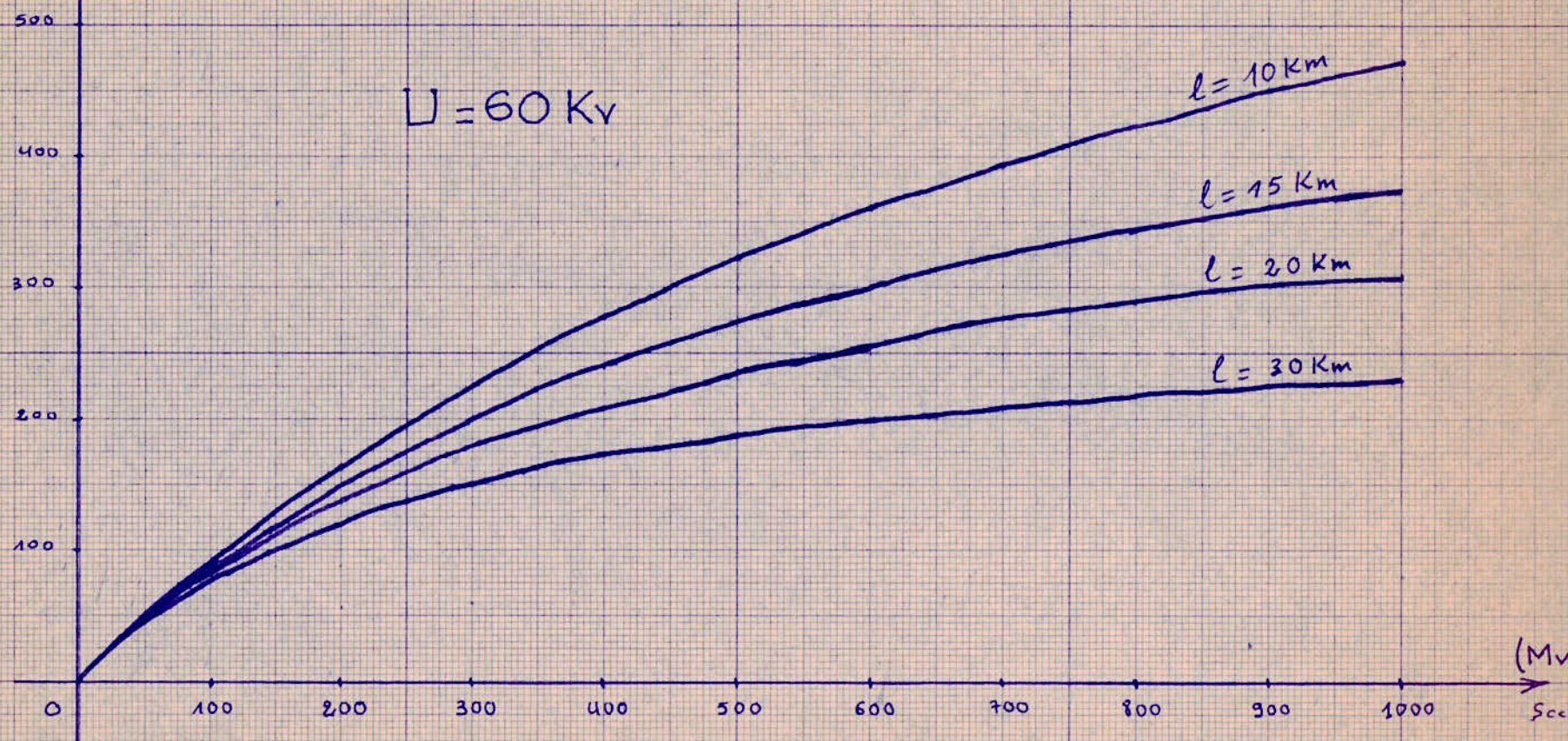
$$P_{cc} = \frac{U^2}{Z_{cc}} + 0,4U$$

(Mva)

(y) A (Mva)



Contribution au point de défaut



Puissance de court-circuit sur le jeu de barres
(d'une centrale)

Nous avons tracé les courbes de y_i en fonction de $Sccl$ avec comme paramètre : $U = 30 \text{ kV}, 60 \text{ kV}$ et $l = 10 - 15 - 20 - 30 \text{ km}$; paramètres que l'on a justement choisis pour rester dans le cadre de notre étude.

Avantage de la méthode -

C'est une méthode qui reste valable également pour un réseau qui utilise des paramètres d'un niveau de tension plus élevé et des distances plus importantes et pour d'autres configurations du réseau.

On voit qu'il y a un effet de saturation. Cette saturation est d'autant plus marquée que la longueur de la ligne est plus importante. Cela veut dire que la réactance de la ligne $x = X_0 \cdot l$ (Ω/km) limite le courant de défaut.

Cette remarque simple permet de tenir facilement compte en première approximation des influences lointaines, connaissant l'ordre de grandeur grossièrement approché de la puissance de court-circuit aux points de départ des différentes lignes qui viennent alimenter un centre d'interconnexion.

C'est donc une méthode approximative de détermination rapide de la puissance de court-circuit dans les réseaux électriques, méthode qui sera surtout valable dans le cadre de la pratique industrielle et surtout pour le cas des lignes longues et des réseaux plus complexes.

B - Méthode des impédances représentatives -

C'est une méthode qui consiste à établir un schéma équivalent du réseau complet en remplaçant les lignes et les machines (alternateur et transformateur) par leurs impédances respectives rapportées à la tension unique (on prendra 60 kV) :

- Pour les alternateurs : $Z_M \quad \# \quad X_M = \frac{X\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$

- Pour les transformateurs : $Z_T \quad \# \quad X_T = \frac{U\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$

- Pour les lignes : $Z_L \quad \# \quad X_L = X_0 L$

Considérons alors le schéma général de l'installation proprement dite des trois centrales interconnectées (page 29). Nous supposons que les groupes de la SONATRACH fonctionnent en autonome, c'est-à-dire ne sont pas couplés au réseau de la SONELGAZ (vu leur puissance faible).

Nous donnons encore quelques précisions :

. à HAOUD EL HAMRA :

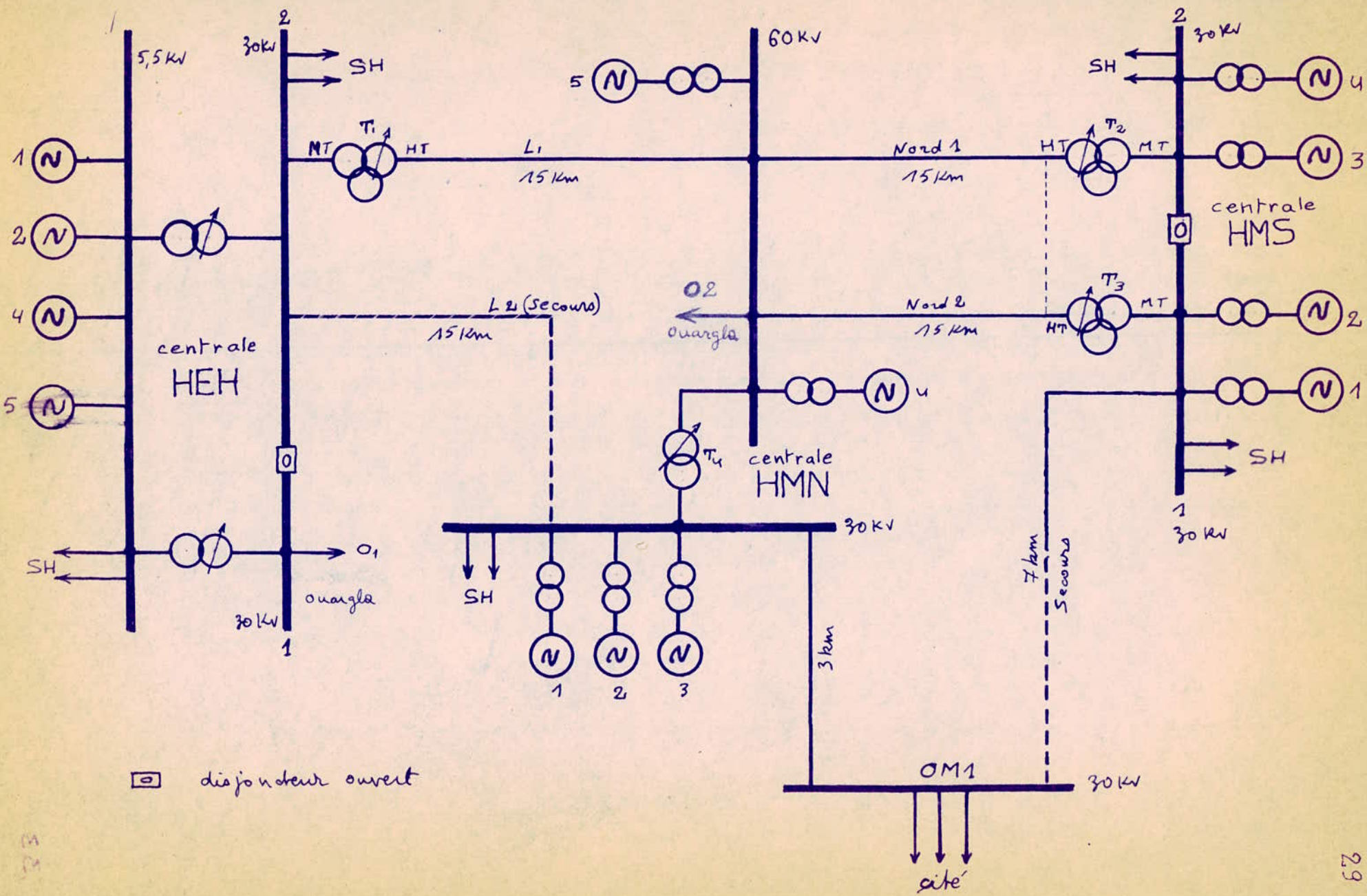
- quatre groupes en service,
- un seul transformateur sur chaque jeu de barres 1 et 2.

. à HASSI MESSAOUD Nord :

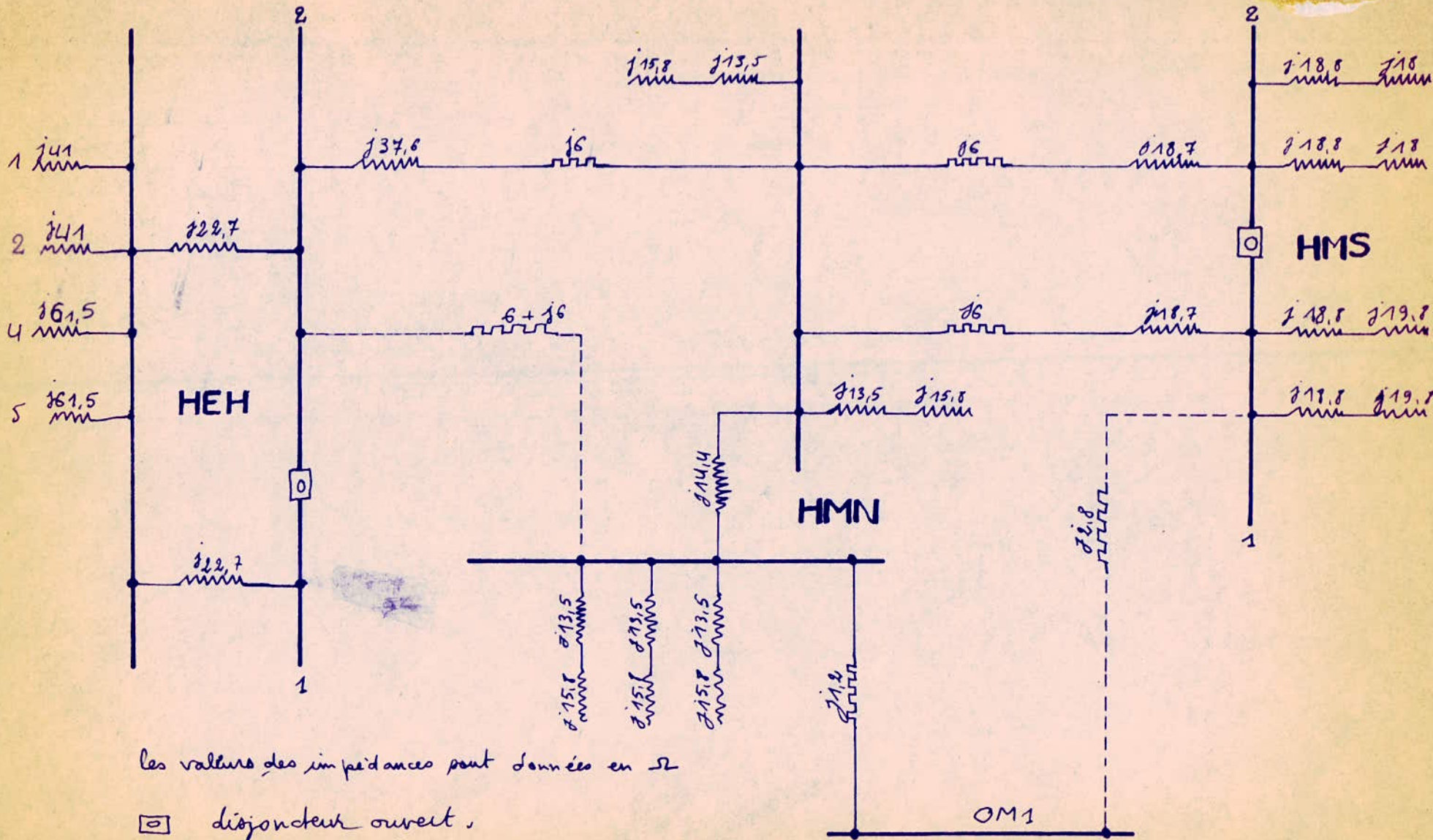
- on supposera cinq groupes en service,
- la ligne de secours L2 (30 kV) ouverte à HMN,
- un seul transformateur de couplage des jeux de barres 30 kV - 60 kV.

. à HASSI MESSAOUD Sud :

- les deux lignes Nord 1 et Nord 2 sont en service,
- le disjoncteur de couplage des jeux de barres 1 et 2 (30 kV) est ouvert, (le cas où il sera fermé).



☐ disjoncteur ouvert



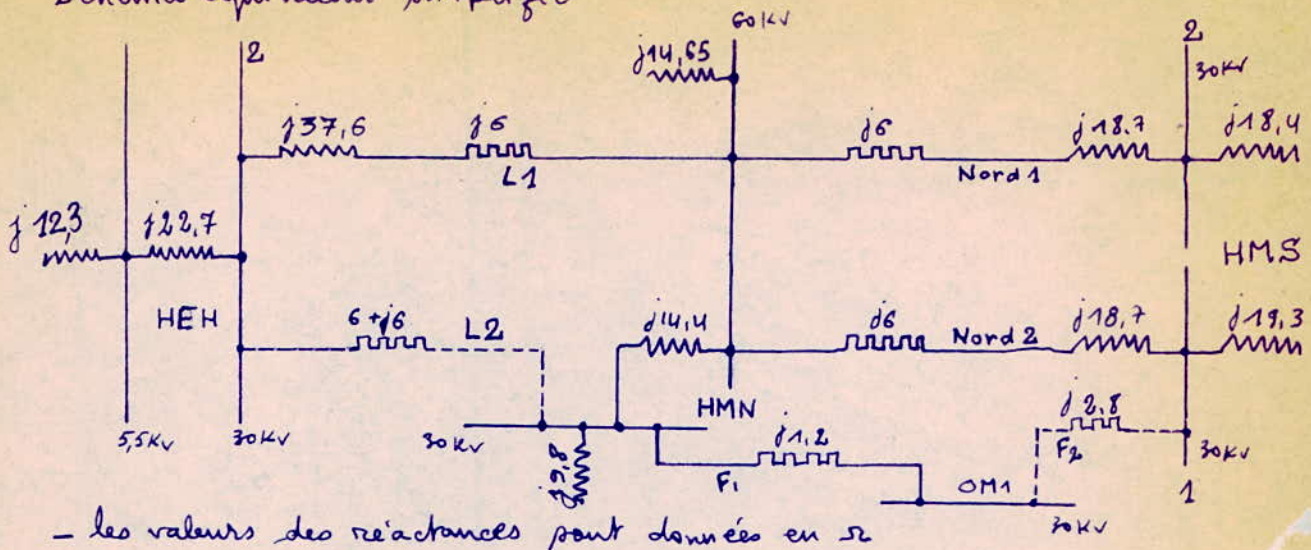
les valeurs des impédances sont données en Ω

$\square \circ$ disjoncteur ouvert.

----- ligne de péages.

Schéma équivalent ramené à 60 kV.

Schéma équivalent simplifié



- les valeurs des réactances sont données en Ω

choix d'un disjoncteur :

Les principales données caractéristiques qui permettent de choisir un disjoncteur sont :

- 1 - Le pouvoir de coupure P_c :
connaissant la puissance de court-circuit S_{cc} au point où l'on veut intercaler l'appareil de coupure, le pouvoir de coupure est obtenu par simple majoration de S_{cc} ($P_c > S_{cc}$). Cette majoration est tributaire des modifications éventuelles de la structure du réseau ou de l'extension d'une centrale qui vient à augmenter sa capacité de production. La valeur de P_c dépend également de la gamme des appareils que l'on peut trouver dans les catalogues de fabrication.
- 2 - La tension nominale de service à la fréquence industrielle.
- 3 - Le courant nominal en régime permanent : c'est une composante qui dépend des paramètres de charge de la ligne, du jeu de barres de la machine dont on veut contrôler le régime (c'est donc une fonction du lieu d'installation de l'appareil).
La valeur de ce courant nominal est également choisie dans les normes présentées par les catalogues de fabrication.

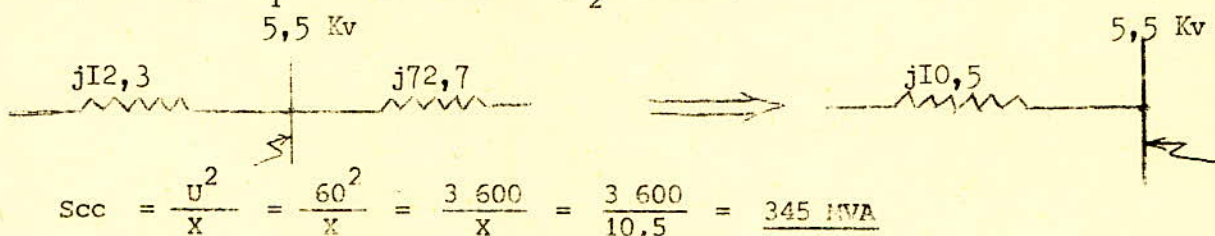
Calcul de la puissance de court-circuit sur les différents jeux de barres et sur les lignes :

Nous calculons là les puissances maximum de court-circuit et les schémas ainsi représentés sont des schémas réduits vus du point de défaut.

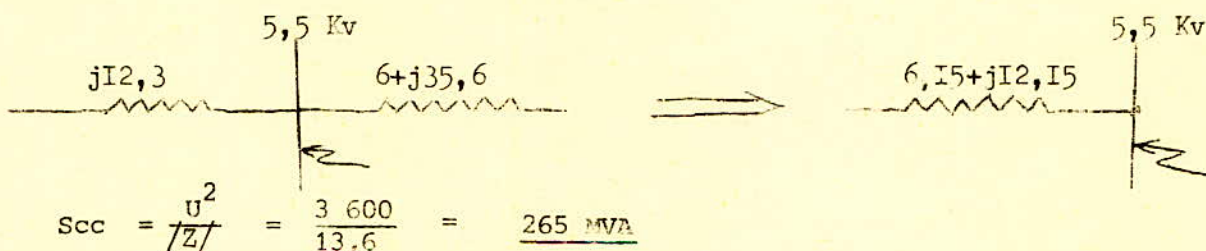
Nous envisagerons selon l'état du réseau une interconnexion (ou une alimentation) par une ligne principale ou par une ligne de secours ; c'est le cas pour L_1 , L_2 et F_1 , F_2 .

1 - Défaut à HAOUDE EL HAMRA sur le jeu de barres 5,5 kv :

a) la ligne L_1 est en service (L_2 ouverte)



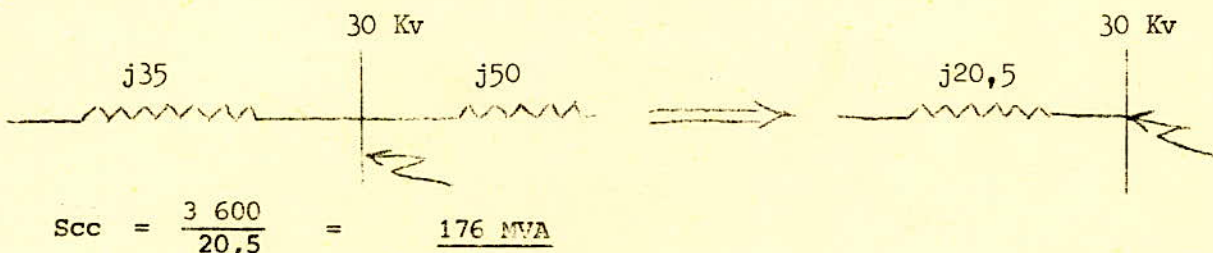
b) la ligne L_2 est en service (L_1 ouverte)



donc sur le jeu de barres 5,5 kv / Pc > 345 MVA /

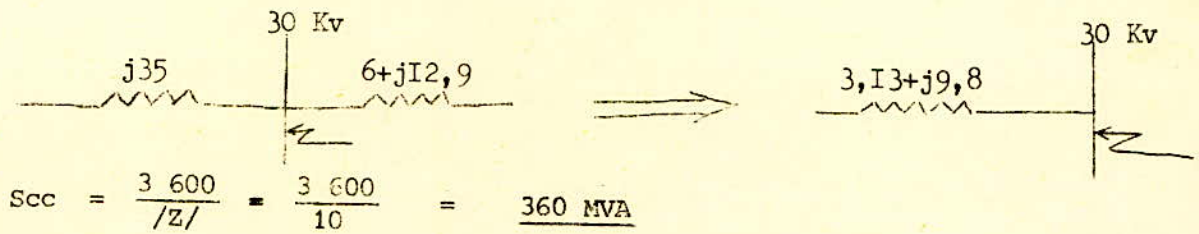
2 - Défaut à HAOUDE EL HAMRA sur le jeu de barres 30 kv :

a) la ligne L_1 est en service (L_2 ouverte)



.../...

b) la ligne L_2 est en service (L_1 ouverte)

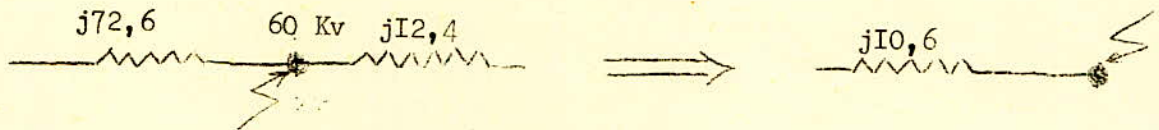


$$S_{cc} = \frac{3\,600}{|Z|} = \frac{3\,600}{10} = \underline{360\text{ MVA}}$$

donc sur le jeu de barres 2 - 30 kv

$$\boxed{P_c > 360\text{ MVA}}$$

3 - Défaut à HAOUD EL HAMRA côté 60 kv :

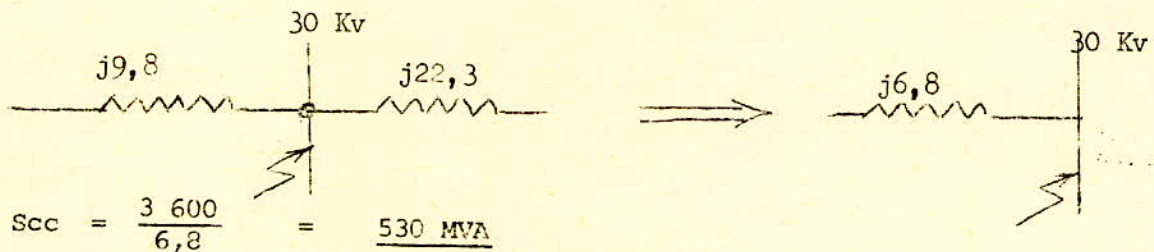


$$S_{cc} = \frac{3\,600}{10,6} = 340\text{ MVA} \quad \text{soit}$$

$$\boxed{P_c > 340\text{ MVA}}$$

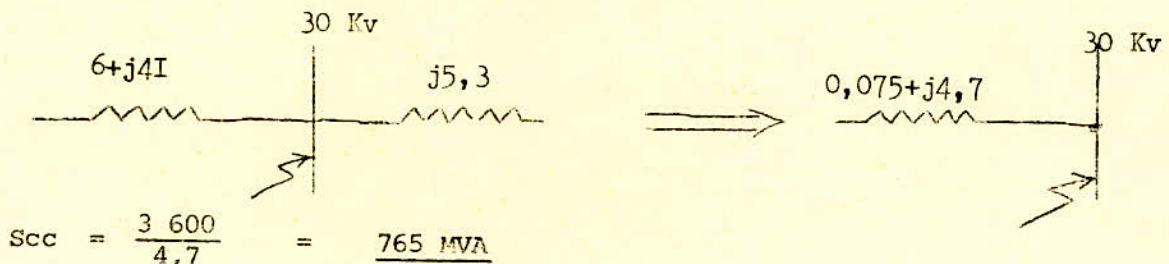
4 - Défaut à HASSI MESSAOUD NORD sur le jeu de barres 30 kv :

a) la ligne L_1 est en service (L_2 ouverte)



$$S_{cc} = \frac{3\,600}{6,8} = \underline{530\text{ MVA}}$$

b) la ligne L_2 est en service (L_1 ouverte)



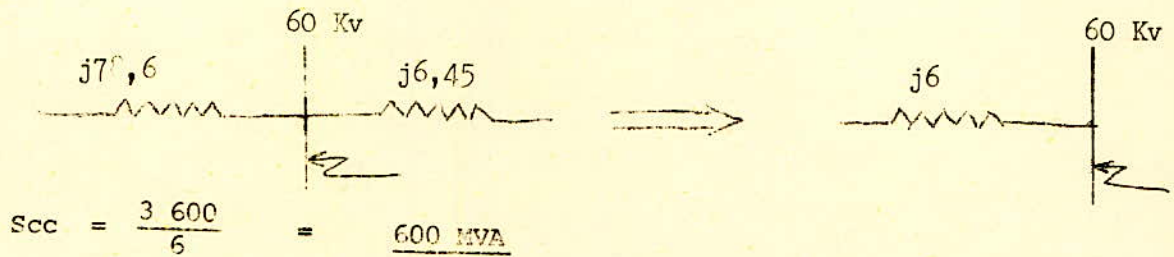
$$S_{cc} = \frac{3\,600}{4,7} = \underline{765\text{ MVA}}$$

on prendra donc

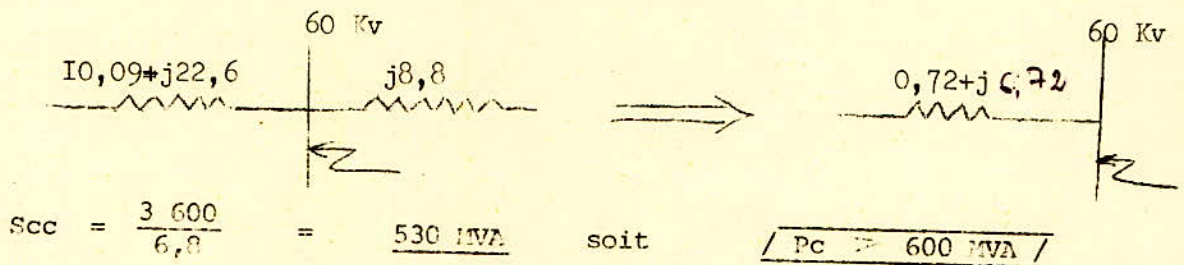
$$\boxed{P_c > 765\text{ MVA}}$$

5 - Défaut à HASSI MESSAOUD NORD sur jeu de barres 60 kv -

a) la ligne L1 est en service (L2 ouverte)

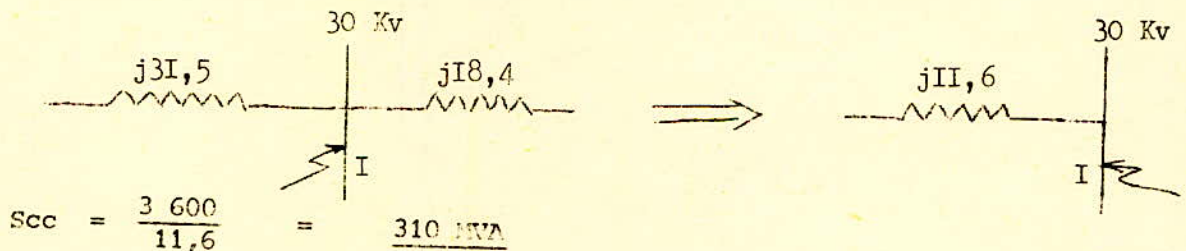


b) la ligne L2 est en service (L1 ouverte)

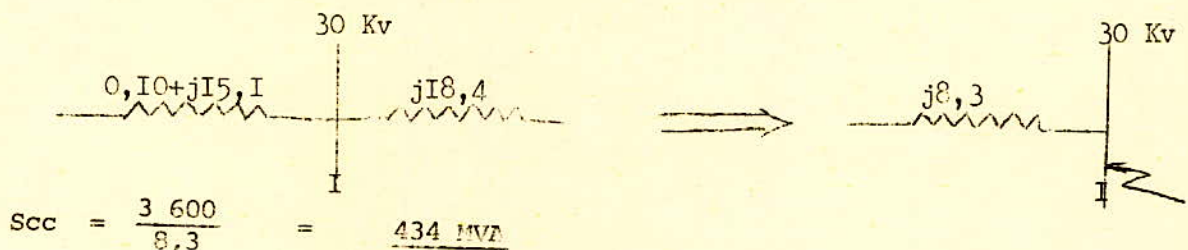


6 - Défaut à HASSI MESSAOUD SUD sur jeu de barres 1 - 30 kv -

a) la ligne L1 est en service (L2 ouverte)



b) la ligne L2 en service (L1 ouverte)

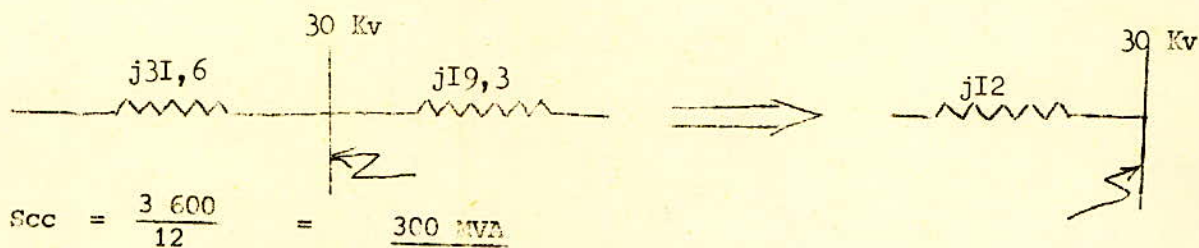


on prendra

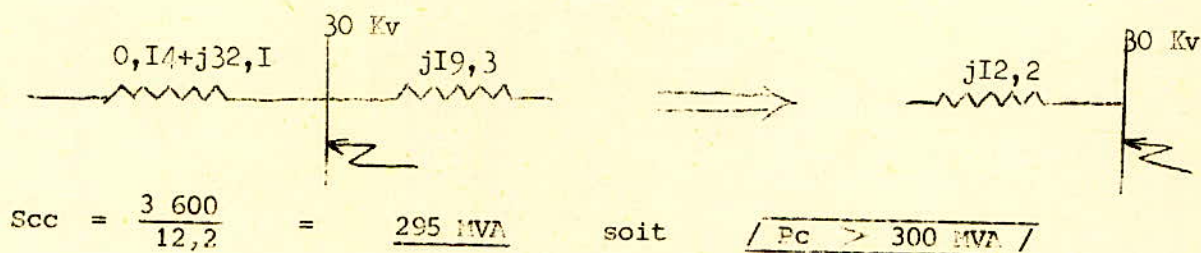
$$\boxed{P_c > 434\text{ MVA}}$$

7 - Défaut à FASSI MESSAOUD SUD sur jeu de barres 2 - 30 kv -

a) la ligne L1 est en service (L2 ouverte)

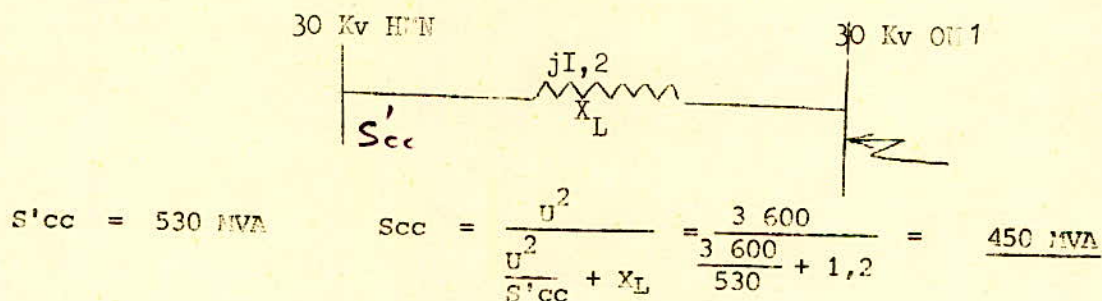


b) la ligne L2 est en service (L1 ouverte)

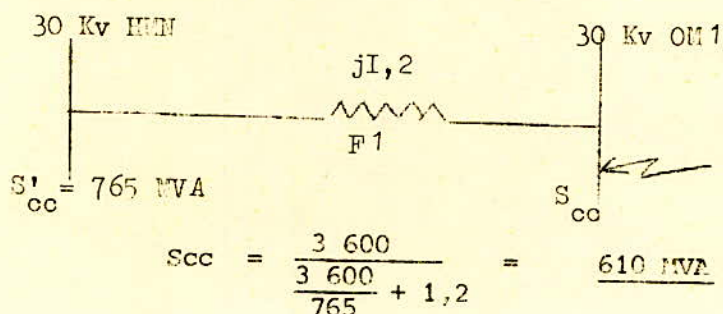


8 - Défaut à O1 1 sur jeu de barres 30 kv -

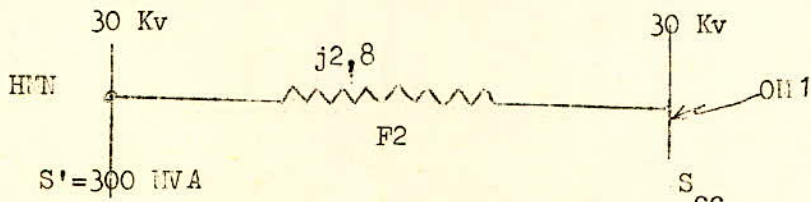
a) ligne F1 en service (L1 en service)



b) ligne F1 en service (L2 en service)

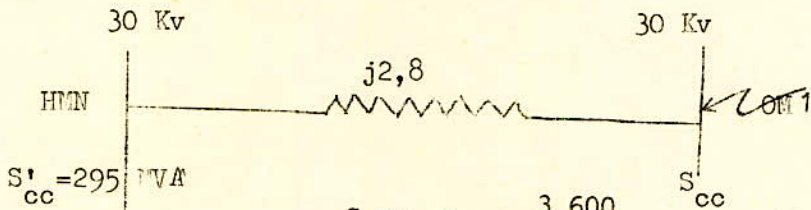


c) ligne F2 en service (L1 en service)



$$S_{cc} = \frac{3\,600}{\frac{3\,600}{300} + 2,8} = \underline{243 \text{ MVA}}$$

d) ligne F2 en service (L2 en service)



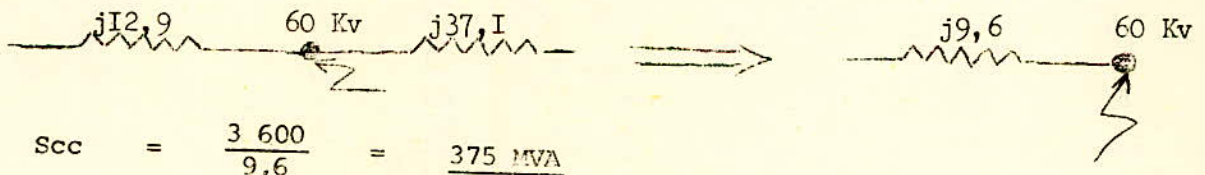
$$S_{cc} = \frac{3\,600}{\frac{3\,600}{295} + 2,8} = \underline{240 \text{ MVA}}$$

soit donc

$$\underline{P_c > 610 \text{ MVA}}$$

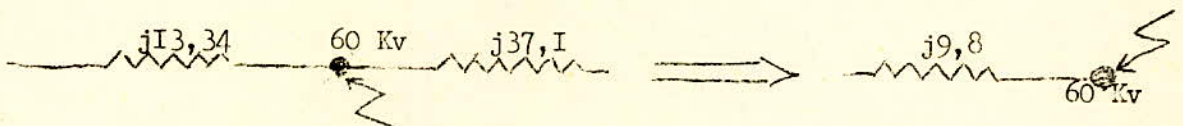
9 - Défaut à HASSI MESSAOUD SUD (Nord 1) côté 60 kv -

a) ligne L1 en service (L2 ouverte)



$$S_{cc} = \frac{3\,600}{9,6} = \underline{375 \text{ MVA}}$$

b) ligne L2 en service (L1 ouverte)



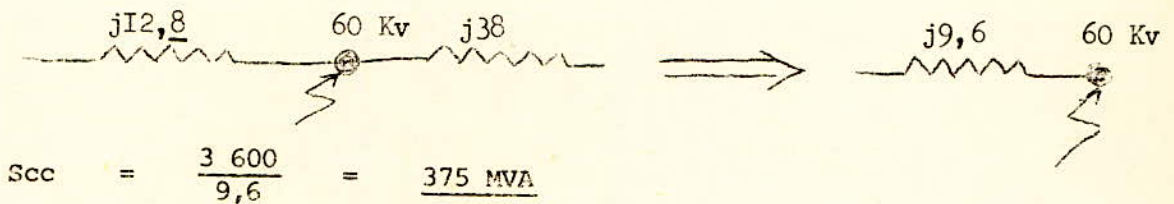
$$S_{cc} = \frac{3\,600}{9,8} = \underline{368 \text{ MVA}}$$

on prendra donc

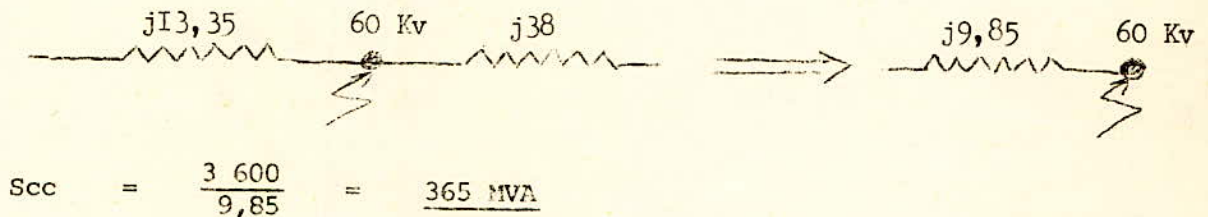
$$\underline{P_c > 375 \text{ MVA}}$$

10 - Défaut à HASSI MESSAOUD SUD côté transformateur 60 kv -

a) ligne L1 en service (L2 ouverte)



b) ligne L2 en service (L1 ouverte)

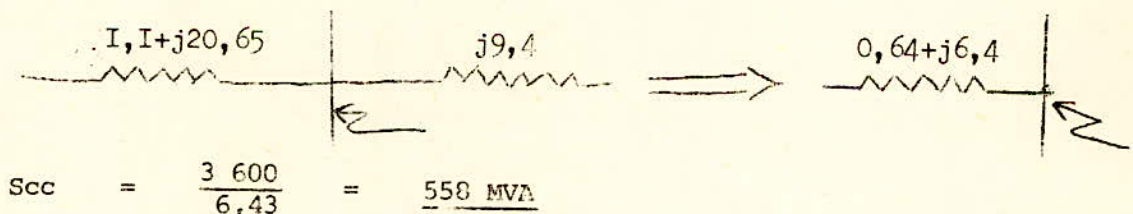


on prendra

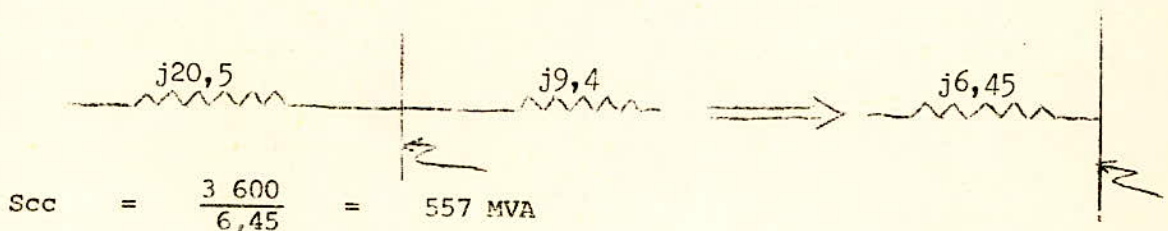
$$\boxed{P_c > 375\text{ MVA}}$$

11 - Défaut à HASSI MESSAOUD SUD sur jeu de barres 30 kv avec le disjoncteur de couplage des jeux de barres 1 et 2 fermé -

a) ligne L2 en service et ligne L1 ouverte



b) ligne L1 en service et ligne L2 ouverte



on prendra donc

$$\boxed{P_c > 558\text{ MVA}}$$

Remarque :

En pratique on choisit le pouvoir de coupure P_c d'un disjoncteur à une valeur supérieure à la puissance de court-circuit calculée. On prend généralement $P_c = k S_{cc}$ avec $k = 1,2$. Mais ce coefficient peut être pris supérieur à 1,2 si l'on prévoit des modifications ultérieures de la structure du réseau ou un renforcement.

Conclusion -

Ces résultats étant, il faut faire une révision sur toutes les caractéristiques de coupure des appareils préexistants (à HEH et HMS) et voir si les caractéristiques de coupure résultant de la nouvelle configuration du réseau s'adaptent bien à la structure de l'ancien réseau, qui a été modifié par suite de l'interconnexion d'une troisième centrale (HMN).

* Ainsi, à HMS la puissance de coupure sur les jeux de barres 1 et 2 est de 500 MVA (valeur fournie par SONELGAZ), valeur qui ne peut pas s'accorder avec la nouvelle puissance de court-circuit (558 MVA) quand le disjoncteur de couplage des jeux de barres 1 et 2 est fermé. Si l'on veut éviter toute détérioration de l'appareillage branché sur ces jeux de barres, le disjoncteur doit être ouvert.

Mais dès que l'on dispose d'un groupe en moins à HMS, on pourra (pour des besoins) fermer le disjoncteur de couplage, car dans ces conditions la puissance de court-circuit tombe à environ 440 MVA.

* De même à HEH la puissance de court-circuit sur les jeux de barres 1 et 2 est de 250 MVA (valeur également fournie par SONELGAZ) et celle calculée est de 360 MVA (pour la nouvelle configuration du réseau). Cette dernière valeur ne peut s'accorder avec celle de l'ancienne structure ; pour cela, la centrale de HEH sera contrainte de fonctionner seulement avec deux groupes et dans ces conditions la puissance de court-circuit tombe aux environs de 190 MVA, valeur supportable par l'ensemble de l'appareillage branché sur les jeux de barres 1 et 2.

* On pourrait éviter ces contraintes en changeant tous les postes à HEH et à HMS, mais ce serait une solution très onéreuse....

2ème Partie

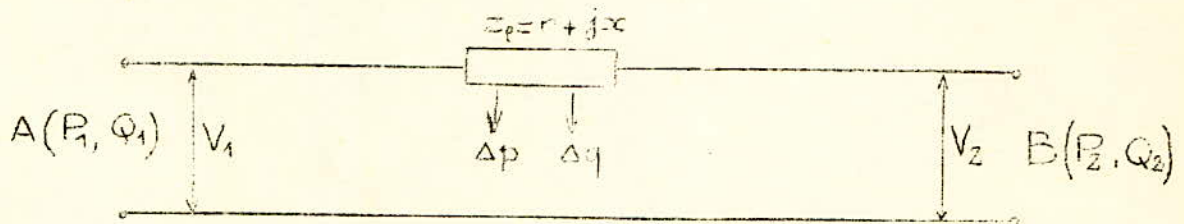
Chute de tension - Compensation

PROBLEME DES CHUTES DE TENSION

Considérons deux stations A et B reliées entre elles par une ligne triphasée.

On négligera les admittances parallèles de la ligne (cas justifiable dans notre étude vu que le réseau que nous étudions utilise des lignes courtes de longueur maximale 15 km et des niveaux de tension peu élevés : 30 à 60 kV)

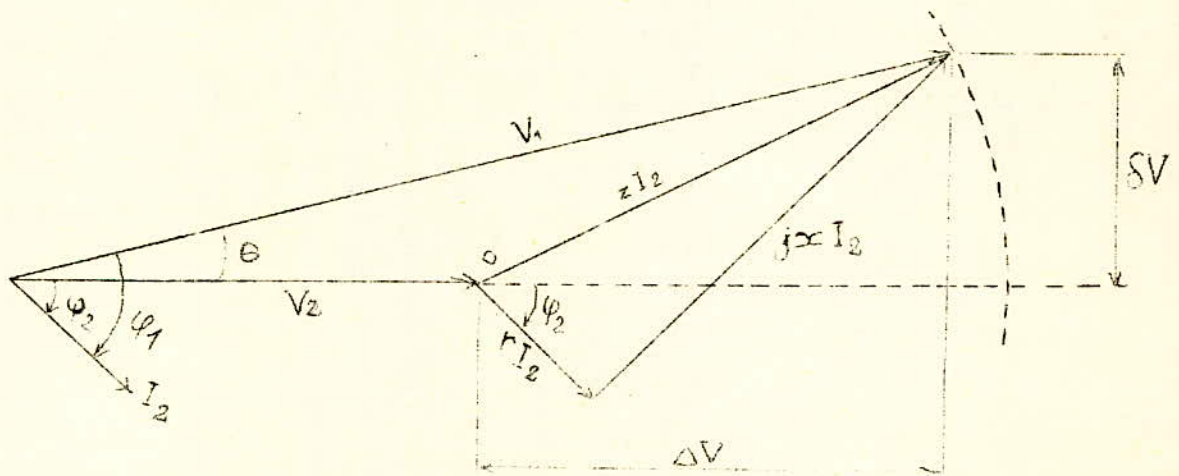
Ainsi, la ligne se réduit à une impédance de liaison $z_p = r + jx$ montée en série avec les deux stations A et B.



1/ - Chûte de tension :

Nous avons le diagramme des variations de tension qui est le suivant :

- on prend pour origine des phases la tension V_2
- on choisit un régime inductif (φ - arrière)



Soit $\Delta V = V_1 - V_2$ = composante de la chute de tension en phase avec V_2

V_1, V_2 = tensions simples au départ et à l'arrivée de la ligne

$(P_1, Q_1) ; (P_2, Q_2)$ = puissances actives et réactives au départ et à l'arrivée de la ligne.

δV = composante de la chute de tension en quadrature avec V_2 . Elle est liée au déphasage θ entre les tensions V_1 et V_2 ,

déphasage qui équivaut à environ 6° entre ces tensions pour une ligne de 100 km transportant sa puissance naturelle (transit de puissance réactive $\neq 0$) quelle que soit la tension au départ et à l'arrivée. C'est une composante qui dépend surtout de la puissance active transportée et de la longueur de la ligne. De ce fait l'angle θ est très petit (ligne courte pas très chargée) ; on peut alors écrire en assimilant OM à ON :

$$a) \quad \Delta V = r I_2 \cos \varphi_2 + x I_2 \sin \varphi_2 \quad \text{chûte de tension simple}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V = \frac{\sqrt{3} r U_2 I_2 \cos \varphi_2 + x U_2 I_2 \sin \varphi_2 \sqrt{3}}{U_2}$$

$$\Delta U = \frac{r P_2 + x Q_2}{U_2} \quad \text{chûte de tension composée.}$$

$$b) \quad \delta V = x I_2 \cos \varphi_2 - r I_2 \sin \varphi_2$$

$$\delta U = \sqrt{3} \delta V = \frac{\sqrt{3} x U_2 I_2 \cos \varphi_2 - r U_2 I_2 \sin \varphi_2 \sqrt{3}}{U_2}$$

$$\delta U = \frac{x P_2 - r Q_2}{U_2}$$

On pourra déterminer de la même façon ΔU et δU en prenant comme origine des phases la tension V_1 . Le calcul est le même :

$$\Delta U = \frac{r U_1 I_1 \sqrt{3} \cos (\varphi_2 + \theta) + x U_1 I_1 \sqrt{3} \sin (\varphi_2 + \theta)}{U_1}$$

$$= \frac{r P_1 + x Q_1}{U_1}$$

$$\delta U = \frac{x U_1 I_1 \sqrt{3} \cos (\varphi_2 + \theta) - r U_1 I_1 \sqrt{3} \sin (\varphi_2 + \theta)}{U_1}$$

$$= \frac{x P_1 - r Q_1}{U_1}$$

car $I_1 = I_2$ et sont en phase.

$$\varphi_1 = \varphi_2 + \theta$$

Résultats :

Connaissant le régime au départ et à l'arrivée d'une ligne, on peut déterminer la chute de tension connaissant l'impédance de cette ligne.

$$\Delta U = \frac{r P_1 + x Q_1}{U_1} = \frac{r P_2 + x Q_2}{U_2}$$

$$\delta U = \frac{x P_1 - r Q_1}{U_1} = \frac{x P_2 - r Q_2}{U_2}$$

Interprétation des grandeurs ΔU et δU :

si $r \ll x \implies \Delta U \approx \frac{xQ}{U}$ et $\delta U = \frac{xP}{U}$

- δU est due essentiellement au transit de puissance active sur la ligne ; elle nous renseigne sur le déphasage entre les tensions de départ V_1 et d'arrivée V_2 .

Quand P. transitée = P. naturelle $\implies \delta U$ est maximum

- ΔU est essentiellement due au transit de puissance réactive sur la ligne.

Quand Q transitée augmente $\implies \Delta U$ augmente.

2/ - Les pertes actives et réactives sur une ligne :

a) Pertes actives :

$$\Delta p = 3r I^2 = r \frac{S^2}{U^2} \quad \Delta p = r \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} = r \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2}$$

b) Pertes réactives :

$$\Delta q = 3x I^2 = x \frac{S^2}{U^2} \quad \Delta q = x \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} = x \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2}$$

- Δp est due à la résistance de la ligne.
- Δq est due à la réactance de la ligne.
- I : le courant est le même le long de la ligne.

Conclusion :

Le transport de l'énergie réactive :

- augmente la chute de tension et les pertes de puissance en ligne.
- complique le système de réglage des tensions sur les jeux de barres.
- diminue la capacité de transport de la ligne.

Donc la nécessité de réduire le transit de puissance réactive est une chose indispensable pour une bonne exploitation du réseau.

On peut voir cette nécessité à travers la relation

$$S_{ad} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

a/ - Pour une ligne : à une puissance apparente admissible donnée on utilise la ligne d'une façon optimale en limitant le transport de l'énergie réactive. Car les lignes sont extrêmement coûteuses ; encore plus coûteuses lorsqu'elles sont installées dans des régions éloignées des zones de fourniture du matériel, et dans des sites à caractère climatique et géographique défavorable pour le montage et l'entretien. Ainsi, le rendement du transport doit être aussi élevé que possible.

b/ - Pour un alternateur : à une puissance apparente nominale donnée, on peut utiliser la machine à un rendement optimal en limitant les échanges du réactif entre la machine et le réseau.

PROGRAMME DE CHARGE JOURNALIER

$P(\text{Mw})$

50

40

20

$t(\text{heures})$

0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24

Ces deux courbes correspondent à la variation de la production journalière des deux centrales existantes HEH et HMS (avec deux groupes de faible puissance appartenant à la SONATRACH)

Nous avons pris au hasard deux programmes de deux journées non consécutives du mois d'octobre 1976

On remarque l'irrégularité de ces variations. La plus part des variations sont lentes; elles sont dues essentiellement à la charge et à la décharge lentes des groupes compresseurs très puissants chez les consommateurs (SONATRACH).

17

14

C O M P E N S A T I O N

Il a été établi que :

$$\Delta U = \frac{r P + x Q}{U} \quad \text{et} \quad \Delta S = \Delta P + j \Delta Q = (r + j x) \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

Finalement le terme Q existe dans ΔU et dans ΔS . Sa diminution réduira les pertes ΔU et ΔS et procurera des économies dans l'exploitation du réseau.

Tandis que P est un terme fixé par les consommateurs, terme que les producteurs d'énergie électrique cherchent à optimiser pour une bonne utilisation du matériel électrique.

I - Energie réactive :

Elle est liée à l'existence des champs électriques et magnétiques.

$$dW = \frac{1}{2} \left(\epsilon \epsilon_0 E^2 + \frac{1}{\mu \mu_0} B^2 \right) dv = \frac{1}{2} \left(\epsilon \epsilon_0 E^2 + \mu^2 H^2 \right) dv.$$

Elle est emmagasinée dans tout volume élémentaire dv de l'espace environnant un conducteur.

La plupart des appareils d'utilisation consomment de l'énergie réactive puisqu'ils fonctionnent grâce à un champ magnétique.

Les transformateurs :

Ils absorbent la puissance réactive de deux façons.

- a) une puissance réactive magnétisante ; elle est nécessaire pour maintenir le champ magnétique dans le noyau. Elle atteint 2 % de sa puissance nominale pour les gros appareils.
- b) une puissance réactive due à la réactance de fuite du transformateur. Elle atteint 13 % de S_n pour les gros appareils.

* Vu le nombre important de transformateurs (chargés) dans les réseaux électriques on peut estimer qu'ils consomment en moyenne une puissance réactive Q de l'ordre de la moitié de la puissance active P transitée par les réseaux.

Les moteurs asynchrones :

en régime normal : $\text{tg } \varphi = 0,75 \text{ à } 1,3$
 au moment du démarrage : $\text{tg } \varphi = 4 \text{ à } 5.$

Les lignes électriques :

- en charge : elles consomment une puissance réactive due à la réactance inductive de la ligne.
- à vide : elles fournissent une puissance réactive due à la réactance capacitive de la ligne entre conducteurs et terre et conducteurs entre eux. Ceci se manifeste surtout dans les lignes THT de grande distance. On peut donner des chiffres pour avoir une idée claire :

a) lignes aériennes :

sous 20 kV	$Q_0 \neq 1$ kVar/km/3 phases
sous 220 kV	$Q_0 \neq 150$ kVar/km/3 phases

b) lignes souterraines :

sous 20 kV	$Q_0 \neq 20$ kVar/km/3 phases
sous 220 kV	$Q_0 \neq 3$ MVar/km/3 phases.

Les machines synchrones :

Consomment ou fournissent de la puissance réactive suivant qu'elles sont sous ou surexcitées.

Généralement pour les machines industrielles on a $\frac{Q \text{ sous}}{Q \text{ sur}} = 0,6$

$Q \text{ sous}$ = elle est fournie en régime sous-excité
 $Q \text{ sur}$ = elle est absorbée en régime surexcité.

Les condensateurs :

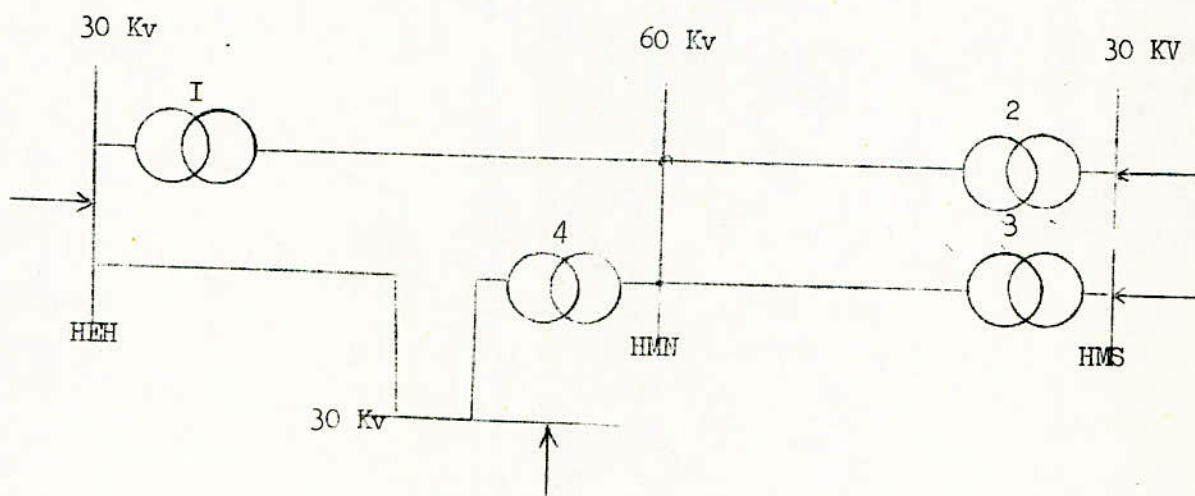
Fournissent de l'énergie réactive (leur choix est préféré chez les consommateurs quand le système de compensation utilisé ne nécessite pas des procédés de réglage compliqués). Ils sont très répandus et groupés sous forme de batteries de plusieurs milliers de kVA.

Les bobines d'inductance :

Consomment de l'énergie réactive. Associées aux condensateurs, ils peuvent jouer le même rôle que les compensateurs synchrones pour satisfaire les besoins d'un réglage quelconque, mais souvent compliqué quand on recherche une efficacité d'intervention dans la compensation automatique des réseaux.

II - Choix et montage des compensateurs -

Représentons schématiquement le réseau du complexe.



Dans la mesure du possible, la puissance réactive doit être produite à l'endroit où elle est consommée. Le fait de contrôler la puissance réactive à l'arrivée de la ligne permet le réglage de la tension à l'arrivée.

Donc, le choix des points correspondant à l'emplacement des différents dispositifs de compensation dépend du sens et de l'importance du transit de puissance sur une ligne.

Le bilan des puissances est donné par le tableau suivant (page 48).

N.B. : le taux d'accroissement de la demande en puissance dans chaque zone, a été estimé approximativement par SONATRACH pour les sept années à venir (voir tableau en page suivante).

Zone de Production	Capacité de production maximum en été à 45°C	Prévision de la consommation jusqu'en 1978		Taux d'accroissement de la consommation annuelle	Demande de puissance Horizon 1985		Réserve tournante	
		Puissance active	Puissance réactive		Puissance active	Puissance réactive	1978	1985
HAOU EL HAMRA (4 groupes)	11 MW (2 groupes en service)	18 MW	13 MVar	2,1 %	21 MW	16 MVar	0 MW	0 MW
HASSI MESSAOUD N (5 groupes)	90 MW (4 groupes en service)	54 MW	40 MVar	1,9 %	62 MW	46 MVar	36 MW	28 MW
HASSI MESSAOUD S (4 groupes)	65 MW (4 groupes en service)	65 MW	48 MVar	1,8 %	73 MW	55 MVar	0	0

Répartition des puissances dans les trois centrales de production :

HAOUD EL HAMRA - HASSI MESSAOUD Sud - HASSI MESSAOUD Nord.

Discussion des situations -

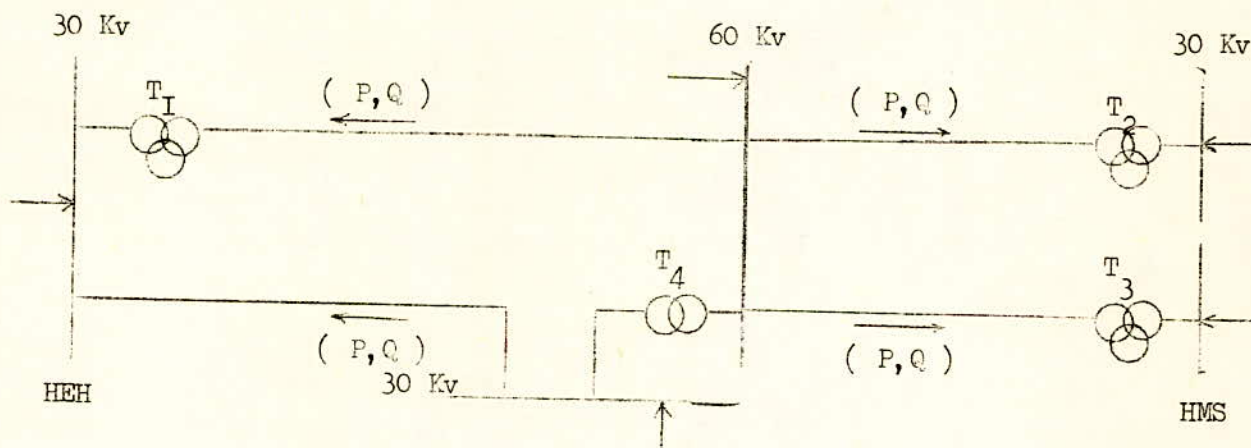
a/ - Réserves tournantes : la réserve tournante est concentrée à HASSI MESSAOUD Nord. Cette réserve couvre largement la puissance du groupe le plus puissant en service qui vient à s'arrêter intempestivement (ou volontairement pour entretien). Toutefois, cette réserve de puissance serait insuffisante au-delà de 1982 et la centrale de HMN devra mettre son cinquième groupe en service sur le réseau, qui assurera à ce moment là un supplément de puissance en réserve de 22 MW.

De même que la puissance disponible est située à HMN qui vient à disparaître au profit de la réserve tournante au-delà de 1982.

b/ - Transit de puissance : il n'y aura pas de transit de puissance entre HASSI MESSAOUD Nord et HASSI MESSAOUD Sud en situation normale jusqu'en 1980. Mais il y aurait transit de HMN vers HMS sur les deux lignes Nord 1 et Nord 2 après 1980. Ce transit serait plus important dans le cas où il y aurait arrêt volontaire ou involontaire d'un groupe en service à HMS.

Vu le faible programme d'extension de la zone de HAOUD EL HAMRA jusqu'en 1985, le transit de puissance entre HEH et HMN sera limité en situation normale et ne dépassera guère 14 MW en situation la plus défavorable.

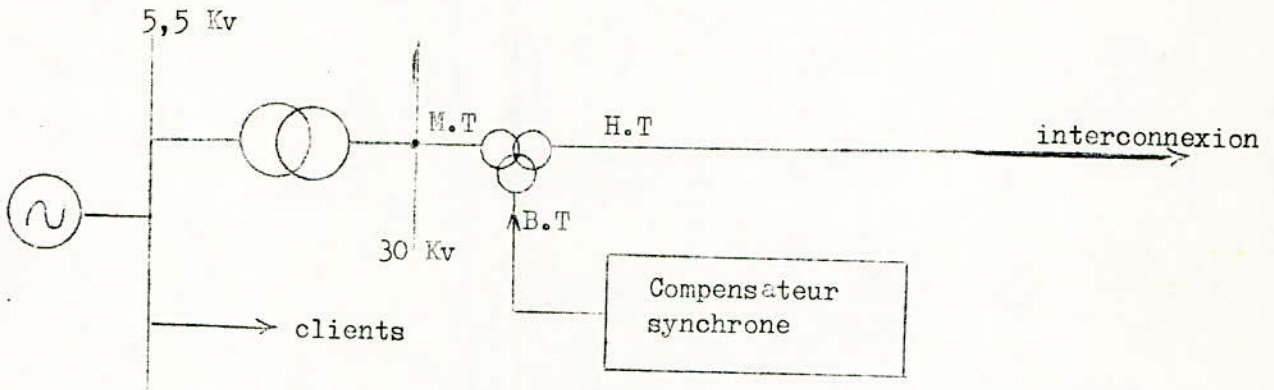
Conclusion :



La configuration du réseau et le sens du transit de puissance nous permettent de décider les mesures à prendre pour le choix de l'emplacement des dispositifs de compensation. D'où l'avantage d'installer un système de compensation à l'arrivée des lignes, c'est-à-dire à HAOUD EL HAMRA et à HASSI MESSAOUD Sud, qui seront les deux zones d'importation d'énergie. Importation qui s'intensifiera dès 1980 avec les extensions industrielles dans chaque zone prévue par SONATRACH.

La solution la plus efficace est celle d'adopter un matériel adéquat pour une configuration du réseau donnée :

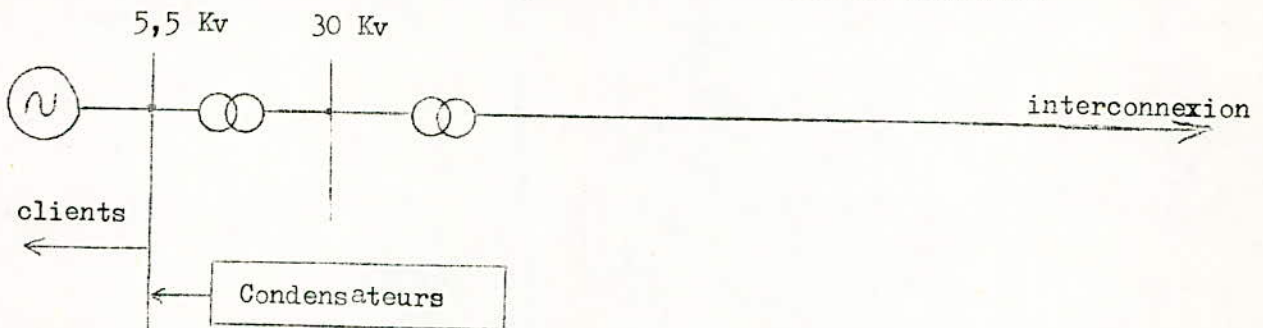
a) Il s'agira de remplacer les transformateurs T1, T2, T3 à deux enroulements par des transformateurs à trois enroulements (HT, MT, BT). Les deux enroulements HT et MT serviront à l'interconnexion et l'enroulement BT sera utilisé à la compensation.



Ce genre de transformateur dont le tertiaire est utilisé pour la compensation a déjà donné des preuves en pratique industrielle. Leur mode de branchement avec les compensateurs synchrones contribue surtout à maintenir la stabilité d'un réseau (grâce à l'inertie de la masse du rotor du compensateur) lors d'un défaut quelconque sur une ligne ou lors d'un appel brusque de courant causé par le démarrage de gros moteurs.

Utilisation des condensateurs comme compensateurs :

Leur emploi est intéressant lorsque la puissance à compenser n'est pas très importante et le niveau de tension pas très élevé. Dans ce cas, il sera avantageux de placer les batteries de condensateurs sur les jeux de barres 5,5 kv à cause de leur mauvaise tenue à des tensions très élevées. Cependant leur utilisation doit être justifiée économiquement à cause des accessoires dont ce matériel doit être doté pour une automatisation complète.



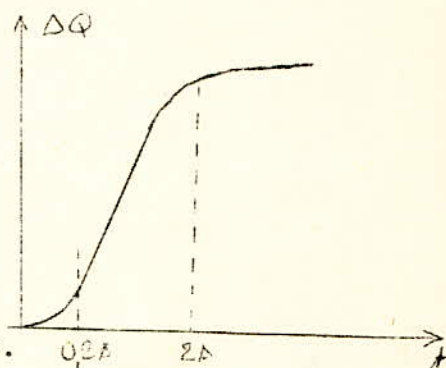
Utilisation des moteurs synchrones pour la compensation :

Les compensateurs synchrones occupent actuellement une place de choix parmi les compensateurs d'énergie réactive. Ils se caractérisent par leur grande aptitude au réglage et sont capables de supporter un taux d'harmonique accru si l'on prend des mesures constructives propres à ces machines. Leur gros avantage est d'exercer grâce à leur énergie cinétique une action stabilisatrice en cas de fortes variations de charge sur le réseau.

Munis d'un système d'excitation rapide et supposés flottant sur le réseau (c'est-à-dire fonctionnant à faible régime de charge), ces compensateurs - en cas d'incident entraînant une baisse de tension sur le réseau - avec leur excitation très rapide vont permettre d'injecter dans le réseau siège du défaut, un appoint de réactif.

L'accroissement ΔQ de la puissance réactive débitée en fonction du temps à l'allure suivante :

La pente de la courbe dans sa partie linéaire, lorsque la tension aux bornes du réseau est à peine influencée par une injection de réactif (à peu près égale au réactif que peut atteindre avec très grande vitesse de réponse 1,5 Sn/seconde.



De tels compensateurs contribuent au maintien de la tension en suppléant rapidement à une brusque défaillance ou à une brusque insuffisance de réactif.

- une brusque défaillance correspond au cas du déclenchement d'une machine surexcitée du réseau.
- une brusque insuffisance correspond au cas de la mise en service d'un groupe de récepteur ou d'un gros moteur, quand les régulateurs de tension des alternateurs sont à fond de course.

Dans les deux cas, la tension baisse alors, il en résulte pour les récepteurs usuels un rappel de courant watté supplémentaire dans les lignes, qui accroît la chute de tension si la réduction de puissance réactive des récepteurs qui accompagne en général une baisse de tension ne suffit pas à compenser cette chute.

Maintien du niveau de tension et réglage de la tension sur les jeux de barres -

Il s'agit de garder un niveau de tension aussi constant que possible sur les jeux de barres qui alimentent les consommateurs pour ne pas perturber le bon fonctionnement de leurs machines de production et de leurs appareils de mesure, de protection, de contrôle de l'exploitation. Ces appareils sont en effet très sensibles aux grandes variations de tension ($\Delta U > 08 \%$), à la fréquence de ces variations et à leur durée.

Mais le réseau du complexe de HASSI MESSAOUD présente une particularité dans son ensemble. L'énergie électrique est livrée sur les lieux mêmes de la consommation et les différentes sources d'énergie sont reliées entre elles afin d'assurer une alimentation continue.

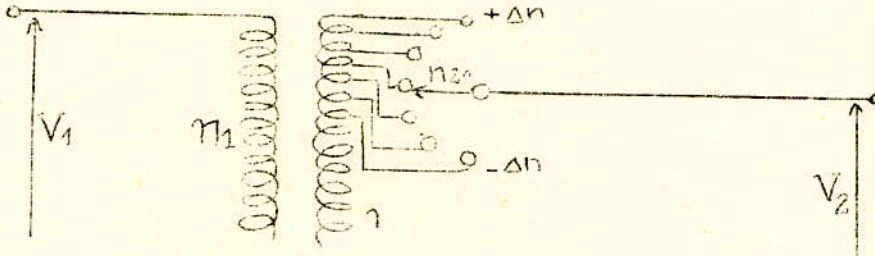
D'où la nécessité de prévoir deux réglages centraux :

- l'un pour les interconnexions,
- l'autre pour la distribution.

On pourra se contenter, dans chaque centrale, de régler le niveau de tension chez les consommateurs par un moyen simple ne demandant pas une automatisation complexe, donc moyen peu coûteux.

Les transformateurs avec changeur de prises -

Industriellement on les utilise pour diverses applications. On dispose de l'un des côtés d'un transformateur (primaire ou secondaire selon l'importance de la tension et le couplage des enroulements) un commutateur permettant de modifier le nombre de spires n_1 ou n_2 utilisées (opération qui s'effectue généralement au moyen d'un moteur commandé à distance). Par conséquent le rapport de transformation des tensions primaire et secondaire va varier.

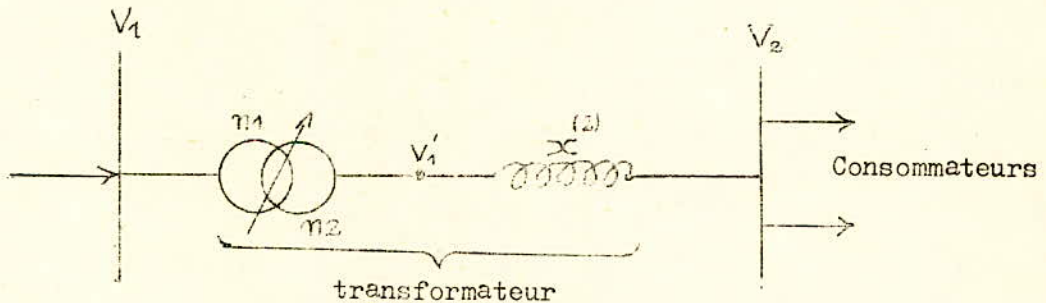


Le réglage se fait en charge grâce à une disposition judicieuse des contacts du commutateur et à la juxtaposition de deux contacts-curseurs solidaires d'une tige isolante. Cette disposition constructive permet un réglage continu à vide et en charge.

Nous allons préciser l'une des principales applications :

- Réglage de la tension secondaire à tension primaire

$V_1 = \text{constante} :$



On désire obtenir une tension secondaire à pleine charge égale à la valeur à vide, pour compenser la chute de tension.

Regardons le transformateur du côté secondaire (figure).

on a : $V_2 = V_1' + jx^{(2)} I_2 \quad (r^{(2)} \neq 0)$

à vide : $V_{20} = V_1 \frac{N_{20}}{N_1} = V_1'$ (sur la prise médiane)

$\Rightarrow \frac{V_1}{N_1} = \frac{V_{20}}{N_{20}}$

en charge : $V_{2ch} = V_{1ch}' + jx^{(2)} I_2$ avec $V_{1ch}' = \frac{N_{2ch}}{N_1} V_1$

Les relations obtenues à vide et en charge nous permettent d'écrire

$$V'_{1ch} = V_{20} \frac{N_{2ch}}{N_{20}} \quad \text{On aura donc en charge :}$$

$$V_{2ch} = V'_{1ch} + jx^{(2)} I_2 = V_{20} \frac{N_{2ch}}{N_{20}} + jx^{(2)} I_2$$

On veut avoir $V_{2ch} = V_{20}$ (tension en charge = tension à vide)

$$\text{donc } V_{20} = V_{20} \frac{N_{2ch}}{N_{20}} + jx^{(2)} I_2$$

$$\text{soit } N_{20} = N_{2ch} - N_{20} x^{(2)} \frac{I_{2div}}{V_{20}} \quad (\text{pour une charge inductive})$$

$$\text{et } N_{20} = N_{2ch} + N_{20} x^{(2)} \frac{I_{2div}}{V_{20}} \quad (\text{pour une charge capacitive})$$

$$\text{ou bien } N_{2ch} = N_{20} (1 \pm x \%) = N_{20} \pm N_{20} x \%$$

$$N_{2ch} = N_{20} \pm \Delta N$$

$$\text{avec } x \% = x^{(2)} \frac{I_{2div}}{V_{20}} \quad \text{réactance inductive en \%}$$

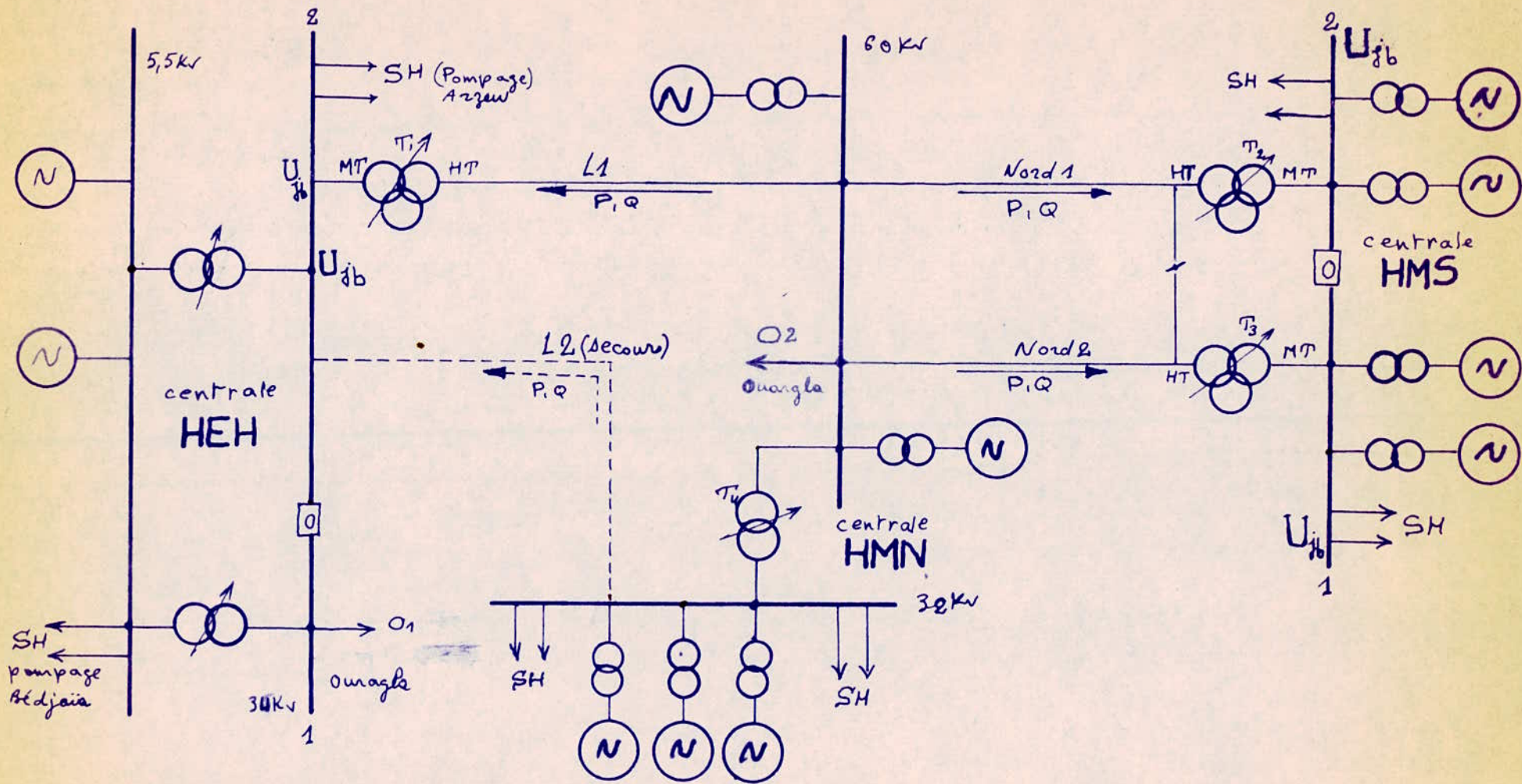
et ΔN = nombre de spires supplémentaire ou complémentaire.

CALCUL DES CHUTES DE TENSION

Les moyens de réglage pour l'ajustement des niveaux de tension étant situés d'une part à HAUD EL HAMRA, d'autre part à HASSI MESSAOUD Sud qui sont les deux centres d'importation d'énergie électrique, les tensions 32 kV et 60 kV sur les jeux de barres de HASSI MESSAOUD Nord seront prises comme valeurs de référence (tension de départ).

Lignes	Réglage - Transformateur à changeur de prises	Fonctionnement sur le réseau
Nord 1 (60 kV)	$T_{1n} \quad (U \pm 15 \times 1,2 \%)$	- Nord 1 ET Nord 2
Nord 2 (60 kV)	$T_{2n} \quad (\quad " \quad)$	- Nord 1 OU Nord 2
L 1 (60 kV)	$T_{4H} \quad (U \pm 12 \times 1,5 \%)$	- L 1 OU L 2
L 2 (30 kV)	$T_{1H} \text{ ou } T_{2H} \quad (U \pm 8,3 \%)$	(L 2 ligne de secours)
O 1 (30 kV)	$T_{3H} \quad (\quad " \quad)$	- O 1 OU O 2
O 2 (60 kV)	$T_{3H} \quad (\quad " \quad)$	(O 1 ligne de secours)
F 1 (30 kV)	Poste OM 1 (District)	- F 1 OU F 2
F 2 (30 kV)	Poste OM 1 (District)	(F 1 ligne de secours)

C'est-à-dire qu'à l'extrémité de chaque ligne on calculera la tension d'arrivée connaissant les chûtes de tension respectives. Les valeurs trouvées seront théoriquement les valeurs qu'il faudra fixer sur les jeux de barres à HEH et à HMS et sur les différents postes de distribution. On fera un calcul pour les situations de 1978 et de 1985 avec les régimes les plus défavorables.



O disjoncteur ouvert
 --- ligne secours

. Pertes de puissance en ligne : $\Delta P = r \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$ et $\Delta q = x \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$

. Courant en ligne : $I = \frac{S}{U \sqrt{3}}$

. Chûte de tension en ligne : $\Delta U_l = \frac{r P + x Q}{U}$

. Chûte de tension dans les transformateurs : $\Delta U_t \approx \frac{U_s}{100} \frac{S}{S_n} U$

. Chûte de tension totale : $\Delta U = \Delta U_l + \Delta U_t$

. Tension à fixer sur les jeux de barres d'arrivée :

$$U_{jb} = \frac{(U - \Delta U)}{m} ; m = \text{rapport de transformation}$$

. Les données caractéristiques (machine, ligne, puissance de transit) sont décrites dans les tableaux page

. Chûte de tension admissible sur les lignes : $\Delta U_{ad} \leq 10 \%$
 $\Delta U_{ad} \leq 15 \%$ pour 01

1 - Situation 1978 -

Ligne	U kV	P transité MW	Q transité MVar	I Ampère	ΔP kW	Δq kVar	ΔU_l kV	ΔU_t kV	U_{jb} kV
Nord 1 et	60	0	0	0	0	0	0	0	31,7
Nord 2	60	0	0	0	0	0	0	0	31,7
L 1 ou	60	7	5,3	85	70	175	0,8	4,18	32
L 2	32	7	5,3	160	250	660	1,5	-	30,5
O 1 ou	36	5	4	103	700	740	5,30	-	29,45
O 2	60	5	4	60	300	317	5,1	-	54,9

2 - Situation 1985 -

Ligne	U kV	P transit MW	Q transit MVar	I Amp.	ΔP kW	Δq kVar	ΔU_l kV	ΔU_t kV	U_{jb} kV
Nord 1 et Nord 2	60	5	3,7	60	25,3	64,3	0,565	2,8	30
L 1 ou L 2	60	12	9	145	148	357	1,37	7,2	30
O 1 ou O 2	32	12	9	270	530	1340	2,57	-	29,43
	36	6	4,5	124	960	1000	6	-	28,8
	60	6	4,5	72	184	467	3,4	-	56,6

3 - Autres cas à envisager -

a) Arrêt du groupe le plus puissant à HMS en situation 1978. Il faudra dans ce cas importer une puissance de HMN dont la valeur moyenne est de 16 MW par les deux lignes Nord 1 et Nord 2. Supposons que ce transit se répartisse (8 + 8) MW sur ces deux lignes, dans ce cas nous aurons :

Ligne	U kV	P transit MW	Q transit MVar	I Amp.	ΔP kW	Δq kVar	ΔU_l kV	ΔU_t kV	U_{jb} kV
Nord 1 et Nord 2	60	8	6	96	66	168	0,92	3,32	29,4
	60	8	6	96	66	168	0,92	3,32	29,4

b) Même cas que a) mais en situation 1985. Cependant la puissance à importer de HMN sera égale à la puissance moyenne débitée par un groupe + la puissance transitée (avec les 4 groupes) en situation 1985 soit 16 + (73 - 65) c'est-à-dire 24 MW. Supposons ce transit (12 + 12) MW réparti sur les deux lignes Nord 1 et Nord 2, nous aurons :

Ligne	U kV	P transit MW	Q transit MVar	I Amp.	ΔP kW	Δq kVar	ΔU_l kV	ΔU_t kV	U_{jb} kV
Nord 1 et Nord 2	60	12	9	145	148	357	1,37	5	28,4
	60	12	9	145	148	357	1,37	5	28,4

c) Augmentation notable de la puissance de consommation à OUARGLA pendant les périodes très chaudes (où les moyens de climatisation sont en service). Il faut s'attendre dans ce cas à une pointe de puissance de 7 MW pouvant durer au moins une heure pendant la journée aux environs de 1985. Nous aurons pour cette situation :

Ligne	U kV	P transit MW	Q transit MVar	I Amp.	ΔP kW	ΔQ kVar	ΔU_1 kV	ΔU_t kV	U_{jb} kV
O 1 ou O 2	36	7	5,25	144	1 300	1 380	7,4	-	27,4
	60	7	5,25	84	250	640	4	-	56

Vérification des chûtes de tension -

On calcule la chute de tension sur chaque ligne en pourcentage :

$$\Delta U (\%) = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \times 100$$

Les conditions d'exploitation imposent :

$$\Delta U (\%) \leq \Delta U \text{ admissible}$$

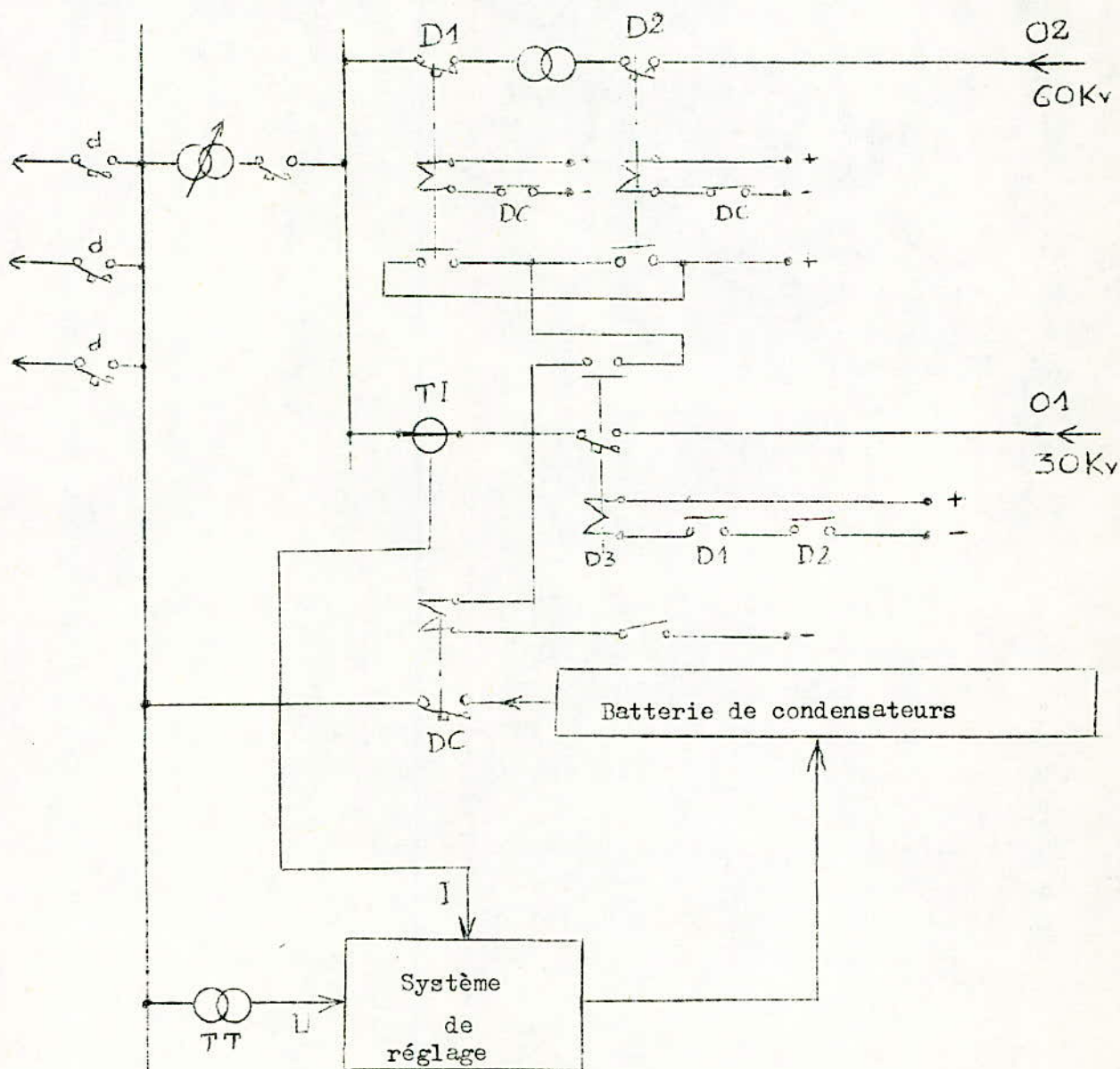
Situation	Ligné	$\Delta U (\%)$ admissible	$\Delta U (\%)$ calculée	Observations
1 9 7 8	Nord 1	10 %	0	-
	Nord 2	10 %	0	-
	L 1	10 %	1,33 %	bon
	L 2	10 %	4,7 %	bon
	O 1	15 %	14,6 %	bon
	O 2	10 %	8,5 %	bon
1 9 8 5	Nord 1	10 %	0,94 %	bon
	Nord 2	10 %	0,94 %	bon
	L 1	10 %	2,28 %	bon
	L 2	10 %	8 %	bon
	O 1	15 %	16,7 %	mauvais
	O 2	10 %	5,65 %	bon

Conclusion -

1/ - En situation 1985, la ligne secours O 1 (36 kV) de OUARGLA est surchargée. Elle ne peut être disponible au-delà de 1982 à cause des pertes très grandes sur cette ligne.

Cependant, la compensation de ces pertes à l'arrivée de cette ligne nous donne la possibilité de rendre cette ligne disponible. Cette compensation utilisera des batteries de condensateurs qui injecteront de la puissance réactive sur le jeu de barres qui dessert les différents postes de distribution de la ville de OUARGLA.

Le transit de puissance réactive sera minime, le courant en ligne va diminuer et les pertes et chûtes de tension seront plus réduites.



d : disjoncteurs desservant les postes de distribution

.../...

Mode de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement du montage précédent est décrit par le diagramme des phases suivant :

D 1	XX	XX		
D 2	XX	XX		
D 3			XX	XX
D C				XX
Résultat	Ligne O 2 en service	Lignes O 1 et O 2 en service	Ligne O 1 en service	Ligne O 1 avec dispositif de compensation en service.

2/ - En situation 1985, la ligne de secours L 2 (30 kV) est **surchargée**. Vu la contrainte vieillesse de cette ligne, elle ne pourra supporter ce report de charge. Par conséquent, il faut procéder au délestage dans les secondes qui suivent le déclenchement de la ligne L 1. On pourra par exemple adopter la solution suivante :

- a) Ouvrir les disjoncteurs de couplage des jeux de barres 5,5 kV et jeu de barres 2 - 30 kV ; dans ce cas la ligne L 2 transitera quelque 6 MW pour l'alimentation de la station de pompage SKIKDA - ARZEW, prise sur le jeu de barres 2 - 30 kV.
- b) Couper l'alimentation pour au moins un des cinq moteurs de la station de pompage BEJAIA, branchés sur le jeu de barres 5,5 kV.

⌘ Ces opérations a) et b) conduisent à faire fonctionner la centrale de HAOUJ EL HAMPA en autonome pendant un temps qui sera supérieur à $t = 15 \text{ mn} + T =$ temps de manoeuvre des disjoncteurs et de démarrage du troisième groupe + temps (T) de remise à jour de la ligne principale L 1 (60 kV) avariée. Le temps T dépend de l'importance des dégâts sur la ligne L 1.

3/ - Les tensions calculées U_{ib} sont les tensions théoriques à la sortie de l'enroulement secondaire MT des transformateurs à trois enroulements qui sont reliés sur le jeu de barres 30 kV.

Ces tensions sont ajustables à l'aide des prises de réglage secondaires :

- . 30 kV \pm 2 x 2,5 % (5 positions) pour les transformateurs T 2 et T 3.
- . 30 kV \pm ΔV % pour le transformateur T 1.

Ce réglage supplémentaire permet de fixer et de niveler définitivement les tensions sur les jeux de barres 30 kV qui desservent les clients.

4/ - La nécessité d'une compensation de l'énergie réactive donc de la chute de tension dans les lignes et les transformateurs se trouve être bien justifiée dès 1985. Les résultats de cette compensation seront très intéressants dans la mesure où l'on arrive à obtenir un gain de puissance (en regard de la capacité de transport) sur la marge de sécurité qui tient compte des contraintes d'exploitation des différentes lignes L 1, L 2, Nord 1 et Nord 2.

Nous illustrons cette nécessité en faisant un calcul pour une situation défavorable de 1985.

$$\Delta P = r \frac{P^2 + (Q - q)^2}{U^2} \quad \text{et} \quad \Delta q = x \frac{P^2 + (Q - q)^2}{U^2}$$

$$I = \frac{S'}{U \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - q)^2}}{U \sqrt{3}}$$

$$\Delta U_1 = \frac{r P + x (Q - q)}{U}$$

$$\Delta U_t \# \cdot \frac{u \%}{100} \frac{S'}{S_n} U = \frac{u \%}{100} \frac{\sqrt{P^2 + (Q - q)^2}}{S_n} U$$

q = puissance réactive injectée à HMS et HEH.

Supposons que les moyens de compensation nous permettent d'injecter 5 MVar à HEH et 10 MVar à HMS soit 5 MVar sur chaque ligne Nord 1 et Nord 2.

On reprend le tableau de la page 57

Ligne	U kV	P transit MW	(Q - q) transit MVar	I Amp.	ΔP kW	Δq kVar	ΔU ₁ kV	ΔU _t kV	U _{jb} kV
Nord 1 ET	60	12	9 - 5	122	100	265	0,875	4,2	29
Nord 2	60	12	9 - 5	122	100	265	0,875	4,2	29

et également le tableau de la page 57

Ligne	U kV	P transit MW	(Q - q) transit MVar	I Amp.	ΔP kW	Δq kVar	ΔU ₁ kV	ΔU _t kV	U _{jb} kV
L 1 OU	60	12	9 - 5	122	100	265	0,875	6,1	30,8
L 2	32	12	9 - 5	228	350	930	1,64	-	30,36

En comparant les résultats obtenus avant et après compensation, nous remarquons que les courants et les pertes ont diminué largement, les tensions d'arrivée sur les jeux de barres ont augmenté sensiblement.

Economiquement, cette compensation est utilement nécessaire au-delà de 1985, elle soulagera l'ensemble du réseau pendant les heures d'indisponibilité des groupes et surtout pendant le fonctionnement en régime perturbé des lignes.

Remarque :

Les cahiers de charge autorisent des variations de tension n'excédant pas $\pm 5 \%$.

Sur les jeux de barres 30 kV à HHH, le réglage de la tension se fait manuellement à partir de la salle de contrôle par un commutateur actionnant l'élément de réglage (Régleur) des transformateurs 5,5/30 kV.

Ce mode de réglage exige une surveillance continue et difficile ; il peut être acceptable dans la mesure où les variations de tension et leur durée sont connues d'avance et inscrites dans le programme de charge, ce qui ne sera pas le cas à partir de 1978 où la fréquence des fluctuations de tension sera plus importante (surtout en été où les programmes de charge seront très variés) et se manifesterà d'une manière tout à fait aléatoire.

a) Les conséquences de ce mode de réglage se répercuteront directement sur la tension d'arrivée chez les distributeurs et chez les usagers en particulier. Conséquences qui leur seront préjudiciables surtout quand l'amplitude des variations est importante ($\approx 14 \%$) et durable (ceci concerne le jeu de barres 1 - 30 kV qui dessert la ligne 0 1 départ sur OUARGLA.

b) Les conséquences se répercuteront également sur la bonne exploitation de la ligne L 1 ou L 2. Nous pouvons considérer la centrale de HMN comme étant une source de puissance infinie, c'est-à-dire que les tensions sur les jeux de barres 30 et 60 kV sont constantes. Si la tension varie dans de très larges limites sur le jeu de barres 2 de HHH on observera des échanges de réactif très importants entre les machines et le réseau ; échanges qui pourront altérer le bon fonctionnement des machines à HHH d'une part et de la ligne L 1 ou L 2 d'autre part.

Pour cela, il est indispensable de faire acte sur la nécessité d'installer des systèmes automatiques de réglage de la tension sur les jeux de barres 1 et 2 à HAOUD EL HAMRA. Le procédé peut être simple et économique : il s'agit d'introduire dans le circuit commande du moteur actionnant l'élément de réglage sur le transformateur un système asservissant la tension par comparaison d'un niveau de tension consigné à une valeur affichée.

Ces régulateurs sont adaptés à n'importe quel type de régleur et aussi bien dans le cas où il n'existe qu'un seul transformateur que dans le cas où il existe plusieurs transformateurs en parallèle.

Avantages :

Lorsque l'automatisation du réglage de la tension sera entièrement acquise (dans tout le complexe de HASSI MESSAOUD), l'exploitation de ce réglage permettra d'obtenir :

- en régime peu perturbé, le maintien automatique d'un plan correct de tension sur tout le réseau.
- pour certains régimes particuliers, la modification aisée et rapide du plan de tension du réseau, destiné principalement à assurer la sécurité de fonctionnement.

3ème Partie

Appareils de Protection

LES APPAREILS DE PROTECTION

Introduction -

Lors d'un défaut sur un appareil ou sur un élément d'un réseau de transmission d'énergie électrique, il se produit des phénomènes qui engendrent des destructions (amorçage d'arc, contraintes électro-dynamiques sur les lignes et dans les transformateurs). Ces phénomènes néfastes peuvent endommager une bonne partie du réseau, réduire la durée de vie du matériel et porter préjudice au bon fonctionnement du réseau. Il nous faudra donc intervenir à temps (rapidité), éliminer la partie en défaut (sélectivité) et déceler le point siège du défaut (sensibilité). Pour cela, nous devons doter l'ensemble des éléments constitutifs du réseau d'appareils qui auront la possibilité d'assurer les conditions énumérées ci-dessus :

- Rapides : pour que le défaut n'ait pas le temps de se propager sur l'ensemble du réseau.
- Sensibles : pour déceler l'emplacement du défaut quelles que soient les conditions d'exploitation du réseau.
- Sélectifs : pour n'isoler que la partie défectueuse encadrée par les disjoncteurs (exemple : isoler un tronçon de ligne défectueux par l'ouverture des deux disjoncteurs placés aux deux extrémités).

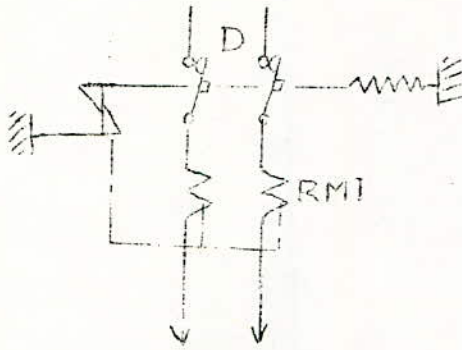
Systèmes de protection -

Ce sont des dispositifs utilisant des relais (électromagnétique, électrodynamique, à induction, etc...) qui surveillent en permanence les éléments de différentes parties du réseau (machines, transformateurs, jeux de barres, lignes, etc...).

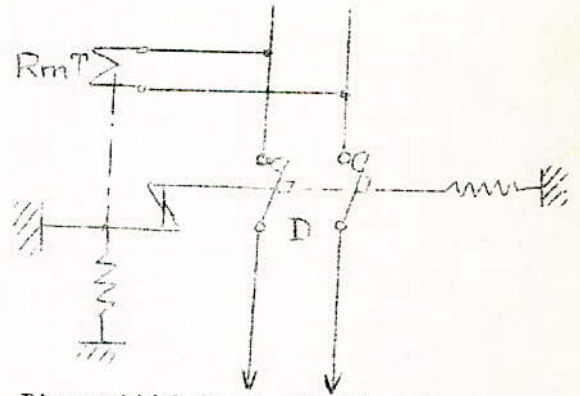
Dès l'apparition d'un défaut (amorçage d'arc, surcharge anormale, court-circuit bi, tri, ou monophasé), les relais ainsi branchés sur cette partie défectueuse entrent en action et donnent l'ordre d'exécution de la manoeuvre (ouverture du disjoncteur).

Les appareils de protection sont de plus en plus perfectionnés. Ils utilisent actuellement des relais statiques et sont capables d'analyser et de comparer le signal qu'ils reçoivent avant de donner l'ordre d'exécution d'une manoeuvre (par exemple, il ne faut pas que l'appareil de protection donne l'ordre d'ouverture du disjoncteur lors d'une instabilité qui se caractérise généralement par une oscillation passagère de la puissance dans le réseau). A ce titre un appareil de protection doit être muni d'un système de blocage de fonctionnement (contrordre).

Les appareils de protection les plus simples sont les relais électromagnétiques à action directe, encore utilisés pour la protection des appareils électro-domestiques en basse tension.



Dispositif de protection à max. de courant.



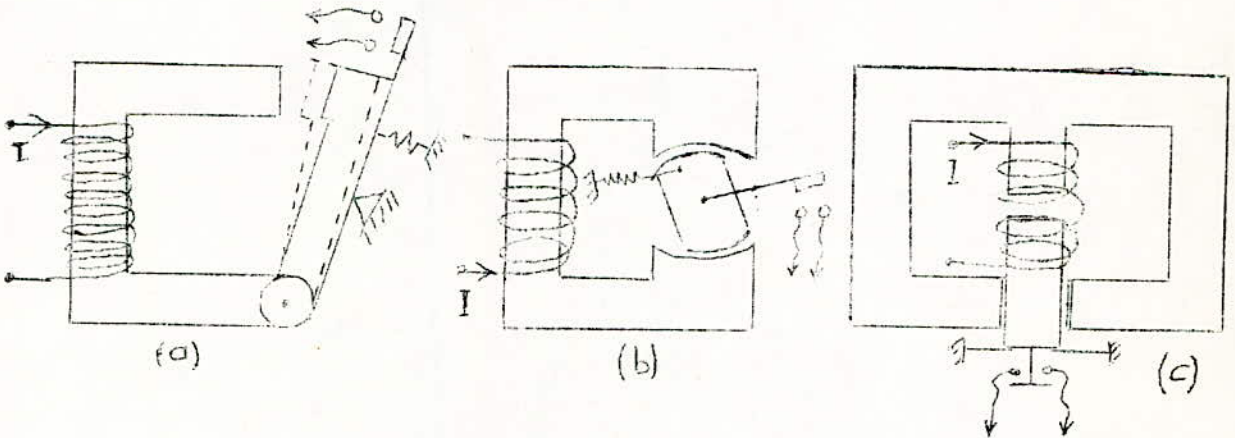
Dispositif de protection à min. de tension.

Les automates de protection -

Plusieurs types de relais trouvent leur application dans les dispositifs de protection : relais de courant, relais de tension, relais de puissance, relais d'impédance.

La construction de ces relais utilise les principes de construction des divers types d'appareils de mesures : relais électromagnétique, relais à induction, relais électrodynamique, relais thermique, etc...

a) Relais électromagnétique :



C'est un circuit magnétique déformable, il peut être constitué soit par un entrefer dont l'épaisseur est variable et la surface constante (fig. a), soit par un entrefer dont l'épaisseur est constante et la surface variable (fig. b), soit enfin par une armature fixe avec un noyau plongeur dont la position d'équilibre est réalisée soit par un ressort soit par son propre poids.

Son bobinage est capable de créer un champ magnétique qui agit sur la partie mobile. La force électrodynamique est proportionnelle à ϕ^2 , donc

$$C_m = k \phi^2 = K I^2 r = \text{couple moteur.}$$

I = courant instantané dans le bobinage du relais

$$C_m \geq 0 \text{ quel que soit le sens du courant à cause de } I_r^2$$

Le réglage du courant de seuil (I_g) se fait soit à l'aide du couple antagoniste initial, soit à l'aide de la variation de la position initiale de l'armature (variation de l'entrefer).

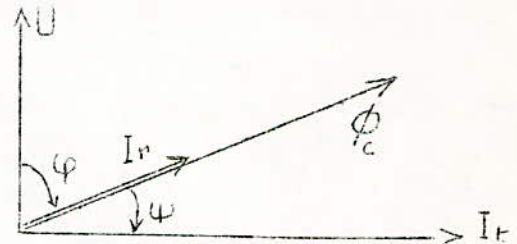
Les relais électromagnétiques sont des relais à action instantanée. Ce sont des relais de mise en route, ils réagissent dès l'apparition d'un défaut. Ils ne peuvent pas être utilisés directement comme relais temporisés ; pour cela on est conduit à introduire dans le circuit de protection un autre relais temporisé qui peut également jouer le rôle de relais auxiliaire alimenté par une source indépendante (contraire aux relais à action instantanée qui puisent de l'énergie directement sur la source même du défaut).

b) Relais à induction :

Ces appareils sont très utilisés aujourd'hui à cause de leur avantage principal de réaliser plusieurs combinaisons dans la détection que l'on veut obtenir. Ils sont basés sur le même principe que les compteurs à induction et les autres appareils de mesure du type d'induction.

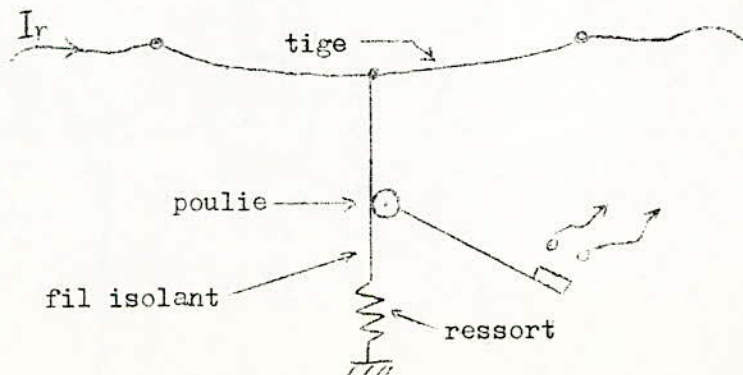
c) Relais électrodynamique :

Pour obtenir un relais électrodynamique, il suffit de remplacer la partie mobile d'un circuit magnétique d'un relais à induction par un cadre mobile autour d'un axe. Ce cadre porte une bobine tension et est maintenu à sa position d'équilibre par un ressort en spirale. Il est soumis à un couple proportionnel au produit $\phi_c I_t \cos \psi$



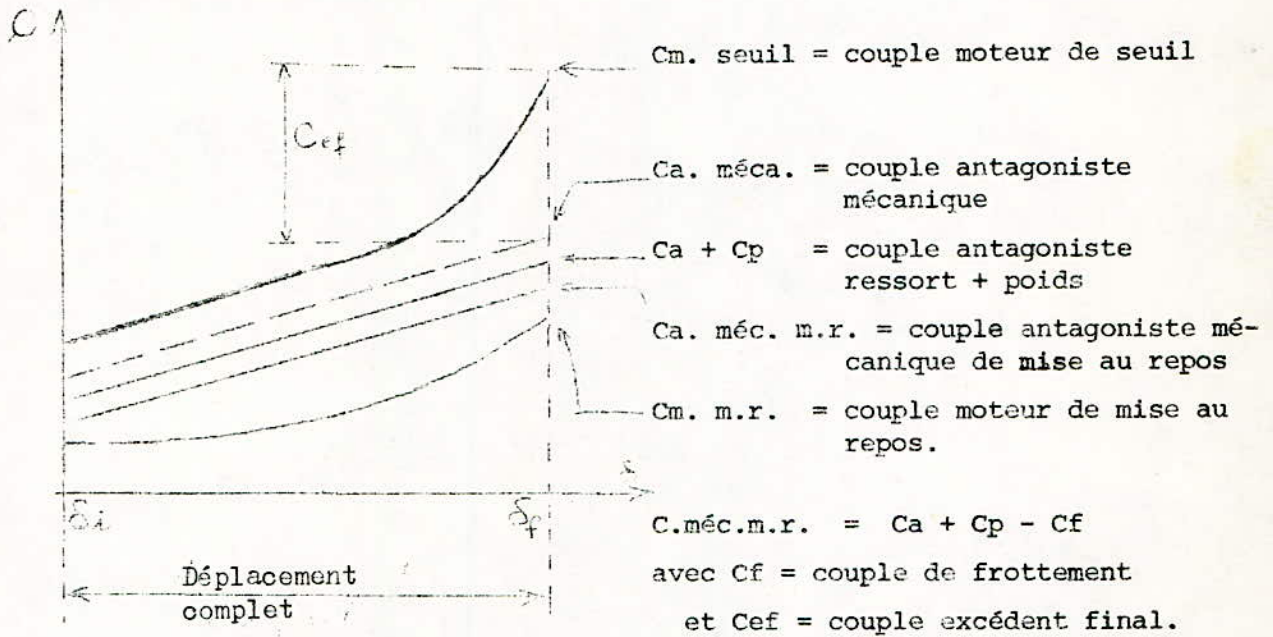
d) Relais thermique :

Ces relais utilisent le principe de la dilatation thermique d'une tige spéciale conductrice du courant. Cette dilatation produit une déformation proportionnelle au courant qui traverse la tige ; on exploite cet effort de déformation pour entraîner un mécanisme de mesure ou de détection.

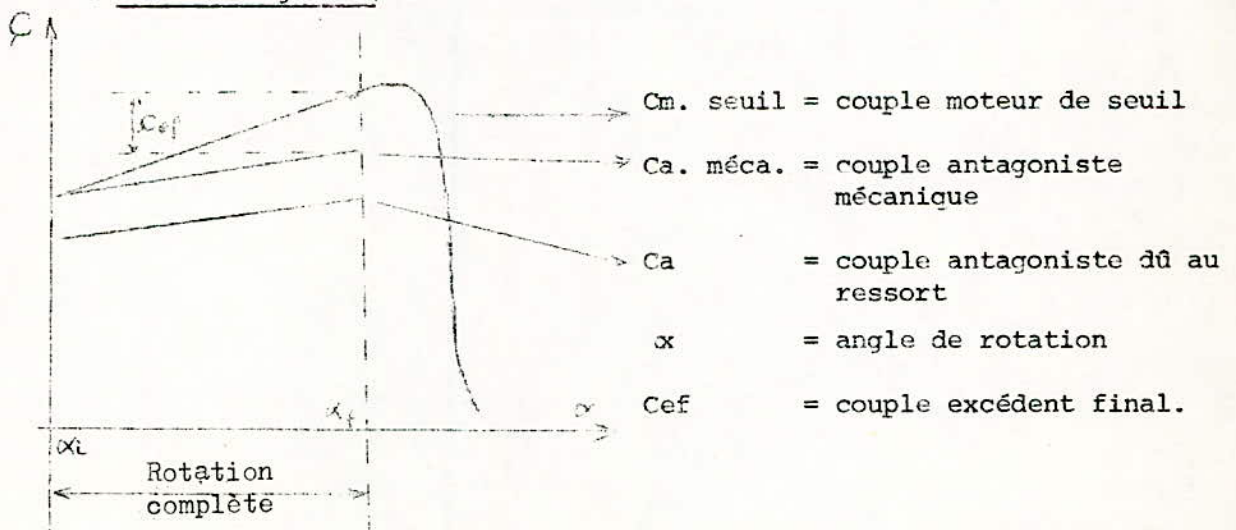


Les figures ci-dessous représentent les différents couples en fonction du déplacement de l'armature de sa position initiale à la position finale.

. Pour la figure a) :



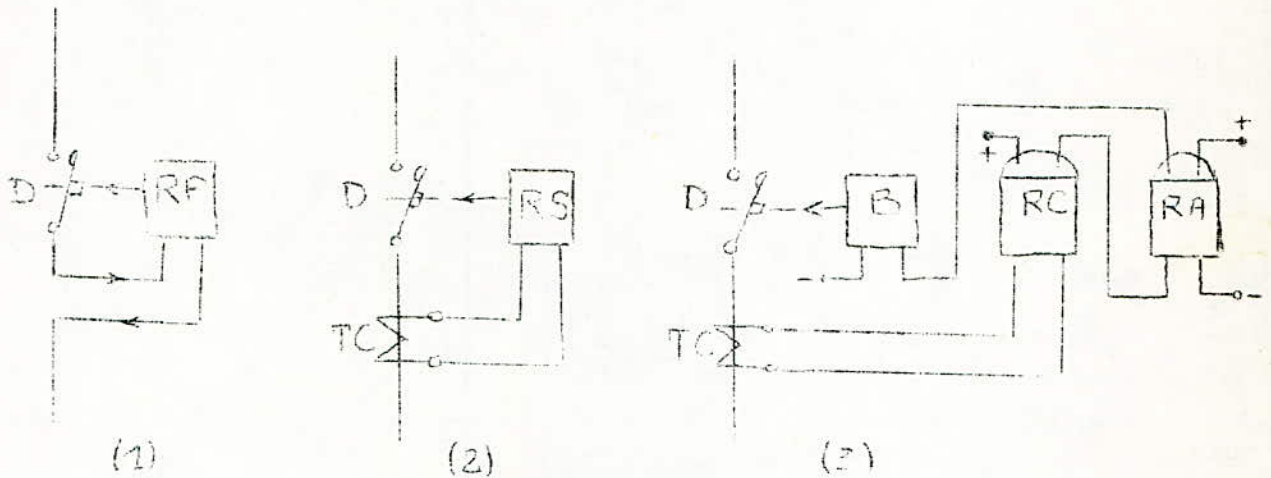
. Pour la figure b) :



* Pour les deux cas de figure, l'allure des courbes est à peu près la même dans la zone de travail.

Principe de la détection instantanée -

Il existe deux types de détection :



- . Figure 1 : c'est une détection avec relais primaire à action directe (utilisée en basse tension).
- . Figure 2 : c'est une détection avec relais secondaire à action directe.
- . Figure 3 : c'est une détection avec relais secondaire à action indirecte.

D = disjoncteur

TC = transformateur de courant

B = système de déclenchement du disjoncteur (bobine)

RC = relais de courant à action instantanée

RA = relais auxiliaire.

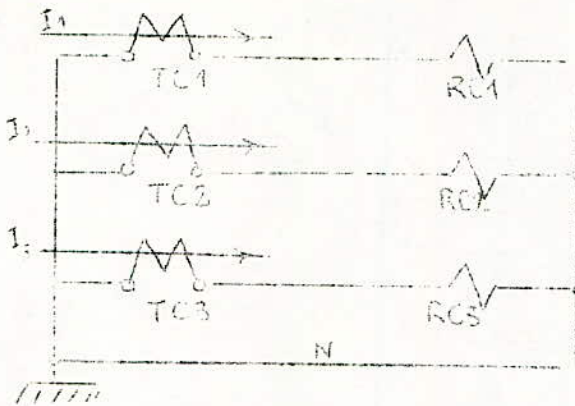
La détection avec relais secondaire à action indirecte a trouvé une large utilisation dans plusieurs types de dispositif de protection.

Discussion : quand le courant dans le circuit primaire atteint une grandeur déterminée à l'avance appelée "courant de seuil" (I_S), le relais RC se met à fonctionner et actionne le relais auxiliaire RA. Ce dernier agit sur le système de déclenchement du disjoncteur (bobine).

Donc, les transformateurs TC constituent la source d'information de l'état du circuit et le circuit secondaire est un circuit d'opérations qui sert à réaliser quelques actions successives des contacts pour amener l'ouverture du disjoncteur.

* Les divers schémas de connexion des transformateurs de courant et de relais sont :

a) - Principe de montage en étoile complet :



(3 relais + 3 transfo. courant)

S'il n'y a pas de saturation, les courants primaires et secondaires sont proportionnels.

Régime symétrique : $I_1 + I_2 + I_3 = 0$

Le courant dans le fil neutre N est nul.

Régime dissymétrique: $I_1 + I_2 + I_3 \neq 0$

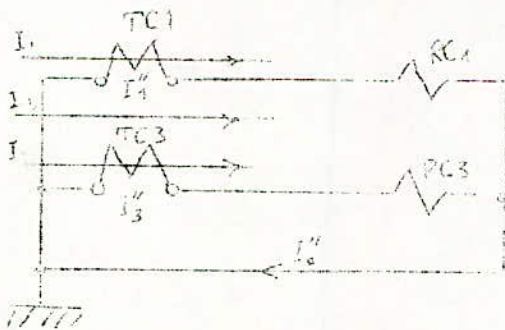
Il existe un courant dans le fil neutre N.

Le fil neutre est donc obligatoire.

Nous introduisons dans cette étude un coefficient K_m appelé coefficient de montage.

$$I_{TC} = I_{RC} \implies K_m = 1$$

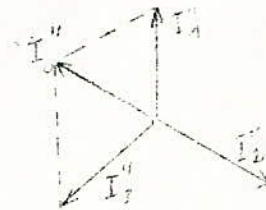
b) - Principe de montage incomplet :



(2 relais + 2 transfo. courant)

En régime symétrique on a :

$$I''_0 = -I''_2 = I''_1 + I''_3$$

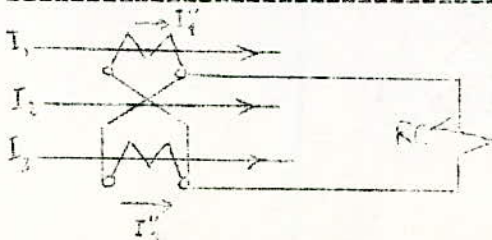


Si un défaut apparaît sur la phase 2, il ne sera pas détecté par le système.

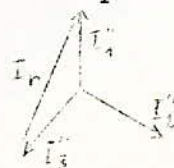
$K_m = 1$ car

$$I_{TC} = I_{RC}$$

c) - Principe du montage à courant soustractif :



$$I_r = I''_1 - I''_3$$



$$I_r = \sqrt{3} I''_1$$

$$K_m = \sqrt{3}$$

* Donc K_m est fonction du montage adopté.

.../...

Réglage de la protection :

On choisit un courant de seuil qui provoque le fonctionnement du dispositif de protection de la façon suivante :

$$I_{\text{seuil}} > I_{\text{max. nominal}}$$

On le détermine rapidement par la relation

$$I_{\text{seuil}} = \frac{K_s \cdot K_d \cdot K_m}{K_r} \cdot \frac{I_{\text{max. nom.}}}{\eta}$$

- . I_{seuil} = courant de seuil de la protection. C'est le courant minimum qui provoque le fonctionnement du dispositif de protection.
- . $I_{\text{max. nom.}}$ = courant maximum en régime normal.
- . K_s = coefficient de sécurité de fonctionnement ; il tient compte des erreurs de relais et de calcul. Sa valeur varie entre 1,1 et 1,25.
- . K_r = pourcentage de retour.
= 1 pour un relais idéal,
= 0,85 à 0,9 pour un relais réel ; il dépend du mode de construction des relais, de leurs paliers, etc...
- . K_d = coefficient de démarrage. Dans les systèmes de distribution moderne où les récepteurs sont surtout des moteurs asynchrones, le courant d'appel est très important, on prend alors $K_d = 2$ à 3.
- . K_m = coefficient de montage.
- . η = rapport de transformation des TC.

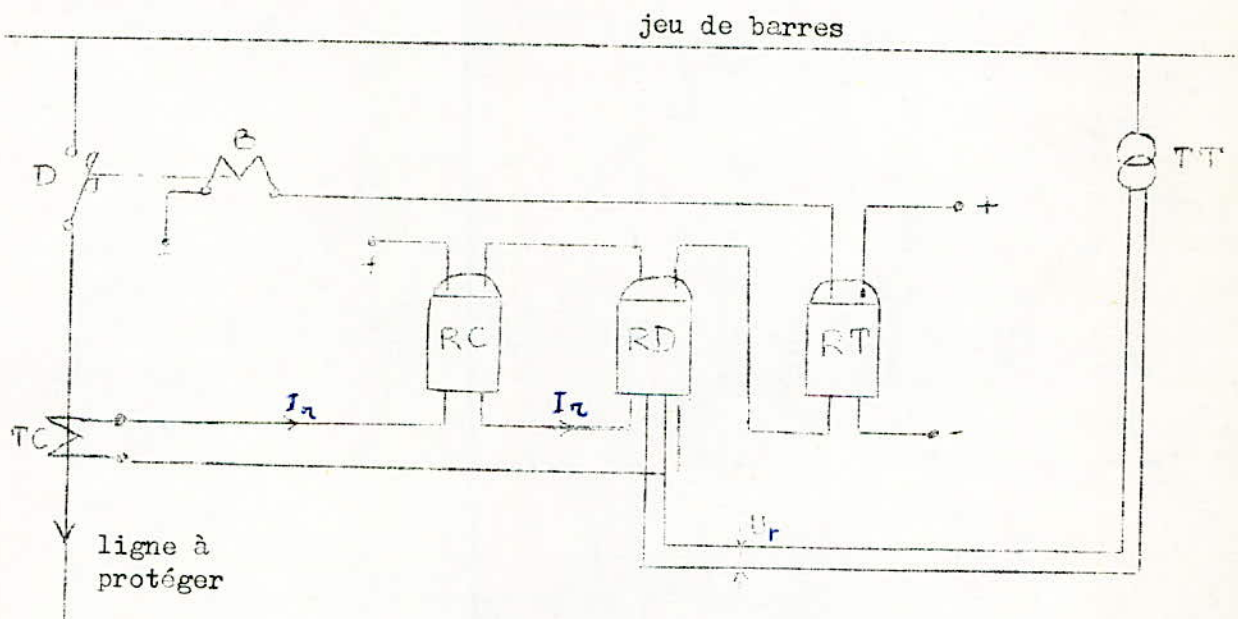
PROTECTION AMPEREMETRIQUE DIRECTIONNELLE

Les protections ampèremétriques simples n'assurent pas la sélectivité dans les réseaux maillés et ne sont pas convenables pour les lignes alimentées par deux extrémités.

Un dispositif directionnel réagit sur le courant au point d'installation et la phase de ce courant par rapport à la tension aux jeux de barres près desquelles la protection est assurée.

La protection fonctionne quand le courant dépasse une valeur de seuil (I_{seuil}) et la phase de ce courant correspond au court-circuit sur la ligne protégée.

Schéma de principe :



. RD = relais directionnel ; réagit selon les valeurs de l'angle entre I_r et U_r . Autrement dit, c'est un relais directionnel de puissance.

Dans le cas général le dispositif comporte trois organes :

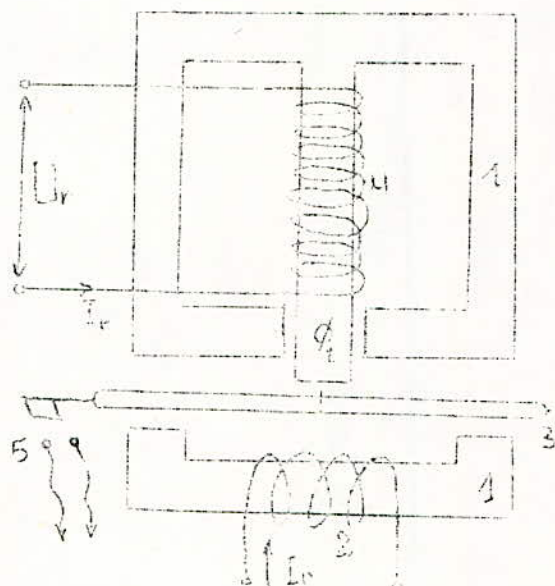
- 1 - un relais de mise en route ou relais à maximum de courant RC.
- 2 - un relais directionnel RD.
- 3 - un relais de temporisation RT.

Le relais directionnel s'alimente par un transformateur de courant et un transformateur de tension installé sur le jeu de barres du poste qui dessert la ligne à protéger.

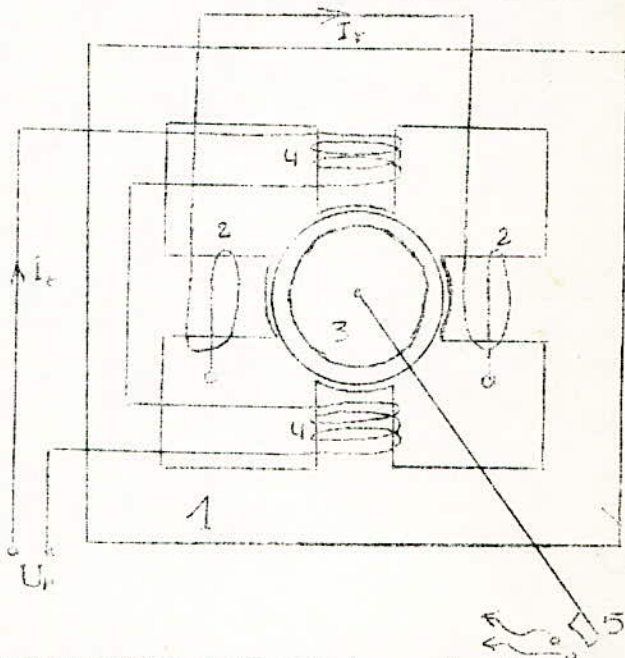
Principe de fonctionnement et construction du relais directionnel -

Les plus utilisés sont les relais directionnels à induction.
Deux types :

a) Relais à disque



b) Relais à rotor tambour



- Type a : ressemble du point de vue construction à un relais ampèremétrique à induction, mais les bobines 4 et 2 ont une alimentation séparée.
- Type b : le circuit magnétique 1 possède quatre pôles entre lesquels est placé un cylindre en métal ferromagnétique qui augmente la perméabilité entre les pôles. Le cylindre creux 3 en aluminium peut pivoter dans l'entrefer ; le contact mobile 5 tourne avec 3 qui lui est solidaire.

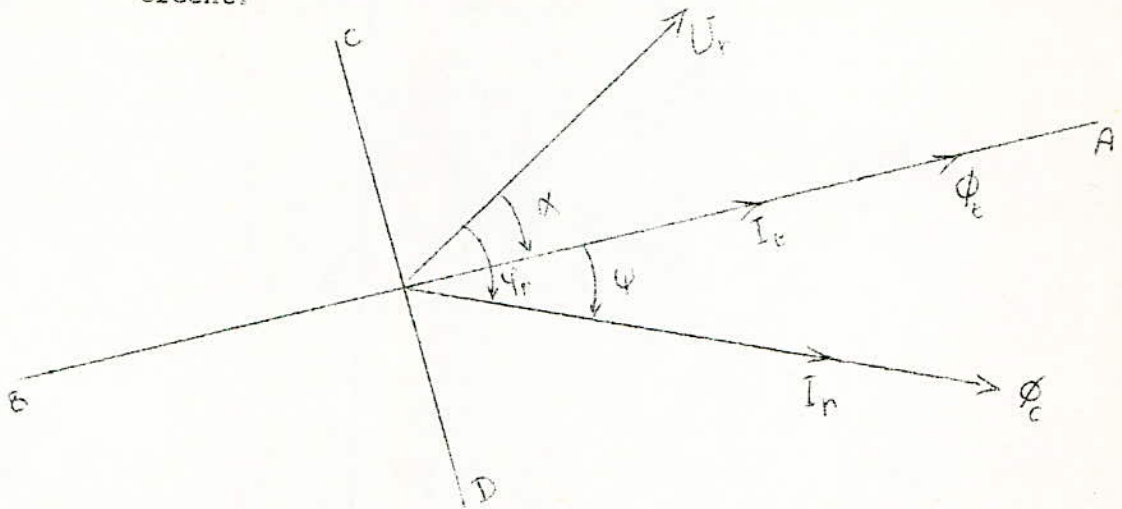
* Pour les deux constructions, les bobines 4 sont alimentées par la tension $U_{\text{relais}} = \frac{U_{\text{réseau}}}{\eta_{\text{TT}}}$ et les bobines 2 sont alimentées par

le courant $I_{\text{relais}} = \frac{I_{\text{réseau}}}{\eta_{\text{TC}}}$ avec

η_{TT} et η_{TC} rapports de transformation de tension et de courant.

* Le courant I_t passant par la bobine tension 4 crée le flux ϕ_t et à son tour le courant I_r passant par la bobine courant 2 crée le flux ϕ_c . Nous négligeons les courants de Foucault et les pertes par hystérésis dans le circuit magnétique et nous

supposons que les flux coïncident avec les courants qui les créent.



A partir du vecteur \vec{U}_{relais} , on construit tous les autres vecteurs.

- I_t est en arrière de α sur U_r , cet angle est dû à l'impédance interne de la bobine 4. Le flux ϕ_t est en phase avec I_t .
- I_r est en arrière de ψ_r sur la tension U_r . Le flux ϕ_c est en phase avec le courant I_r ; cet angle dépend des paramètres extérieurs, c'est-à-dire du schéma de connexion du relais.

D'après le diagramme vectoriel le flux ϕ_t et le flux ϕ_c ont un déphasage $\psi = \psi_r - \alpha$ angle qui varie avec ψ_r .

On démontre en cours d'électricité dans l'étude des compteurs à induction que l'existence de deux flux déphasés crée dans un disque ou dans un tambour mobile le couple moteur C_m tel que :

$$C_m = K \phi_t \phi_c \sin \psi$$

$$\left. \begin{array}{l} \phi_t \text{ est dû à } U_r \implies \phi_t \equiv U_r \\ \phi_c \text{ est dû à } I_r \implies \phi_c \equiv I_r \end{array} \right\} \text{ on supposera que les circuits magnétiques ne sont pas saturés.}$$

Nous aurons dans ce cas : $C_m = K U_r I_r \sin (\psi_r - \alpha)$

soit : $C_m = K P_{relais}$

On tire les conclusions suivantes :

- Le couple moteur du relais dépend de la puissance aux bornes.
- Le signe du couple moteur dépend du signe de $\sin (\psi_r - \alpha)$, c'est-à-dire dépend du déphasage ψ_r entre la tension appliquée à la bobine 4 et le courant qui traverse la bobine 2.

$C_m < 0$ pour $180^\circ + \alpha < \varphi_r < \alpha$ à droite de la ligne AB

$C_m = 0$ pour $\varphi_r = \alpha$ et $\varphi_r = \alpha + 180^\circ$ sur la ligne AB

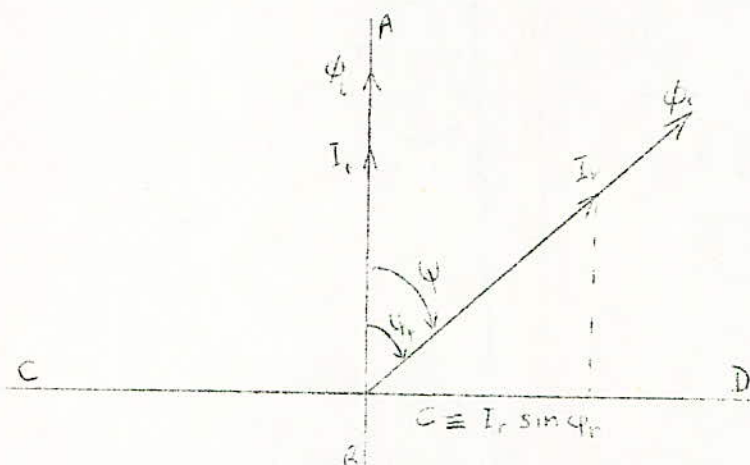
$C_m > 0$ pour $\alpha < \varphi_r < \alpha + 180^\circ$ à gauche de la ligne AB

Types de relais directionnels :

On peut avoir différents types de relais en variant l'angle interne du relais.

1°/ - $\alpha = 0$ ($R \gg L$, bobine 4) $\Rightarrow C_m = K U_r I_r \sin \varphi_r$

Le couple moteur est proportionnel à la puissance réactive et le relais d'un tel type s'appelle "relais de puissance réactive".



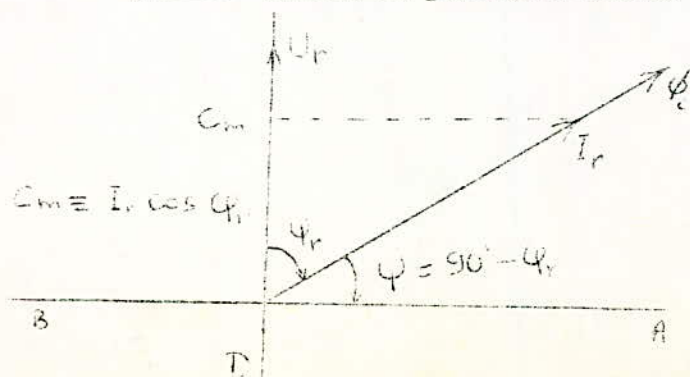
Il y a un maximum de couple moteur pour $\varphi_r = 90^\circ$
et $C_m = 0$ pour $\varphi_r = 0$

La zone des couples positifs se place à droite de la ligne AB.

* On réalise le relais de puissance active à l'aide de compensation d'inductance du bobinage de tension par une capacité C.

2°/ - $\alpha = 90^\circ$ ($L \gg R$, bobine 4) $C_m = K U_r I_r \sin (\varphi_r - 90^\circ)$
 $= K U_r I_r \cos \varphi_r$

Le couple moteur est proportionnel à la puissance active et le relais s'appelle "relais de puissance active".



Il y a un maximum de couple pour $\varphi_r = 0$ et

$C_m = 0$ pour $\varphi_r = 90^\circ$

$$30^\circ - 0 \leq \alpha \leq 90^\circ$$

$$C_m = K U_r I_r \sin(\varphi_r - \alpha).$$

Le relais réagit à la puissance active et à la puissance réactive. Il devient relais mixte et s'appelle "relais de puissance d'angle α donné"

Caractéristiques d'un relais directionnel :

a) - Puissance de seuil :

La condition de fonctionnement d'un relais est :

$$C_m \geq C_{\text{résistant}} \quad \text{ou} \quad C_m \geq C_{\text{ressort}} + C_{\text{freinage}}$$

En réduisant le couple résistant, le couple moteur de seuil sera réduit. Autrement dit la puissance nécessaire pour le mettre en marche sera petite.

Les relais directionnels à induction ont une puissance de seuil de l'ordre de 5 à 20 watts.

b) - Sensibilité :

Il est commode d'exprimer la sensibilité du relais comme

$$U_{\text{seuil}} = f(I_{\text{relais}}) \text{ avec déphasage } \varphi_r = \text{constant}$$

U_{seuil} = tension minimum nécessaire pour la mise au travail du relais.

I_r = courant traversant la bobine intensité du relais. Il dépend du courant extérieur sur les phases et du mode de connexion des relais avec les TC.

φ_r = angle de déphasage entre U_s et I_r (il est fixé).

Généralement on choisit φ donnant le maximum de couple, c'est-à-dire pour $\cos \varphi$ ou $\sin \varphi$ égal à 1 l'unité.

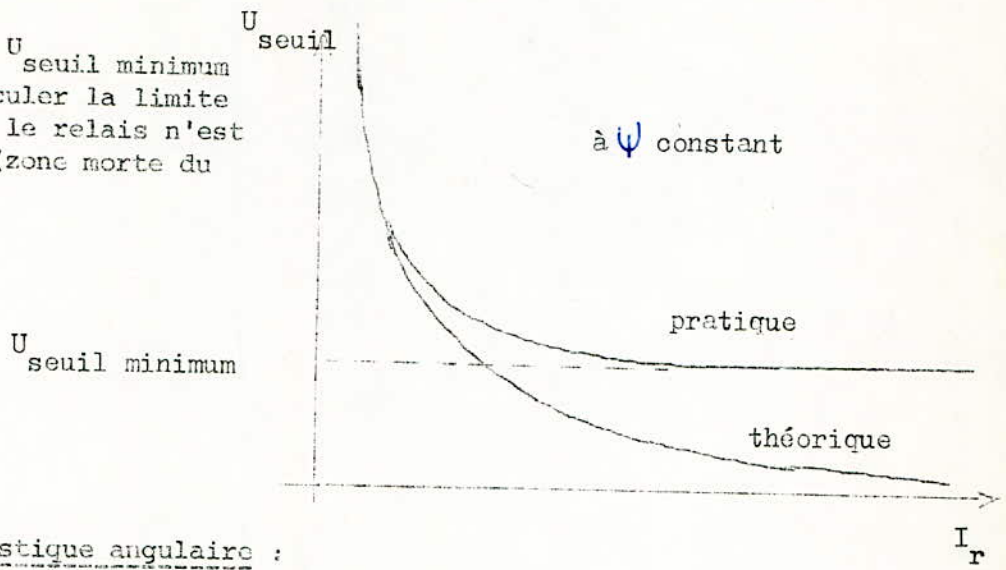
$$C_m = K U_r I_r \sin \varphi$$

$$U_{\text{seuil}} = \frac{K'}{I_r}$$

Théoriquement la courbe est une hyperbole, mais pratiquement à cause de la saturation du circuit magnétique du relais pour les grandes valeurs de I_r la tension minimum de seuil devient constante.

Ceci a pour conséquence que dans le cas de défaut (court-circuit) près du jeu de barres, le relais ne fonctionne pas si la tension à ses bornes est inférieure à la tension de seuil minimum.

La valeur de $U_{\text{seuil minimum}}$ permet de calculer la limite de la zone où le relais n'est pas sensible (zone morte du relais).



c) - Caractéristique angulaire :

On l'exprime par $U_{\text{seuil}} = f(\varphi_r)$ à $I_r = \text{constant}$.

$$C_m = K U_r I_r \sin(\varphi_r - \alpha)$$

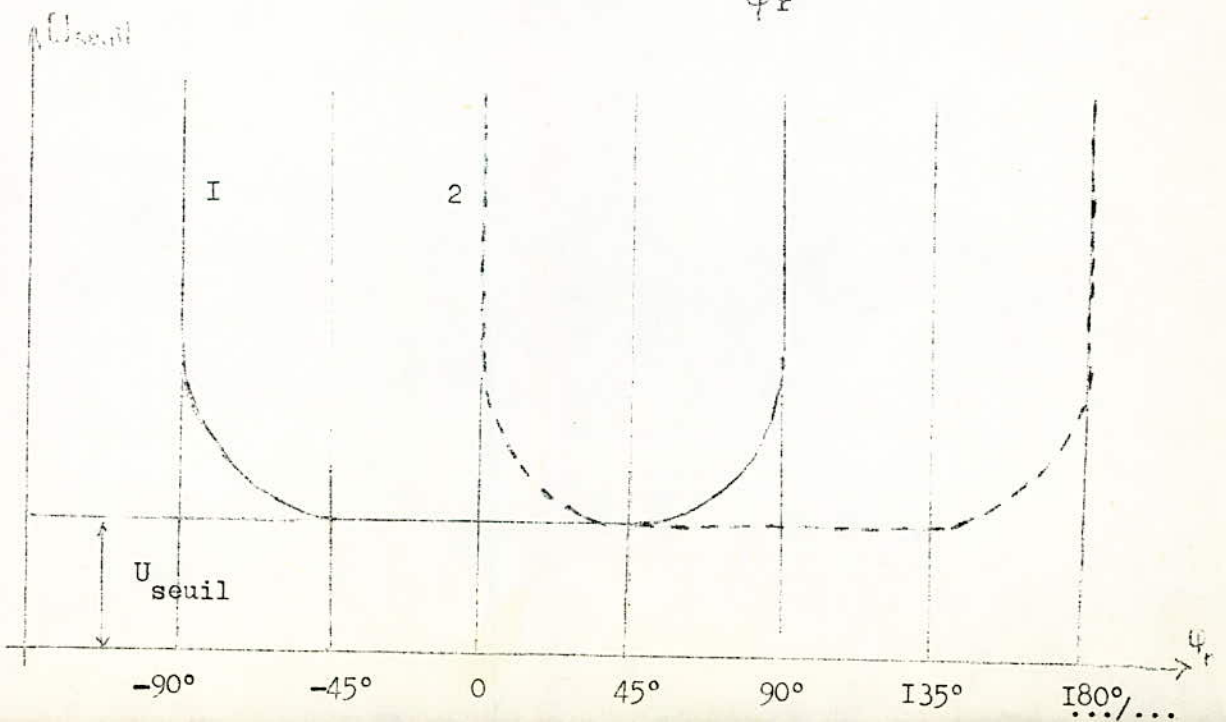
$$U_r = \frac{C_m}{K I_r} \frac{1}{\sin(\varphi_r - \alpha)}$$

* Pour $\alpha = 90^\circ \Rightarrow$ relais de puissance active

$$U_{\text{seuil}} = \frac{K'}{\cos \varphi_r} \quad (\text{courbe 1})$$

* Pour $\alpha = 0 \Rightarrow$ relais de puissance réactive

$$U_{\text{seuil}} = \frac{K'}{\sin \varphi_r} \quad (\text{courbe 2})$$



En partant de la caractéristique (courbe), on peut déterminer U_{seuil} en fonction de φ_r , c'est-à-dire la sensibilité pour différents déphasages φ_r .

Ces courbes montrent la valeur minimum de tension et la zone d'angle à la limite de laquelle la tension aux bornes du relais est voisine de la tension de seuil minimum.

Ces courbes nous permettent également de connaître la zone des couples positifs et des couples négatifs.

Divers modes de montage des relais directionnels -

La bobine courant est excitée par un courant de phase et la bobine tension est excitée par une tension entre deux phases.

Le choix des courants et des tensions doit assurer le fonctionnement d'un relais dans tous les cas de court-circuit sur la zone protégée et non fonctionnement dans le cas contraire. Autrement dit, le signe du couple moteur doit être positif pour le court-circuit sur la zone protégée et suffisant pour provoquer le fonctionnement du relais.

$$P_{\text{relais}} \geq P_{\text{seuil}}$$

A cause de l'insuffisance de la tension résiduelle, la puissance aux bornes du relais peut être plus petite que la puissance de seuil dans le cas de court-circuit proche du jeu de barres.

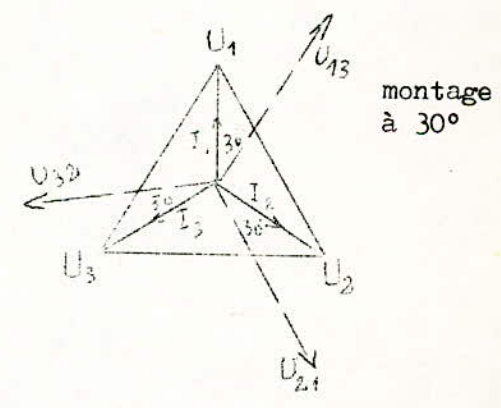
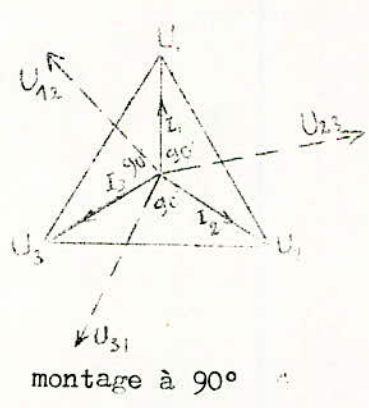
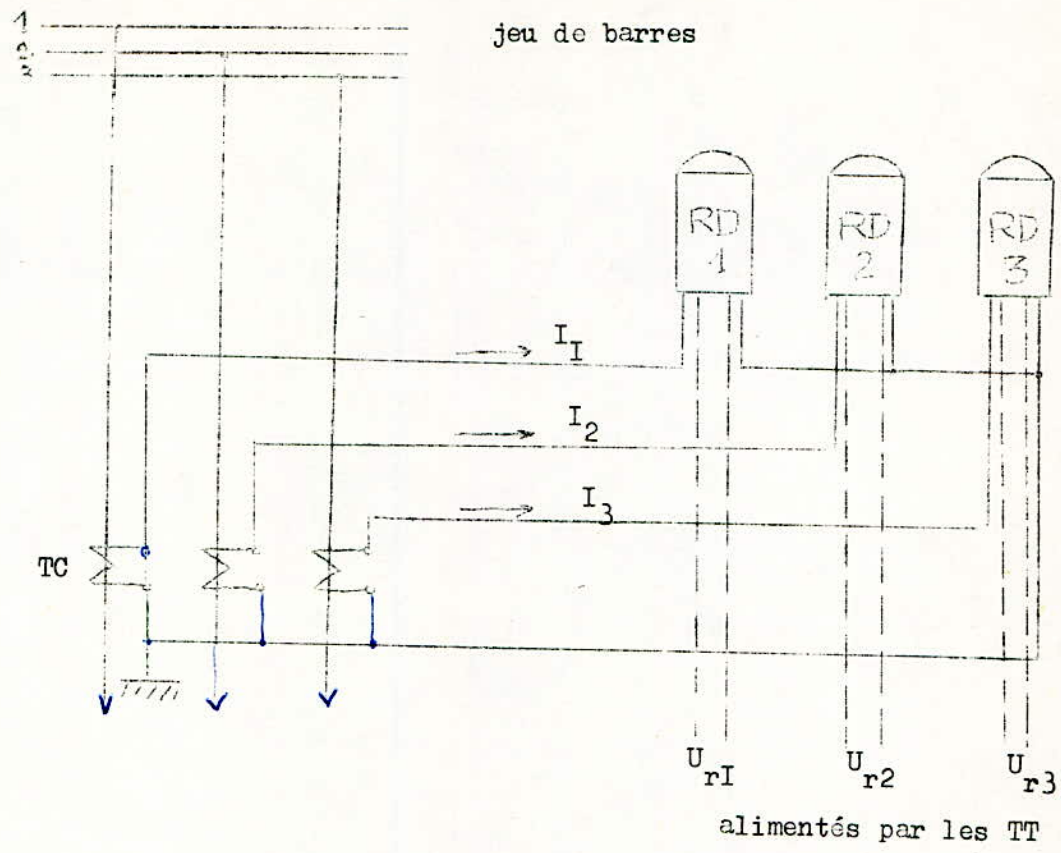
Il peut y avoir également non fonctionnement du relais quand l'angle sur relais donne $C_m = 0$.

Il s'ensuit que des conditions doivent être remplies :

- . choix de la tension d'excitation du relais pour que la tension aux bornes ne dépasse pas une valeur minimum pour tous les cas de court-circuit.
- . l'angle φ_r entre U_r et I_r ne doit pas atteindre les valeurs donnant $\cos \varphi$ ou $\sin \varphi$ nul.

Généralement on choisit pour les protections directionnelles les schémas avec un décalage $\varphi_r = 30^\circ$ et $\varphi_r = 90^\circ$.

Pour le dispositif triphasé, on a toujours trois relais directionnels.



Montage à 30°			!!	Montage à 90°		
Relais D	I _{relais}	U _{relais}	!!	Relais D	I _{relais}	U _{relais}
1	I ₁	U ₁₃	!!	1	I ₁	U ₂₃
2	I ₂	U ₂₁	!!	2	I ₂	U ₃₁
3	I ₃	U ₃₂	!!	3	I ₃	U ₁₂

* Le schéma à 90° est couramment utilisé. Convient quand l'angle interne du relais $30^\circ \leq \alpha \leq 60^\circ$.

* Le schéma à 30° peut être utilisé pour relais dont l'angle interne $\alpha = 90^\circ$.

Réglage d'une protection directionnelle :

Le relais de mise en marche ampèremétrique a un réglage qui obéit à l'expression établie précédemment :

$$I_{\text{seuil}} = \frac{K_s \cdot K_d \cdot K_m}{K_r} \cdot \frac{I_{\text{max. normal}}}{\eta_{TC}}$$

$K_m = 1$ car le courant dans la bobine du relais est égal au courant dans le secondaire du transformateur de courant qui lui est connecté.

On choisit $K_r = 0,875$ (pourcentage de retour)

$K_s = 1,2$ (coefficient de sécurité)

$K_d =$ coefficient de démarrage ; dépend de la zone à protéger et tient compte d'un démarrage effectif ou individuel des moteurs.

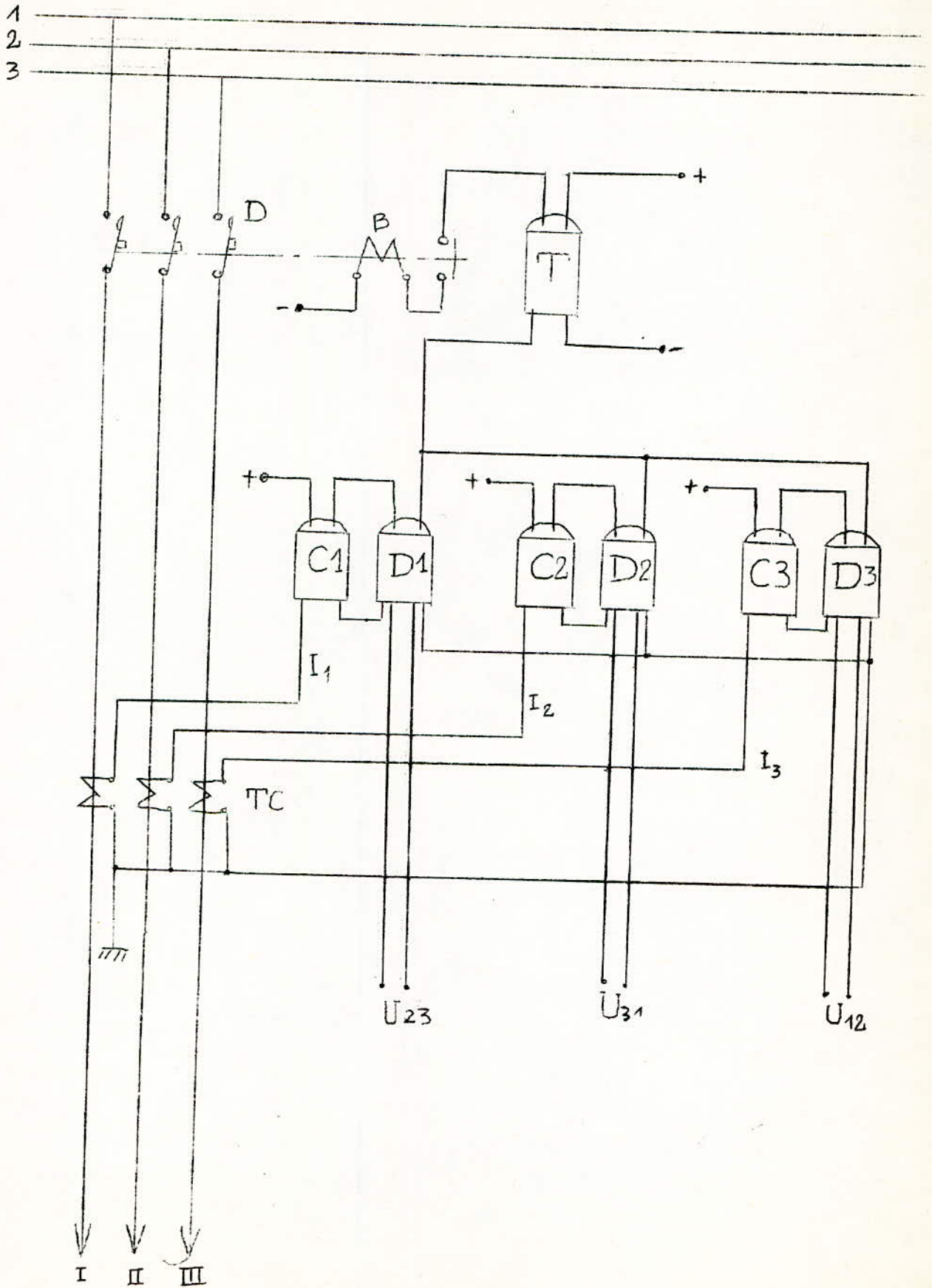
On aura donc :

$$I_{\text{seuil}} = \frac{1,2 \cdot K_d \cdot 1}{0,875} \cdot \frac{I_{\text{max. nom.}}}{\eta_{TC}}$$

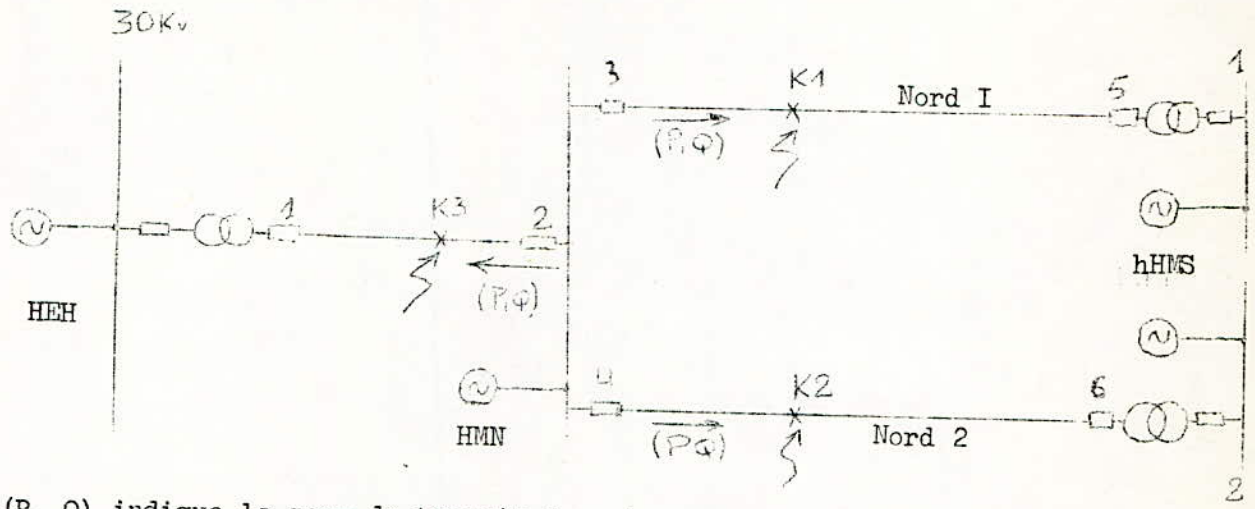
Soit

$$I_{\text{seuil}} = \frac{K_d}{\eta_{TC}} \cdot 1,37 \cdot I_{\text{max.normal}}$$

* Le schéma complet d'une protection directionnelle avec relais de mise en route et relais temporisé est donné en page suivante.



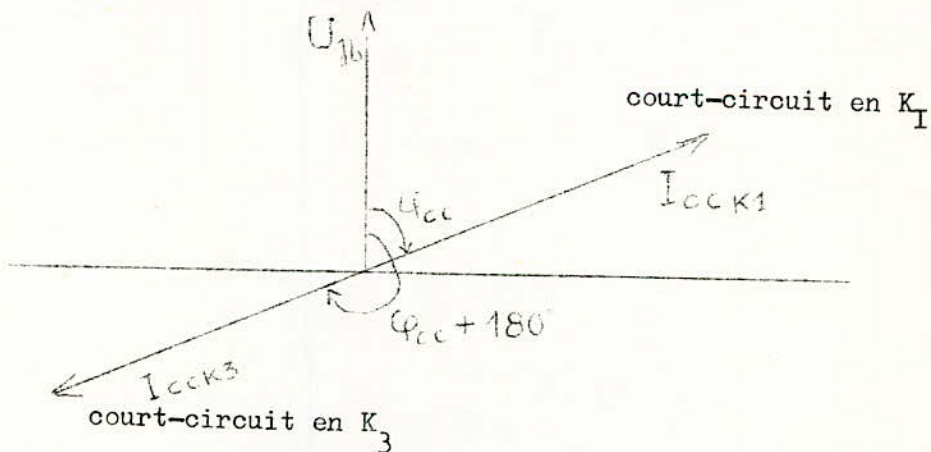
Conclusion :



(P, Q) indique le sens du transit de puissances en régime normal.

Pour un court-circuit en K_1 , on peut obtenir la sélectivité de fonctionnement du dispositif ampèremétrique 3 à l'aide d'un organe directionnel qui ferme les contacts quand la puissance de court-circuit se dirige des jeux de barres vers la ligne.

Le courant de court-circuit $I_{cc K_1}$ qui passe par le dispositif est en arrière de φ_{cc} sur la tension U_{jb} .



En cas de court-circuit au point K_3 le courant $I_{cc K_3}$ a le sens inverse de $I_{cc K_1}$.

Si on adopte le signe positif pour le court-circuit en K_1 et le signe négatif pour le court-circuit en K_3 , le dispositif de protection 3 fonctionne seulement dans le premier cas. Pour assurer ce principe, il suffit de connecter le relais directionnel de telle façon qu'il ferme le contact quand la puissance se dirige des jeux de barres vers la ligne.

* Même raisonnement au cas où il y a court-circuit en K_2 .

En résumé :

- Un défaut en K_1 ou en K_2 peut être ressenti par le dispositif de protection 2.
- Un défaut en K_3 peut être ressenti par le dispositif de protection 3 ou 4.

Nous voyons donc l'utilité d'étoffer un réseau par un système de protection assez varié.

C'est pourquoi un organe directionnel installé sur chaque dispositif de protection 2, 3 et 4 à maximum de courant renforcera la sécurité pour la continuité du service et augmentera la sélectivité de fonctionnement des appareils de protection pour n'importe quel défaut surgissant sur n'importe quelle zone.

B I B L I O G R A P H I E

- (1) A. MAUDUIT - Installations électriques à haute et basse tension tomes 1 et 2.
- (2) G. CIRTINA - Cours d'exploitation des réseaux d'énergie électrique (Polytechnique).
- (3) P. MAGAJNA - Dispositif automatique de séparation du réseau pour centrale industrielle - Revue BROWN BOVERI : 61/1974.
- (4) E. GILLON - Cours d'Electrotechnique (théorie générale).
- (5) - Techniques de l'Ingénieur - Electricité : tome 3.
- (6) - Revue BROWN BOVERI - octobre/novembre 1975 : n° 62.
- (7) C.I.G.R.E. - Session 1966 (tome II) - Réglage intégré de la puissance réactive et du niveau de tension dans une centrale électrique de grande puissance.
- (8) R. PELISSIER - Les réseaux d'énergie électrique.



B I B L I O G R A P H I E

- (1) A. MAUDUIT - Installations électriques à haute et basse tension tomes 1 et 2.
- (2) G. CIRTINA - Cours d'exploitation des réseaux d'énergie électrique (Polytechnique).
- (3) P. MAGAJNA - Dispositif automatique de séparation du réseau pour centrale industrielle - Revue BROWN BOVERI : 61/1974.
- (4) E. GILLON - Cours d'Electrotechnique (théorie générale).
- (5) - Techniques de l'Ingénieur - Electricité : tome 3.
- (6) - Revue BROWN BOVERI - octobre/novembre 1975 : n° 62.
- (7) C.I.G.R.E. - Session 1966 (tome II) - Réglage intégré de la puissance réactive et du niveau de tension dans une centrale électrique de grande puissance.
- (8) R. PELISSIER - Les réseaux d'énergie électrique.



TABLe DES MATIÈRES.

	Page :
- But du projet	2
- Caractéristique des machines	5
- Caractéristiques propres au régime perturbé des appareils de coupures	14
- Première partie	19
- Problèmes des courants de court-circuit	20
- Méthode graphique	22
- Méthode des impédances représentatives	28
- Calcul de la puissance de court-circuit	32
- Conclusion	38
- Deuxième partie	39
- Problèmes des chutes de tension	40
- Compensation	45
- Calcul des chutes de tension	54
- Conclusion	59
- Troisième partie	64
- Les appareils de protection	65
- Protection ampèremétrique directionnelle	72
- Conclusion	82