

— U. S. T. H. B. —

Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique

15/83

2ex

PROJET DE FIN D'ETUDE



SUJET :

Analyse de la mise à la terre des
points neutres d'un système
de réseaux 110,30 15 KV.

Proposé par
W. MICHALAK

Réalisé par :
LATRECHE Med El-Hadi
MAKOUF Abdessalam

Promotion Janvier 1983

— U. S. T. H. B. —

Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique

PROJET DE FIN D'ETUDE

SUJET :


*Analyse de la mise à la terre des
points neutres d'un système
de réseaux 110,30,15 KV.*

Proposé par
W. MICHALAK

Réalisé par :
LATRECHE Med El-Hadi
MAKOUF Abdessalam

Promotion Janvier 1983



--o-  E D I C A C E S --o--
=====

A la mémoire de mon père, que Dieu bénisse son âme

A ma mère

A mes frères et à mes sœurs

A tous mes amis

Je dédie ce travail

El Hadi.

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon père, que Dieu bénisse son âme, à ma mère qui a tant sacrifié pour moi, à tous mes frères et sœurs et à tous mes amis.

Solim.

0000- R E M E R C I E M E N T S -0000

Nous adressons nos vives remerciements et notre sincère reconnaissance à notre promoteur, Monsieur W. MICHALAK , pour toute l'aide qu'il nous a apporté pour l'élaboration de ce travail.

Que tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à notre formation, trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude.

S. MAKOUF et E. H. LATRECHE

TABLE DES MATIERES

- Introduction	Page 3
- Historique	" 6
- Differentes méthodes de mise à la terre :	
I- Réseau à neutre isolé	8
II- Mise à la terre directe du neutre	11
III- Mise à la terre par réactance	13
IV- Mise à la terre par résistance	15
V- Mise à la terre par circuit résonnant	17
- Influences de la mise à la terre	20
- Choix de la méthode de mise à la terre	22
A- Dans le réseau 110 KV	23
B- Dans le réseau à 30 KV	36
C- Dans le réseau de distribution à 15 KV	39
- Conclusion	42
- Annexe : calcul des paramètres du réseau	44
- Bibliographie	57

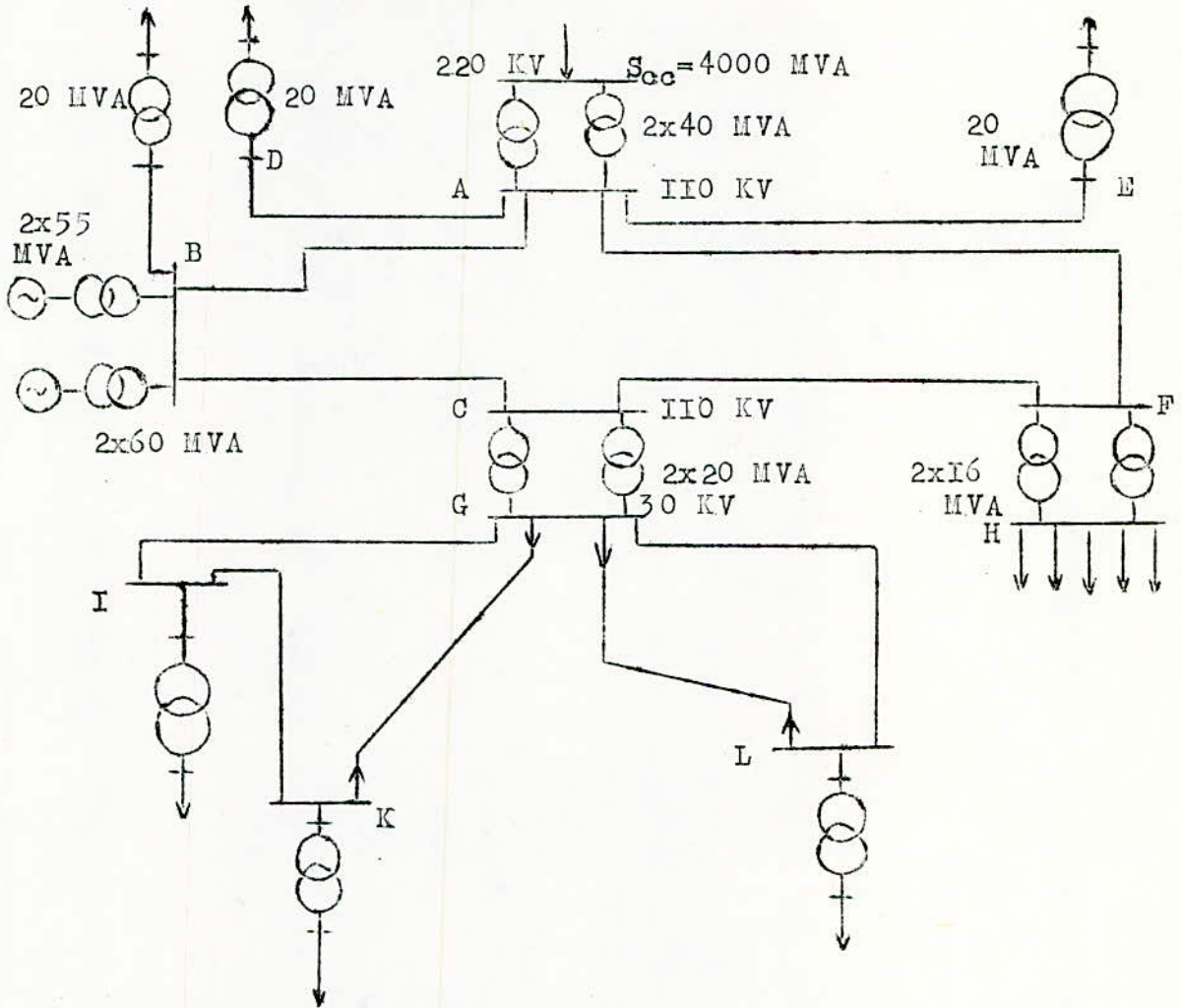
EXPOSE DU PROBLEME

Le réseau qui fait l'objet de notre étude peut être décomposé en trois réseaux fonctionnant chacun à un niveau de tension propre :

- Un réseau de transport à 110 KV, alimenté par un réseau ~~à~~ à 220 KV et par la station génératrice B (2x 55 MVA).
- Un réseau MT à 30 KV, alimenté par le réseau à 110 KV.
- Enfin, un réseau de distribution MT à 15 KV est alimenté par les deux réseaux précédents.

L'objet de cette étude consiste à choisir pour chacun de ces trois réseaux une méthode de mise à la terre qui assurerait le meilleur compromis entre les différentes contraintes qu'auraient à supporter ces réseaux.

- Schéma du réseau



Les rapports de transformations sont :

Transfo.	n(KV/KV)	Transfo.	n(KV/KV)
A	220/121	D	110/11
B	15/115	E	110/11
C	110/31,5	F	110/11

La tension de l'alternateur est de 15,75 KV

ooo II N T R O D U C T I O N ooo

Dans l'état actuel de la technique, il n'est pas possible de définir une méthode de mise à la terre unique, donnant des résultats satisfaisants dans tous les cas d'installations et d'exploitations. L'un des problèmes qui se posent à l'ingénieur concepteur de réseaux consiste à choisir, parmi plusieurs possibilités, la solution correspondant au meilleur compromis en tenant compte de la législation, de la présence de réseaux aériens, de machines tournantes HT, de risques d'incendies, de la présence ou de l'absence de personnel qualifié, etc...

I- Nécessité d'un choix

Le mode de mise à la terre a des repercussions importantes sur deux caractéristiques essentielles du fonctionnement du réseau; la severité des surtensions et l'intensité des courants circulant en cas de défaut à la terre.

I-I Surtensions

Pour un niveau d'isolement donné, la probabilité d'avaries sur un réseau est d'autant plus élevée que les surtensions qui s'y produisent sont importantes. Ces surtensions sont causées par le fonctionnement des appareils de manoeuvre, par la foudre, l'apparition ou l'élimination d'un défaut phase/terre, etc... La probabilité de dépassement d'un niveau élevé de surtension peut être réduite en fixant le potentiel du point neutre par rapport à la terre. On a donc intérêt, pour réduire le niveau d'isolement, à connecter le plus directement possible le neutre à la terre.

I-2 Surintensités

La montée en potentiel des masses (danger pour les personnes) les dégâts aux matériels, les perturbations des circuits téléphoniques et de télécommande, la possibilité de poursuivre l'alimentation d'un réseau présentant un défaut permanent d'isolement, dépendent en particulier des courants de défaut à la terre. On cherchera donc à réduire l'importance des courants de défaut en introduisant une impédance dans la connection du neutre à la terre.

On pourra alors, soit limiter les perturbations à un niveau acceptable, par une impédance de faible valeur (courant de défaut inférieur à celui du court circuit triphasé), pendant un temps très court, nécessaire au fonctionnement des protections, soit utiliser une forte impédance pour réduire le courant de défaut à une valeur suffisamment faible pour permettre le maintien sous tension du réseau défectueux. Malheureusement la réduction des surintensités provoque l'accroissement des surtensions, et vice-versa; on ne connaît pas de solution qui concilie entièrement ces deux exigences contradictoires.

Importance de la continuité de service

Certaines installations, comme dans la pétrochimie, la sidérurgie, les mines, ne peuvent en aucun cas admettre une interruption de leur alimentation en énergie électrique, qui mettrait en danger la sécurité des personnes ou risquerait d'endommager des équipements très coûteux. Bien que l'alimentation de ce type d'industries se fasse autant que possible par plusieurs lignes et prévoie toujours des installations de secours, on attache beau-

coup d'importance à la possibilité de maintenir le réseau électrique sous tension lorsqu'il présente un défaut d'islement à la terre, et on accepte les coûts supplémentaires correspondants. L'importance du critère de la continuité de service va dicter le choix entre les régimes du neutre qui imposent la coupure au premier défaut et ceux qui permettent de continuer l'alimentation malgré un défaut permanent d'isolement à la terre.

HISTORIQUE

La question de la mise à la terre ne se posait pas, pour ainsi dire, dans les toutes premières installations. De 1888 à 1904, les lignes étaient trop courtes et à trop basse tension pour donner lieu à des perturbations importantes. Il n'y avait pas de différences bien accusées entre l'exploitation des lignes à neutre isolé et des lignes à neutre mis à la terre.

Les difficultés commencèrent lorsque les installations s'étendirent et que les puissances s'accrurent; de 1904 à 1912, ce développement fût si précipité qu'il ne laissa guère aux ingénieurs le loisir de confronter leurs observations et de faire un choix équitable.

Bien que la mise à la terre ait des avantages, ses détracteurs invoquaient en faveur du neutre isolé les arguments suivants:

-Le percement d'un isolateur ne détermine pas de court-circuit et n'entraîne pas la mise hors service d'une phase. En effet, le circuit de terre n'étant pas fermé, cette dernière va représenter une simple charge pour le système.

-Si l'isolation est prévue pour la tension entre phase, la mise à la terre d'un conducteur n'augmente pas de contrainte dans l'isolement des deux autres phases au-delà d'une valeur admissible. Cet argument est toutefois sans grande valeur car les défauts de ce genre ne sont pas francs, en ce sens que le contact avec la terre se fait à travers un arc (fil tombé et restant écarté du sol par des aspérités isolantes, décharge entre un fil de ligne et la ferrure d'un isolateur par contournement de ce dernier, branche d'arbre humide venant périodiquement au contact

d'une ligne sous l'action du vent, etc...), ces arcs sont l'origine de surtensions souvent dangereuses.

Aussi en dépit de ces avantages, les arcs à la terre se multipliaient, alors que l'importance des réseaux exigeait justement un service sans aléas. On eût recours à des relais sélectifs, mais il était très difficile de prévoir, pour leur réglage, la distribution des courants en cas de défaut dans un système à neutre isolé, et il était très difficile de construire des relais sensibles aux courants réactifs des arcs à la terre. Fallait-il compter, comme on le fit souvent, sur un second défaut résultant du premier et provoquant un court-circuit pour éluder ces deux problèmes. Les suppresseurs d'arc Creighton et Nicholson, qui apparurent ensuite, mettaient franchement à la terre la phase menacée; mais leur prix était prohibitif et bien que certains furent installés, il était plus simple et moins coûteux de relier en permanence le neutre à la terre; c'était aussi déterminer, à coup sûr, le fonctionnement des relais, sous l'effet du court-circuit résultant du défaut.

Depuis, cette pratique s'est étendue à pratiquement tous les réseaux de 20 à 220 KV et plus. En général, pour ne pas avoir affaire à des courants de court-circuit trop violents, on n'établit la terre qu'en certains points du réseau.

DIFFERENTES METHODES DE MISE A LA TERRE

I-RESEAUX A NEUTRE ISOLE

Pour un système de lignes de transport d'énergie électrique, il existe des capacités dont les plus importantes sont celle comprises entre chaque phase et la terre. Dans une ligne parfaitement transposée, ces capacités sont les mêmes pour les trois phases fonctionnant sous un système de tensions symétrique. Les courants dans chacune des capacités sont donc égaux et déphasés de 120° . Il en est de même pour les tensions appliquées. Par conséquent il n'y a aucune différence de potentiel entre le neutre des capacités et celui de l'alimentation, comme le premier est mis à la terre, on peut dire qu'on a une mise à la terre capacitive.

I-Défauts dans les réseaux à neutre isolé

En cas de contact franc (ou ayant une résistance négligeable) à la terre d'un fil de ligne, celui-ci prend le potentiel de la terre tandis que les deux autres fils voient leur potentiels s'accroître pour atteindre la valeur de la tension entre phases. Cette mise à la terre accidentelle d'une phase n'entraîne pas de court-circuit, mais provoque par contre des surtensions engendrées par les arcs à la terre très importants, surtout si le réseau est assez étendu.

Dans certains cas, l'arc est intermittent de par la nature mécanique du contact (branche ou fil balloté par le vent) et alors à chaque contact, le potentiel du point touché tombe à zéro, tandis que le potentiel des autres fils atteint la tension composée. En dehors des interruptions de contact provoquées mécaniquement

l'arc produit lui même une interruption régulière à chaque demi période ou alternance de la tension, s'éteignant quand le courant passe par zéro et se rallumant dès que la tension à ses bornes atteint une valeur appréciable. Ces extinctions et rallumages successifs provoquent des décharges et des charges brusques des capacités du réseau, entraînant des surtensions répétées. Ces surtensions, qui ne produisent pas nécessairement des perforations dans l'isolation des transformateurs et des câbles à chaque fois qu'elles se présentent, affaiblissent le diélectrique, lequel présente alors des points faibles.

Dans le cas de réseaux comprenant seulement des lignes aériennes, et lors d'une mise à la terre d'une phase, le courant de défaut reste très faible et ne permet pas l'utilisation d'un relayage sélectif efficace. Ceci rend l'opération de détection et d'élimination des défauts très difficile.

Ce type d'installation exige la présence permanente d'un personnel qualifié pour maintenir un très bon niveau d'isolement, et intervenir rapidement en cas d'incidents. En effet, on ne peut se permettre d'attendre trop longtemps avant d'éliminer un défaut, car en dehors des dégâts qui ne peuvent que s'aggraver dans le temps, on risque toujours de voir se produire un deuxième amorçage à la terre, transformant le défaut terre en un défaut entre phases de forte intensité qui doit être coupé instantanément. La protection contre les défauts doubles est normalement réalisée par des relais à maximum de courant de phase. Il faut s'assurer que le courant de défaut ne risque pas de dépasser la tenue des écrans de câble et qu'il ne provoque pas d'élévation dangereuse

du potentiel des masses (par exemple dans un poste lointain non relié au circuit d'interconnexion des masses), ces vérifications sont souvent délicates.

Du point de vue des parasites, les systèmes de communication étant très sensibles à la persistance et aux harmoniques des courants de terre, il apparaît que les systèmes non reliés à la terre sont moins avantageux que les systèmes à neutre mis à la terre, bien que la faiblesse de la valeur du courant de défaut laisse prévoir le contraire.

II - mise à la terre directe du neutre

Dans le langage électrotechnique, le terme "mise à la terre effective" remplace l'ancien terme de "mise à la terre directe". Un système est mis à la terre directement, s'il n'y a aucune impédance dans la connexion du point neutre à la terre.

Le journal de l'AIEE (American Institute of Electrical Engineers) donne la définition suivante des systèmes mis effectivement à la terre, dans son numéro de Mai 1947; définition qui a été adoptée internationalement par la suite:

"On peut dire qu'un système, ou partie d'un système, est effectivement mis à la terre lorsque le rapport de la réactance homopolaire à la réactance directe, vues du point de court-circuit, est inférieur à 3, et lorsque le rapport de la résistance homopolaire à la réactance directe n'est pas supérieur à 1 (un), dans n'importe quelle condition de fonctionnement, et quelle que soit la puissance du générateur."

La mise à la terre effective revient, du point de vue économique, moins coûteuse que n'importe quel autre type de mise à la terre. Ceci, parcequ'elle ne nécessite l'utilisation d'aucun élément intermédiaire, du type résistance, réactance, ETC...

Pour ce type de réseaux, un défaut à la terre se traduit par un court-circuit unipolaire. Le courant ainsi produit sera très grand et peut même excéder la valeur du courant de court-circuit triphasé. Les appareils de protection doivent avoir donc une grande puissance de coupure.

L'importance du courant de défaut à la terre, peut provoquer, pendant le court-circuit, de grands dérangements téléphoniques.

ques dans les lignes de communication voisines. Comme il peut être à l'origine d'une élévation en potentiel des masses, dangereuse pour la sécurité du personnel. Néanmoins, ces influences négatives peuvent être éliminées par l'utilisation de disjoncteurs modernes à grande vitesse de coupure.

Si l'exploitation du réseau avec une mise à la terre directe donne une valeur trop grande pour le courant de défaut unipolaire à la terre, on peut amortir ce dernier par l'addition dans le circuit de terre d'une réactance ou résistance de valeur modérée; pourvu que les conditions de l'efficacité de la mise à la terre, citées plus haut, restent vérifiées.

En général, la mise à la terre directe du neutre est surtout utilisée dans les réseaux de haute tension à cause ~~de~~ de la limitation du niveau d'isolement qu'elle autorise. Pour les réseaux HT, on ne la rencontrera que dans quelques cas particuliers où une impédance homopolaire intrinsèque élevée limite les courants de défaut à la terre; exemple: liaison au réseau anont par transformateur à couplage étoile/étoile.

III.- MISE A LA TERRE A TRAVERS UNE REACTANCE

La mise a la terre a travers une réactance est une méthode de protection qui consiste, directement en l'insertion d'une impédance (dont l'élément principal est la réactance) , entre le transformateur et la terre; ou indirectement en l'augmentation de la réactance du circuit de retour du courant de terre. Cette dernière méthode peut être réalisée en augmentant intentionnellement l'impédance monopolaire des appareils connectés à la terre ou en minimisant le nombre de machines mises à la terre.

Cette méthode de mise à la terre, comme la mise à la terre résistive constitue, en fait un compromis entre la méthode d'isolation du neutre et celle où le neutre est relié directement à la terre.

La mise à la terre réactive est définie par le rapport X_0/X_1 (respectivement impédance monopolaire et directe, vues du point de court-circuit), et est désignée comme telle lorsque ce dernier est supérieur à 3 tout en restant inférieur à la valeur nécessaire pour une mise à la terre par circuit résonnant.

Lors d'un contact d'une phase de la ligne avec la terre, un court-circuit unipolaire se produit, limité, il est vrai, par la réactance mais restant suffisamment grand pour faire déclencher les systèmes de protection rapides.

Avantages et inconvénients de la mise à la terre par réactance.

Dans les réseaux avec neutre relié à la terre à travers une réactance, l'inconvénient majeur réside dans le fait qu'on a une coupure de la ligne chaque fois qu'un défaut à la terre se présente,

ce défaut peut être éliminé par l'utilisation des relais à réenclenchement rapide.

Il y a lieu de souligner l'avantage qu'il y a à utiliser cette méthode dans les réseaux de câbles dont les réactances sont très faibles. En effet, lorsqu'un défaut se présente, généralement entre torons et enveloppe, le courant de retour du défaut se fait surtout par les gaines ou chemises de plomb; et il y a lieu de redouter, si ce courant est trop grand, qu'il produise la fusion ou la détérioration de la gaine, sur une grande longueur. Il est donc nécessaire, dans un réseau de câbles, de limiter le courant de défaut à la terre; et une mise à la terre par réactance est toute indiquée à cet effet.

Il est utile d'indiquer que les courants de court-circuit monophasé à la terre provoquent beaucoup moins d'effets nocifs sur les systèmes de communication voisins, la réactance limitant leur valeur.

IV - SYSTEME MIS A LA TERRE PAR RESISTANCE

Cette méthode consiste à placer une résistance entre le point neutre et la terre. En general, la valeur de la résistance est plus grande que la réactance du système; par conséquent, le courant de défaut monophasé à la terre sera limité par la résistance elle-même.

Un important point à prendre en considération dans ce cas de mise à la terre, est la puissance perdue dans la résistance pendant le défaut, par pertes Joule.

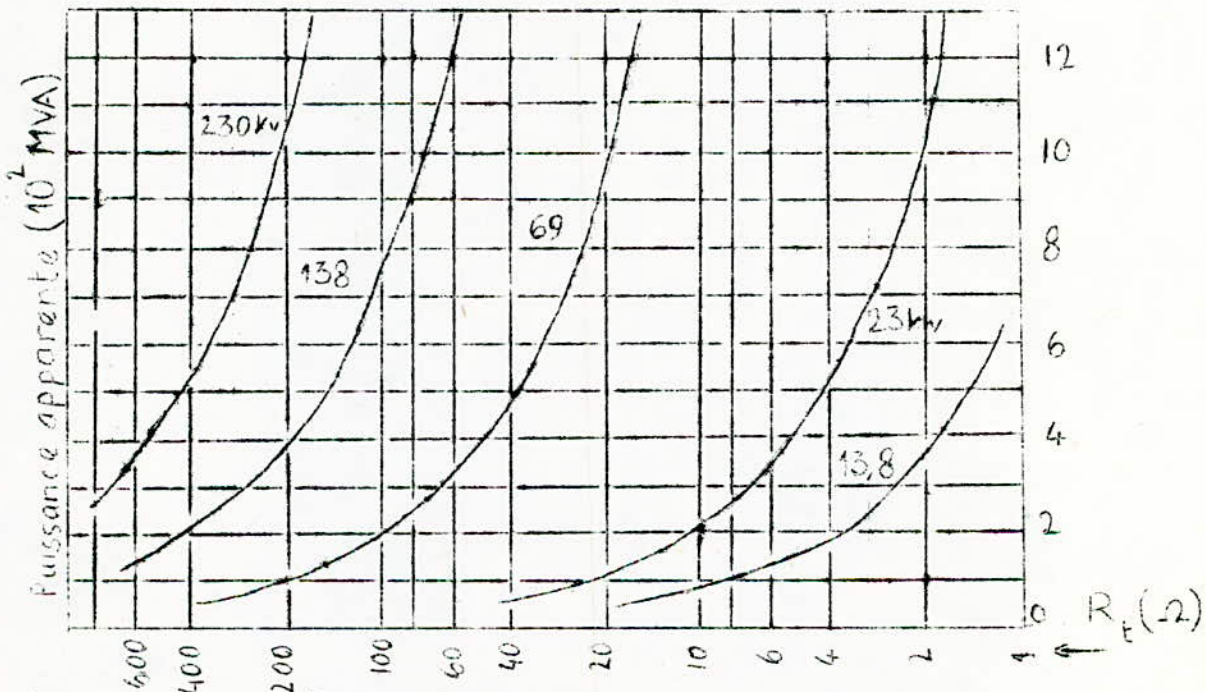
Pendant le défaut, une différence de potentiel est créée aux bornes de la résistance de mise à la terre. Si le courant de défaut a pour valeur I_d , et R_t étant la valeur de la résistance, cette différence de potentiel aura pour valeur $I_d R_t$; et provoquera un déplacement du point neutre en s'ajoutant vectoriellement aux tensions simples pour donner le potentiel des phases saines.

La valeur de la résistance de mise à la terre dépend de la tension et de la puissance circulant dans le système. Ceci est montré sur la figure ci-dessous, où la résistance est dimensionnée pour limiter le courant de défaut à la terre au $1/4$ de la valeur du courant de pleine charge. Par courant de pleine charge, on entend la somme des courants débités par tous les générateurs du réseau, ramenés à la tension nominale de la partie du réseau qui nous intéresse. La valeur indiquée par la figure est la valeur équivalente de toutes les résistances en parallèle, si plusieurs mises à la terre sont adoptées.

La mise à la terre résistive élimine deux défauts du système à neutre isolé; elle permet en effet, d'avoir des courants de défaut assez forts pour pouvoir utiliser une protection sélecti-

ves simples et élimine les dangers des arcs à la terre. De plus l'utilisation de la résistance permet de minimiser les dégâts causés par le fort courant de défaut des réseaux mis à la terre directement. En général, les résistances utilisées, limitent le courant de défaut à la terre à une valeur inférieure à celle du court-circuit triphasé. Ceci est impératif pour limiter le pouvoir de coupure des protections, les perturbations dans les circuits de communication et la puissance perdue dans la résistance de mise à la terre.

Lorsque le neutre est accessible, la mise à la terre par résistance est moins coûteuse que par réactance jusqu'à une tension de 15 à 20 KV. Les surtensions sont fortement amorties si on respecte la règle $I_r \gg 2I_c$.



Courbe donnant le dimensionnement de la résistance de mise à la terre en fonction de la puissance du système et de sa tension (d'après Westinghouse Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse Electrical Corporation).

MISE A LA TERRE PAR CIRCUIT RESONNANT

Cette méthode consiste à placer, entre le neutre du transformateur et la terre, une bobine de self induction de valeur déterminée suivant les paramètres du réseau.

V-I Bobine d'extinction de Petersen

Son principe de fonctionnement est le suivant: le courant capacitif produit lors du défaut à la terre est partiellement ou totalement compensé par le courant réactif traversant la bobine. Par suite l'arc à la terre devient auto extincteur parce que le courant qui le traverse n'est plus assez fort pour assurer sa stabilité.

On doit éviter de réaliser la bobine de Petersen sous forme d'inductance constante, mais saturable par le courant de défaut. Ceci est dû à deux causes principales: l'effet du déséquilibre des capacités homopolaire du réseau et le danger de résonance résultant de certaines conditions accidentelles de fonctionnement, telles que la rupture d'un fil de ligne sans contact avec la terre des extrémités, ce phénomène est surtout à redouter lorsque la rupture se produit au voisinage de la station génératrice. D'autre part, la valeur de la bobine doit être réglable pour permettre son ajustement à la capacité du réseau lorsque celui-ci se trouve modifié par addition ou suppression de départs.

Dans les réseaux aériens deux types de défauts peuvent se présenter. En effet, ils peuvent être soit fugitifs et la bobine les supprimerait rapidement de façon définitive sans surintensités et sans interruptions de service, soit permanents et la bobine supprime alors les surintensités et permet la continuation du service, le temps que les équipes spéciales puissent intervenir.

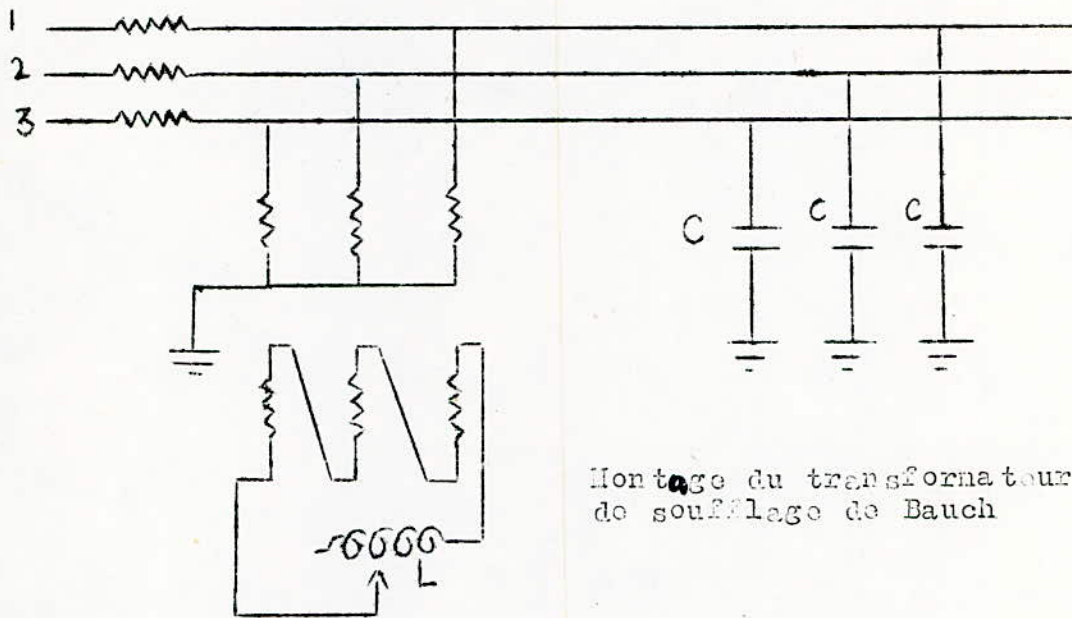
Toutefois, pendant le défaut, le potentiel des phases saines est porté à la tension composée.

Comme on ne peut laisser se prolonger trop longtemps le fonctionnement défectueux, celui-ci est interrompu par l'utilisation d'un relais spécial temporisé qui court-circuite la bobine et met le neutre à la terre provoquant ainsi le déclenchement des disjoncteurs.

L'utilisation de la mise à la terre à travers la bobine de Peterson dans un réseau de câbles souterrains s'était avérée très avantageuse, après avoir été longtemps ignorée par certains pays (comme les Etats Unis d'Amérique), du fait que la bobine de soufflage avait surtout été utilisée pour supprimer les défauts passagers et que ce type de défaut est très rare dans les réseaux de câbles. On a, par la suite, reconnu à cette bobine plusieurs avantages, qu'elle pouvait avoir en supprimant notamment les surtensions dues à l'exploitation avec neutre isolé et les surintensités dues à l'exploitation avec neutre mis à la terre.

V-II transformateur de soufflage de BAUCH

Cet appareil est surtout utilisé lorsqu'on n'a pas de point neutre accessible (enroulement triangle du transformateur d'alimentation). Il se compose d'un transformateur ayant le primaire monté en étoile et branché en dérivation en début de ligne, et dont le neutre est relié à la terre. Le secondaire est un triangle fermé sur une bobine de réactance réglable selon les paramètres du réseau.



Montage du transformateur
de soufflage de Bauch

Un avantage de cet appareil sur la bobine Petersen réside dans le fait que, ce transformateur étant placé en dérivation sur le réseau, entre la ligne et le générateur, les décharges à la terre passeront à travers ce transformateur et non à travers le générateur, comme c'est le cas pour la bobine Petersen. De plus, des voltmètres placés en dérivation sur les phases secondaires de ce transformateur, permettent à tout moment de vérifier le potentiel de chaque phase par rapport au sol; en cas de défaut à la terre, le voltmètre dont la déviation s'annule indique le fil de ligne où s'est produit le défaut.

Influences de la nature de la mise à la terre sur quelques caractéristique des réseaux:

Dans ce qui suit, on indiquera les différentes mises à la terre par les numéros suivants:

- (1): mise à la terre directe
- (2): neutre isolé
- (3): mise à la terre par réactance
- (4): mise à la terre par résistance
- (5): mise à la terre par circuit résonnant

a) Sur l'isolement du réseau

- (1): Peut avoir un niveau très bas.
- (2): Doit être parfait en raison des surtensions fréquentes.
- (3), (4), et (5): intermédiaires entre (1) et (2)

b) Sécurité (gradient de potentiel)

- (1): donne les gradients les plus élevés.
- (2): généralement bonne, mais pas absolument sûre à cause des défauts doubles qui peuvent se produire.
- (3) et (4): meilleure que pour la mise à la terre directe.
- (5): gradient le plus faible en fonctionnement normal.

c) Termes provoquant des amorçages

- (2): fréquentes.
- (3): Possibles, si la réactance est excessive.
- (1), (4) et (5): Improbables.

d) Défauts doubles

- (1): impossibles
- (2): possibles
- (3): impossibles, sauf si la réactance est élevée et l'isolement faible.

(4): impossibles, sauf si la résistance est élevée et l'isolement faible.

(5): on ne peut conclure.

d) Phénomènes d'induction

(1): les plus importants, mais disparaissent rapidement par l'utilisation de disjoncteurs rapides.

(2): généralement faibles, mais durent longtemps.

(3) et (4): plus faibles qu'avec (1)

(5): amplitude faible; peuvent être de longue durée.

e) Possibilités d'interconnexion

Satisfaisante entre les systèmes (1), (3) et (4)

(2): Ne peut être interconnecté, sauf à un système à neutre isolé ou avec des transformateurs d'isolement.

(5): Ne peut s'interconnecter qu'avec un système à circuit résonnant ou avec des transformateurs d'isolement. Les réglages des neutralisateurs doivent être coordonnés dans les systèmes interconnectés.

f) Prix de revient

(1): le plus faible.

(2): élevé.

(3) et (4): moyen.

(5): le plus élevé.

-o- 2^{ème} PARTIE -o-
=====

CHOIX DE LA METHODE DE MISE A LA TERRE
=====

Ce choix se fera à la lumière de la première partie. Le mode de mise à la terre adopté dans chacun des trois réseaux dépend des spécificités propres de chaque réseau.

Les transformateurs séparant les réseaux HT/MT sont choisis à enroulements étoile/triangle, pour éviter de transmettre tous les défauts entre les deux côtés des transformateurs (harmoniques d'ordre 3 du courant, etc...); l'étoile se trouve sur le côté HT pour avoir un point neutre accessible en prévision d'une mise à la terre éventuelle de ce côté.

Le même type d'enroulement est adopté pour les transformateurs de la station génératrice où le triangle du transformateur peut protéger le générateur contre les décharges possibles.

Les enroulements des transformateurs de distribution sont montés en étoile, ou en zig-zag, du côté MT distribution; le zig-zag permettant d'équilibrer la charge entre les trois phases.

A- MISE A LA TERRE DANS LE RESEAU A 110 KV

Dans le cas qui nous interesse, six (06) transformateurs sont connectés au réseau 110 KV. Compte tenu de la cherté de ces transformateurs et de la difficulté de leur installation, la mise à la terre dans ce réseau devra d'abord essayer de minimiser le coût de l'installation en rendant possible un niveau d'isolation aussi bas que possible. D'autre part le mode de mise à la terre adopté devra favoriser une protection efficace de ces transformateurs. La protection se fera contre les sursensions, qui risquent de provoquer un percement de l'isolation, et contre les surintensités durant assez longtemps pour provoquer la détérioration d'un matériel très coûteux. On donnera donc beaucoup d'importance à la possibilité de couper tous les défauts (même passagers) très rapidement. Pour cela, il faudra avoir, des courants de défauts suffisamment élevés pour pouvoir assurer un fonctionnement sûr des relais de protection.

Toutes ces considérations nous amènent à choisir pour ce réseau une mise à la terre effective.

Il s'agira par la suite de mettre à la terre autant de points neutres qu'il faut pour vérifier les inégalités:

$$\frac{X_0}{X_1} \ll 3$$

et

$$\frac{R_0}{X_1} \ll 1$$

Ces deux inégalités doivent être vérifiées dans tous les cas de fonctionnement.

I- Procédé du choix de la mise à la terre

Nota: le calcul de tous les paramètres du réseau est fait dans

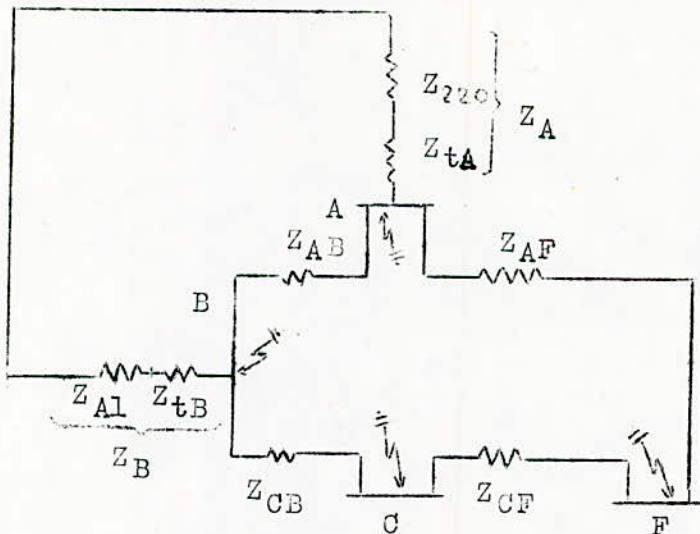
l'annexe joint à ce document.

Il est utile de préciser que dans n'importe quel cas de fonctionnement du réseau, aucune mise à la terre ne doit être éliminée de celui-ci. On devra donc, afin de pouvoir, en cas de couplage spéciaux dans le réseau, ou de perturbations, déplacer très rapidement les mises à la terre du neutre en d'autres points, tous les transformateurs possèdent des prises de terre du neutre.

I-Fonctionnement avec une mise à la terre au point A

On met l'un des deux transformateurs A à la terre, l'autre étant laissé en réserve au cas où le premier se trouve éliminé du réseau.

I-I Schéma direct



Tous les paramètres sont ramenés à la tension 110 Kv

$$Z_A = Z_{tA} + Z_{220} = 1,19 + j27,92$$

$$Z_B = Z_{tB} + Z_{Al} = 0,6 + j26,53$$

Les impédances du réseau sont :

$$Z_A = 1,19 + j 28,04$$

$$Z_{AF} = 7,68 + j 24,49$$

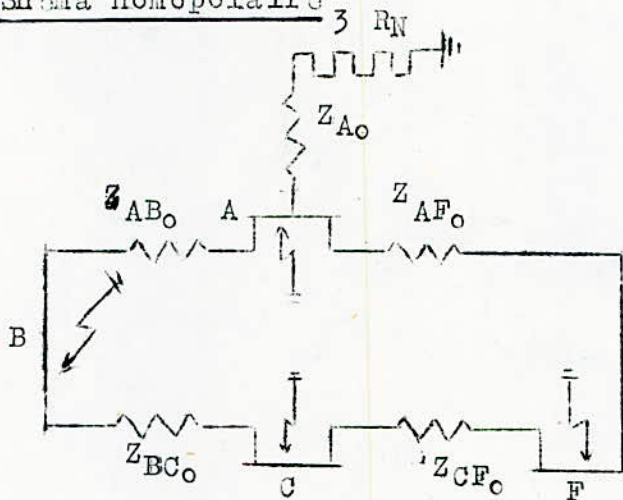
$$Z_B = 0,6 + j 26,53$$

$$Z_{BC} = 8,96 + j 28,57$$

$$Z_{AB} = 12,8 + j 40,09$$

$$Z_{CF} = 4,83 + j 12,96$$

I-2 Schéma homopolaire



R_N étant la résistance de la prise de terre, elle est évaluée à environ 0,5 Ohms. Elle s'ajoutera, en valeur triplée, en série avec l'impédance Z_{A_0} .

Les impédances homopolaires du réseau sont :

$$Z_{A_0} = 3,62 + j 48,58$$

$$Z_{BC_0} = 9,11 + j 35,71$$

$$Z_{B_0} = 2,53 + j 20,6$$

$$Z_{CF_0} = 4,98 + j 38,88$$

$$Z_{AB_0} = 12,95 + j 120,27$$

$$Z_{AF_0} = 7,83 + j 73,47$$

a) Court-circuit au point B

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_B // \left[\left((Z_{BC} + Z_{CF} + Z_{AF}) // Z_{AB} \right) + Z_A \right]$$

$$Z_I = 1,28 + j 17,76$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{A_0} + \left[Z_{AB_0} // (Z_{BC_0} + Z_{CF_0} + Z_{AF_0}) \right]$$

$$Z_0 = 11,76 + j 123,41$$

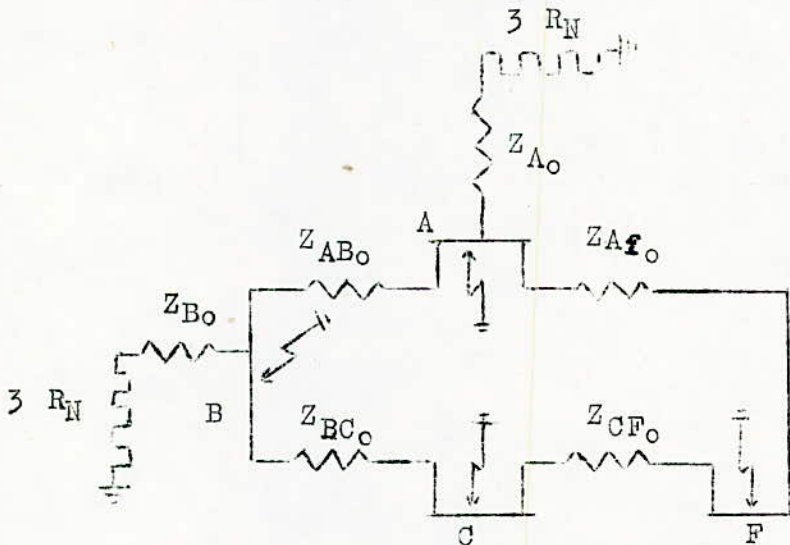
- Vérification de l'efficacité de la mise à la terre :

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{123,41}{17,76} = 6,94$$

Ce rapport est supérieur à 3, donc la mise à la terre au point A seule n'est pas suffisante. On devra alors ajouter une deuxième mise à la terre, celle-ci sera faite au point B. Cette deuxième mise à la terre ne changera rien au schéma direct, seul le schéma homopolaire va changer.

II-MISE A LA TERRE AUX POINTS A ET B

II-I Schéma homopolaire



L'impédance homopolaire de l'alternateur, n'intervient pas dans le schéma, car la composante homopolaire est bloquée par le secondaire du transformateur B, monté en triangle.

a) - Court-circuit au point A

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_A // \left[(Z_{AB} // (Z_{BC} + Z_{CF} + Z_{AF})) + Z_B \right]$$

$$Z_I = 1,56 + j 18,21$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{Ao} // \left[(Z_{ABo} // (Z_{BCo} + Z_{CFO} + Z_{AFo})) + Z_{Bo} \right]$$

$$Z_o = 2,8 + j 32,2$$

- Vérification de l'efficacité de la mise à la terre

$$\frac{X_o}{X_A} = 1,77$$

$$\frac{R_o}{X_A} = 0,15$$

b) - Court-circuit au point B

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_B // \left[(Z_{AB} // (Z_{BC} + Z_{CF} + Z_{AF})) + Z_A \right]$$

$$Z_I = 1,23 + j 17,76$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{Bo} // \left[(Z_{ABo} // (Z_{BCo} + Z_{CFO} + Z_{AFo})) + Z_{Ao} \right]$$

$$Z_o = 2,09 + j 17,65$$

- Vérification :

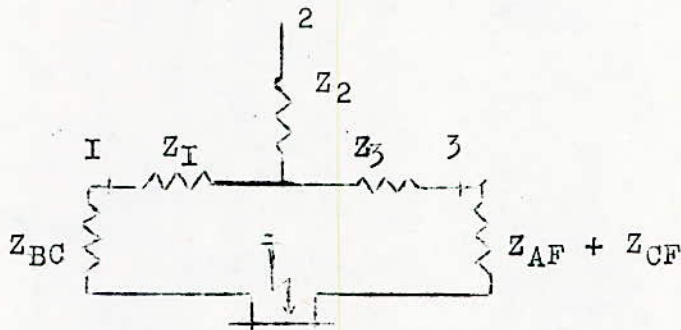
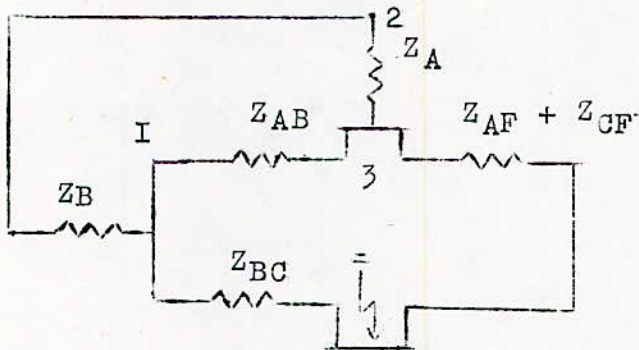
$$\frac{X_o}{X_A} = 0,99$$

$$\frac{R_o}{X_A} = 0,11$$

c) - Court-circuit au point C.

- Schéma direct :

On doit faire une transfiguration triangle-étoile.



$$Z_I = \frac{Z_B \cdot Z_{AB}}{Z_A + Z_B + Z_{AB}} = 2,07 + j 11,47$$

$$Z_2 = \frac{Z_A \cdot Z_B}{Z_A + Z_B + Z_{AB}} = -0,63 + j 7,74$$

$$Z_3 = \frac{Z_A \cdot Z_{AB}}{Z_A + Z_B + Z_{AB}} = 2,43 + j 12,09$$

L'impédance équivalente sera :

$$Z_d = Z_2 + \left[(Z_{BC} + Z_I) // (Z_{AF} + Z_{CF} + Z_3) \right]$$

$$Z_d = 5,67 + j 29,89$$

- Schéma homopolaire :

On fait la même transfiguration triangle-étoile que pour le schéma direct, on aura :

$$Z_{I_0} = 1,66 + j 13,08$$

$$Z_{2_0} = 0,55 + j 4,87$$

$$Z_{3_0} = 2,51 + j 30,86$$

L'impédance homopolaire équivalente sera :

$$Z_0 = Z_{2_0} + \left[(Z_{BC_0} + Z_{I_0}) // (Z_{AF_0} + Z_{CF_0} + Z_{3_0}) \right]$$

$$Z_0 = 6,87 + j 63,33$$

-Vérification :

$$\frac{X_0}{X_d} = 2,12$$

$$\frac{R_0}{X_d} = 0,2$$

d)- Court-circuit au point F

Moyennant la même transfiguration triangle-étoile que celle utilisée dans le cas précédent, et en utilisant les mêmes notations, on aura :

- Impédance directe équivalente :

$$Z_d = Z_2 + \left[(Z_1 + Z_{BC} + Z_{CF}) // (Z_3 + Z_{AF}) \right]$$

$$Z_d = 5,5 + j 29,38$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{2_0} + \left[(Z_{I_0} + Z_{BC_0} + Z_{CF_0}) // (Z_{3_0} + Z_{AF_0}) \right]$$

$$Z_0 = 6,82 + j 64,22$$

Vérification :

$$\frac{X_0}{X_d} = 2,13$$

$$\frac{R_0}{X_d} = 0,2$$

III-Fonctionnement avec la ligne AB ouverte

a)- Court-circuit sur le jeu de barre A

- Impédance directe équivalente :

$$Z_I = Z_A // (Z_B + Z_{BC} + Z_{CF} + Z_{AF})$$

$$Z_I = 1,87 + j21,66$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{A0} // (Z_{B0} + Z_{BC0} + Z_{CF0} + Z_{AF0})$$

$$Z_0 = 3,23 + j 39,76$$

- Vérification :

$$\frac{X_0}{X_I} = 1,83$$

$$\frac{R_0}{X_I} = 0,15$$

b)- Court-circuit au point B

- Impédance équivalente directe

$$Z_I = Z_B // (Z_A + Z_{BC} + Z_{CF} + Z_{AF})$$

$$Z_I = 1,42 + j 20,85$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{B0} // (Z_{A0} + Z_{BC0} + Z_{CF0} + Z_{AF0})$$

$$Z_0 = 2,51 + j 19,01$$

- Vérification :

$$\frac{X_0}{X_I} = 0,91$$

$$\frac{R_0}{X_I} = 0,11$$

c)- Court-circuit au point C

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = (Z_B + Z_{BC}) // (Z_A + Z_{AF} + Z_{CF})$$

- 3I -

$$Z_I = 5,68 + j 29,93$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = (Z_{B_o} + Z_{BC_o}) // (Z_{A_o} + Z_{AF_o} + Z_{CF_o})$$

$$Z_o = 6,82 + j 64,02$$

- Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,14$$

$$\frac{R_o}{X_I} = 0,22$$

d) - Court-circuit au point F

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = (Z_B + Z_{BC} + Z_{CF}) // (Z_A + Z_{AF})$$

$$Z_I = 5,55 + j 29,66$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = (Z_{B_o} + Z_{BC_o} + Z_{CF_o}) // (Z_{A_o} + Z_{AF_o})$$

$$Z_o = 6,84 + j 66,31$$

- Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,23$$

$$\frac{R_o}{X_I} = 0,23$$

IV- Fonctionnement avec la ligne AF ouverte :

a) - Court-circuit au point A

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_A // (Z_B + Z_{AB})$$

$$Z_I = 1,75 + j 19,83$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{A_o} // (Z_{B_o} + Z_{AB_o})$$

$$Z_0 = 3,02 + j 36,13$$

- Vérification :

$$\frac{X_0}{X_I} = 1,82$$

$$\frac{R_0}{X_I} = 0,15$$

b)- Court-circuit sur le point B

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_B // (Z_A + Z_{AB})$$

$$Z_I = 1,39 + j 19,21$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{B_0} // (Z_{A_0} + Z_{AB_0})$$

$$Z_0 = 2,2 + j 18,36$$

- Vérification :

$$\frac{X_0}{X_I} = 0,95$$

$$\frac{R_0}{X_I} = 0,11$$

c)- Court-circuit au point C

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_{BC} + \left[(Z_A + Z_{AB}) // Z_B \right]$$

$$Z_I = 10,35 + j 47,78$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_0 = Z_{BC_0} + \left[(Z_{A_0} + Z_{AB_0}) // Z_{B_0} \right]$$

$$Z_0 = 11,31 + j 104,07$$

- Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,18 \qquad \frac{R_o}{X_I} = 0,23$$

d) - Court-circuit au point F

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_{CF} + Z_{BC} + \left[Z_B // (Z_A + Z_{AB}) \right]$$

$$Z_I = 15,18 + j 60,74$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{CF_o} + Z_{BC_o} + \left[Z_{B_o} // (Z_{A_o} + Z_{AB_o}) \right]$$

$$Z_o = 16,29 + j 142,95$$

- Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,34 \qquad \frac{R_o}{X_I} = 0,67$$

V- Fonctionnement avec la ligne CF coupée.

a) - Court-circuit au points A, B et C

Ces cas ont été déjà étudiés au point IV.

b) - Court-circuit au point F

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_{AF} + \left[Z_A // (Z_B + Z_{AB}) \right]$$
$$Z_I = 9,43 + j 44,32$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{AF_o} + \left[Z_{A_o} // (Z_{B_o} + Z_{AB_o}) \right]$$

$$Z_o = 10,85 + j 109,6$$

-Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,47$$

$$\frac{R_o}{X_I} = 0,24$$

VI- Fonctionnement avec la ligne BC ouverte.

a)- Court-circuit aux points A,B et F

Ces cas ont été déjà étudiés au point IV.

b)- Court-circuit au point C

- Impédance équivalente directe :

$$Z_I = Z_{CF} + Z_{AF} + \left[Z_A // (Z_B + Z_{AB}) \right]$$

$$Z_I = 14,26 + j 57,28$$

- Impédance équivalente homopolaire :

$$Z_o = Z_{CF_o} + Z_{AF_o} + \left[Z_{A_o} // (Z_{B_o} + Z_{AB_o}) \right]$$

$$Z_o = 15,83 + j 148,48$$

- Vérification :

$$\frac{X_o}{X_I} = 2,59$$

$$\frac{R_o}{X_I} = 0,27$$

Conclusion :

On a pu s'assurer que les mises à la terre aux points A et B sont suffisantes pour assurer une bonne efficacité de la mise à la terre dans le réseau à 110 KV.

Néanmoins, les calculs ont montré que les défauts à la terre au jeu de barre B produisent des courants voisins du courant de court-circuit triphasé (X_o/X_I voisin de l'unité). On peut amortir ce courant en plaçant une résistance dans la mise à la

terre du transformateur B. Il est à noter, de plus, qu'en pratique les résistances des prises de terre ont des valeurs nettement plus grandes qu'elle qu'on a adopté; ce qui est de nature à augmenter l'impédance homopolaire du réseau et donc de diminuer la valeur du courant de défaut à la terre.

B- MISE A LA TERRE DANS LE RESEAU MT A 30 KV

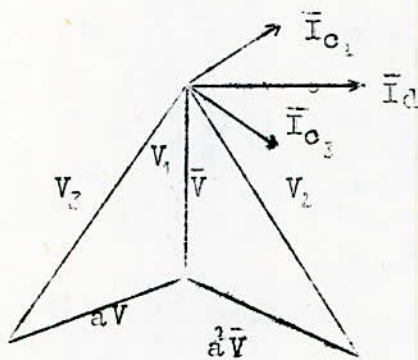
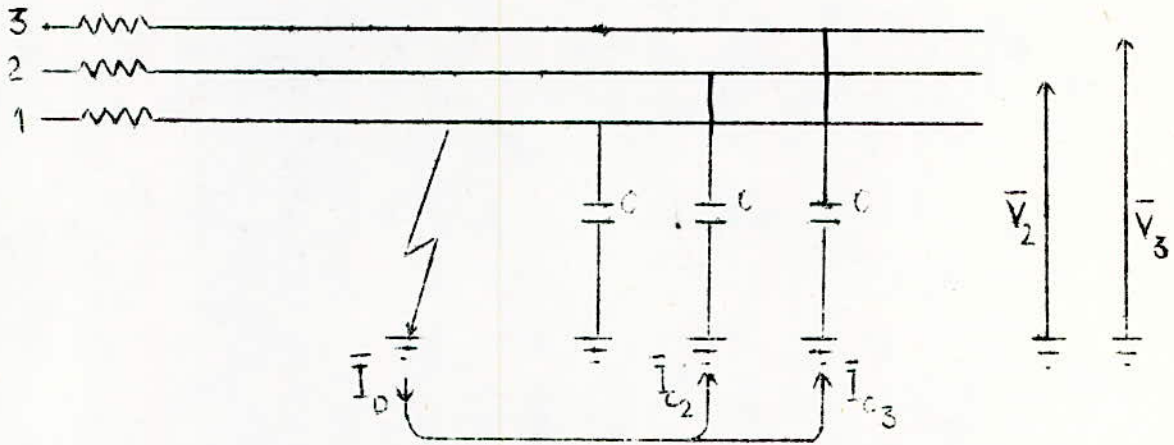
Ce réseau comporte en plus des lignes aériennes, deux lignes en câbles souterrains, il serait donc dangereux de laisser s'écouler à la terre un courant de défaut trop élevé, qui risquerait de présenter un danger de fusion des gaines des câbles souterrains. De plus l'expérience de certains pays a montré qu'il serait dangereux, du point de vue des surtensions, d'exploiter un réseau de câbles avec neutre isolé, si le courant de défaut capacitif dépasse les valeurs suivantes:

Tension du réseau	Courant capacitif de défaut
6 à 10 Kv	30 A
15 à 20 Kv	20 A
30 Kv	5 A

Les courants mentionnés ci-dessus représentent la limite de stabilité de l'arc à la terre. Si le courant I_0 reste inférieur à ces valeurs, l'arc serait auto extincteur, et le réseau à neutre isolé continue à fonctionner en cas de défaut à la terre, sans qu'il y ait à craindre l'apparition de surtensions dangereuses. Si par contre, le courant I_0 dépasse les valeurs indiquées (ce qui est en général le cas pour un réseau de câbles souterrains), l'utilisation de la compensation est souhaitée.

Calcul du courant capacitif

Pour un réseau à neutre isolé, si on a défaut à la terre, le courant de défaut est la somme vectorielle des deux courants capacitifs traversant les deux phases saines.



$$\begin{aligned} \bar{I}_D &= \bar{I}_{C_1} + \bar{I}_{C_3} \text{ avec} \\ \bar{I}_{C_2} &= jC\omega\bar{V}_2 \\ \bar{I}_{C_3} &= jC\omega\bar{V}_3 \\ I_D &= 3C\omega V \end{aligned}$$

Dans notre cas la valeur de ce courant capacitif sera:

Ligne	C ($\mu F/Km$)	V(Kv)	I_C (A)
GL	$4,7 \cdot 10^{-3}$	30	1,67
GI	$4,49 \cdot 10^{-3}$	30	2,19
KI	$4,49 \cdot 10^{-3}$	30	0,73
câble GK	0,3	30	99,66
Câble GL	0,23	30	81,25

Le courant total sera:

$$I_D = 185,5 \text{ A}$$

L'utilisation de la compensation s'avère donc nécessaire dans ce réseau.

La bobine d'extinction utilisée devra compenser un courant de 190 A environ, sa puissance sera de :

$$P_b = V I_b$$

V: tension de phase (tension du neutre pendant le défaut).
 I_b : courant réactif, traversant la bobine pendant le défaut, égal et opposé au courant capacitif.

Le calcul nous donne :

$$P_b = 3,21 \text{ MVA}$$

La bobine est placée à la station C. Les transformateurs installés dans cette station ont une capacité de 20 MVA; ils supportent donc largement la charge imposée par la bobine pendant le défaut. La différence ($20 - 3,21 = 16,79$) permet de placer une bobine d'extinction ayant une grande réserve en provision des extensions éventuelles du réseau.

C- MISE A LA TERRE DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION A 15 KV

La méthode de mise à la terre dans ce réseau va dépendre entre autres, du type de régions alimentées (urbaines ou rurales), de la présence ou de l'absence de machines tournantes LT connectées au réseau, etc...

1-Cas d'un réseau urbain

Dans ce type de réseaux les lignes sont réalisées en général en câbles souterrains. L'exploitation du réseau avec neutre isolé provoque des surtensions dangereuses en cas de défaut à la terre. On peut alors mettre le neutre à la terre. Tout défaut phase/terre devient court-circuit et provoque la disjonction du départ concerné. Mais, même si sa durée est très courte, l'intensité du courant de court-circuit produite, dans le cas de la mise à la terre directe du neutre, est considérable et a le temps de provoquer de grandes détériorations sur tout son parcours : perforation des enveloppes de plomb, des conduites d'eau et de gaz avoisinantes, incendies par anoyage d'arcs entre les conduites d'eau et de gaz, etc...

La solution la plus indiquée ici est la mise à la terre par bobine d'extinction de Petersen, ou, à défaut, à travers une résistance limitatrice.

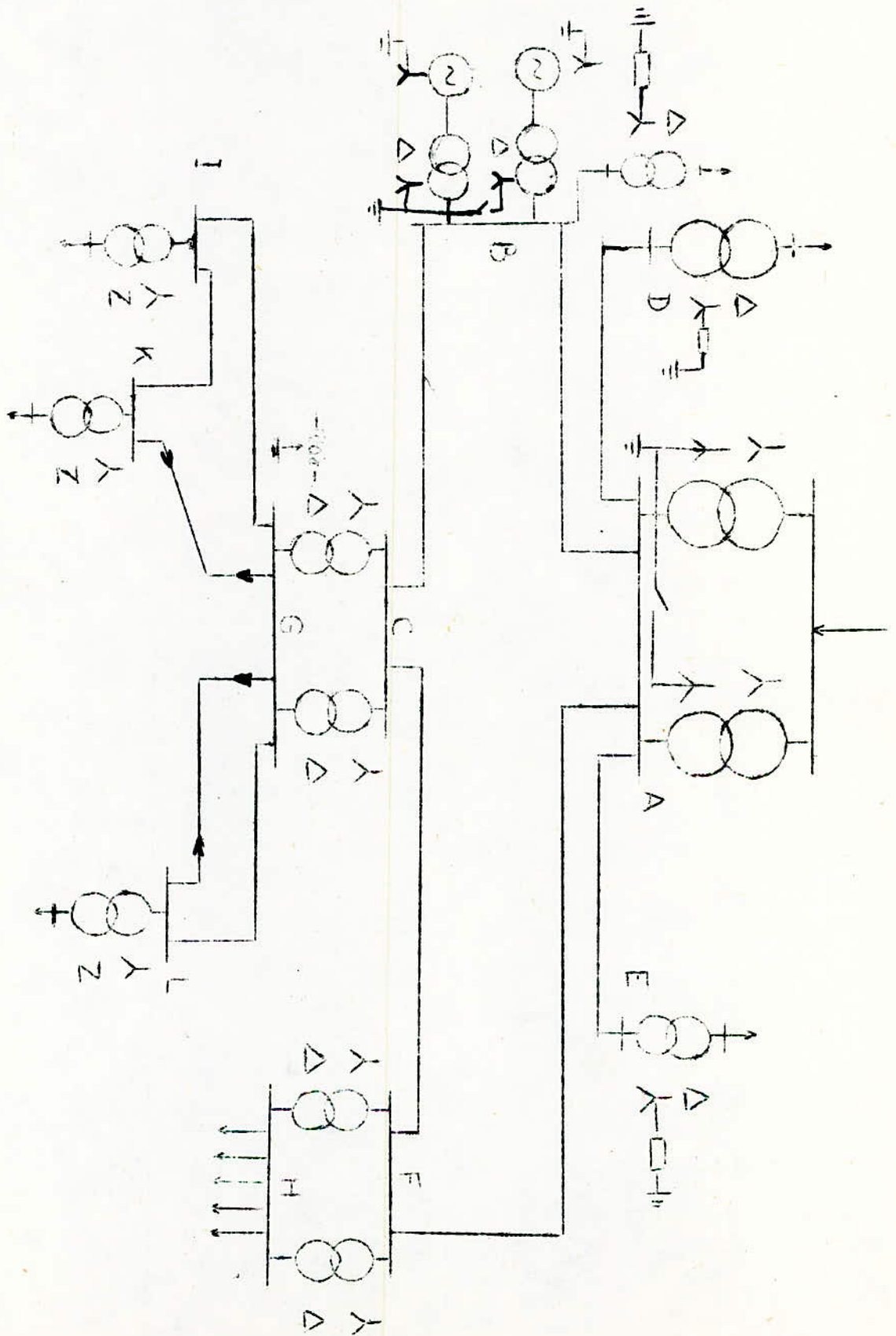
2-Cas d'un réseau rural

Ces réseaux sont composés en général, par des lignes aériennes, et sont d'assez faibles puissance. Si le réseau n'est pas très étendu, les courants capacitifs résultants d'un défaut phase/terre sont faibles et ne peuvent entretenir l'arc à la terre. La solution adoptée pour ce type de réseau est donc, l'ex-

exploitation à neutre isolé.

Si le réseau est assez étendu, et comprend quelques lignes en câbles souterrains, le courant capacitif homopolaire atteint fréquemment plusieurs dizaines d'ampères, ce qui enlève beaucoup d'intérêt à l'isolement du neutre, l'auto-extinction des arcs à la terre devenant très rare au delà de 10 à 20 A. On peut alors adopter une mise à la terre à travers une impédance limitatrice. Ce qui a l'avantage de simplifier l'exploitation et la réalisation des protections détectant les défauts à la terre. La coupure brève permet d'éliminer la majorité de ces défauts sans apporter, dans le cas général, de gêne pour la clientèle.

Si l'on considère que notre réseau de distribution est à prédominance de lignes aériennes, et que la puissance qu'il transporte est trop faible pour pouvoir alimenter une industrie (excepté les postes B, D et E); ce qui correspond parfaitement aux caractéristiques des réseaux ^{urbains} ~~urbains~~, on est amené à pratiquer, pour ce réseau l'exploitation à neutre isolé. Les postes B, D et E transitent d'assez grandes puissances et une mise à la terre à travers une résistance de limitation peut être la mieux indiquée pour ces postes.



-o- C O N C L U S I O N -o-
=====

On a pu s'assurer au bout de cette étude , qu'on n'a pas une méthode de mise à la terre qui réponde à tous les critères et contraintes .

Néanmoins , on a vu , que selon la nature du réseau à exploiter, on peut toujours trouver une méthode de mise à la terre qui offre le meilleur compromis entre les différentes contraintes.

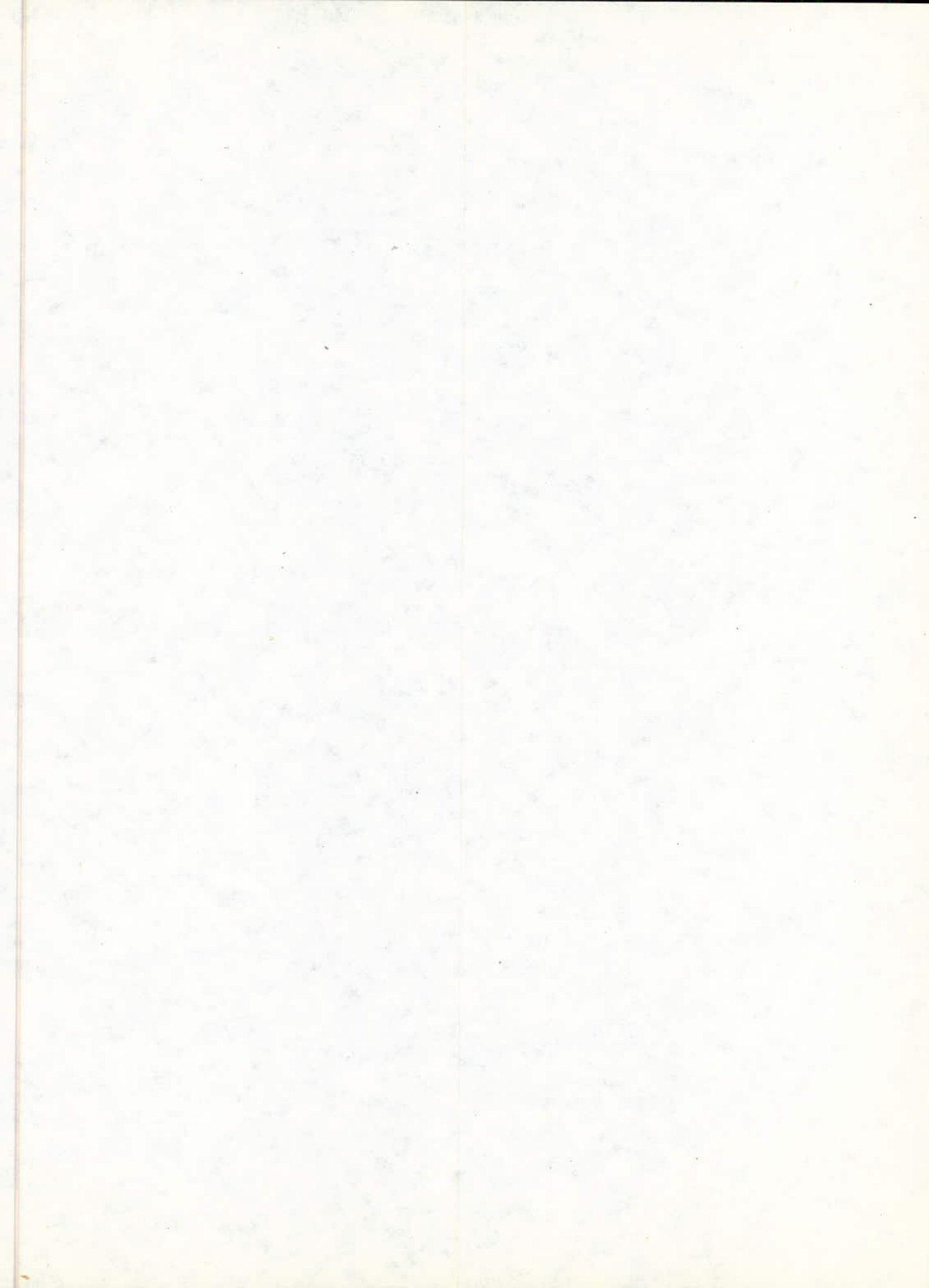
La mise à la terre directe , ou à travers une faible impédance, exige la coupure au premier défaut, mais amortit très efficacement les surtensions et permet l'utilisation de protections sélectives simples et robustes. Le niveau d'isolement est réduit et l'installation peu coûteuse.

l'exploitation avec neutre isolé, ou la mise à la terre à travers une forte impédance , permet de ne pas couper l'alimentation dès l'apparition d'un premier défaut, mais cette possibilité entraîne un niveau plus élevé de surtensions, une plus grande difficulté de réalisation des protections sélectives. Un personnel très qualifié est exigé. Cette solution est donc, nettement plus onéreuse que la première.

Enfin, il est bon de rappeler, en terminant, que la continuité de service ne peut reposer uniquement sur le régime du neutre. La conception du réseau, la réalisation soignée (en particulier de l'isolement), la connaissance approfondie de l'installation par le service d'entretien, le maintien de la qualité de l'isolement

en cours d'exploitation, sont également nécessaires pour avoir une bonne continuité de service.

Si l'on n'est pas en mesure de remplir ces exigences, on s'expose à des coupures quelque soit le régime du neutre adopté.



-o- PARAMETRES DU RESEAU -o-

=====

INTRODUCTION

Les paramètres électriques caractérisant les lignes de transmission sont:

- Résistance de la ligne
- Inductance de la ligne
- Capacité de la ligne.

Pour les machines du réseau, on considèrera les paramètres suivants :

- La réactance pour les générateurs (la résistance est négligée).
- La résistance et la réactance des transformateurs.

I- LIGNES AERIENNES

I-1 Résistance directe

La valeur de la résistance kilométrique des lignes aériennes est donnée par les catalogues, en fonction de la nature du conducteur et de son diamètre.

I-2 Résistance homopolaire

Elle est donnée par la formule suivante :

$$R_0 = R + 0,0003 \frac{\omega \pi}{2}$$

ω étant la fréquence du réseau

$$R_0 = R + 0,15$$

I-3 Réactance inductive longitudinale directe

L'inductance par phase en Henry/Km d'une ligne triphasée à simple voie est donnée par la formule :

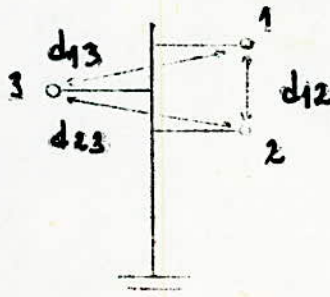
$$L = \left[4,6 \operatorname{Log} \frac{D}{r} + \frac{u}{2} \right] 10^{-4} \text{ H/Km}$$

D étant la distance moyenne géométrique entre les conducteurs

$$D = (d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23})^{\frac{1}{3}} \text{ en mm}$$

r = rayon du conducteur en mm

u = 1 pour les conducteurs non magnétiques



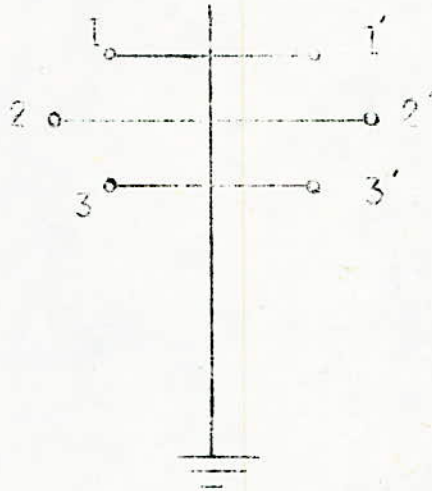
Pour une ligne à double terre, l'inductance sera donnée par la formule :

$$L = 4,6 \text{ Log} \left(\frac{D'_1}{D'_I} \cdot \frac{D'_2}{r'} \cdot D'_3 \right) 10^{-4} \text{ H/Km}$$

Avec :

$$D'_1 = (d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13})^{\frac{1}{3}} \quad D'_2 = (d_{21}' \cdot d_{32}' \cdot d_{13}')^{\frac{1}{3}}$$

$$D'_I = (d_{31}' \cdot d_{12}' \cdot d_{23}')^{\frac{1}{3}} \quad D'_3 = (d_{11}' \cdot d_{22}' \cdot d_{33}')^{\frac{1}{3}}$$



I-4 Réactance inductive longitudinale homopolaire

Le rapport de la réactance homopolaire à la réactance directe en fonction de la tension du réseau est donné par le tableau suivant :

X_0/X_I	3,6	3,4	3,2
U_n (KV)	60	110	220

La présence d'un fil de garde fait baisser la valeur de ces rapports de 10%

Pour une ligne à double terre on a :

$$X_0/X_I = 5,5 \text{ à } 5,0$$

I-5 Capacité homopolaire

La capacité homopolaire d'un conducteur d'un circuit triphasé est donnée, en fonction du profil de la ligne.

a) - Pour une ligne simple sans fil de garde :

On suppose que la ligne est régulièrement transposée. La capacité linéique homopolaire d'un conducteur est donnée par :

$$C_0 = 10^{-6} / 124,2 \text{ Log}(2h/\sqrt{rD^2}) \quad \text{F/Km}$$

Avec :

h = hauteur moyenne des conducteurs par rapport au sol.

D et r ont été déjà définis précédemment.

b) - Pour une ligne simple avec fil de garde :

La capacité homopolaire est tirée de :

$$1/C'_0 = (1/C_0) + (1/C_t)$$

C_0 est donnée par la formule précédente. Et C_t par :

$$C_t = \frac{\text{Log}(2h_t/r_t)}{3I \left[\text{Log}(4hh_t/d_t^2) + I \right]^2} \cdot 10^{-6} \quad \text{F/Km}$$

h_t = hauteur du fil de garde au-dessus du sol.

d_t = moyenne géométrique des distances des conducteurs au fil de garde

r_t = rayon du fil de garde.

c) - Pour une ligne simple avec deux fils de garde :

$$1/C'_0 = (1/C_0) + (1/C'_t)$$

avec :

$$C'_t = \frac{10^{-6} \text{Log}(2h_t/r_t) \cdot \sqrt{(2h_t/D_t)^2 + I}}{62 \left[\text{Log}(4hh_t/d_t^2) + I \right]^2} \quad \text{F/Km}$$

D_t = distance entre les fils de garde

d'_t = moyenne géométrique des distances de chacun des fils de garde aux trois conducteurs.

d) - Pour une ligne à double terres avec 2 fils de terre:

On applique la formule :

$$I/c'_o = (I/c_o) - (I/c'_t)$$

c'_t est calculée par la même formule que celle donnée au points c).

c_o étant donnée par la formule :

$$c_o = 10^{-6} / 248,4 \text{ Log}(2h / \sqrt{r D^2 \cdot D'_1 \cdot D'_2 \cdot D'_3}) \quad \text{F/Km}$$

Toutes les quantités entrant dans cette formule ont été définies précédemment.

II- CABLES SOUTERRAINS

II-1 Résistances directe et homopolaire :

La résistance directe est donnée par des catalogues.

La résistance homopolaire est donnée par :

$$R_o = 0,15 + R$$

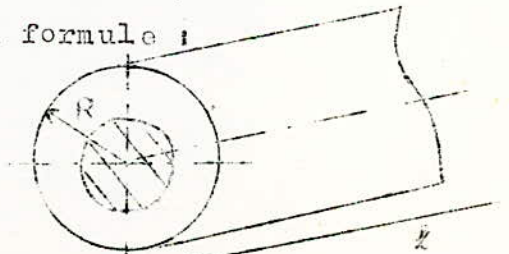
R étant la résistance directe.

II-2 Capacité

En utilisant un câble tripolaire à champ radial, l'influence inter-conducteurs se trouve éliminée, et la capacité pour un conducteur est donnée par la formule :

$$C = \frac{2 \pi \epsilon}{\text{Ln}(R/r)}$$

$$\epsilon = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot \epsilon_n \quad \text{F/Mètre}$$



L'isolant utilisé est du papier imprégné d'épaisseur 7,5 mm

donc $\xi_a = 4$

III- Transformateurs.

III-1 Résistance directe :

La valeur de la résistance d'un transformateur est donnée par l'expression :

$$R_T = \frac{P_{cu}}{1000} \cdot \frac{U_n}{S_n}$$

Avec :

P_{cu} = pertes en cuivre, en Kw

U_n = tension nominale, en Kv

S_n = puissance apparente nominale, en MVA.

P_{cu} est donnée par les catalogues en pour-cent de la puissance totale du transformateur.

III-2 Réactance inductive directe

La valeur de la réactance est donnée par la formule :

$$X_T = \frac{u_{cc}\%}{100} \cdot \frac{U_n}{S_n}$$

Avec :

$u_{cc}\%$ = la tension de court-circuit en %

U_n = tension nominale, en Kv

S_n = puissance apparente nominale, en MVA.

III-3 Impédance homopolaire

L'impédance homopolaire d'un transformateur dépend de la nature du couplage de ses enroulements, et du circuit magnétique qui peut être à flux libre ou à flux forcé.

Les transformateurs utilisés dans notre réseau sont à flux forcé.

a) - Transformateur A

C'est un transformateur ayant un couplage étoile-étoile, les deux étoiles étant mises à la terre. De plus on suppose qu'il y a d'autres mises à la terre dans le réseau amont (220 KV). L'impédance homopolaire est alors donnée par la formule :

$$Z_0 + Z_{\text{ext}} = Z_{\text{pr}} + \frac{Z_{\text{soc}} + Z_{\text{ext}}}{\frac{Z_{\text{soc}} + Z_{\text{ext}}}{jX_{\mu_0}} + 1}$$

Avec :

$$X_{\mu_0} = 4,5 X_d$$

$(Z_0 + Z_{\text{ext}})$ groupe les impédances homopolaire du transformateur et celle du réseau amont.

b)- Transformateur B

C'est un transformateur ayant un couplage étoile-triangle, l'étoile étant mise à la terre. Son impédance homopolaire est donnée en fonction de son impédance directe par :

$$Z_0 = 0,85 Z_d$$

IV- Alternateurs

La résistance est généralement négligée.

L'expression de la réactance subtransitoire directe d'un alternateur est la suivante :

$$X = \frac{X_d'}{100} \cdot \frac{U_n}{S_n} \quad \text{en Ohms}$$

X_d' = taux de réactance

V- Calcul de l'impédance du réseau 220 KV

Cette impédance peut être calculée à partir de la puissance de court-circuit triphasé sur le jeu de barre A.

En cas de court-circuit sur le jeu de barre A, l'impédance vue de ce point est X_{cc} , qui est évaluée à :

$$X_{cc} = 1,1 \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad \Omega$$

Avec : $U_n = 220 \text{ KV}$ et $S_{cc} = 4000 \text{ MVA}$

d'où :

$$X_{cc} = 13,51 \quad \Omega$$

Cette impédance est la résultante de deux impédances en parallèle: celle du réseau 220 Kv et celle du réseau 110 Kv ramenée à 220 Kv.

On a : $X_{110} = (X_{TA} + X_B + (X_{AB} // (X_{BC} + X_{CF} + X_{AF}))) m^2$
m étant le rapport de transformation.

$$X_{110} = 248,79 \quad \Omega$$

On peut alors tirer la valeur de X_{220} qui ramenée du côté 110 KV nous donne :

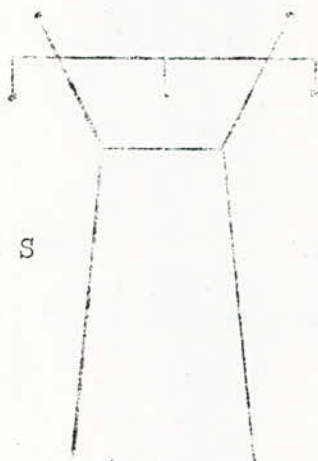
$$X_{220} = 4,25 \quad \Omega$$

Profil N



$$\begin{aligned} h &= 15,94 \text{ m} \\ D &= 3,36 \text{ m} \\ D'_1 &= 3,657 \text{ m} \\ D'_2 &= 3,657 \text{ m} \\ D'_3 &= 7,89 \text{ m} \\ d'_t &= 5,99 \text{ m} \\ D_t &= 10 \text{ m} \\ h_t &= 22 \text{ m} \end{aligned}$$

Profil S



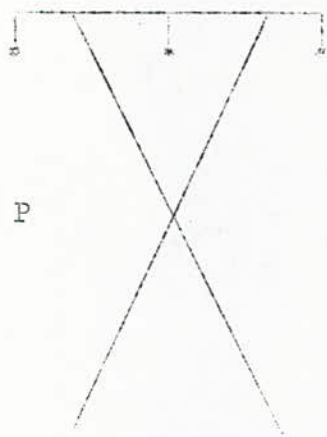
$$\begin{aligned} D &= 5,35 \text{ m} \\ h &= 16 \text{ m} \\ h_t &= 13,8 \text{ m} \\ d'_t &= 4,6 \text{ m} \\ D_t &= 6 \text{ m} \end{aligned}$$

Profil H



$$\begin{aligned} D &= 4,14 \text{ m} \\ h &= 15,54 \text{ m} \\ d_t &= 6,63 \text{ m} \end{aligned}$$

Profil P



$$D = 3,34 \text{ m}$$

$$h = 12 \text{ m}$$

Profil Q



$$D = 1,58 \text{ m}$$

$$h = 10,63 \text{ m}$$

-o- T A B L E A U I -o-

LIGNES DE TRANSMISSION

trajet	s. conducteur (mm ²)		profil	U (KV)	d (mm)	l (Km)	
	phase	garde					
AB	150Cu	50Fe	N	110	15,8	100	
AD	185AlFe	50Fe	S	110	19,2	60	
AE	185AlFe	50Fe	S	110	19,2	70	
BC	150Cu	50Fe	M	110	15,8	70	
AF	150Cu	50Fe	M	110	15,8	60	
CF	120Cu	35Fe	S	110	14,0	30	
GL	185Cu	-	P	30	17,5	22	
GI	70Cu	-	P	30	10,5	30	
KI	70Al	-	P	30	10,5	10	
H-	50Cu	-	Q	11	9,0	73	
GK	120Cu	-	-	30	14,0	20	--Câble
GL	120Cu	-	-	30	14,0	22	"

-o- T A B L E A U I' -o-

=====
 CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DES LIGNES
 =====

Trajet	$R_I(\Omega)$	$X_I(\Omega)$	$C(\mu F)$	$R_0(\Omega)$	$X_0(\Omega)$
AB	12,3	40,09	0,357	12,95	120,27
AD	9,36	24,63	0,448	9,51	73,39
AE	10,92	28,85	0,523	11,07	86,55
BC	8,96	28,57	0,259	9,11	85,71
AF	7,68	24,49	0,222	7,83	73,47
CF	4,83	12,96	0,181	4,98	38,88
GL	2,28	8,54	0,103	2,43	32,47
GI	8,58	12,61	0,134	8,73	47,91
KI	4,35	4,20	0,045	4,5	15,97

Pour les câbles souterrains, on a les capacités:

- câble GK :
 $C = 6,103 \text{ F}$

-câble GL :
 $C = 4,98 \text{ F}$

-o- TABLEAU 2 -o-

PARAMETRES DES TRANSFORMATEURS

S_n	P_{cu}	u_{cc}	R_I	X_I	Transformateur	X_0	R_0
40	0,65	13	2,38	47,58	A	48,58	3,62
60	0,55	11	1,21	24,24	B	20,6	1,03
20	0,8	9	4,84	54,45	C		
20	0,8	9	4,84	54,45	D		
20	0,8	9	4,84	54,45	E		
16	0,83	9	6,27	68,06	F		

Ces paramètres sont calculés du côté 110 Kv

Les valeurs homopolaires indiquées pour le transformateur A comprennent aussi celle du réseau amont (220 Kv).

S_n en MVA ; P_{cu} en Kw ; u_{cc} en % ; R_I, X_I, R_0 et X_0 en Ω

REACTANCE LONGITUDINALE DES ALTERNATEURS

On prend un taux de réactance $X\% = 12\%$

Ce qui nous donne :

$$X = 0,54 \Omega$$

Si on ramène cette valeur du côté 110 KV, on aura :

$$X_{A1} = 28,82 \Omega$$

-o- BIBLIOGRAPHIE -o-

=====

- (1)- Electrical transmission and distribution reference book.
Westinghouse electric corporation. 1974
- (2)- A.Mauduit. Installations électriques à haute et basse tension. Tome I
DUNOD . Paris 1964
- (3)- R.F.Ficchi. Les parasites en électricité et en électronique.
DUNOD . Paris 1966
- (4)- Techniques de l'ingénieur. Chap. D.135 et D.610 .
- (5)- "En faveur de la mise à la terre du neutre, au moins pour les hautes tensions." Mauduit. R.G.E. Mars 1924
- (6)- "Résultats d'exploitation avec mise à la terre directe du neutre." F. Cornu. R.G.E. Juillet 1925.
- (7)- "Choix du régime du neutre dans un réseau industriel I à 36 KV." Verschoore. R.G.E. Novembre 1980
- (8)- "La protection des réseaux MT. Comportement d'un réseau de distribution aérien à moyenne tension, comportant une mise à la terre au moyen d'une impédance de limitation, soumis à des défauts à la terre." R.G.E. Novembre 1970

