

Ministre de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou

Faculté de Génie Electrique et Informatique

Département d'électrotechnique



Memoire

De fin d'étude en vue de l'obtention du Diplôme

D'INGINIEUR D'ETAT EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux électriques

Thème

Etude des courants de courts-circuits dans les réseaux électriques avec le neutre partiellement isolé de la terre

Proposé et dirigé par :

Mr. T.OTMANE CHERIF

Etudié et présenté par :

IMAROUNENE Karim

SI HADJ MOHAND Samir

Promotion : 2010

Remerciement

En premier lieu, nous remercions Dieux le tout puissant qui a guidé nos pas et éclairé notre esprit pour atteindre ce succès.

Nos remerciements les plus spéciaux à notre promoteur, Monsieur T.OTMANE CHERIF qui a accepté de nous encadrer et pour sa disponibilité et ses orientations pour mener à bien notre travail.

Nous sommes aussi reconnaissants à notre enseignant Monsieur MOUFID ZADA.N qui à contribué à la réalisation de ce travail.

Nous remercions nos chers parents qui nous ont encouragés et soutenus pour aller au bout de notre cursus.

Nous derniers remerciements vont aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :

Mes parents qui me sont les plus chers au monde et qui m'ont beaucoup soutenu et encouragé

Mes frères : Boudjemaa et sa fiancée Dihia, Amara et sa fiancée Radia

Mes sœurs : Fatima, Rebiha et son mari Malek, Souhila et son mari Saadi

Saloua et Ouiza

Les deux petits anges : Salem et Dihia

Tous mes amis en particulier : Samir, Nourdine et Madjid

Mon binôme Samir et sa famille

Karim

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :

Mes très chers et adorables parents

Mon frère : Ahmed

Ma petite sœur que j'adore : Hanane

Ma sœur : Sabrina et son mari Rabah et son petit fils Ayoub

Tous mes amis en particulier : Karim, Nourdine et Madjid

*Mon binôme avec qui j'ai le plaisir de partager ce travail de fin
d'étude et sa famille*

Samir

Le sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les défauts	
I. Introduction.....	3
II. Classification des défauts	3
II.1. Par leur durée.....	3
II.1.1. Auto-extincteur.....	3
II.1.2. Fugitif.....	3
II.1.3. Semi-permanent.....	4
II.1.4. Permanent.....	4
II.2. Par leur origine.....	4
II.2.1. Défaut d'origine externe.....	4
II.2.1.1. Origine mécanique	4
II.2.1.2. Origine atmosphérique	4
II.2.2. Défaut d'origine interne	4
II.3. Par leurs natures	5
II.3.1. Monophasés	5
II.3.2. Biphasés	5
II.3.3. Biphasés-terre (Ou bi-terre)	5
II.3.4. Triphasés.....	5
II.4. Par leur localisation.....	6
II.5. Par la nature de la connexion.....	6
II.5.1. Court circuit franc.....	6
II.5.2. Court circuit impédant.....	7
III. Conséquences des défauts.....	7
III.1. Le fonctionnement des réseaux.....	7
III.2. La tenue du matériel.....	7
III.3. Les chutes de tension.....	7

III.4. Les explosions de disjoncteurs.....	7
III.5. Les circuits de télécommunications.....	8
III.6. La sécurité des personnes.....	8
IV. Paramètres influençant la valeur du courant de court-circuit.....	8
V. Définition de l'intensité de courant de court-circuit.....	8
VI. Statistique sur les défauts.....	9

Chapitre II : Méthode des composantes symétriques

I- introduction.....	10
II- Rappel mathématique sur les vecteurs.....	10
II.1. Représentation vectorielle d'un phénomène physique.....	10
II.2 Définition de base.....	12
II.3 Représentation vectorielle.....	13
II.4. Composantes symétriques.....	15
II.4.1 Le système direct.....	15
II.4.2. Le système inverse.....	16
II.4.3. Le système homopolaire.....	17
III. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés.....	18
III.1. Principe de superposition.....	19
III.2. Méthode de résolution pratique.....	20
III.2.1. Défaut phase-terre.....	20
III.2.1.1. Ecriture des équations.....	21
III.2.1.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	23
III.2.2. Défaut biphasé terre.....	23
III.2.2.1. Ecriture des équations.....	24
III.2.2.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	25
III.2.3. Défaut triphasé.....	25

III.2.3.1. Ecriture des équations.....	26
III.2.3.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	27
III.2.4.1. Ecriture des équations.....	27
III.2.4. Réseau à charge déséquilibrée.....	28
III.2.4.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	29
III.2.5. Réseau avec ouverture d'une phase.....	29
III.2.5.1. Ecriture des équations.....	30
III.2.5.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	31
III.3. l'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électrique.....	32
III.3.1. les machines synchrones.....	32
III.3.2. Les machines asynchrones.....	32
III.3.3. Les transformateurs.....	33
III.3.4. Les lignes aériennes.....	33
III.3.5. Les câbles.....	34
III.4. Formulaire récapitulatif.....	34
IV. Conclusion.....	35

Chapitre III : Les différents régimes du neutre

I. Introduction.....	36
II. définitions et classification des différentes positions du neutre par rapport à la Terre.....	37
III. Choix du régime de neutre.....	38
III.1. Nécessité d'un choix du régime du neutre.....	38
III.2. base de choix du régime de neutre.....	39
IV. régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques.....	39

IV.1. réseaux à neutre mis à la terre direct.....	40
IV.1.1.valeur du courant de défaut à la terre.....	40
IV.2.réseaux à points isolés.....	42
IV.3. Réseaux avec neutre mis à la terre par une impédance de limitation.....	43
IV.4. réseaux avec neutre mis à la terre à travers une bobine de Peterson.....	45
V .Conclusion.....	47

Chapitre IV : Application et discussion de résultats

I. Introduction.....	49
II. Description de réseau à étudier.....	49
II.1. Caractéristiques des éléments du réseau.....	50
II.1 .1. Alternateurs.....	50
II.1.2. Transformateurs.....	50
II.1.3 Lignes.....	50
II.1.3. Le réseau infini.....	51
II.1.4. Charges.....	51
II.1.5. Jeu de barre.....	51
III. Schéma du réseau.....	52
IV. Méthodes de calcul.....	53
IV.1. Méthode analytique.....	53
VI.1.1. Calcul des courants de courts- circuits triphasés.....	53
VI.1.1.1. Choix des valeurs de base.....	53
VI.1.1.2. Les différentes réactances en valeurs réduites.....	53
VI.1.1.2.1. Pour les transformateurs.....	53
VI.1.1.2.2. Pour les générateurs.....	54
VI.1.1.2.3. Pour les lignes.....	54
VI.1.1.2.4. Pour le réseau infini.....	55
VI.1.1.2.5. Pour les charges.....	55

IV.1.1.2 .6. Pour les F.E.M des générateurs.....	55
VI.1.1.3. Calcul de courant de court-circuit triphasé sur le point K1.....	56
VI.1.1.3.1. Schéma équivalent.....	56
VI.1.1.3.2. Simplification du schéma équivalent.....	57
VI.1.1.4. Calcul de courant de court-circuit triphasé sur le point K2.....	61
VI.1.1.4.1. Schéma équivalent.....	61
VI.1.2. Calcul de courant de court-circuit monophasé sur le point K1.....	63
VI.1.2.1. La composante directe.....	63
VI.1.2.2. La composante homopolaire.....	64
VI.1.2.2.1. Schéma équivalent.....	64
VI.1.2.2.2. Simplification de schéma équivalent.....	65
VI.1.2.3. La composante inverse.....	67
VI.1.2.4. Détermination de la composante directe de courant de court- circuit.....	67
IV.2. Simulation sous logiciel P-SPICE.....	68
IV.2.1. Mise à la terre directe.....	68
IV.2.1.1. Court circuit monophasé.....	68
IV.2.1.1.1. Calcul des paramètres du schéma modélisé.....	70
IV.2.1.2. Court-circuit triphasé.....	75
IV.2.1.3. Interprétation des résultats.....	77
IV.2.1.4. Comparaison des résultats obtenus par les deux méthodes.....	78
IV.2.2. Le neutre isolé de la terre.....	78
IV.2.3. Mise à la terre à travers une résistance.....	81
IV.2.3. Mise à la terre à travers une inductance.....	85
IV.2.4. Mise à la terre à travers une résistance variable.....	90
IV.3. comparaison entre les courants de courts-circuits obtenus avec les différents régimes de neutre.....	93
V. Conclusion.....	94
Conclusion générale.....	95

Introduction générale :

Depuis sa découverte l'énergie électrique a toujours été et reste encore à l'aube du 3^{ème} millénaire une forme d'énergie incontournable, premièrement par sa transformation facile en une autre forme d'énergie : mécanique, thermique, lumineuse, chimique et deuxièmement par l'aisance avec laquelle elle peut être transportée.

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'énergie électrique et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Sur un réseau de transport, le problème se pose d'une manière totalement différente :

D'abord, une ligne aérienne, qui passe sur le domaine public, est périodiquement sujet à des courts-circuits ou « défauts », dus aux coups de foudre, aux arbres mal élagués, aux événements parvenant éventuellement, au vent, à la pollution, ...etc. Une bonne conception de la ligne et une bonne maintenance peuvent les minimiser, mais jamais les éliminer.

Les différents types de court-circuit sont une des formes de défauts apparaissant assez souvent par rapport aux autres types de défauts dans les réseaux électriques.

D'habitude sur les sièges des courts-circuits un arc intermittent se crée et contribue à la production d'une surtension qui peut avoir des conséquences importantes comme la détérioration des matériels électriques et électroménagers, ou l'électrisation des hommes et des animaux. Les conséquences d'un dysfonctionnement des relais de protection ne sont pas dans ce cas uniquement financières, mais peuvent mettre en danger des vies humaines ! C'est pourquoi les systèmes de protection sont redondés : la défaillance d'une protection est ainsi palliée par le fonctionnement d'autres protections localisées éventuellement en d'autres points du réseau. Ceci peut conduire à la mise hors tension de plusieurs ouvrages. L'alimentation électrique de toute une région peut alors se trouver perturbée.

Introduction générale

Il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit à tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection chargé de l'interrompre. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit. L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats dangereux.

L'objet de notre étude est de calculer les courants de courts-circuits monophasés et triphasés à des endroits différents du réseau en considérant les différents régimes du neutre et pour ce faire on a repartie notre travail comme suit :

Le premier chapitre traite les généralités sur les différents défauts et les courants de courts-circuits, leurs classification, leurs conséquences ...

Le deuxième chapitre est consacré à la description de la méthode des composantes symétriques pour calculer les différents types de défauts asymétriques.

Dans le troisième chapitre traite les différents régimes du neutre, leurs classifications, la base de choix d'un régime ...

Le dernier chapitre portera sur l'analyse, la comparaison et la discussion entre les résultats de la méthode analytique et celle de simulation avec le logiciel P-SPICE, et la comparaison entre les courants de courts-circuits avec les différents régimes de neutre.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale résumant les principaux résultats obtenus et les perspectives pour les travaux ultérieurs.

I. Introduction :

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points (ou plus) d'un circuit électrique entre lesquels existe une différence de potentiel, par un conducteur de faible résistance. Il donne naissance à un courant de court-circuit. Les électrotechniciens utilisent fréquemment le mot défaut comme synonyme de court-circuit, car c'est un défaut de l'isolement électrique qui provoque l'apparition d'un arc électrique. On parle aussi de claquage diélectrique de l'air, ou d'un matériau isolant. De même, l'électrotechnicien appellera courant de défaut le courant en un point donné résultant d'un défaut apparu à un autre point du système électrique.

II. Classification des défauts :

Sur un réseau de distribution électrique, les courts-circuits peuvent être catégorisés :

II.1. Par leur durée : [2]

Les durées de régimes de court-circuit sont très courts, ces régimes sont arrêtés par les protections, donc leurs durées sont :

$$t = t_{\text{prot}} + t_{\text{disj}}$$

t_{prot} : le temps de fonctionnement de la protection

t_{disj} : le temps de fonctionnement de disjoncteur

II.1.1. Auto-extincteur :

Si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court (environ 50ms), sans provoquer de déclenchement des organes de protection (fusible ou disjoncteur).

II.1.2. Fugitif :

Ce sont des défauts qui nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation d'environ 0,3 secondes, sans nécessiter d'intervention, ils sont de l'ordre de 70-90% des défauts.

II.1.3. Semi-permanent :

Si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures longues du réseau d'alimentation (quelques dizaines de secondes) sans nécessiter d'intervention ; ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts.

II.1.4. Permanent :

Si le défaut provoque un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service ; ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts.

II.2. Par leur origine : [3]

Selon leurs origines les défauts peuvent être classés comme suit :

II.2.1. Défaut d'origine externe :**II.2.1.1. Origine mécanique :**

C'est le cas de la rupture d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, mais on peut aussi classer dans cette catégorie les amorçages dus aux contacts de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

II.2.1.2. Origine atmosphérique :

C'est le cas de la foudre qui frappe les pylônes, les conducteurs d'une ligne, ou d'un poste.

II.2.2. Défaut d'origine interne :

Ce sont les défauts qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes, c'est par exemple, le cas de l'ouverture ou de la fermeture de circuit électrique en charge, ou le cas de surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement.

II.3. Par leurs natures :

D'après l'ordre de fréquence, on distingue quatre types de courts-circuits :

II.3.1. Monophasés :

Où une phase et le neutre ou la terre sont reliés ensemble, (75 % des cas).

II.3.2. Biphasés :

Où deux phases sont raccordées ensemble, (15 % des cas).

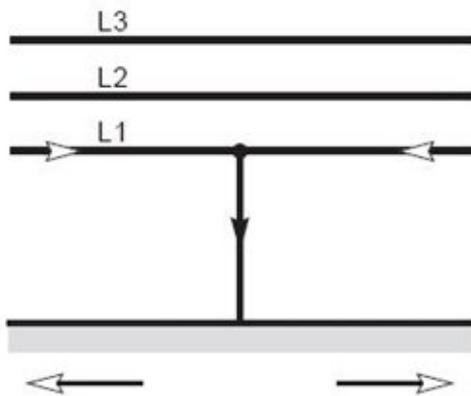
II.3.3. Biphasés-terre (Ou bi-terre) :

Où deux phases et la terre sont reliées ensemble, (5% des cas).

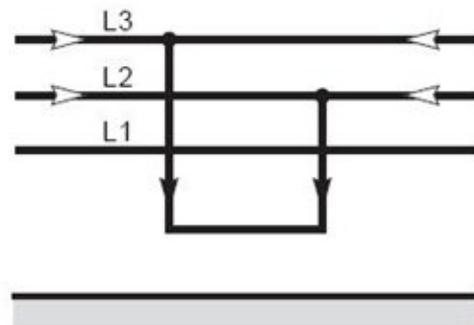
II.3.4. Triphasés :

Où les trois phases sont reliées ensemble, (5 % des cas).

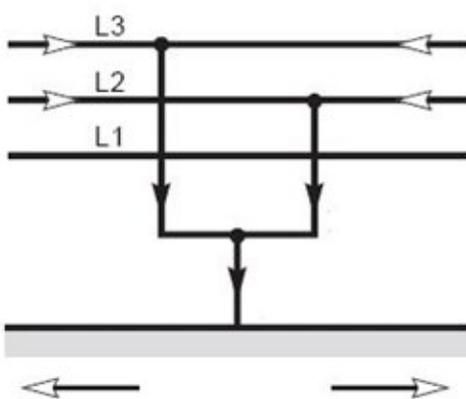
a) court-circuit phase-terre



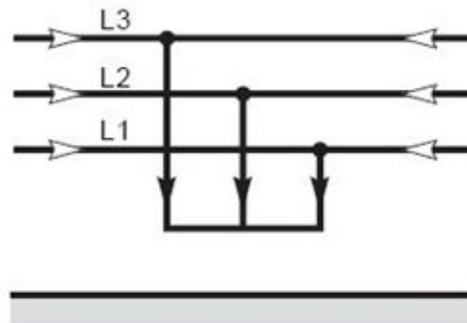
b) court-circuit biphasé, isolé



c) court-circuit biphasé - terre



d) court-circuit triphasé



 courant de court-circuit,
 courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et la terre.

II.4. Par leur localisation :

Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine ;

II.5. Par la nature de la connexion :

II.5.1. Court circuit franc :

Lorsque deux points mis en court-circuit se touchent directement.

II.5.2. Court circuit impédant :

Lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu impédant (un arbre par exemple).

III. Conséquences des défauts : [1]

Les courts-circuits ont des effets néfastes sur :

III.1. Le fonctionnement des réseaux :

Les courts-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels.

III.2. La tenue du matériel :

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, amènent deux types de contraintes, des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs, et des contraintes mécaniques, dues aux efforts électrodynamiques.

De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants au matériel et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

III.3. Les chutes de tension :

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes.

III.4. Les explosions de disjoncteurs :

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement s'ils sont d'un type ancien et sont placés sur des réseaux MT alimentés par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

III.5. Les circuits de télécommunications :

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

III.6. La sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol,... etc.

Sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de la mise à la terre des points neutres joue un rôle essentiel.

IV. Paramètres influençant sur la valeur du courant de court-circuit :

L'intensité du courant de court circuit est une caractéristique importante ; elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut.

La valeur de l'intensité du courant de court-circuit en un point d'un réseau dépend de :

- la nature des éléments qui constituent le réseau : alternateur, transformateur, lignes, câbles ;
- la structure topologique du réseau, (radial, bouclé, maillé) ;
- le mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à la terre ;
- la résistance du défaut ;
- le type de défaut : triphasé, biphasé et monophasé.

V. Définition de l'intensité de courant de court-circuit : [4]

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit principalement par l'application de la loi d'ohm.

$I=V/Z$ avec : V: tension simple de la source.

Z : impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

L'intensité I_{cc} d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé équilibré se définit toujours par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase.

Par contre dans les réseaux triphasés déséquilibrés, le calcul de courant de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques.

VI. Statistiques sur les défauts : [11]

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Français sont résumés dans le tableau suivant (on entend par réseau aériens l'ensemble des liaisons aériens). Le taux de défaut plus faible sur le réseau 400 KV est dû au fait que ce réseau constitue une ossature stratégique pour les réseaux sous-jacents, il est donc particulièrement surveillé et pourvu de moyens supplémentaires (meilleure isolation, forte présence de câble de garde résistances de terres améliorées ect...)

❖ Tableau statistique des défauts sur le réseau aérien français en 2007

Caractéristiques	400 KV	225 KV	90 KV	63 KV	20 KV
Nombre moyen par 100 Km et par an	2,5	8,6	11,3	16,9	150
Fugitif (%)	99	99	99	99	97
monophasé(%)	94	91	82	71	75
polyphasé(%)	6	9	18	29	25
Permanent (%)	1	1	1	1	3

Tableau I.1 Tableau statistique des défauts sur le réseau aérien français en 2007

I. Introduction :

En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés peut se ramener à l'étude d'un réseau monophasé équivalent de tensions égales aux tensions simples du réseau, de courants égaux à ceux du réseau et d'impédances égales à celles du réseau appelées impédances cycliques.

Le fonctionnement dissymétrique d'un réseau peut apparaître lors du déséquilibre du système de tensions ou d'impédances des éléments Électriques (suite à un défaut ou par construction).

Quand la dissymétrie est significative, la simplification n'est plus possible car on ne peut établir les relations dans les différents conducteurs à l'aide d'une impédance cyclique par élément de réseau.

La méthode générale faisant appel aux lois d'Ohm et de Kirchhoff est possible mais complexe et lourde.

La méthode dite des « composantes symétriques », simplifie les calculs et permet une résolution beaucoup plus facile en se ramenant à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants.

Après un rappel de notions vectorielles, cette méthode est développée à partir d'applications élémentaires sur différents types de court-circuit.

II. Rappel mathématique sur les vecteurs : [5]

II.1. Représentation vectorielle d'un phénomène physique :

Un phénomène physique vibratoire est sinusoïdal quand l'élongation d'un point vibrant est une fonction sinusoïdale du temps :

$$x = a \cos (\omega t + \rho).$$

L'application à l'électrotechnique, dans laquelle tensions et courants sont des phénomènes sinusoïdaux, est bien connue.

Considérons un vecteur \overline{OM} de module a , tournant dans le plan $(\overline{OX}, \overline{OY})$ autour de son origine O avec une vitesse angulaire constante ω (fig. II.1).

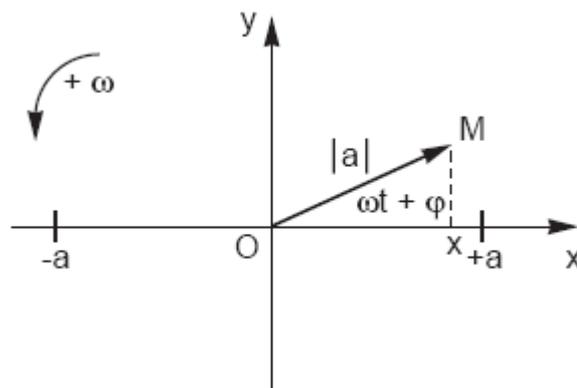


Fig.II.1 Représentation vectorielle d'un phénomène physique

Si à l'instant initial $t = 0$, l'angle $(\overline{OX}, \overline{OM})$ a la valeur ρ , à l'instant t il aura la valeur $(\omega t + \rho)$. Projétons le vecteur courant \overline{OM} sur l'axe \overline{OX} .

La valeur algébrique de sa projection est, à l'instant t : $x = a \cos(\omega t + \rho)$. Ainsi :

- * Le mouvement de la projection de l'extrémité du vecteur tournant sur l'axe \overline{OX} est un mouvement sinusoïdal d'amplitude à égale au module de ce vecteur,
- * La pulsation ω du mouvement sinusoïdal est égale à la vitesse angulaire du vecteur tournant,
- * La phase initiale ρ , est égale à l'angle que fait le vecteur tournant avec l'axe \overline{OX} à l'instant initial $t = 0$.

Réciproquement on peut faire correspondre un vecteur tournant à toute fonction sinusoïdale $x = a \cos(\omega t + \rho)$.

Par convention on représente la fonction x par le vecteur \overline{OM} dans la position qu'il occupe à l'instant initial $t = 0$; le module du vecteur représente l'amplitude a de la fonction sinusoïdale et l'angle $(\overline{OX}, \overline{OM})$ représente sa phase initiale.

Donc l'étude d'un phénomène physique sinusoïdal peut se ramener à l'étude du vecteur qui lui correspond. Ceci est intéressant car la manipulation mathématique sur les vecteurs est assez aisée.

Cela s'applique en particulier au domaine des phénomènes électriques triphasés dans les quels tensions et courants sont représentés par des vecteurs tournants.

II.2. Définition de base :

Soit un phénomène électrique vibratoire sinusoïdal représenté par un vecteur tournant \vec{V} (fig. II.2).

On se donne a priori dans le plan :

- Un axe de référence \vec{OX} de vecteur unitaire $\vec{X} : |\vec{X}| = 1$.
- Un sens de rotation conventionnellement défini comme positif dans le sens antihoraire.

Le vecteur \vec{V} dont on ramène l'origine en O est essentiellement caractérisé par:

- 1- Une amplitude \vec{V} : à un instant donné, la longueur du vecteur est égale numériquement au module de la grandeur du phénomène.
- 2- Une phase ρ : c'est à un instant donné, l'angle (\vec{OX}, \vec{V}) , que fait \vec{V} avec l'axe de référence \vec{OX} , compte tenu du sens de rotation adopté.
- 3- Une pulsation : c'est la vitesse constante de rotation du vecteur en radians par seconde.

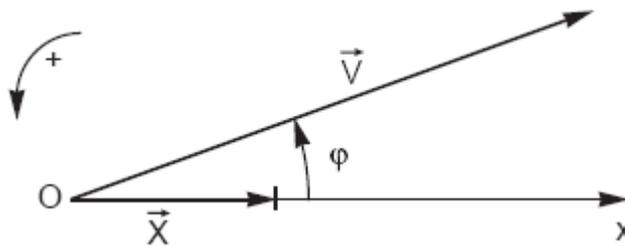


Fig. II.2

On l'exprime très fréquemment en tours par secondes, il s'agit alors de la fréquence du phénomène donnée en Hz ($1 \text{ Hz} = 2\pi \text{ rd/s}$).

Un système triphasé est un ensemble de 3 vecteurs $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$, de même origine, de même pulsation et ayant chacun une amplitude constante.

Un système électrique est linéaire quand il y a proportionnalité des relations de causes à effets.

II.3. Représentation vectorielle :

Le vecteur \vec{V} est représenté classiquement dans un système d'axes de coordonnées rectangulaires (fig. II.3).

$$\vec{V} = \overrightarrow{OM} = \overrightarrow{OX} + \overrightarrow{OY} = \overrightarrow{OX} \vec{x} + \overrightarrow{OY} \vec{y}$$

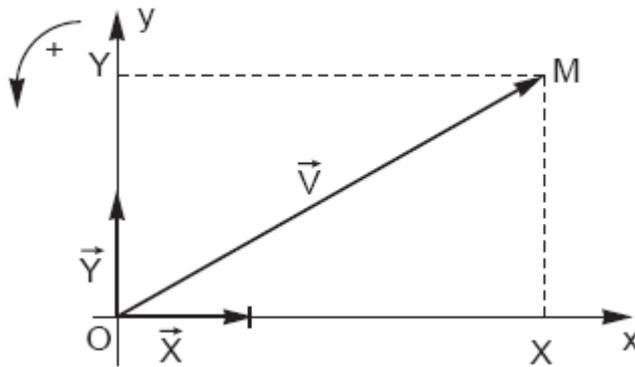


Fig. II.3

* Opérateur « j » :

Pour faciliter les opérations sur les vecteurs, \vec{V} peut être représenté de façon équivalente par un nombre complexe en utilisant l'opérateur « j ».

« j » est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner de $+\pi/2$ le vecteur auquel l'opération est appliquée, donc $j x = y$.

On voit alors que :

$$j^2 = -1 \text{ (rotation de } 2\frac{\pi}{2} = \pi)$$

$$j^3 = -j \text{ (rotation de } 3\frac{\pi}{2} = \frac{3\pi}{2})$$

$$j^4 = +1 \text{ (rotation de } 4\frac{\pi}{2} = 2\pi)$$

D'où :

$$\vec{V} = \overline{OX} \vec{x} + \overline{OY} j \vec{x} = \vec{x} (\overline{OX} + j \overline{OY})$$

*** Opérateur « a » :**

« a » est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner de $+ 2\pi/3$ le vecteur au quel l'opération est appliquée (fig. II.4).

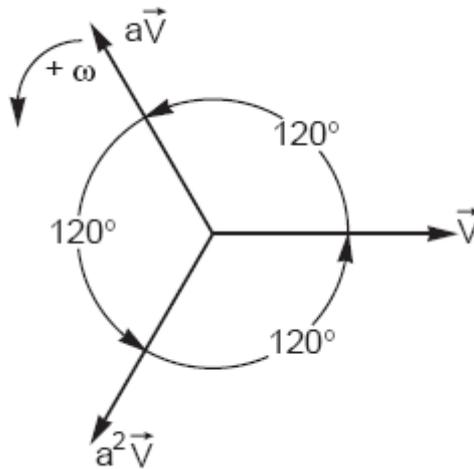


Fig. II.4

On voit alors que :

- a fait tourner un vecteur de :

$$2 \frac{2\pi}{3} = \frac{4\pi}{3} \text{ (équivalent à } -\frac{2\pi}{3}\text{)}$$

- a fait tourner un vecteur de :

$$3 \frac{2\pi}{3} = 2\pi \text{ (équivalent à } 0\text{)}$$

$$a = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -0,5 - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

d'où

$$a^0 = a^3 = a^6 \dots = 1$$

$$a = a^4 = a^7 \dots \quad a^2 = a^5 = a^8 \dots$$

$$a - a^2 = j\sqrt{3} \quad \text{et} \quad 1 + a + a^2 = 0$$

Cette dernière relation se vérifie graphiquement en constatant sur la figure que la somme des vecteurs représentés est nulle :

$$\vec{V} + a\vec{V} + a^2\vec{V} = 0$$

$$\text{D'où } \vec{V} (1 + a + a^2) = 0$$

$$\text{Donc } 1 + a + a^2 = 0$$

II.4. Composantes symétriques :

Soit un ensemble de trois vecteurs triphasés sinusoïdaux tournant à la même vitesse. Ils sont donc fixes les uns par rapport aux autres.

Il existe trois dispositions particulières présentant une symétrie des vecteurs entre eux et pour cela qualifiées de « composantes Symétriques » :

II.4.1 Le système direct :

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence positive » (fig. II.5), dans lequel $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$, :

* Ont même amplitude.

* Sont décalés de 120° .

* Sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre

$$\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3,$$

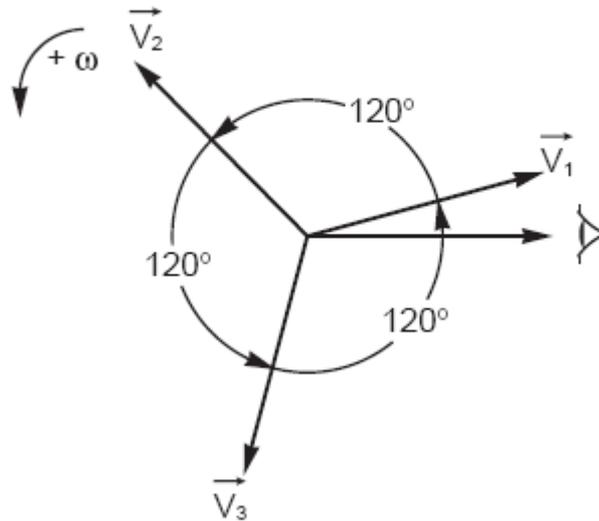


Fig. II.5

II.4.2. Le système inverse :

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence négative » (fig. II.6), dans lequel $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$:

- * Ont même amplitude.
- * Sont décalés de 120° .
- * Sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre $\vec{V}_1, \vec{V}_3, \vec{V}_2$.

$$\begin{aligned} \vec{V}_1 & \\ \vec{V}_2 &= a^2 \vec{V}_1 = a \vec{V}_3 \\ \vec{V}_3 &= a \vec{V}_1 \end{aligned}$$

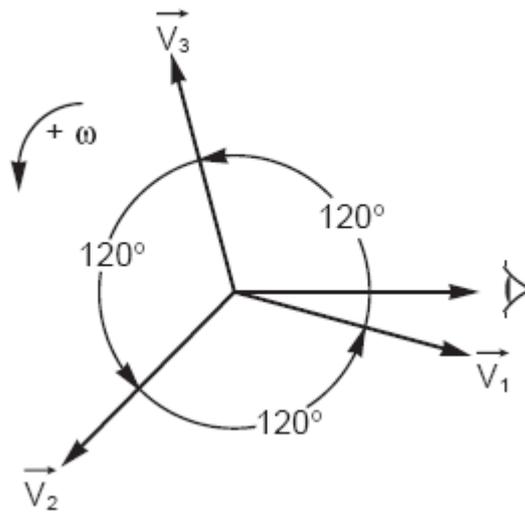


Fig. II.6

II.4.3. Le système homopolaire :

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence nulle » (fig. II.7), dans lequel $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$

:

- * Ont même amplitude.
- * Sont en phase et donc colinéaires, ainsi un observateur au repos peut les voir passer en même temps.

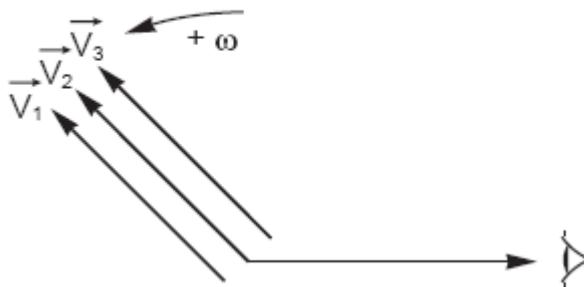


Fig. II.7

II.5 Décomposition d'un système triphasé en ses composantes symétriques :

Soit un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$, (définitions de base) ; on montre que ce système est la somme de 3 systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.

* Système direct : $\vec{Vd}_1, \vec{Vd}_2, \vec{Vd}_3$

* Système inverse : $\vec{Vi}_1, \vec{Vi}_2, \vec{Vi}_3$

* Système homopolaire : $\vec{Vo}_1, \vec{Vo}_2, \vec{Vo}_3$

On aura :

$$\begin{aligned}\vec{V}_1 &= \vec{Vd}_1 + \vec{Vi}_1 + \vec{Vo}_1 \\ \vec{V}_2 &= \vec{Vd}_2 + \vec{Vi}_2 + \vec{Vo}_2 \\ \vec{V}_3 &= \vec{Vd}_3 + \vec{Vi}_3 + \vec{Vo}_3\end{aligned}$$

Si on choisit les vecteurs indicés 1 comme vecteurs d'origine, et que l'on fait intervenir l'opérateur « a » on trouve les équations suivantes :

$$\begin{aligned}\vec{V}_1 &= \vec{Vd} + \vec{Vi} + \vec{Vo} \\ \vec{V}_2 &= a^2 \vec{Vd} + a \vec{Vi} + \vec{Vo} \\ \vec{V}_3 &= a \vec{Vd} + a^2 \vec{Vi} + \vec{Vo}\end{aligned}$$

On peut calculer les composantes symétriques :

$$\begin{aligned}\vec{Vd} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a \vec{V}_2 + a^2 \vec{V}_3) \\ \vec{Vi} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2 \vec{V}_2 + a \vec{V}_3) \\ \vec{Vo} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3)\end{aligned}$$

*** Remarques :**

Dans la suite du texte, les vecteurs tension et courant sont notés, par simplification, sans flèche.

Les composantes symétriques des tensions et courants choisies pour représenter simplement le système sont celles de la phase 1 :

$$V_i = V_d + V_i + V_o$$

III. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés :**III.1. Principe de superposition :**

Nous allons examiner le comportement d'un réseau triphasé linéaire et symétrique, c'est-à-dire composé d'impédances constantes et identiques pour les 3 phases (c'est le cas en pratique).

Pour un réseau comportant une seule f.e.m., les composantes symétriques de tension et de courant étant respectivement V_d , V_i , V_o , I_d , I_i , I_o , à l'endroit D de la dissymétrie, les relations définissant les 3 régimes sont :

$$E = V_d + Z_d \times I_d$$

$$0 = V_i + Z_i \times I_i$$

$$0 = V_o + Z_o \times I_o.$$

Elles sont schématisées par la figure II.8. Pour les réseaux comportant plusieurs sources, ces équations restent valables à condition de considérer E et Z_d , Z_i , Z_o , respectivement comme la f.e.m. et comme les impédances internes du générateur équivalent de Thévenin.

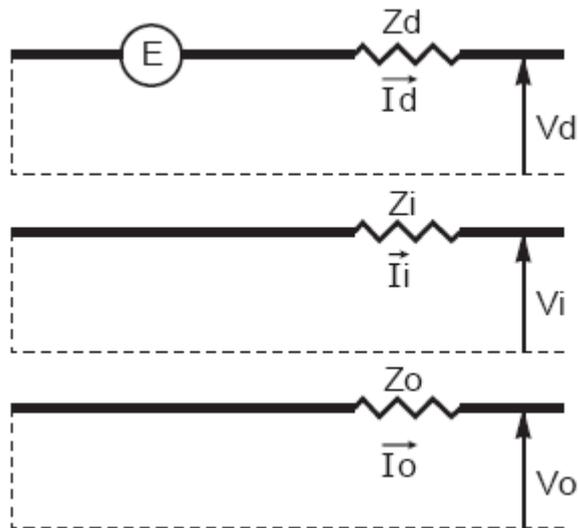


Fig.II. 8

III.2. Méthode de résolution pratique :

La méthode résumée ci-dessous est développée en détail dans l'exemple du paragraphe suivant (défaut monophasé terre).

Le réseau est divisé en 2 zones :

- * Une zone dissymétrique D (réseau déséquilibré).
- * Une zone symétrique S (réseau équilibré).

On écrit les équations liant courants et tensions :

- * Dans la zone D (composantes réelles),
- * Dans la zone S (composantes symétriques),
- * Continuité à la frontière D-S,
- * Fonctionnement dans la zone S.

La résolution mathématique des équations permet de calculer les valeurs des composantes symétriques et des composantes réelles des courants et tensions des zones D et S.

III.2.1. Défaut phase-terre :

Le circuit est supposé non chargé.

III.2.1.1. Ecriture des équations :

Isolement de la zone dissymétrique (fig. II.9)

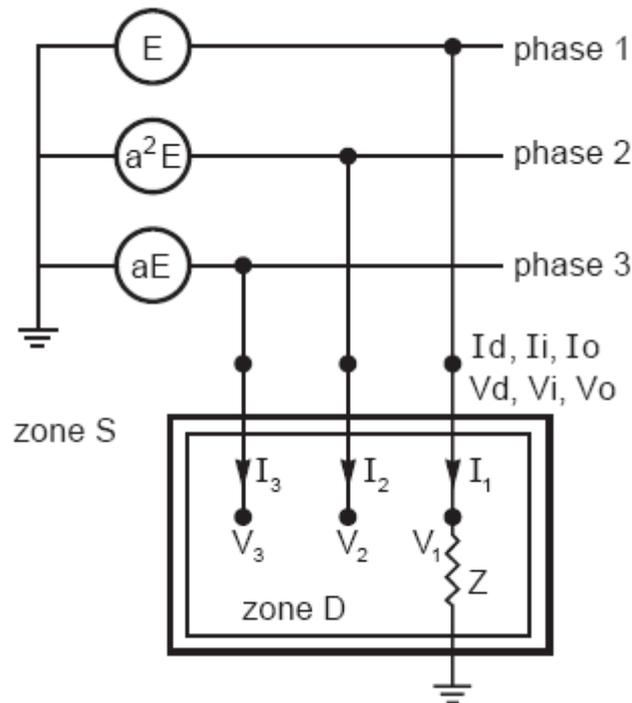


Fig. II.9

• Equations des composantes réelles dans (D) :

$$\begin{cases} I_2 = I_3 = 0 \\ V_1 = Z \times I_1 \end{cases}$$

Ces équations décrivent le cas examiné. Ce sont les seules qui soient propres à ce cas de figure.

• **Equations des composantes symétriques dans (S) :**

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$

Ces équations lient respectivement les courants réels et les tensions réelles à leurs composantes symétriques. On les retrouvera à l'identique dans tous les calculs de régimes déséquilibrés.

• **Continuité à la frontière D-S :**

En combinant entre elles les équations des composantes réelles dans (D) et les équations des composantes symétriques dans (S) on obtient :

$$\begin{cases} a^2 I_d + a I_i + I_o = 0 \\ a I_d + a^2 I_i + I_o = 0 \\ V_d + V_i + V_o = Z \times I_1 \end{cases}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} I_d = I_i = I_o = \frac{I_1}{3} \\ V_d + V_i + V_o = 3Z \times I_o \end{cases}$$

• **Equations de fonctionnement de S :**

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \end{cases}$$

Ces trois équations se retrouveront systématiquement dans tous les calculs de régimes déséquilibrés ne comportant qu'une seule source de tension.

III.2.1.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :

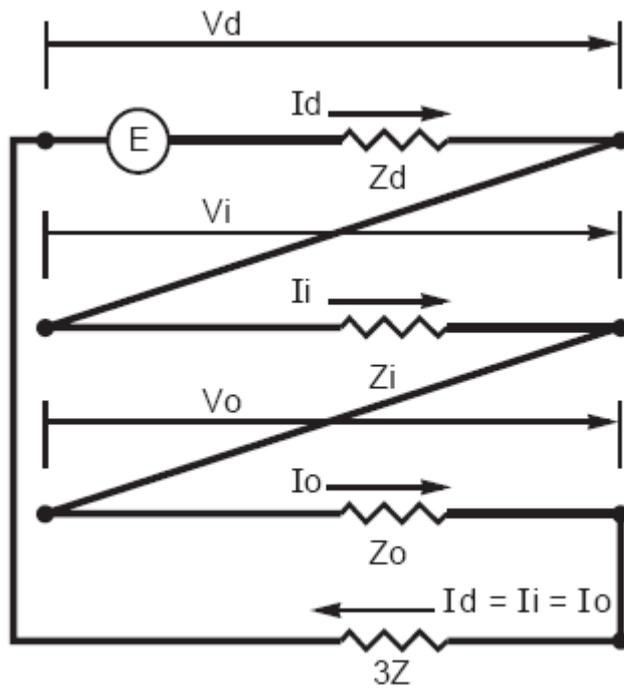


Fig. II.10

III.2.2. Défaut biphase terre :

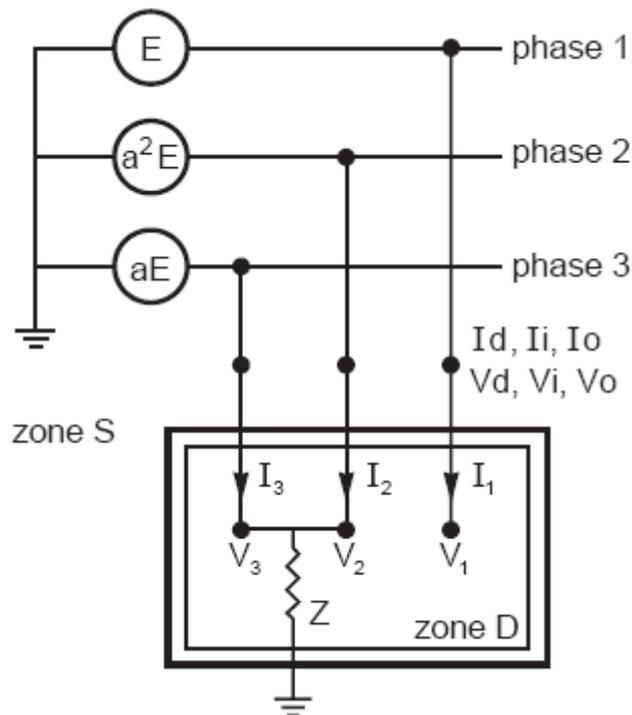


Fig. II.11

III.2.2.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_2 = V_3 = Z (I_2 + I_3) \end{cases}$$

- Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$

- Continuité à la frontière (D) - (S) :

$$\begin{cases} I_d + I_i + I_o = 0 \\ V_d = V_i \\ V_o = V_d + 3Z \times I_o \end{cases}$$

- Fonctionnement de (S) :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \end{cases}$$

III.2.2.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :

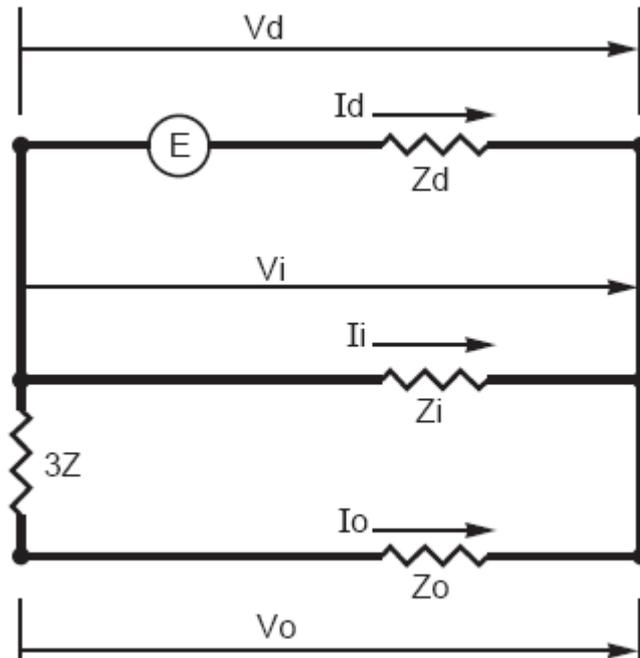


Fig. II.12

III.2.3. Défaut triphasé :

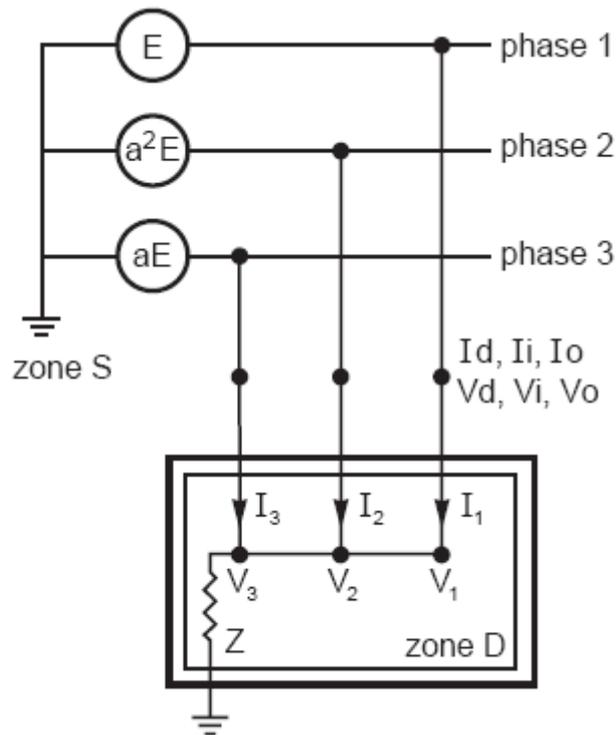


Fig. II.13

Sachant que le régime de court-circuit triphasé est un régime symétrique et selon la méthode des composantes symétriques est un système direct et les composantes homopolaires et inverses sont nulles, donc

$$\begin{cases} V_i = V_o = 0 \\ I_i = I_o = 0 \end{cases}$$

III.2.3.1. Ecriture des équations :

- **Dans la zone (D) :**

$$\begin{cases} V_1 = V_2 = V_3 = 0 \\ I_1 + I_2 + I_3 = 0 \\ V_i = V_o = V_d = 0 \\ I_i = I_o = 0 \end{cases}$$

- **Fonctionnement de (S) :**

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \end{cases}$$

Donc dans ce cas : $I_{cc} = \frac{V}{Z_d}$

III.2.3.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :

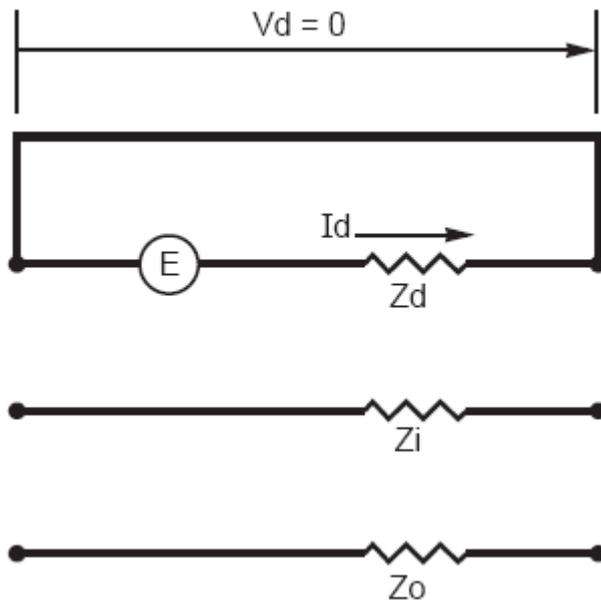


Fig. II.14

III.2.4. Réseau à charge déséquilibrée :

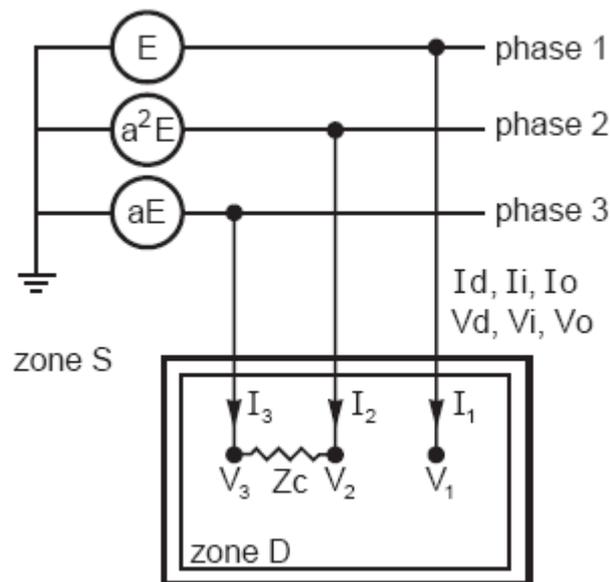


Fig. II.15

III.2.4.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_3 - V_2 = I_3 Z_c = -I_2 Z_c \end{cases}$$

- Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$

- Continuité à la frontière (D) - (S) :

$$\begin{cases} I_o = 0 \\ I_d = -I_i \\ V_d - V_i = Z_c \times I_d \end{cases}$$

- Fonctionnement de (S) :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \end{cases}$$

III.2.4.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :

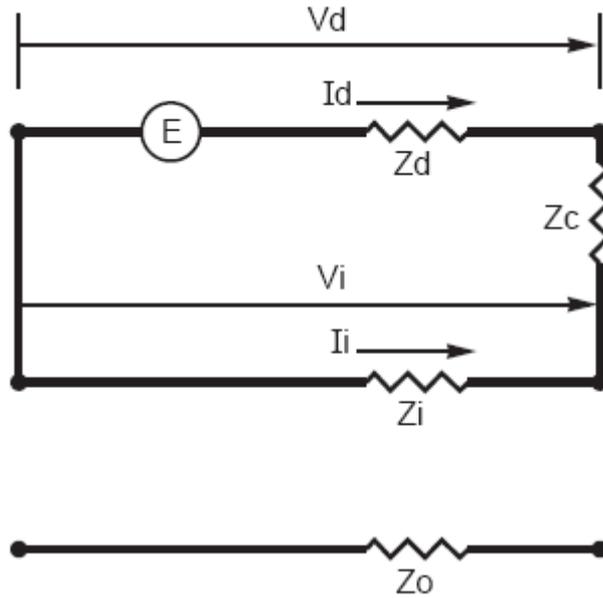


Fig. II.16

III.2.5. Réseau avec ouverture d'une phase :

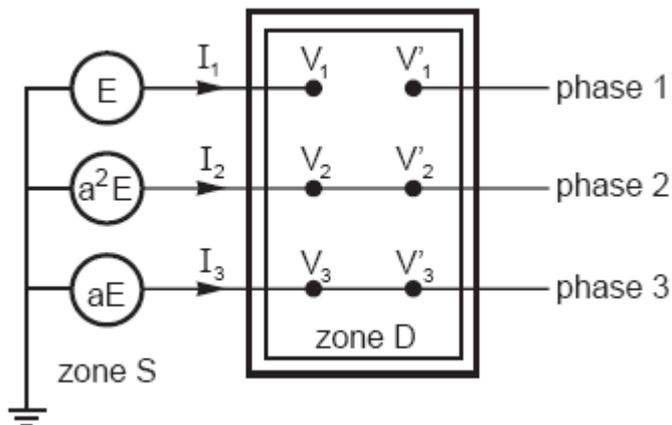


Fig. II.17

III.2.5.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_2 = V'_2 \\ V_3 = V'_3 \end{cases}$$

- Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \\ V'_1 = V'_d + V'_i + V'_o \\ V'_2 = a^2 V'_d + a V'_i + V'_o \\ V'_3 = a V'_d + a^2 V'_i + V'_o \end{cases}$$

- Continuité à la frontière (D) -(S) :

$$\begin{cases} I_d + I_i + I_o = 0 \\ V_d - V'_d = V_i - V'_i \end{cases}$$

• Fonctionnement de (S) :

$$\left\{ \begin{array}{l} E = V_d + z_d \times I_d \\ 0 = V_i + z_i \times I_i \\ 0 = V_o + z_o \times I_o \\ 0 = V'_d - z'_d \times I_d \\ 0 = V'_i - z'_i \times I_i \\ 0 = V'_o - z'_o \times I_o \\ Z_d = z_d + z'_d \\ Z_i = z_i + z'_i \\ Z_o = z_o + z'_o \end{array} \right.$$

III.2.5.2. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :

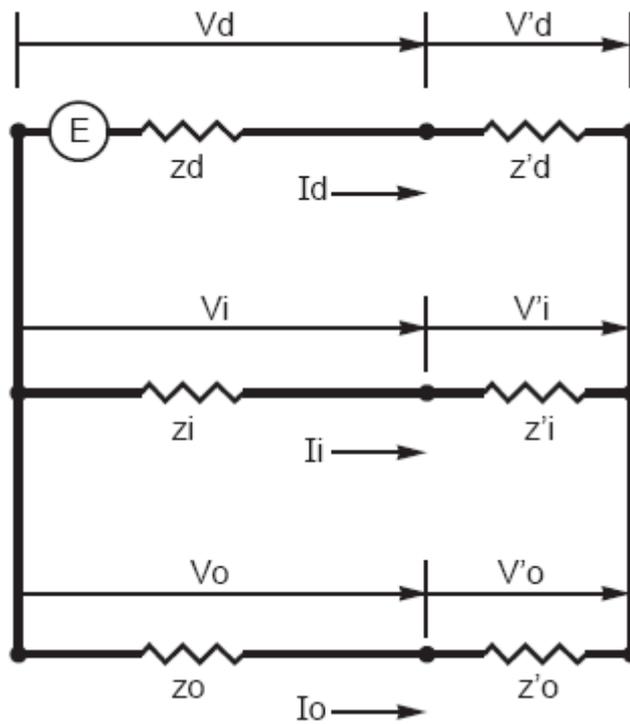


Fig. II.18

III.3. L'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électrique : [6]

III.3.1. Les machines synchrones :

Lors d'un court circuit triphasé sur une machine synchrone, l'amplitude des courants de court-circuit varie dans les grandes proportions. Les courants très intenses aux premiers instants tendent progressivement vers un régime plus modéré.

Pour traduire le plus simplement ce phénomène complexe, il est d'usage de définir trois différentes réactances de la machine :

- La réactance subtransitoire pour les premiers instants.
- La réactance transitoire pour les temps courts.
- La réactance synchrone pour les temps long (régime établis).

Lors d'un court-circuit, la réactance directe d'une machine varie de sa valeur subtransitoire à sa valeur synchrone avec les ordres de grandeur présentés dans le tableau :

Réactance %	Pôles saillants	Entrefer constant
Subtransitoire	30	20
Transitoire	40	25
Synchrone	120	200

Tableau II. 1 Les réactances d'une machine synchrones

Les alternateurs génèrent la composante directe du système symétrique des tensions. La réactance inverse est inférieure à la réactance directe transitoire. La réactance homopolaire n'est prise en compte que lorsque le point neutre de l'alternateur est relié à la terre directement ou à travers une réactance de limitation de la circulation du courant homopolaire. Sa valeur est de l'ordre de la moitié de la réactance subtransitoire directe.

III.3.2. Les machines asynchrones :

La composante directe crée un champ tournant dans le sens direct, elle est équivalente à l'impédance de la machine en fonctionnement $Z_d = U^2 / (P - j.Q)$.

La composante inverse crée un champ tournant dans le sens inverse qui génère un couple de freinage, la réactance inverse est équivalente à l'impédance de la machine au point de démarrage. Comme le courant appelé au démarrage est de 6 à 8 fois le courant nominal, l'impédance inverse sera de 6 à 8 fois plus faible que la réactance directe.

III.3.3. Les transformateurs :

Les impédances directes et inverses sont égales à l'impédance de court-circuit, La circulation d'un courant homopolaire dans les enroulements d'un transformateur nécessite un couplage ayant un point neutre relié à la terre ou à un conducteur de neutre, ou connecté en triangle. La réactance homopolaire dépend de couplage des enroulements et de la nature de circuit magnétique.

Transformateur (vu du secondaire)	Réactance homopolaire	
Pas de neutre	∞	
Yyn ou Zyn	Flux libre	∞
	Flux forcé	10 à 15 X_d
Dyn ou YNyn	X_d	
Primaire zn	0,1 à 0,2 X_d	

Tableau II. 2 Les réactances homopolaires d'un transformateur

III.3.4. Les lignes aériennes :

L'impédance et la capacité directe et inverse dépendent de la géométrie de la ligne :

- Pour les lignes à 1 conducteur par phase (cas des lignes 63KV, 90KV, 150KV et 225KV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,16 \Omega / \text{Km}$; $X_d = X_i \approx 0,4 \Omega/\text{Km}$; $C_d = C_i \approx 9 \text{ nF/Km}$.
- Pour les lignes à 2, 3 ou 4 conducteurs par phase (cas des lignes 400 KV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,04 \Omega / \text{Km}$; $X_d = X_i \approx 0,32 \Omega/\text{Km}$; $C_d = C_i \approx 12 \text{ nF/Km}$ (pour 2 conducteurs par phase).

L'impédance homopolaire vaut environ trois fois l'impédance directe, et la capacité homopolaire vaut environ six fois l'impédance directe.

III.3.5. Les câbles :

La réactance et la capacité directe et inverse sont fonction de la géométrie des câbles. Nous avons : $R_d = R_i$; $X_d = X_i \approx 0,1$ à $0,15 \Omega/\text{Km}$; $C_d = C_i \approx 120$ à $320 \text{ nF}/\text{Km}$.

Les caractéristiques homopolaire d'un câble ne se déduisent pas facilement de celles directe et inverse. Toute fois, elles sont en général négligeables devant celles des transformateurs qu'ils alimentent.

III.4. Formulaire récapitulatif :

• Notation :

- * Tension efficace composée du réseau triphasé = U
- * Tension efficace simple du réseau triphasé $V = U/\sqrt{3}$
- * Courant de court-circuit en module = I_{cc}
- * Courant de défaut à la terre en module = I_{terre}
- * Impédances symétriques = $Z_d, Z_i, Z_o,$
- * Impédance de court-circuit = $Z_c,$
- * Impédance de terre = $Z.$

Le tableau ci-dessous récapitule les courants en module dans différentes Dissymétries.

Type de dissymétrie	Dissymétrie Impédante	Dissymétrie franche (Z = 0 et/ou Zc = 0)
Court-circuit monophasé	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o + 3Z } = \frac{3V}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o } = \frac{3V}{ Z_d + Z_i + Z_o }$
Court-circuit biphasé terre (Zc = 0)	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z) }$	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_o + Z_d \times Z_o }$
Court-circuit biphasé isolé (Z = ∞)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i + Z_c } = \frac{V\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i } = \frac{V\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i }$
Court-circuit triphasé (Z quelconque)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_c \sqrt{3}} = \frac{V}{ Z_d + Z_c }$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d \sqrt{3}} = \frac{V}{ Z_d }$

Tableau II. 3 Les courants en module dans différentes Dissymétries

IV. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre une méthode de calcul des courants de courts-circuits qui est la méthode des composantes symétriques et on vu que l'application de cette dernière diffère d'un type de court-circuit à un autre.

I. Introduction :

Dans tout système triphasé haute ou basse tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point neutre". En régime équilibré ces trois tensions sont déphasées de 120° et ont pour valeur :

$$U / \sqrt{3}$$

U : étant la tension composée mesurée entre phases.

Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En moyenne tension, la distribution du neutre est exceptionnelle en France ; par contre, elle est très fréquente aux U.S.A. En basse tension, la distribution du neutre est utilisée dans tous les pays. Dans une installation haute ou basse tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime du neutre.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas, que le neutre est impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Dans toute installation, la continuité de service en présence d'un défaut d'isolement est également liée au régime du neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service en basse tension et même en haute tension, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre direct à la terre, ou faiblement impédant, impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également liée au régime du neutre.

Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique.

Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs.

Au contraire, les schémas qui tendent à réduire ces courants et qui garantissent une bonne équipotentialité des masses sont peu perturbateurs.

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.

II. Définitions et classification des différentes positions du neutre par rapport à la terre : [9]

Le neutre est accessible dans un réseau :

- Soit directement sur la borne neutre des enroulements couplés en étoile des générateurs ou transformateurs.
- Soit indirectement par l'intermédiaire d'une bobine de point neutre couplé en zigzag ou en triangle. Cette solution est dite à (neutre artificiel) par rapport à la première.

Le point neutre peut être :

- Isolé : le neutre du réseau n'est pas mis à la terre, seule la capacité homopolaire globale des départs, induit la circulation d'un courant de défaut à la terre.
- Mis directement à la terre : le point neutre du transformateur est mis à la terre par une connexion de très faible impédance.
- Mis à la terre par une impédance de limitation : une résistance ou une inductance est insérée entre le point neutre des transformateurs et la terre.
- Mis à la terre par une bobine d'extinction (bobine de Peterson) : en neutre isolé, le courant de défaut est essentiellement capacitif, il est possible d'annuler la composante capacitive en plaçant entre neutre et terre une impédance de forte valeur accordée aux capacités entre phase et terre, le courant de défaut est minimal.

Le niveau de mise à la terre ou l'isolement du point neutre peut être défini par le rapport de certaines grandeurs :

* Le rapport du courant de court-circuit phase/terre I_{CC1} au courant de court-circuit triphasé I_{CC3} .

$$m_1 = I_{CC1} / I_{CC3}$$

Ce rapport représente les surintensités ; il sera exprimé en fonction de Z_o / Z_d , dont il dépend essentiellement.

* Le rapport de la tension phase/terre V_{CC} des phases saines en cas de défaut, à la tension phase/phase u_{cc} en régime normal est :

$$m_2 = V_{CC} / u_{cc}$$

III. Choix du régime de neutre :

III.1. Nécessité d'un choix du régime du neutre :

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défauts très importants.

Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défauts à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition des surtensions élevées, entre ces deux extrêmes, un certain nombre d'autres solutions peuvent être mises en œuvre :

- Mise à la terre par résistances ou par réactances pour éviter les surtensions et réduire les surintensités résultantes des défauts monophasés.
- Mise à la terre par forte impédance, avec des réactances plus ou moins accordées à la capacité du réseau.

70 % des défauts sur lignes aériennes étant monophasés [8], l'analyse des conséquences du régime de neutre doit être faite soigneusement.

III.2. Base de choix du régime de neutre :

Le choix du régime de neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Coordination des isolements, les courants de défaut à la terre devant induire, compte tenu de la raison des mises à la terre des ouvrages des montées en tension locales compatibles avec les isolements du matériel à basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tensions, des masses, la sensibilité de détection.
- Continuité de fourniture en cas de défaut à la terre.
- Limitation du courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur les matériels et réduire les phénomènes d'induction sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel B.T.
- Recherche de l'auto extinction des défauts monophasés.

IV. Régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques : [10]

L'importance des courants de défaut ainsi que les surtensions, dépendaient énormément du régime d'exploitation des neutres du réseau.

Nous allons passer en revue les différentes façons d'exploiter les neutres et examinerons les avantages et inconvénients des différentes variantes.

IV.1. Réseaux à neutre mis à la terre direct :

Lorsque le neutre est mis directement à la terre dans un réseau (voir fig.III. 1), les potentiels des phases sont normalement fixés à la valeur des tensions simples qu'ils ne peuvent dépasser d'une façon permanente.

Les surtensions internes sont moins à craindre que pour un réseau à neutre isolé.

Par contre, lorsque le neutre est mis à la terre, les surintensités importantes sont beaucoup plus à redouter.

En effet, le contact d'une phase à la terre produit un court-circuit franc qui provoque le déclenchement du disjoncteur par la protection et occasionne l'arrêt du fonctionnement de tout ou partie du réseau.

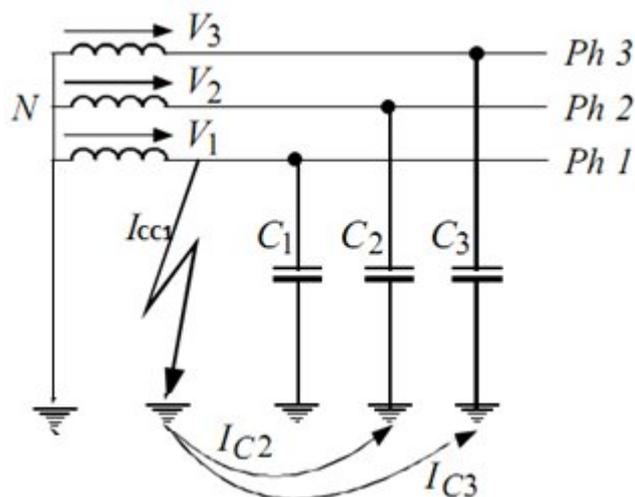


Fig.III .1 Mise la terre directe

IV.1.1.Valeur du courant de défaut à la terre :

Les courants de défaut à la terre étant limités par l'impédance de boucle entre le point de défaut et le neutre du transformateur, ils ont donc pour valeur (défaut franc) :

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{3\overline{V}}{2\overline{Z_d} + \overline{Z_0}}$$

Ce courant, calculé dans les deux cas, correspondant à une prépondérance des transformateurs ou lignes, donne les résultats suivants :

Cas 1 :

Pour un réseau éloigné, des concentrations des transformateurs, donc à impédance de lignes prépondérantes, ($\overline{Z_0} = 3\overline{Z_d}$).

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{3\overline{V}}{5\overline{Z_d}} = \frac{3}{5}\overline{I_{cc3}}$$

Cas 2 :

Pour un réseau, ou le nombre de transformateurs est prépondérant, ($\overline{Z_0} \approx \overline{Z_d}$)

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{\overline{V}}{\overline{Z_d}} = \overline{I_{cc3}}$$

Dans le deuxième cas, le courant de défaut monophasé étant égale au courant de défaut triphasé, ceci peut provoquer des difficultés sur l'appareillage et les installations de télécommunication.

Conclusion :

Le neutre mis directement à la terre est la solution la plus simple et la moins coûteuse, c'est aussi la plus efficace pour amortir les surtensions. Les courants de défaut à la terre sont du même ordre de grandeur que les défauts entre phases.

Les perturbations et les dégâts causés aux matériels, en cas d'amorçage, sont maximaux.

On trouve ce mode d'exploitation sur les réseaux de transport en raison des hautes tensions utilisées, car il permet une limitation du niveau d'isolement tel que le cas pour les réseaux de transport (60 et 220 KV) de la SONELGAZ [2]

Pour les réseaux industriels, on ne rencontrera ce mode d'exploitation que dans quelques cas particuliers ou une impédance homopolaire intrinsèque élevée limite les courants de défaut à la terre.

IV.2. Réseaux à points isolés :

Lorsque le point neutre est isolé du sol (voir fig.III. 2), le potentiel des divers conducteurs de ligne n'est plus limité à la valeur des tensions simples correspondantes, mais dépend des capacités des trois conducteurs en supposant que l'isolement du système est parfait.

Le neutre étant isolé, ce mode n'entraîne pas de courant de court-circuit comme dans le cas du neutre à la terre, et l'installation peut continuer à fonctionner, pourvu que les isolements soient prévus par tout pour la tension composée et non pour la tension simple, ce qui se fait en général pour les installations à neutre isolé.

Le réseau à neutre isolé est donc sujet à beaucoup moins d'interruption que le réseau à neutre mis à la terre, mais cet avantage, valable d'ailleurs seulement pour les installations de puissance et de tension modérées, est compensé par de nombreux inconvénients .

Il exige la présence permanente d'un personnel qualifié d'entretien pour maintenir un très bon niveau d'isolement et intervenir rapidement en cas d'accident.

Le courant de défaut est égal au courant de fuite à la terre des phases saines portées à la tension composée.

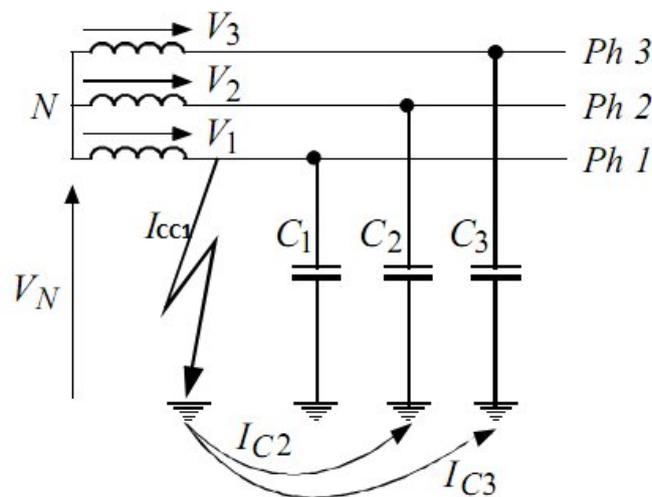
Les valeurs efficaces des courant dans les capacités C_2 et C_3 sont données par :

$$I'_2 = C_2 \omega V \quad \text{et} \quad I'_3 = C_3 \omega V ; \quad V = U / \sqrt{3}$$

Avec U : valeur efficaces de la tension composée.

En supposant $C_2 = C_3 = C$, la résultante de ces deux courants à pour valeur efficace :

$$I'_1 = C \omega U \sqrt{3} = 3C \omega V \quad \text{Ou } V : \text{ tension simple.}$$



$$\vec{I}_d = \vec{I}_{C2} + \vec{I}_{C3}$$

Fig.III .2 : Neutre isolé

Conclusion :

Le potentiel n'étant fixé que par les impédances de fuite, en particulier par des capacités phase-terre, les risques de surtension sont maximaux. Pour cette raison, on limite l'emploi de ce régime de neutre aux réseaux dont la tension nominale n'excède pas 15 KV.

Ce régime est éventuellement utilisé pour des réseaux de très bon niveau d'isolement et, en particulier, dans certains réseaux MT alimentant des installations de sécurité.

IV.3. Réseaux avec neutre mis à la terre par une impédance de limitation :

Dans certains cas, il est nécessaire de limiter l'intensité maximale des courants de défauts à la terre par une impédance de limitation placée dans la connexion entre neutre et terre.

Compte tenu de l'importance du courant à transiter, on utilise une réactance qui n'aura à dissiper qu'une puissance thermique réduite.

Suivant des critères techno-économiques, on choisira :

- Une résistance pour des tensions inférieures à 30 KV.
- Une réactance pour des tensions supérieures à 30 KV.

Le neutre des réseaux moyen tension est mis par une impédance qui limite le courant de défaut monophasé à 300 A en zone rurale et 1000 A en réseau souterrain.

Des bobines triphasées du point neutre sont toutefois employées lorsque l'on est conduit, pour des raisons d'exploitation, à utiliser des transformateurs dont l'enroulement MT est couplé en triangle.

Les surtensions sont fortement amorties à condition de respecter la règle $(I_R \geq 2I_C)$ avec $I_R = V / R$.

I_R : Courant maximal dans la résistance pendant le défaut.

$I_C = 3C \omega V$: est la somme vectorielle des courants dans les capacités entre phase et terre, pendant le défaut.

Conclusion :

- L'impédance employée est une résistance pure (fig.III. 3) :

Cette solution n'est valable que pour les tensions inférieures ou égales à 30 KV. Au-delà, l'encombrement et le prix deviennent prohibitifs.

- L'impédance employée est une réactance (fig.III. 4) :

Cette solution est adoptée dès que la tension dépasse 30 KV ; elle limite bien les surtensions des phases saines.

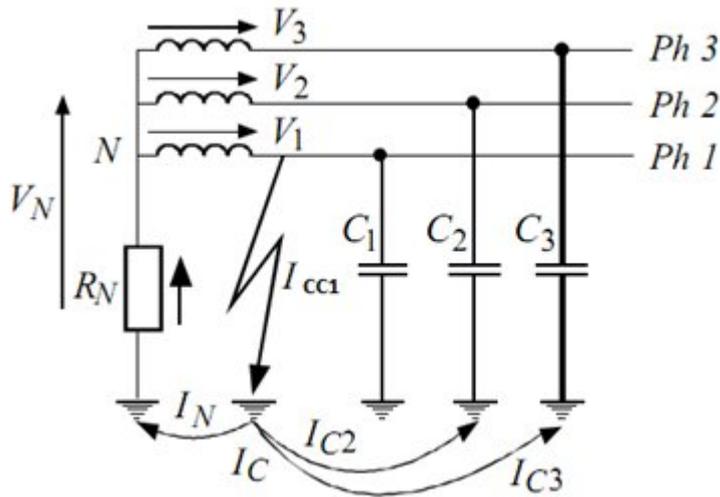


Fig.III .3 : Mise à la terre du neutre par resistance de limitaion

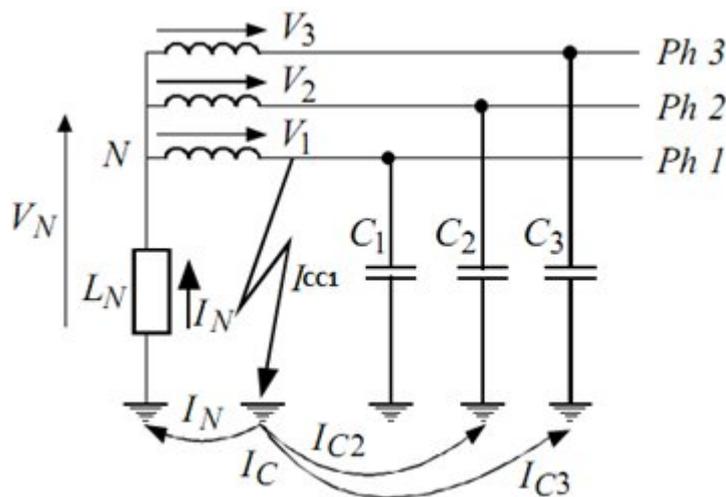


Fig.III .4 : Mise à la terre par du neutre par réactance de limitation

IV.4. Réseaux avec neutre mis à la terre à travers une bobine de Peterson :

Quand la valeur de la self est telle que sa réactance est presque la même que celle de la capacité des phases par rapport à la terre, le courant de défaut ne peut pas s'établir ; on dit que la conductance d'extinction est réalisée.

Le courant de défaut à la terre est la somme vectorielle du courant capacitif de fuite et du courant dans la réactance qui est presque en opposition de phases par rapport à la terre, on aura :

$3C\omega V \approx V/L\omega$. ou $3LC\omega^2 \approx 1$, le courant de défaut est réduit à une valeur très faible.

Toutefois, l'exploitation est alourdie par la nécessité d'accorder la bobine après chaque modification importante de la capacité du réseau, par suite de manœuvres d'extinction.

Ce système est plus particulièrement intéressant dans les réseaux où les nombreux défauts monophasés fugitifs deviennent auto-extincteurs et dans les réseaux de câble très étendus où le courant capacitif est important.

Cette solution qu'il est bon de connaître, se rencontre très rarement.

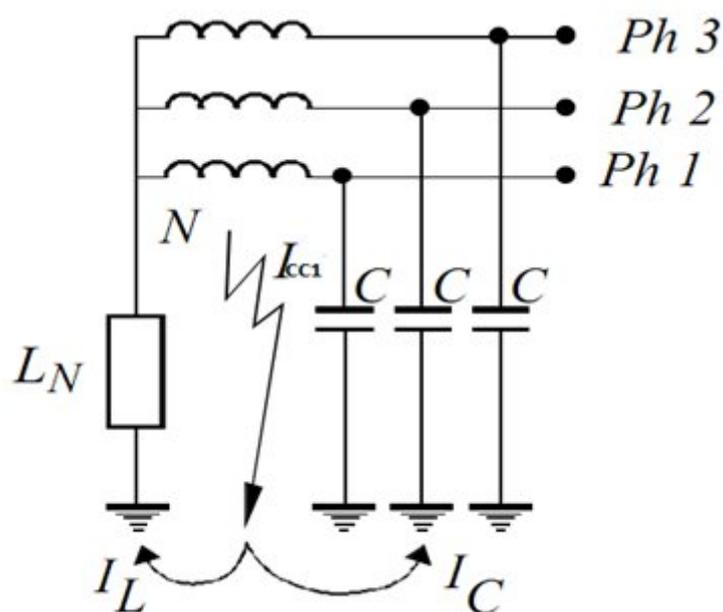


Fig.III .5 : Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Peterson

En première approximation :

$$\begin{aligned}\overrightarrow{I_{CC1}} &= \overrightarrow{I_L} + \overrightarrow{I_C} \\ \text{avec : } \overrightarrow{I_L} &= -\frac{\overrightarrow{V_N}}{jL\omega} \\ \text{et : } \overrightarrow{I_C} &= jC\omega\overrightarrow{V_2} + jC\omega\overrightarrow{V_3} \\ \text{ou : } \overrightarrow{I_C} &= j3C\omega\overrightarrow{V_N} \\ \overrightarrow{I_{CC1}} &\approx 0 \text{ si } 3jC\omega\overrightarrow{V_N} \approx j\frac{\overrightarrow{V_N}}{L\omega}\end{aligned}$$

Soit : $3LC\omega^2 \approx 1$

D'où : mise à la terre du neutre par réactance accordée avec les capacités des lignes.

V. Conclusion :

On a pu s'assurer, en passant en revue les différents régimes du neutre, qu'il n'en existe pas un qui répond seul 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 se reposer uniquement sur le régime du neutre.

La conception du réseau (sources de remplacement, choix du schéma, sélectivité, recherche de défaut), 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, l'intervention rapide en cas de défaut sont nécessaires pour obtenir une bonne continuité de service.

Si l'on n'est pas en mesure de remplir ces exigences, on s'expose à des coupures quel que soit le régime du neutre. Mieux vaut alors accepter l'éventualité d'un arrêt de l'alimentation, et de fonctionner avec le neutre mis à terre directement ou mis à la terre par l'intermédiaire d'une faible résistance. La continuité de service peut s'en trouver améliorée.

I. Introduction :

Notre étude consiste, au calcul des courants de courts-circuits monophasés et triphasés, dans un réseau (figure IV.1), avec les différents régimes du neutre (mise directe à la terre, neutre isolé de la terre, mise à la terre à travers une résistance, mise à la terre à travers une inductance et mise à la terre à travers une résistance variable), et cela par deux méthodes à savoir un calcul manuel et une simulation sous logiciel P-SPICE 9.1.

Cette analyse va nous permettre de mieux comprendre le comportement du réseau avec les différents régimes du neutre lors d'un court-circuit.

Elle doit aussi englober les deux points essentiels:

- Calcul des courants de court-circuit en certains points du réseau.
- Comparaison entre les courants de courts-circuits avec les différents régimes du neutre.

II. Description de réseau à étudier :

C'est un réseau de 220KV, constitué de deux centrales : la première comprend quatre alternateurs et quatre transformateurs élévateurs, et quant à la deuxième elle comprend quatre alternateurs et deux transformateurs élévateurs, les deux centrales sont connectées à un jeu de barre, l'une à travers deux lignes en parallèles de 150km tandis que l'autre est connecté directement, alimentant un réseau par deux lignes en parallèles de 250 KM et deux charges S1 à travers aussi deux lignes en parallèles de 100 KM et S2 par une ligne de 200 KM. (Fig. IV.1).

II.1. Caractéristiques des éléments du réseau : [12]

II.1 .1. Alternateurs :

	Alternateurs A1	Alternateurs A2
S_n	125MVA ($P_n=100MW$)	40MVA ($P_n=32MW$)
V_n	10,5KV	10,5KV
I_n	6,875KA	2,2KA
$\text{Cos}\alpha$	0,8	0,8
X''_d	0,192	0,153
X_d	1,907	2,648
X_0	0,097	0,074
X_z	0,234	0,187

II.1.2. Transformateurs :

	Transformateurs T1	Transformateurs T2
S_n	125 MVA	80 MVA
V_n	220/10,5 KV	220/10,5 KV
ΔP_{cc}	380 KW	79 KW
ΔP_0	120 MW	315 KW
$U_{cc}\%$	11%	11%
I_0	0,55%	0,45%

II.1.3 Lignes :

	Ligne 1	Ligne 2	Ligne 3	Ligne 4
l	150 KM	200 KM	100 KM	250 KM
D_m	7 M	7 M	7 M	7 M
d_0	21 ,5 mm	21 ,5 mm	21 ,5 mm	21 ,5 mm
r_0	0,13 Ω /KM	0,13 Ω /KM	0,13 Ω /KM	0,13 Ω /KM

II.1.3. Le réseau électrique :

$S_{cc} = 5000 \text{ MVA}$

$$*E_r = 1$$

$$*X_r = 0,2$$

II.1.4. Charges :

	Charge Z1		Charge Z2
\overline{S}_{ch1}	160 MVA	\overline{S}_{ch2}	100 MVA

II.1.5. Jeu de barre :

Sur le quel sont connectées les lignes l_2 , l_3 , et l_4 et il est caractérisé par C_{jb} et G_{jb}

$$C_{jb} = 0,1 \div 0,15 \text{ UF}$$

$$G_{jb} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ } \Omega^{-1}$$

III. Schéma du réseau :

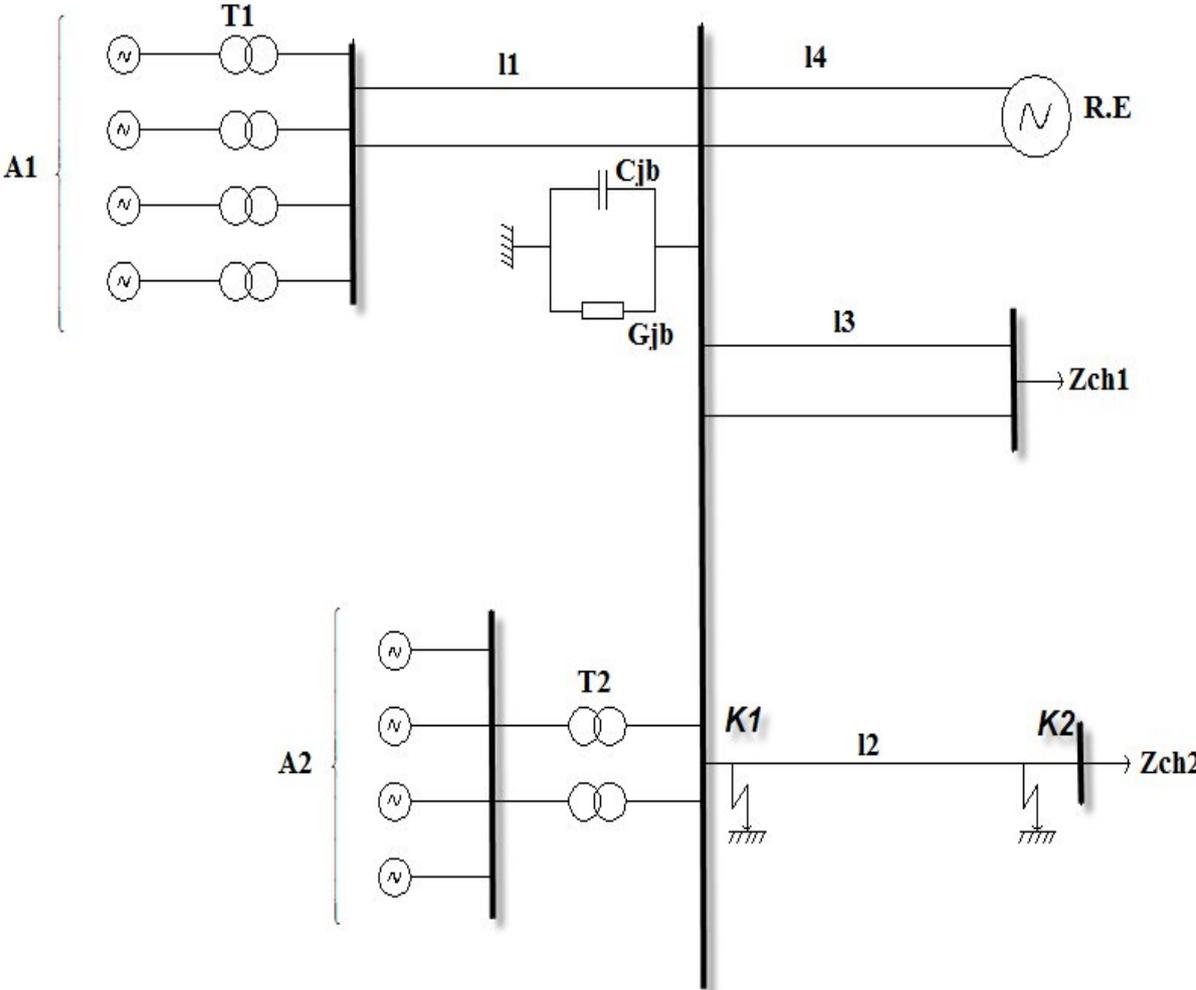


Fig. IV.1 schéma équivalent du réseau

IV. Méthodes de calcul :

IV.1. Méthode analytique :

VI.1.1. Calcul des courants de courts-circuits triphasés :

VI.1.1.1. Choix des valeurs de base :

On considère le court-circuit au début de la ligne l_2 (point K_1), sur ce point on a $U_n = 220$ KV, alors :

$$S_b = 1000 \text{ MVA}, U_b = 220 \text{ KV}, I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{1000}{\sqrt{3}220} = 2,624 \text{ KA} \rightarrow I_b = 2,624 \text{ KA}$$

VI.1.1.2. Les différentes réactances des éléments de réseau considéré en valeurs réduites :

VI.1.1.2.1. Pour les transformateurs :

$$\bullet \quad * X_{T1} = \frac{U_{cc} S_b}{100 S_n} = \frac{11.1000}{100.125} = 0,88 \text{ pu}$$

$$* X_{T1} = 0,88 \text{ pu}$$

$$\bullet \quad * X_{T2} = \frac{U_{cc} S_b}{100 S_n} = \frac{11.1000}{100.80} = 1,375 \text{ pu}$$

$$* X_{T2} = 1,375 \text{ pu}$$

U_{cc} : La tension de court-circuit en % des transformateurs

S_b : La valeur de base de la puissance apparente

S_n : La puissance apparente nominale des transformateurs

VI.1.1.2.2. Pour les alternateurs :

$$\bullet * X_{A1} = X_d'' \frac{S_b}{S_n} = 0,192 \frac{1000}{125} = 1,536 pu$$

$$* X_{A1} = 1,536 pu$$

$$\bullet * X_{A2} = X_d'' \frac{S_b}{S_n} = 0,153 \frac{1000}{125} = 3,825 pu$$

$$* X_{A2} = 3,825 pu$$

X_d'' : la réactance subtransitoire des générateurs

VI.1.1.2.3. Pour les lignes :

$$\bullet * X_{l1} = X_0 l_1 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{220^2} = 1,2396 pu$$

$$* X_{l1} = 1,2396 pu$$

$$\bullet * X_{l2} = X_0 l_2 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{220^2} = 1,6528 pu$$

$$* X_{l2} = 1,6528 pu$$

$$\bullet * X_{l3} = X_0 l_3 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,8264 pu$$

$$* X_{l3} = 0,8264 pu$$

$$\bullet * X_{l4} = X_0 l_4 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,4 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{220^2} = 2,0661 pu$$

$$* X_{l4} = 2,0661 pu$$

X_0 : La réactance kilométrique de la ligne, On prend $0,4 \Omega/\text{Km}$, pour les lignes de $6 \div 220$ KV

l : La longueur des lignes

U_b : La valeur de la tension de base

VI.1.1.2.4. Pour le réseau électrique :

$$\bullet \quad * X_r = \frac{S_b}{S_{ccr}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ pu}$$

$$* X_r = 0,2 \text{ pu}$$

S_{ccr} : La puissance apparente de court-circuit du réseau

VI.1.1.2.5. Pour les charges :

$$\bullet \quad * X_{ch2} = X_{ch2} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{100} = 3,5 \text{ pu}$$

$$* X_{ch2} = 3,5 \text{ pu}$$

Remarque :

On a pris $X_{ch2} = 0,35 \Omega$ car la charge est près de court-circuit (point K2). [7]

IV.1.1.2 .6. Pour les F.E.M des alternateurs et les charges :[7]

- $*E_{A1} = 1,13 \text{ pu}$, pour les turboalternateurs de la puissance 100 MW à 500 MW
- $*E_{A2} = 1 \text{ pu}$, pour les turboalternateurs de la puissance jusqu' a 100 MW
- $*E_r = 1 \text{ pu}$, pour le réseau
- $*E_{ch2} = 0,85 \text{ pu}$, charge près de court-circuit (point K2).

VI.1.1.3. Calcul de courant de court-circuit triphasé sur le point K1 :

VI.1.1.3.1. Schéma équivalent :

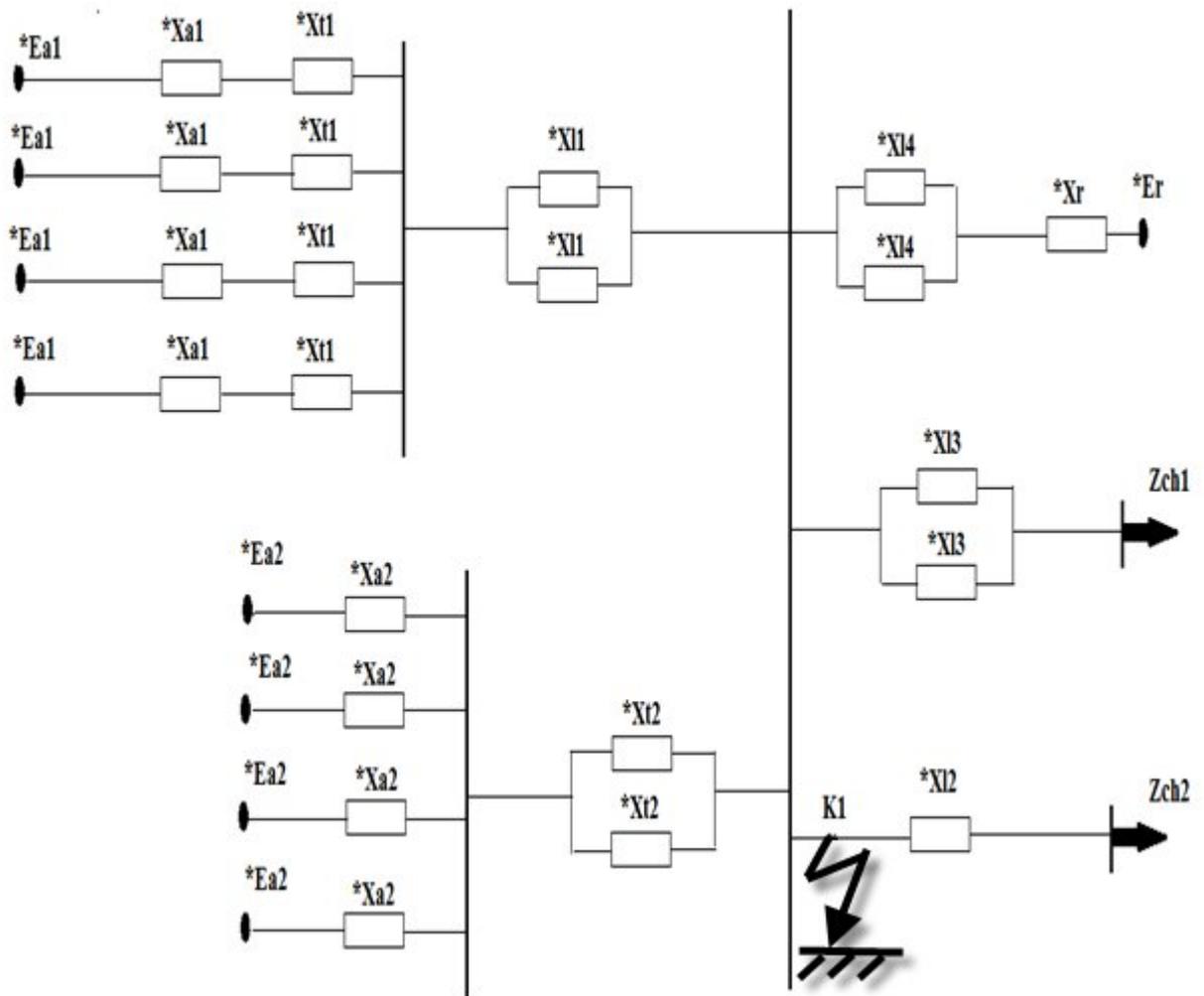
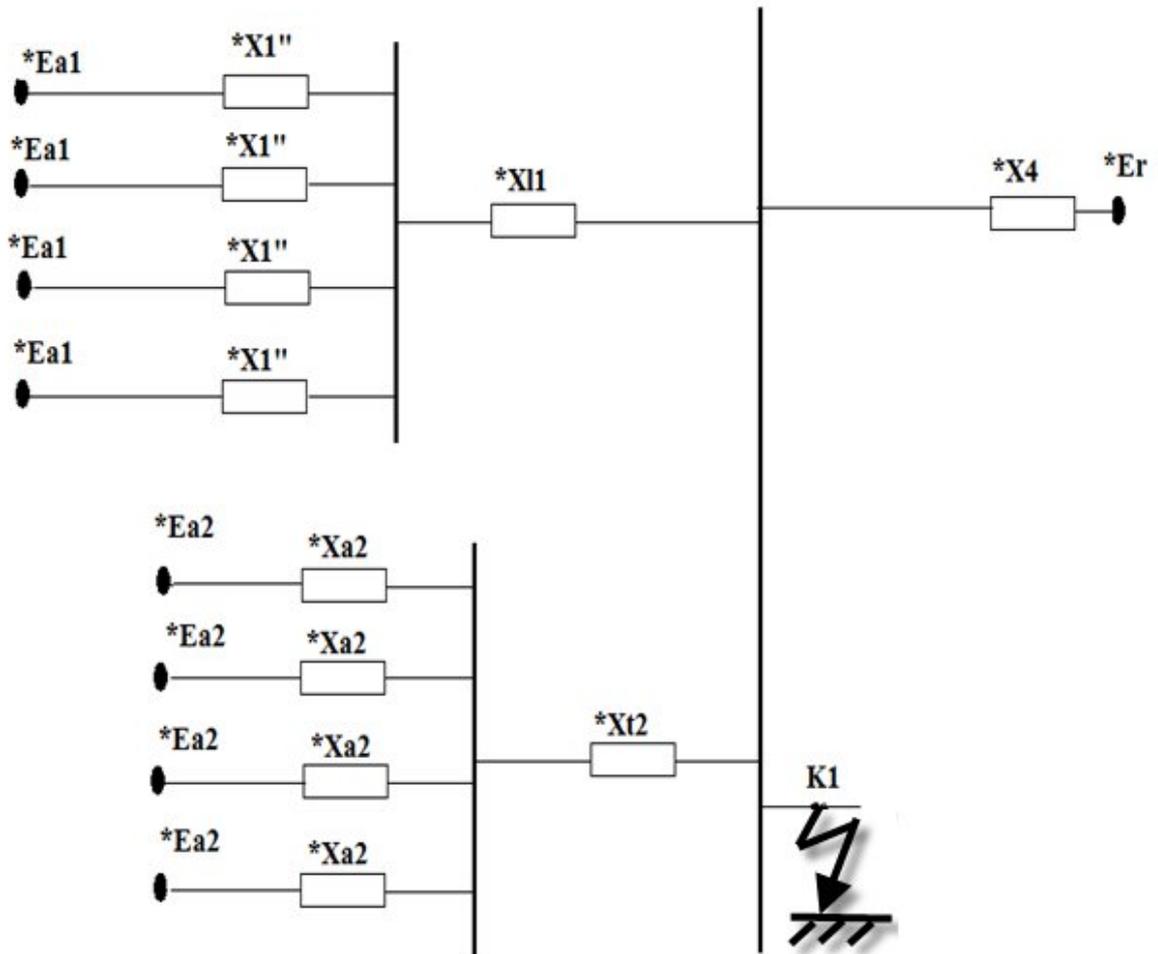


Fig. IV.2 Schéma équivalent du réseau avec le court-circuit triphasé sur le point K1

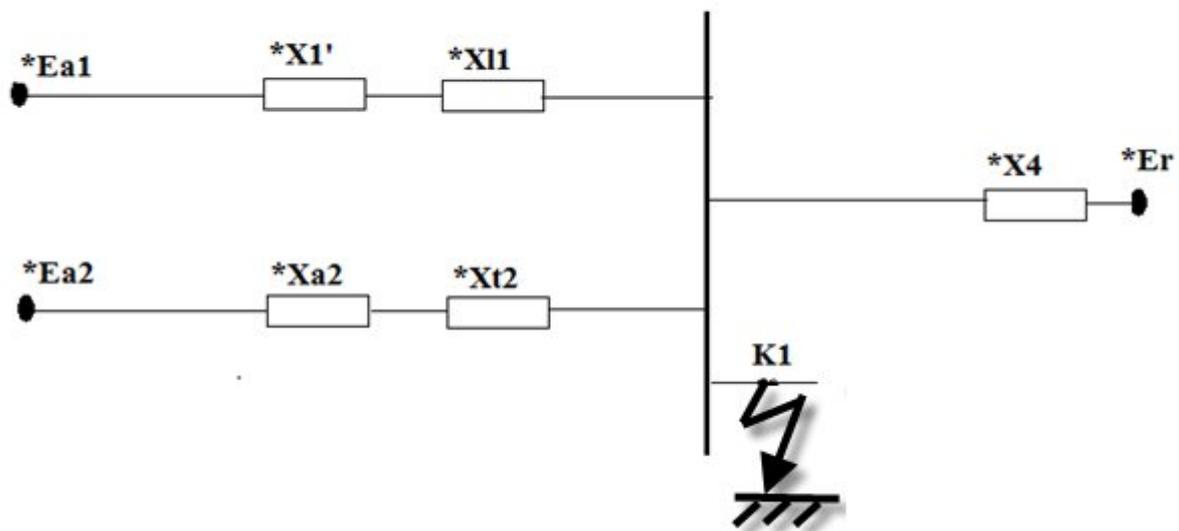
VI.1.1.3.2. Simplification du schéma équivalent :



Remarque :

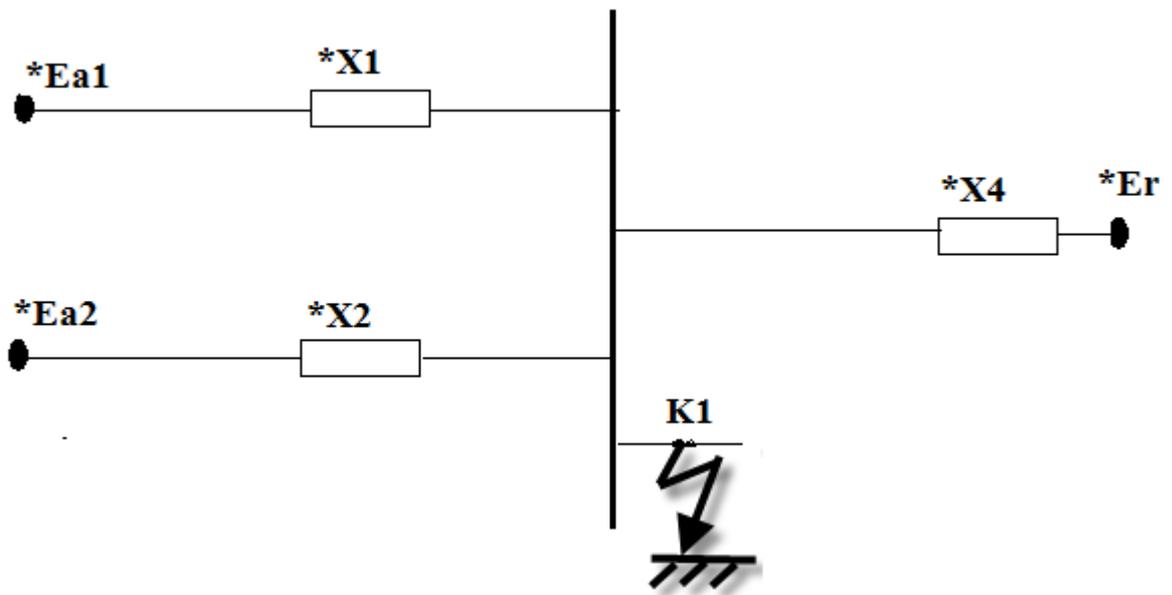
On à pas tenue compte de la ligne l_3 avec sa charge une car elles sont loin du point de court-circuit donc elles n'influent pas sur le courant de court-circuit.

- $*X_1'' = *X_{A1} + *X_{T1} = 0,88 + 1,53 = 2,416 pu$
 $*X_1'' = 2,416 pu$
- $*X_{l1} = \frac{1,2396}{2} = 0,6198 pu$ *deux lignes en parallèles*
 $*X_{l1} = 0,6198 pu$
- $*X_4 = \frac{X_{l4}}{2} + X_r = \frac{2,0661}{2} + 0,2 = 1,233 pu$
 $*X_4 = 1,233 pu$
- $*X_{T2} = \frac{1,375}{2} = 0,6875 pu$
 $*X_{T2} = 0,6875 pu$

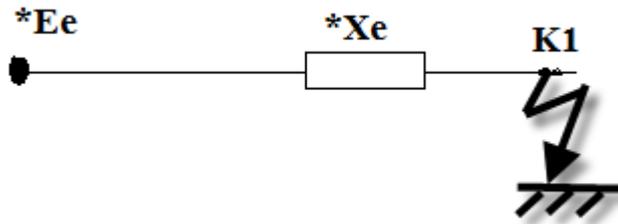


- $*E_{A1} = 1,13 pu$, *les quatres f.e.m sont égales*
- $*E_{A2} = 1 pu$, *les quatres f.e.m sont égales*
- $*E_r = 1 pu$

- $* X_1' = \frac{* X_1''}{4} = \frac{2,416}{4} = 0,604 \text{ pu}$
 $* X_1' = 0,604 \text{ pu}$
- $* X_2 = \frac{3,825}{4} = 0,9562 \text{ pu}$
 $* X_2 = 0,9562 \text{ pu}$



- $*X_1 = *X'_1 + *X_{l1} = 0,604 + 0,6198 = 1,2238 pu$
 $*X_1 = 1,2238 pu$
- $*X_2 = *X_{A2} + *X_{T2} = 0,9562 + 0,6875 = 1,6437 pu$
 $*X_2 = 1,6437 pu$



$$*E_{\mathcal{E}} = \frac{\frac{*E_{A1}}{*X_1} + \frac{*E_{A2}}{*X_2} + \frac{*E_r}{*X_4}}{\frac{1}{*X_1} + \frac{1}{*X_2} + \frac{1}{*X_4}} = \frac{\frac{1,13}{1,2238} + \frac{1}{1,6437} + \frac{1}{2,233}}{\frac{1}{1,2238} + \frac{1}{1,6437} + \frac{1}{2,233}} = 1,04 pu$$

$$*E_{\mathcal{E}} = 1,04 pu$$

$$*X_{\mathcal{E}} = \frac{1}{\frac{1}{*X_1} + \frac{1}{*X_2} + \frac{1}{*X_4}} = \frac{1}{\frac{1}{1,2238} + \frac{1}{1,6437} + \frac{1}{2,233}} = 0,4471 pu$$

$$*X_{\mathcal{E}} = 0,4471 pu$$

Donc:

$$I_{cc}^{k1} = \frac{*E_{\mathcal{E}}}{*X_{\mathcal{E}}} I_b = \frac{1,04}{0,4471} \cdot 2,624 = 6,1 KA$$

$$I_{cc}^{k1} = 6,1 KA$$

VI.1.1.4. Calcul de courant de court-circuit triphasé sur le point K2 :

VI.1.1.4.1. Schéma équivalent :

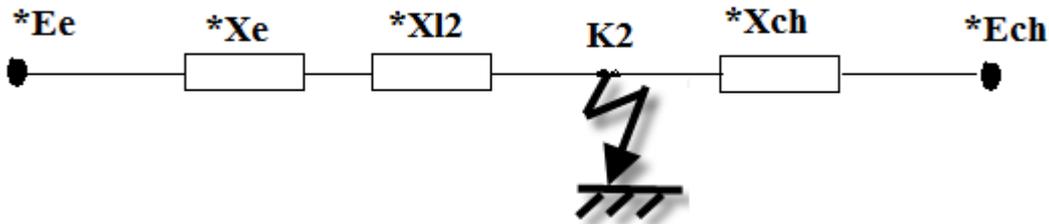
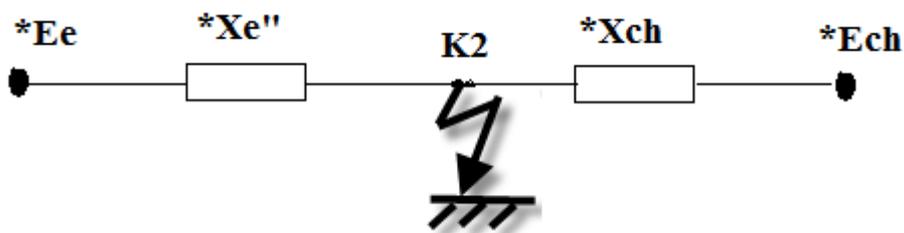


Fig. IV.3 Schéma équivalent du réseau avec le court-circuit triphasé sur le point K2

Remarque :

Comme lors de court circuit sur le point K1 on ne tient pas compte de la réactance de la ligne 3 et de sa charge mais cette fois on tient compte de la réactance de la ligne 2 et de sa charge car le court-circuit est à la fin de la ligne.

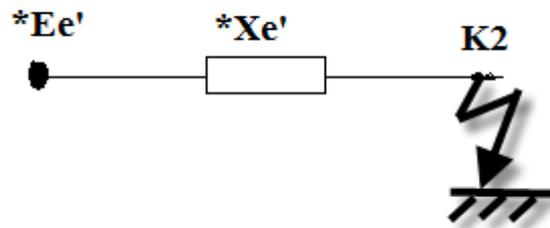


$$\bullet *X_{ch} = X_{ch} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{100} = 3,5 pu$$

$$*X_{ch} = 3,5 pu$$

$$\bullet *X_{\varepsilon}'' = *X_{\varepsilon} + *X_{l2} = 0,4471 + 1,6528 = 2,0999 pu$$

$$*X_{\varepsilon}'' = 2,0999 pu$$



$$\bullet \ *E'_{\varepsilon} = \frac{\frac{*E_{\varepsilon}}{*X_{\varepsilon}} + \frac{*E_{ch}}{*X_{ch}}}{\frac{1}{*X_{\varepsilon}} + \frac{1}{*X_{ch}}} = \frac{\frac{1,04}{2,0999} + \frac{0,85}{3,5}}{\frac{1}{2,0999} + \frac{1}{3,5}} = 0,96 \text{ pu}$$

$$*E'_{\varepsilon} = 0,96 \text{ pu}$$

$$\bullet \ *X'_{\varepsilon} = \frac{1}{\frac{1}{*X_{\varepsilon}} + \frac{1}{*X_{ch}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,0999} + \frac{1}{3,5}} = 1,31 \text{ pu}$$

$$*X'_{\varepsilon} = 1,31 \text{ pu}$$

Donc :

$$I_{cc}^{k2} = \frac{*E'_{\varepsilon}}{*X'_{\varepsilon}} I_b = \frac{0,96}{1,31} \cdot 2,624 = 1,92 \text{ KA}$$

$$I_{cc}^{k2} = 1,92 \text{ KA}$$

VI.1.2. Calcul de courant de court-circuit monophasé sur le point K1 :

VI.1.2.1. La composante directe :

Le schéma équivalent de la composante directe sur le point K_1 est le même avec ce lui de court-circuit triphasé ce qui donne :

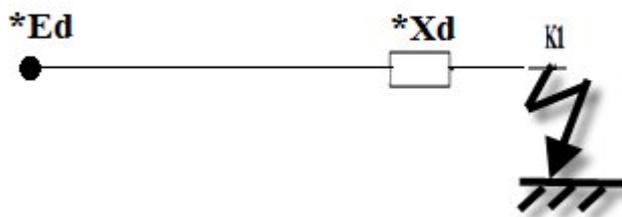


Fig. IV.4 Schéma équivalent de la composante directe

- $* X_d^{K1} = * X_\varepsilon^{K1} = 0,4471 pu$
- $* E_d^{K1} = * E_\varepsilon^{K1} = 1,04 pu$

VI.1.2.2. La composante homopolaire :

VI.1.2.2.1. Schéma équivalent :

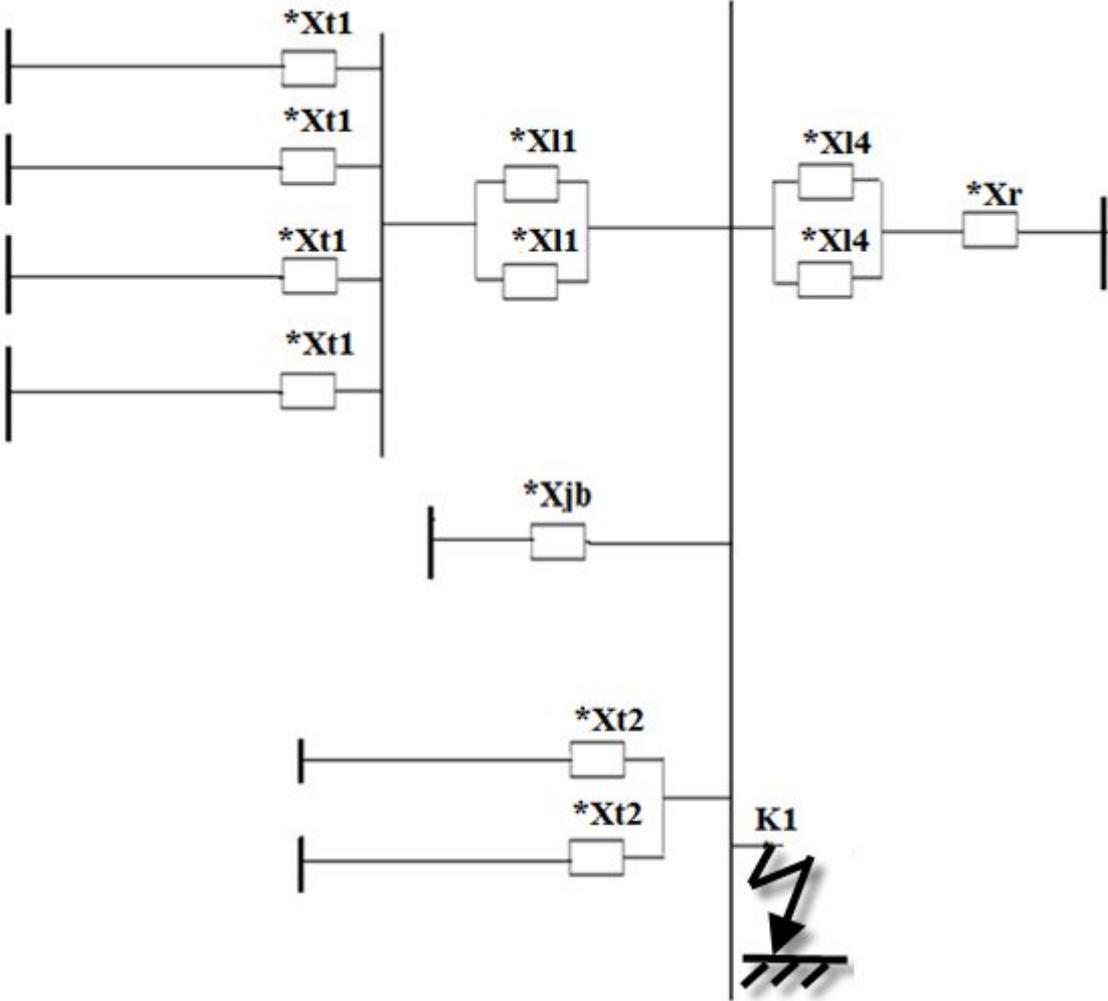
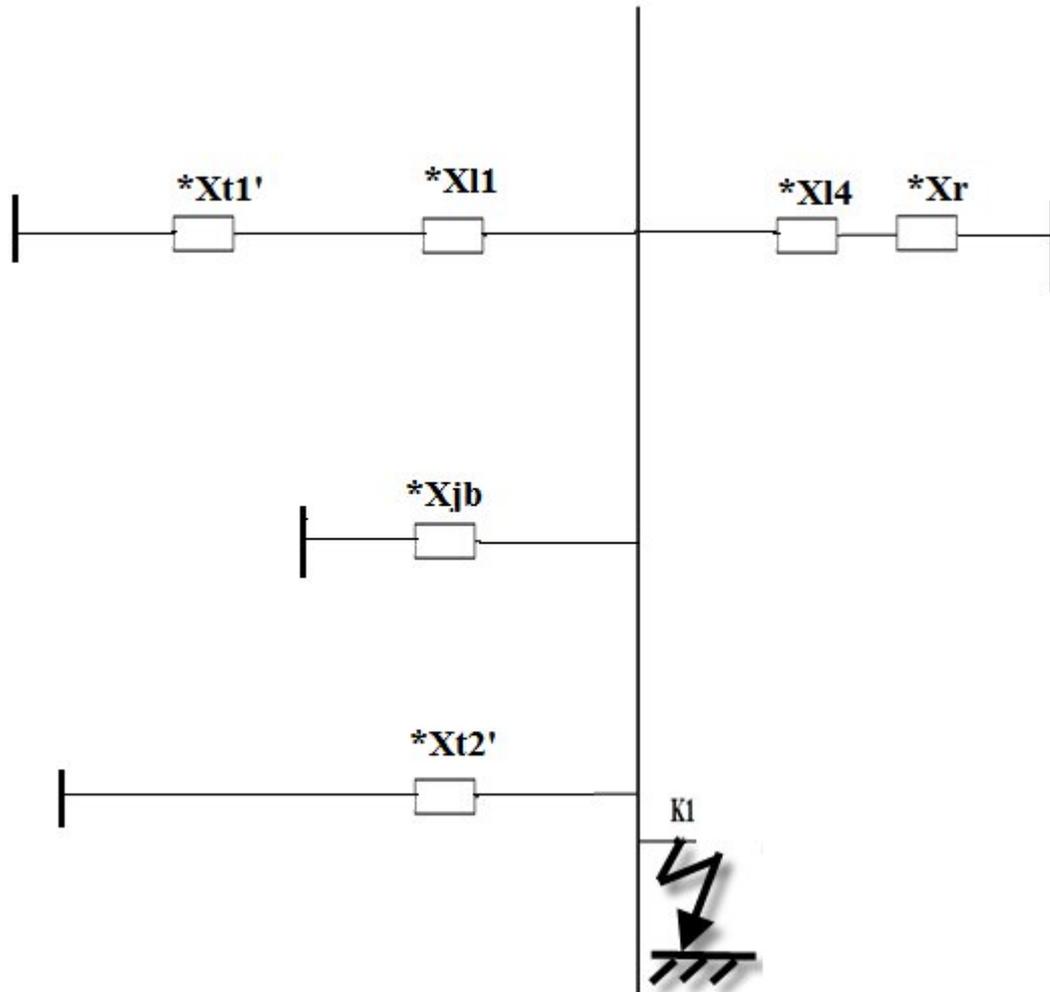


Fig. IV.5 schéma équivalent de la composante homopolaire

VI.1.2.2.2. Simplification de schéma équivalent :



- $$\bullet \ * X_{T1}' = \frac{* X_{T1}}{2} = \frac{0,22}{2} = 0,11 \text{ pu}$$

$$\ * X_{T1}' = 0,11 \text{ pu}$$

- $$\bullet \ * X_{T2}' = \frac{* X_{T2}}{2} = \frac{0,6875}{2} = 0,3437 \text{ pu}$$

$$\ * X_{T2}' = 0,3437 \text{ pu}$$

Remarque :

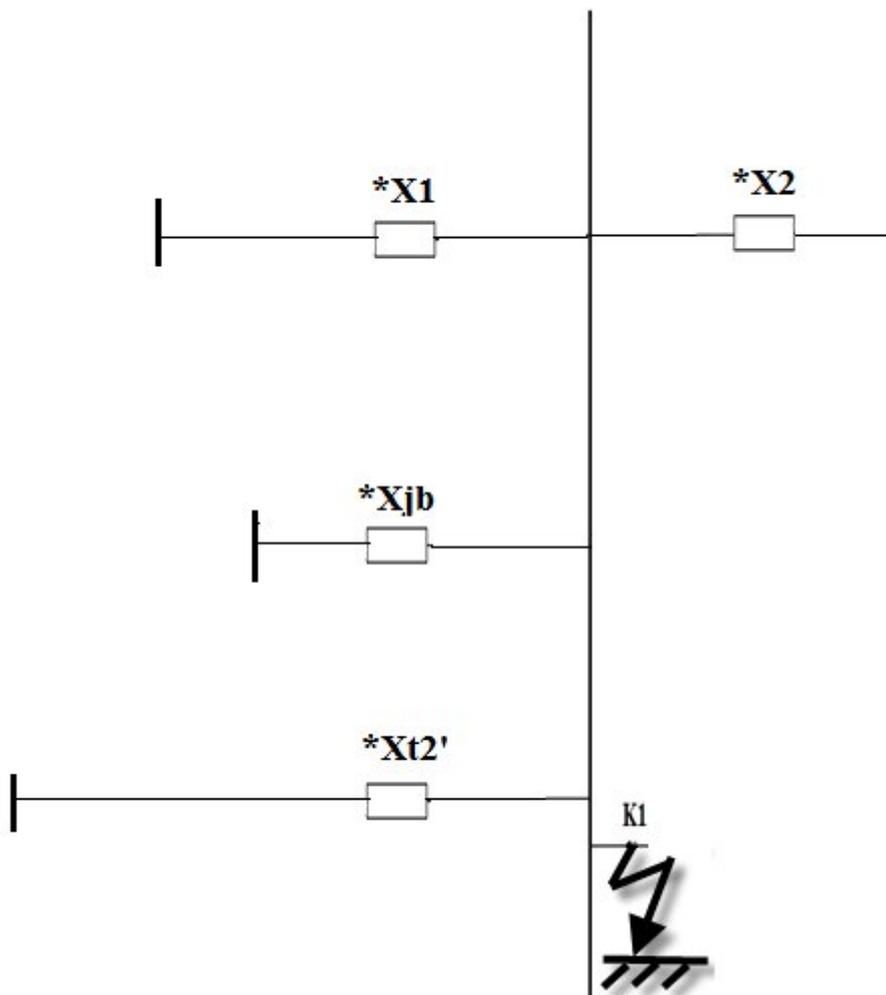
Pour la composant homopolaire on à considéré un seul enroulement pour les transformateurs si pour cette raison qu'on à divisé les réactances des transformateurs par deux.

$$\bullet X_{jb} = \frac{1}{\omega C} = \frac{10^6}{314.0,15} = 21231,42251 \Omega$$

$$X_{jb} = 21231,42251 \Omega$$

$$\bullet *X_{jb} = X_{jb} \frac{S_b}{U_b^2} = 21231,42251 \frac{1000}{220^2} = 439 pu$$

$$*X_{jb} = 439 pu$$

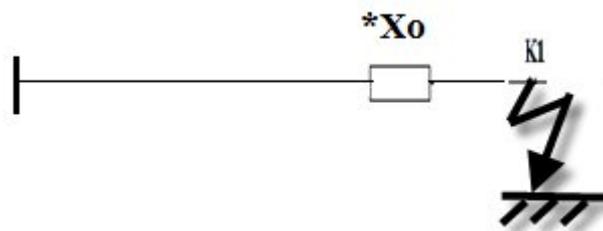


$$\bullet \ *X_1 = *X_{T1}' + *X_{l1} \times \frac{3,5}{2} = 0,11 + 1,2396 \times \frac{3,5}{2} = 2,2793 \text{ pu}$$

$$\ *X_1 = 2,2793 \text{ pu}$$

$$\bullet \ *X_2 = *X_{l4} \frac{3,5}{2} + *X_r = 2,0661 \frac{3,5}{2} + 0,2 = 3,8157 \text{ pu}$$

$$\ *X_2 = 3,8157 \text{ pu}$$



$$\bullet \ *X_o = \frac{1}{\frac{1}{*X_1} + \frac{1}{*X_2} + \frac{1}{*X_{jb}} + \frac{1}{*X_{T2}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,2793} + \frac{1}{3,8157} + \frac{1}{439} + \frac{1}{0,3437}} = 0,2768 \text{ pu}$$

$$\ *X_o = 0,2768 \text{ pu}$$

VI.1.2.3. La composante inverse :

Le schéma équivalent de la composante inverse est le même que celui de la composante direct donc :

$$\bullet \ *X_i = *X_d = 0,4471 \text{ pu}$$

VI.1.2.4. Détermination de la composante directe de courant de court-circuit :

$$\bullet \ *I_d^{k1} = \frac{*E_d}{*X_d + *X_i + *X_o} = \frac{1,04}{0,4471 + 0,4471 + 0,2768} = 0,888 \text{ pu}$$

$$\ *I_d^{k1} = 0,888 \text{ pu}$$

Donc :

$$\bullet I_{cc\text{ monophasé}}^{k1} = 3 \cdot I_d^{k1} \cdot I_b = 3 \cdot 0,888.2,624 = 6,99 \text{ KA}$$

$$I_{cc\text{ monophasé}}^{k1} = 6,99 \text{ KA}$$

❖ **Tableau récapitulatif des courants de court-circuit obtenus :**

	Sur le point K1	Sur le point K2
I_{cc monophasé} (KA)	6.99	–
I_{cc triphasé} (KA)	6,1	1,91

IV.2. Simulation sous logiciel P-SPICE :

On signale qu'on n'a pas simulé le réseau avec le court-circuit sur le point K2 car avec le logiciel P-SPICE on ne peut pas simuler un réseau qui contient plus de cinquante éléments. Donc les résultats suivants concernent juste le point K1.

IV.2.1. Mise à la terre directe :

IV.2.1.1. Court circuit monophasé :

Le schéma du réseau réel donné dans la figure IV.1 à été modélisé et implémenté sous environnement P-SPICE, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de courts-circuits avec le neutre est mis directement à la terre.

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis directement à la terre est représenté dans la figure IV.6

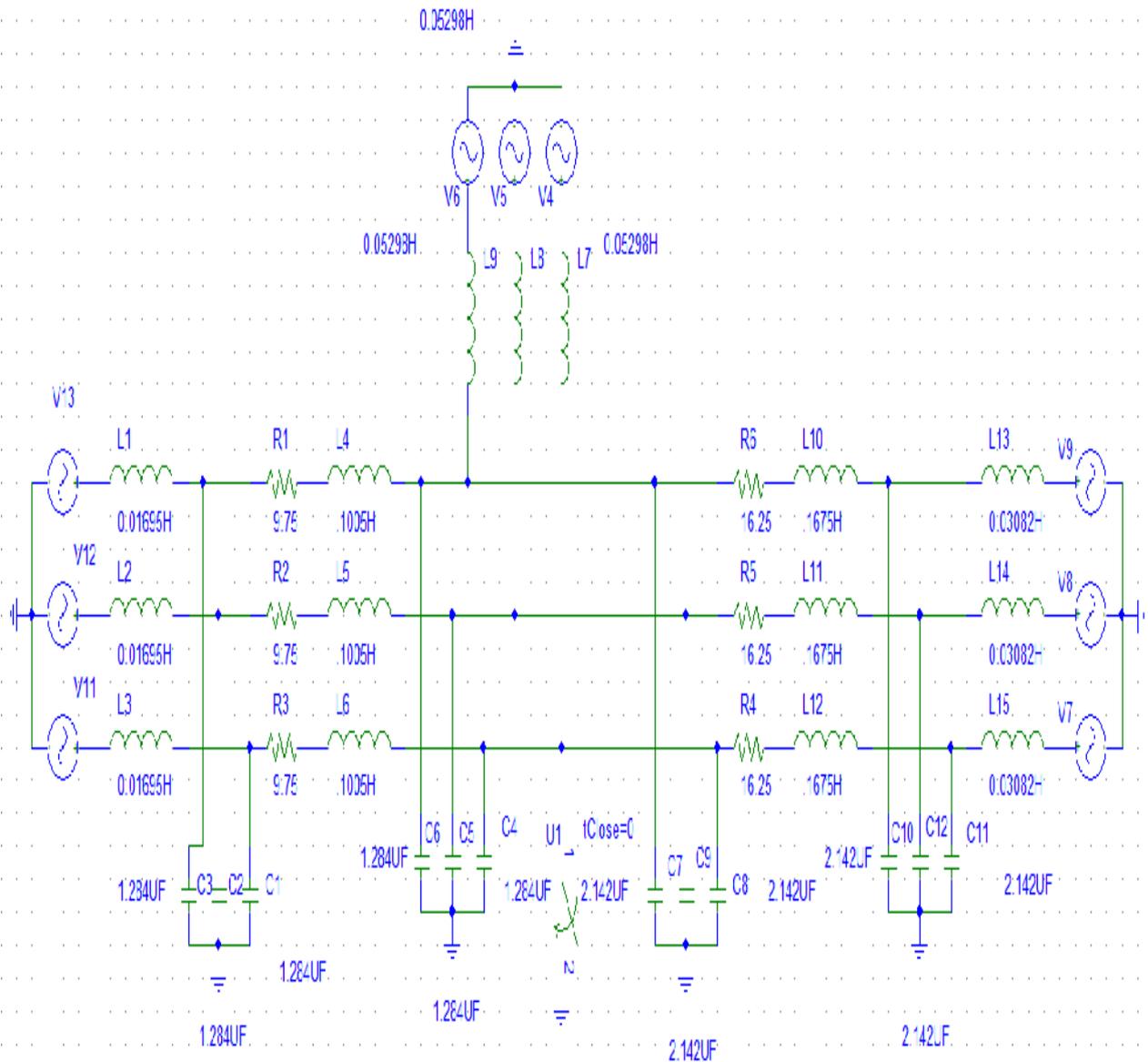


Fig. IV.6 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis directement à la terre

Remarque :

Les alternateurs sont représentés dans le schéma modélisé avec des sources de tensions, les transformateurs avec des inductances et les lignes avec le schéma équivalent en π .

IV.2.1.1.1. Calcul des paramètres du schéma modélisé :

- **Transformateur T1 :**
- **Calcul des inductances :**

$$L_{T1} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2.3,14.50} \frac{11}{100} \frac{220^2}{125} = 0,1356 H$$

$$L_1 = L_2 = L_3 = \frac{L_{T1}}{2.4} = \frac{0,1356}{2.4} = 0,01695 H$$

f : La fréquence du réseau

U_{cc} : La tension du court-circuit des transformateurs

U_n : La tension nominale du transformateur

Remarque :

Vue qu'on a quatre transformateur en parallèle on divise la valeur de l'inductance par quatre puis par deux puisque on considère un seul enroulement du transformateurs.

• **Ligne L1 :****a) Les inductances :**

$$X_0 = 0,144 \cdot \log \frac{2D_m}{d_c} + 0,016 = 0,144 \cdot \log \frac{2.7000}{21,5} + 0,016 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = L_0 \cdot \omega \rightarrow L_0 = \frac{X_0}{\omega} = \frac{X_0}{2\pi f} = \frac{0,4211}{2.3,14.50} = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_0 = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_{l1} = L_0 \cdot l_1 = 1,34 \cdot 10^{-3} \cdot 150 = 0,201 H$$

$$L_4 = L_5 = L_6 = \frac{L_{l1}}{2} = 0,1005 H$$

X_0 : La réactance kilométrique des lignes

D_m : Distance moyenne entre les conducteurs des phases des lignes

d_c : Diamètre des conducteurs des phases

L_0 : Inductance kilométrique des lignes

Remarque :

On a divisé l'inductance par deux car on a deux lignes en parallèle.

b) les capacités :

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{7000}{10,75}} = 2,69 \cdot 10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = 2,69 \cdot 10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = C_0 \cdot \omega \rightarrow C_0 = \frac{B_0}{\omega} = \frac{B_0}{2\pi f} = \frac{2,69 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 8,57 \cdot 10^{-9} F / Km$$

$$B_0 = 8,57 \cdot 10^{-9} F / Km = 8,57 nF / Km$$

$$C_{L1} = C_0 \cdot l_1 = 8,57 \cdot 10^{-9} \cdot 150 = 1285,5 \cdot 10^{-9} F$$

$$C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = C_5 = C_6 = C_{L1} = 1,284 \mu F$$

B_0 : La conductibilité kilométrique des lignes

r_c : Rayon des conducteurs des phases

C_0 : La capacité kilométrique des lignes

c) Les résistances :

$$R_{L1} = R_0 \cdot l_1 = 0,13 \cdot 150 = 19,5 \Omega$$

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{R_{L1}}{2} = 9,75 \Omega$$

R_0 : La résistance kilométrique des lignes

- **Transformateur T2 :**
- **Calcul des inductances :**

$$L_{T2} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2.3,14.50} \frac{11}{100} \frac{220^2}{80} = 0,2119 H$$

$$L_{T2} = 0,2119 H$$

$$L_7 = L_8 = L_9 = \frac{L_{T2}}{2.2} = \frac{0,2119}{2.2} = 0,05298 H$$

Remarque :

On a divisé l'inductance par deux car on a deux transformateur en parallèle et par aussi deux car on considéré juste un seul enroulement du transformateur.

- **Ligne L4 :**

a) Les inductances :

$$X_0 = 0,144 \cdot \log \frac{2D_m}{d_c} + 0,016 = 0,144 \cdot \log \frac{2.7000}{21,5} + 0,016 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = L_0 \cdot \omega \rightarrow L_0 = \frac{X_0}{\omega} = \frac{X_0}{2\pi f} = \frac{0,4211}{2.3,14.50} = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_0 = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_{l4} = L_0 \cdot l_4 = 1,34 \cdot 10^{-3} \cdot 250 = 0,335 H$$

$$L_{10} = L_{11} = L_{12} = \frac{L_{l4}}{2} = 0,1675 H$$

b) Les capacités :

$$B_0 = \frac{7,58.10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} = \frac{7,58.10^{-6}}{\log \frac{7000}{10,75}} = 2,69.10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = 2,69.10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = C_0 \cdot \omega \rightarrow C_0 = \frac{B_0}{\omega} = \frac{B_0}{2\pi f} = \frac{2,69.10^{-6}}{2.3,14.50} = 8,57.10^{-9} F / Km$$

$$B_0 = 8,57.10^{-9} f / Km$$

$$C_{L4} = C_0 \cdot l_4 = 8,57.10^{-9} \cdot 250 = 2187,5.10^{-9} F$$

$$C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = C_5 = C_6 = C_{L4} = 2,187 \mu F$$

c) Les résistances :

$$R_{L4} = R_0 \cdot l_4 = 0,13 \cdot 250 = 32,5 \Omega$$

$$R_4 = R_5 = R_6 = \frac{R_{L4}}{2} = 16,25 \Omega$$

• Le réseau électrique :**Les inductances :**

$$* X_r = 0,2 pu$$

$$Z_b = V_b / I_b = \frac{220 / \sqrt{3}}{2,624} = 48,8 \Omega$$

$$X_r = * X_r \cdot Z_b = 0,2 \cdot 48,8 = 9,68 \Omega$$

$$X_r = L_r \cdot \omega \rightarrow L_r = L_{13} = L_{14} = L_{15} = \frac{X_r}{\omega} = \frac{X_r}{2\pi \cdot f} = \frac{9,68}{3,14} = 0,03082 H$$

$$X_r = 0,03082 H$$

Z_b : La valeur de base de l'impédance

V_b : La valeur de base de la tension

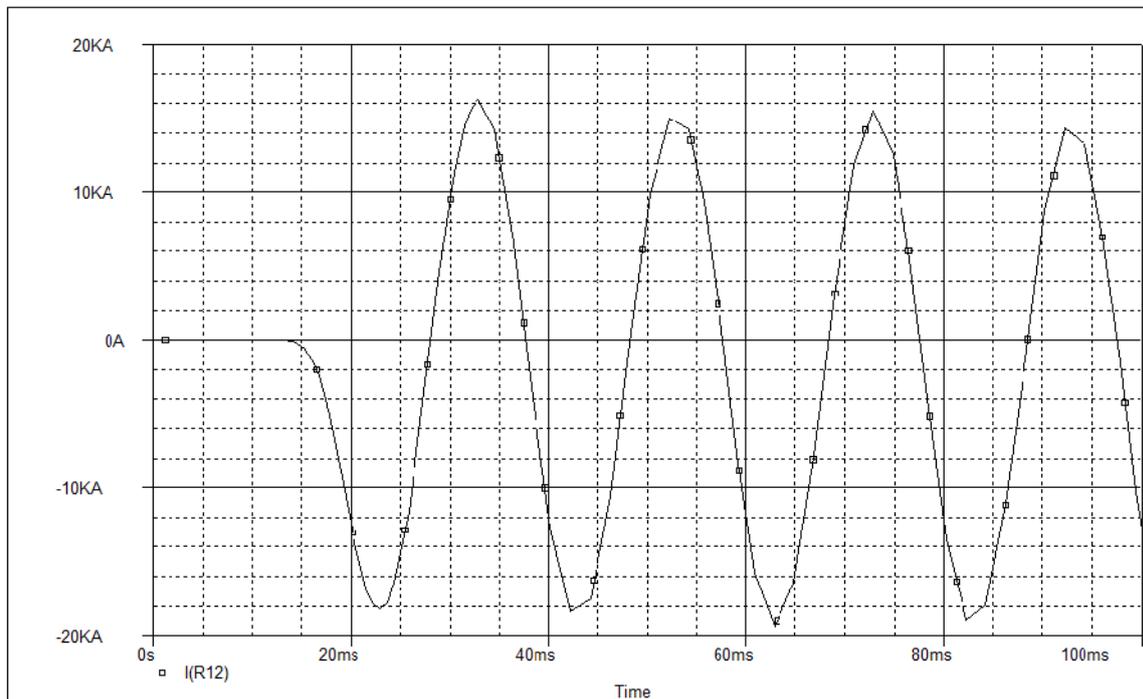
I_b : La valeur de base du courant

❖ **Tableau récapitulatif des paramètres calculés :**

	Transformateurs		Lignes		Réseau infini
Inductances (H)	T ₁	T ₂	l ₁	l ₄	
	0,01695	0,05298	0,1005	0,1675	0,0382
Résistances (Ω)	–	–	9,75	16,25	–
Capacités (μF)	–	–	1,284	2,187	–

Tableau IV.1 Les paramètres du réseau modélisé

Nous allons relever la courbe de courant de court-circuit sur le point K1



Courant de court-circuit monphasé sur le point K1

IV.2.1.2. Court-circuit triphasé :

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit triphasé et le neutre est mis directement à la terre est représenté dans la figure IV.7.

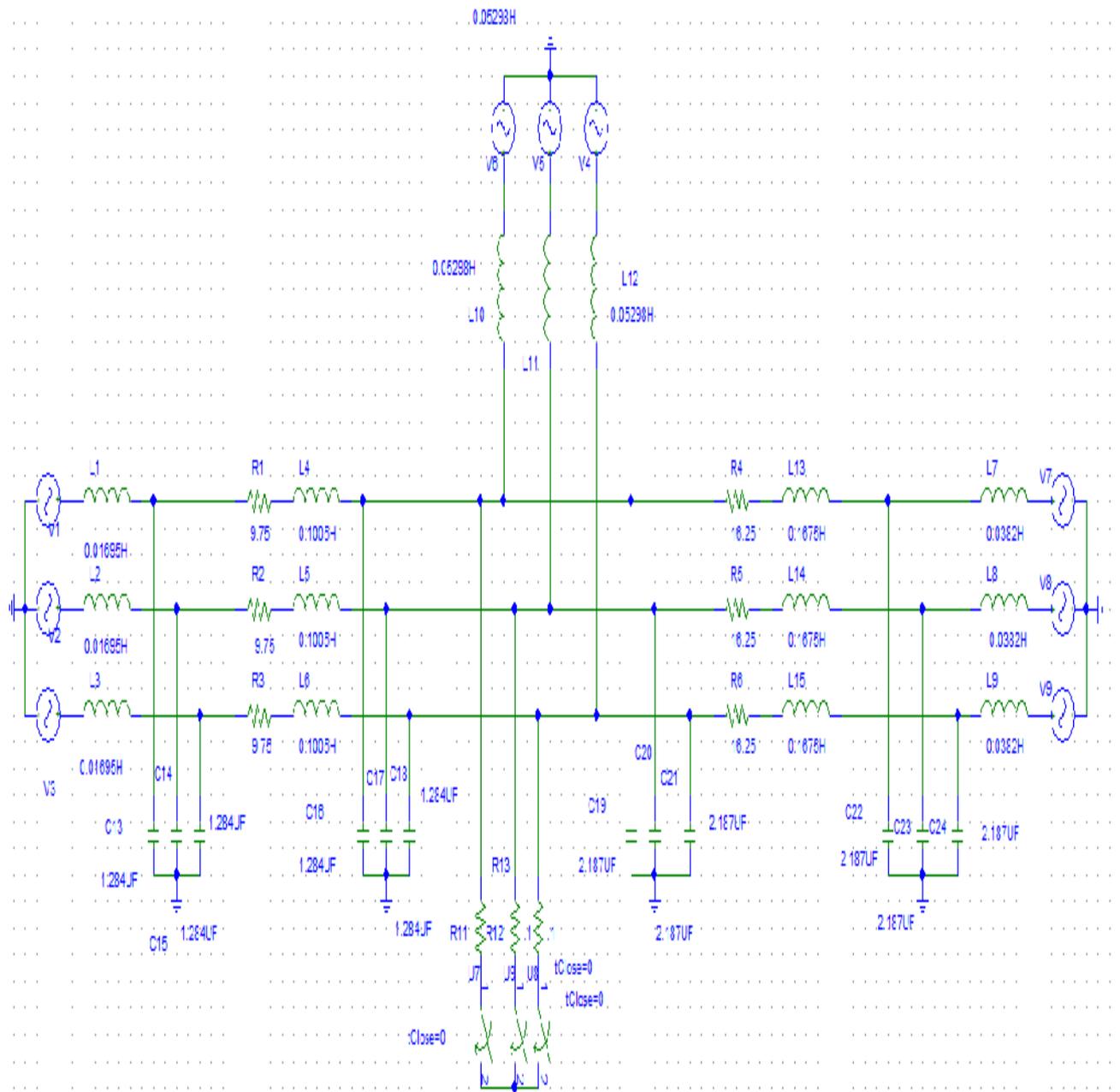
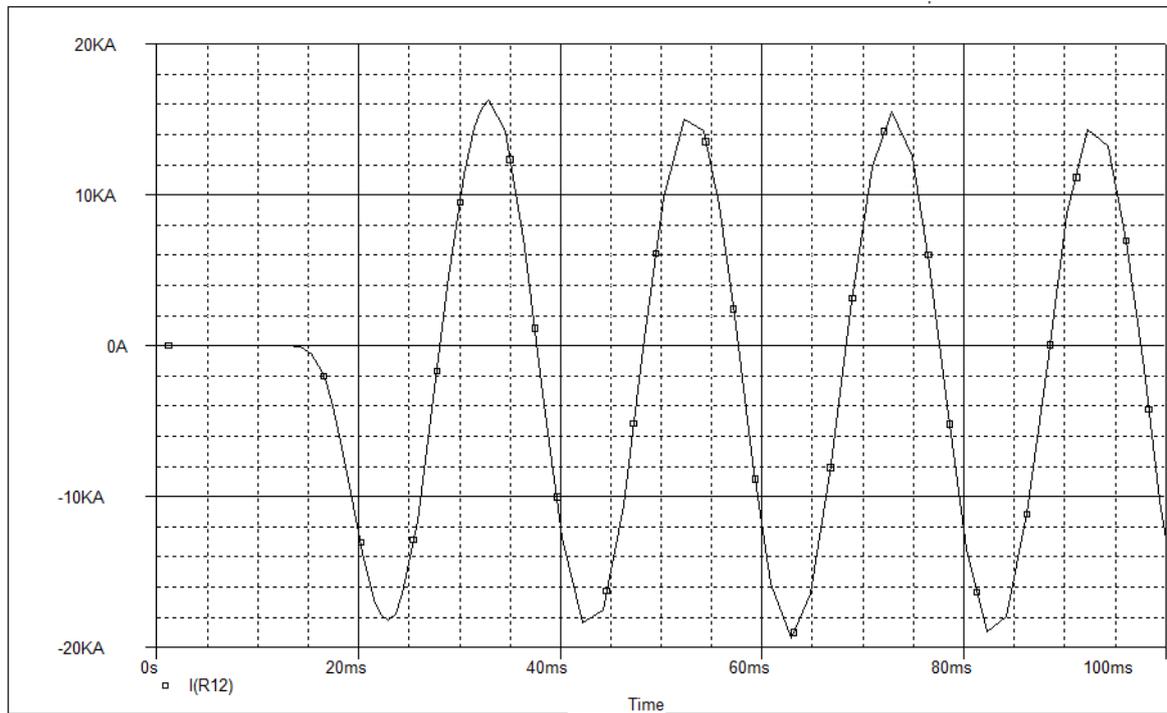


Fig. IV.7 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit triphasé et le neutre est mis directement à la terre

Les paramètres de schéma modélisé sont calculés déjà et ils sont représentés sur le tableau précédent.

Nous allons relever la courbe de courant de court-circuit sur le point K1.



Courant de court-circuit triphasé sur le point K1

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau IV.2 :

	Icc monophasé (KA)	Icc triphasé (KA)
Sur le point K1	7,32	6,45

Tableau IV.2 Résultats des courants de courts-circuits avec le neutre mis directement à la terre.

IV.2.1.3. Interprétation des résultats :

On voit bien que le courant de court-circuit monophasé (7,32 KA) est plus sévère par rapport au courant de court-circuit triphasé (6,45KA) sur le même point et la mise de neutre directement à la terre engendre des courants de courts-circuits élevés.

IV.2.1.4. Comparaison des résultats obtenus par les deux méthodes :

Le tableau ci-dessous résume les résultats de comparaison entre la méthode analytique et la simulation avec le neutre est mis directement à la terre sur le point K1

Icc	Icc monophasé (KA)	Icc triphasé (KA)
Méthodes		
Analytique	6,99	6,1
Simulation	7,32	6,45
Différence (%)	4,5	5,42

Tableau IV.3 Comparaison entre les résultats obtenus avec les deux méthodes

Vu, les résultats obtenus par les deux méthodes de calcul à savoir P-SPICE et analytique, nous avons pu avoir des résultats très proches. La différence la plus grande entre les deux méthodes utilisées est de 5,42% sur le court-circuit triphasé, on constate aussi que le court-circuit sur le point K1 est plus sévère car il est près de la source (la deuxième centrale).

IV.2.2. Le neutre isolé de la terre :

Le schéma du réseau réel donné dans la figure 1 a été modélisé et implémenté sous environnement P-SPICE, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre isolé de la terre.

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre qui est isolé de la terre est représenté dans la figure IV.8.

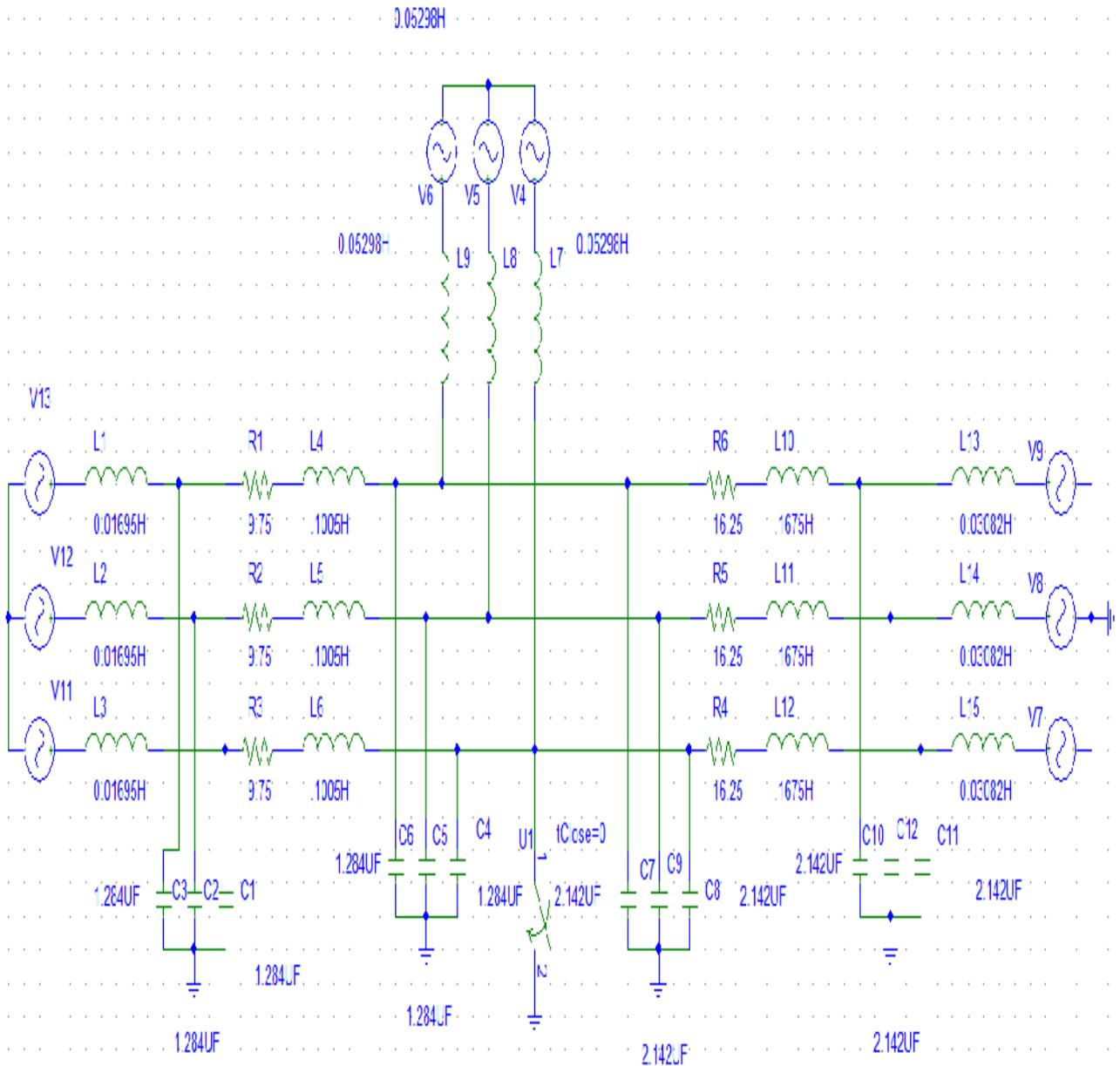
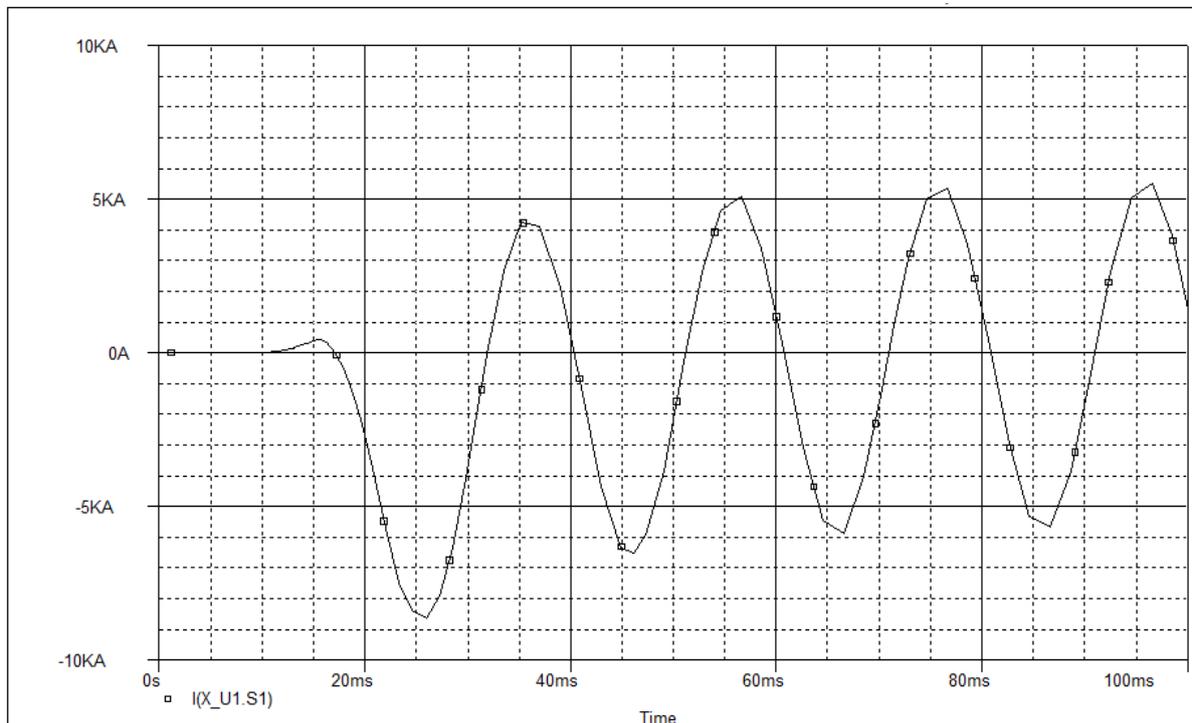


Fig. IV.8 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre qui est isolé de la terre

Nous allons relever la courbe de courant de court-circuit sur le point K1.



Courant de court circuit monophasé avec le neutre isolé de la terre sur le point K1

Le résultat obtenu pour le courant de court circuit avec le neutre isolé de la terre est représenté dans le tableau IV.4 :

	Sur le point K1
Icc monophasé (KA)	1,09

Tableau IV.4 Résultats des courants de courts-circuits avec le neutre isolé de la terre.

Interprétation des résultats :

On voit que la solution du neutre isolé de la terre minimise beaucoup le courant de court-circuit (1,09 KA) par rapport au neutre mis directement à la terre (7,32 KA).

IV.2.3. Mise à la terre à travers une résistance :

Le schéma du réseau réel donné dans la figure IV.1 à été modélisé et implémenté sous environnement P-SPICE, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre est mis à la terre à travers une résistance qu'on fait varié de 1 à 9 Ω.

❖ Court-circuit monophasé :

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une résistance est représenté dans la figure IV.9

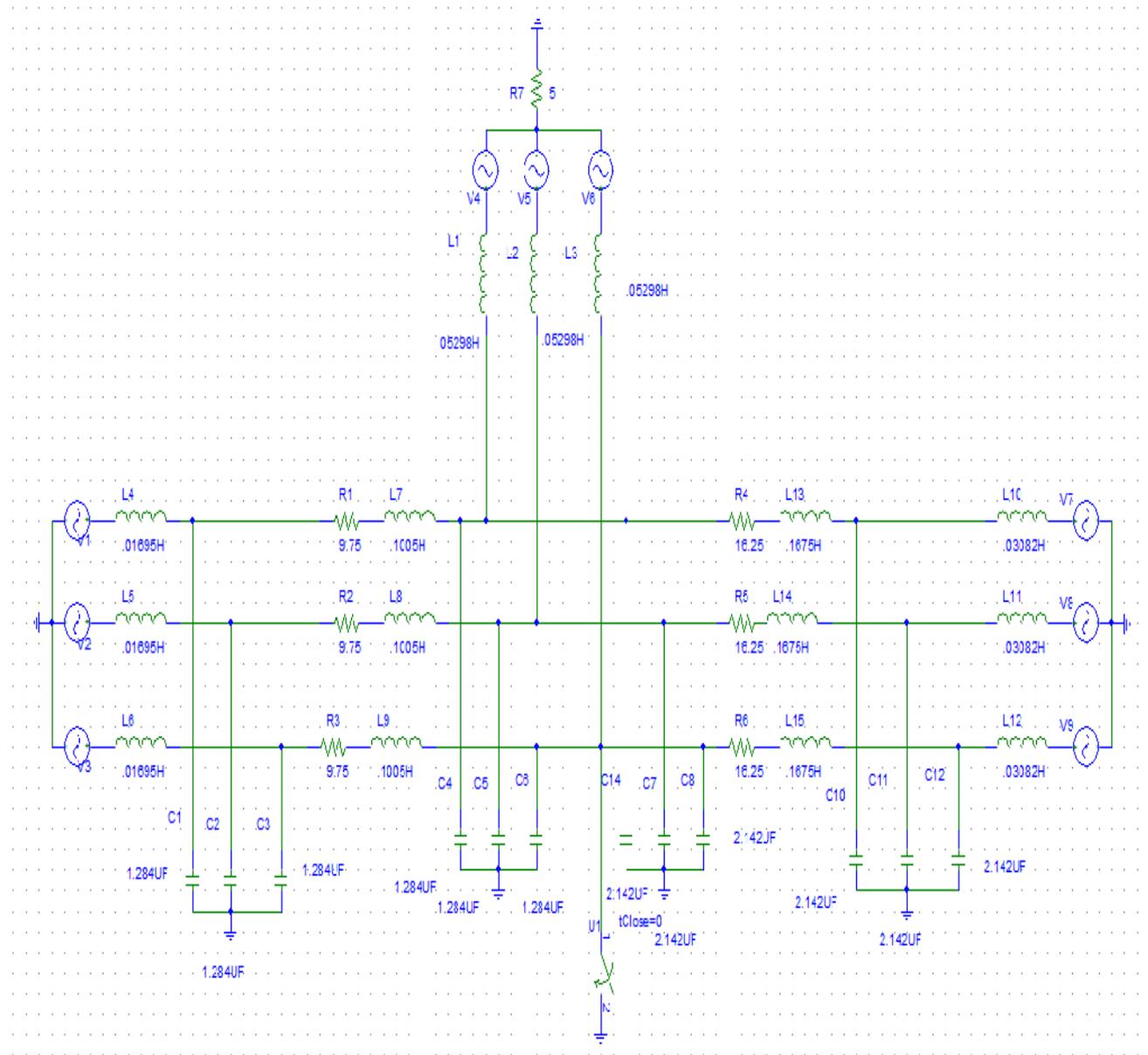
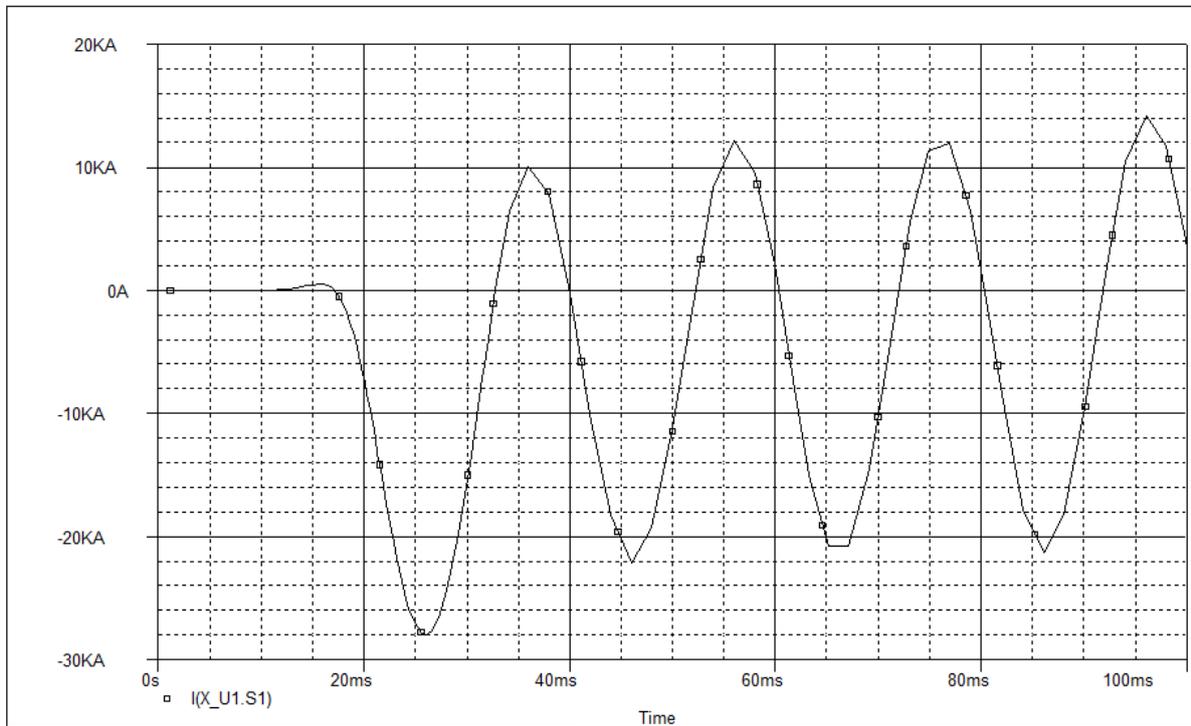
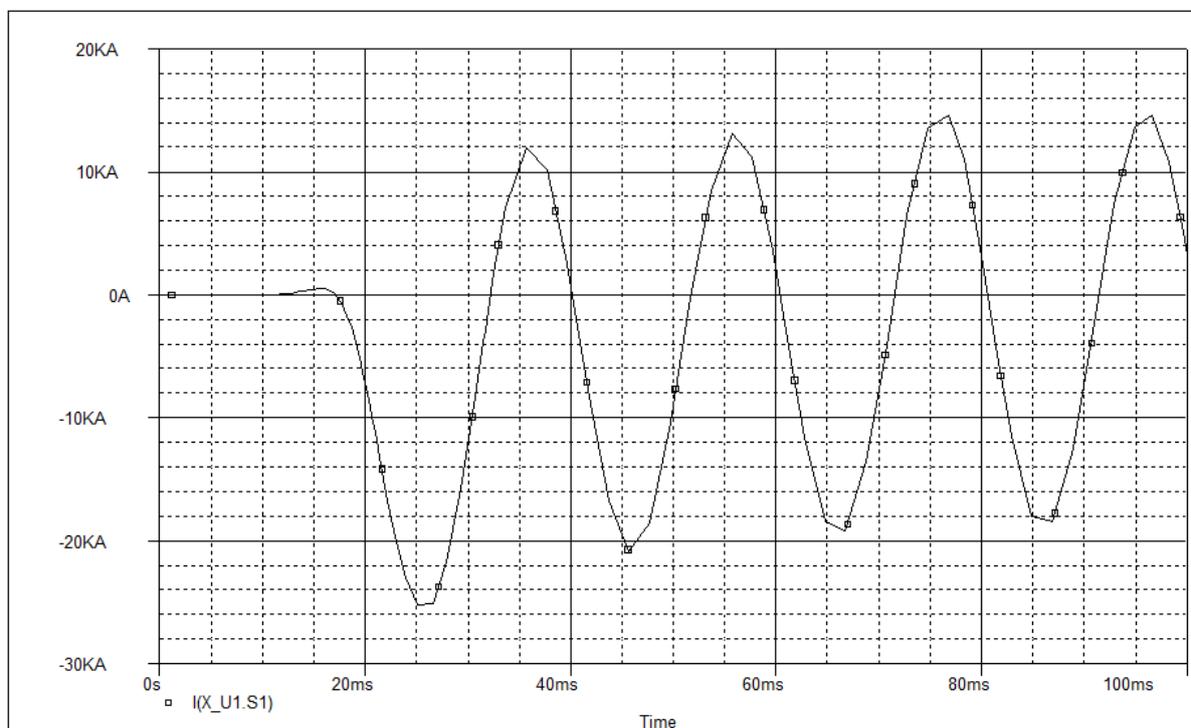


Fig. IV. 9 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une résistance

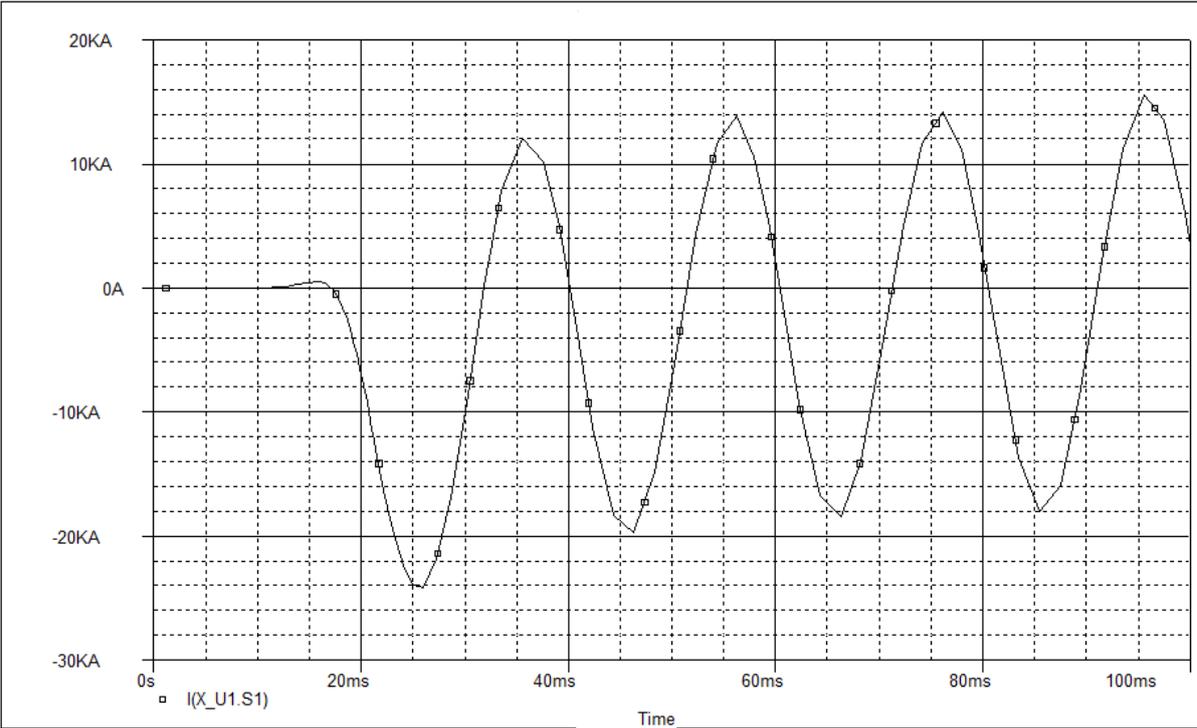
Nous allons relever les courbes des courants de courts-circuits sur le point k1 pour les différentes valeurs de la résistance.



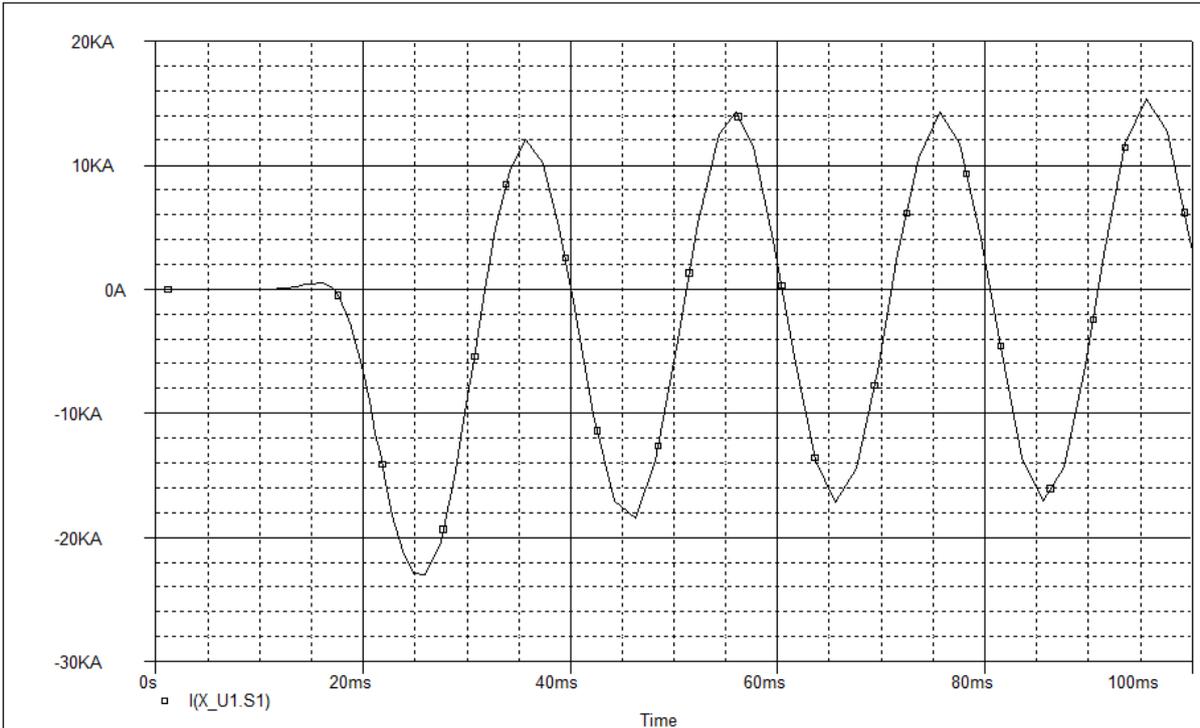
Courant de court-circuit monophasé sur k1 avec $R=1\Omega$



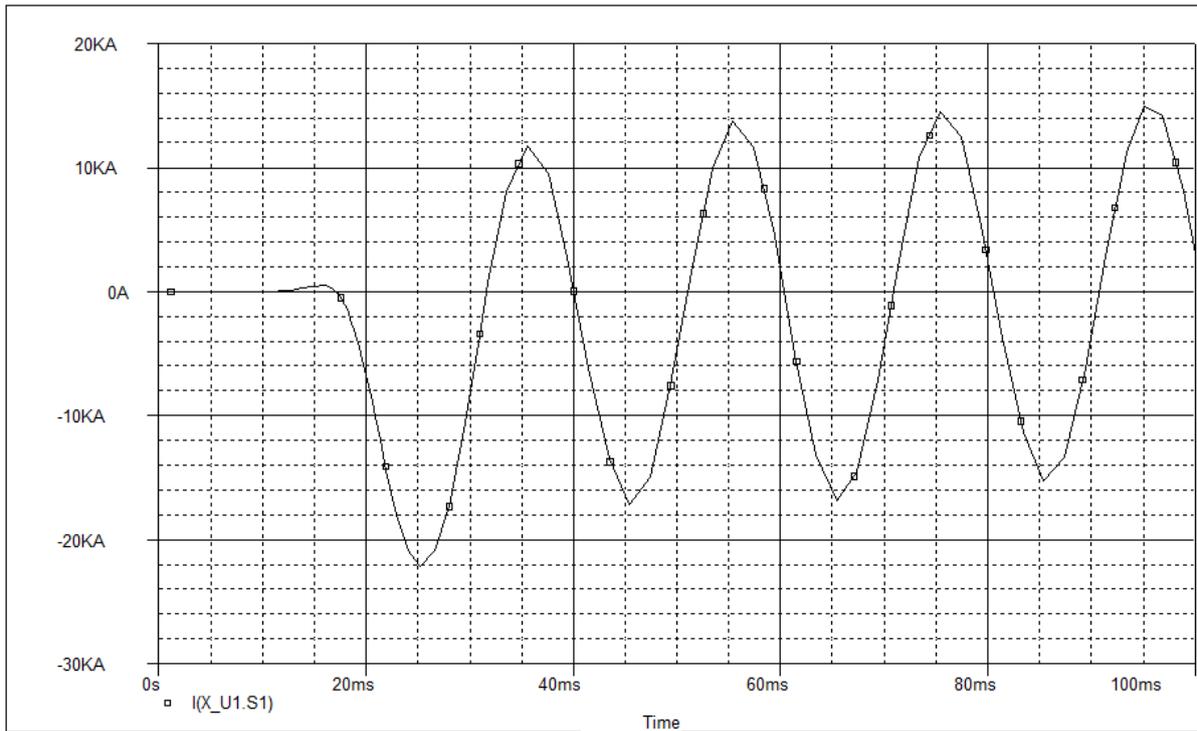
Courant de court-circuit monophasé sur k1 avec $R=3\Omega$



Courant de court-circuit monophasé sur k1 avec $R=5\Omega$



Courant de court-circuit monophasé sur k1 avec $R=7\Omega$



Courant de court-circuit monophasé sur k1 avec $R=9 \Omega$

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de la résistance.

R(Ω)	1	3	5	7	9
Icc(kA)	4,87	3,77	3,01	2,73	2,53

Tableau IV.5 Les résultats des courants de courts-circuits pour les différentes valeurs de la résistance.

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de la résistance.

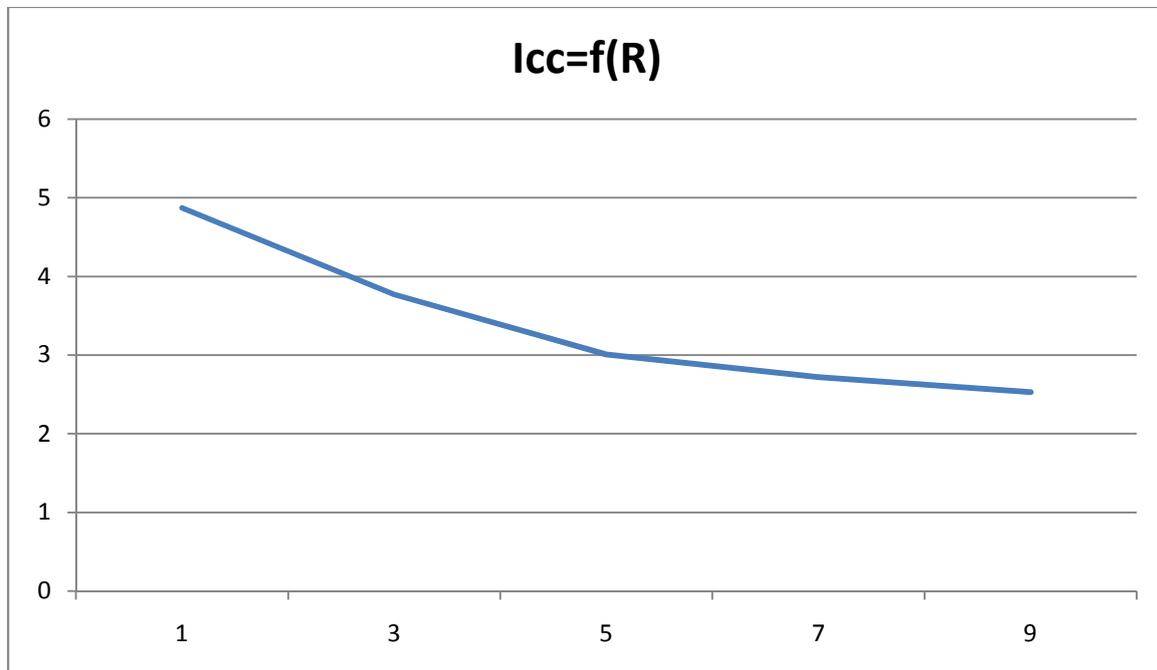


Fig. IV.10 Courbe de courant de court-circuit en fonction de la résistance

○ **Interprétation des résultats :**

On remarque qu'on faisant varier la résistance de 1 à 9 Ω le courant de court-circuit diminue presque deux fois, de 4,87 à 2,53 KA respectivement, ce courant est moins dangereux par rapport à celui avec le neutre est mis directement à la terre.

IV.2.3. Mise à la terre à travers une inductance :

Le schéma du réseau réel donné dans la figure 1 a été modélisé et implémenté sous environnement P-SPICE, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre est mis à la terre à travers une inductance qu'on fait varier de 0,0031 à 0,0286 H.

❖ Court-circuit monophasé :

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une inductance est représenté dans la figure IV.11.

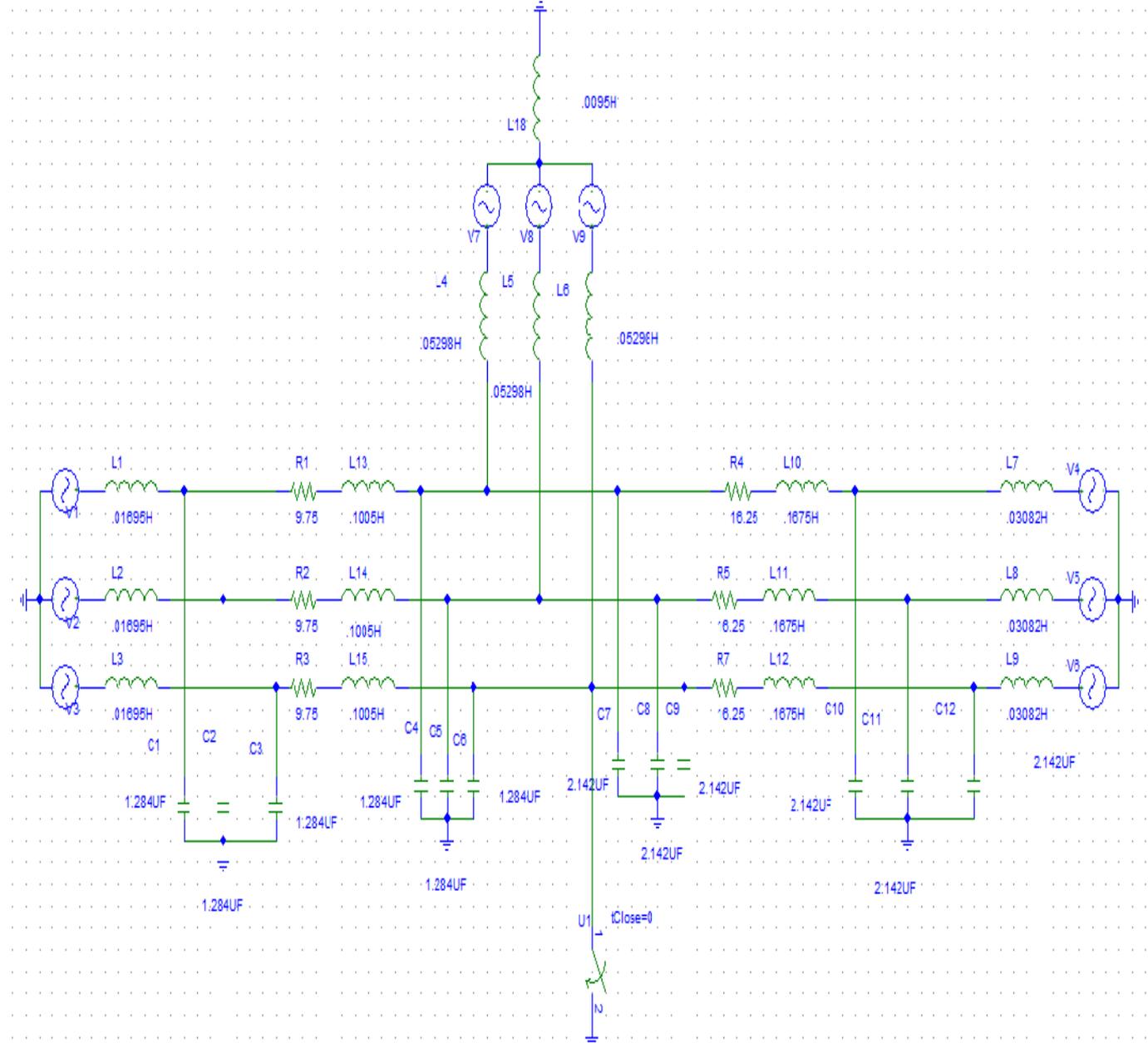
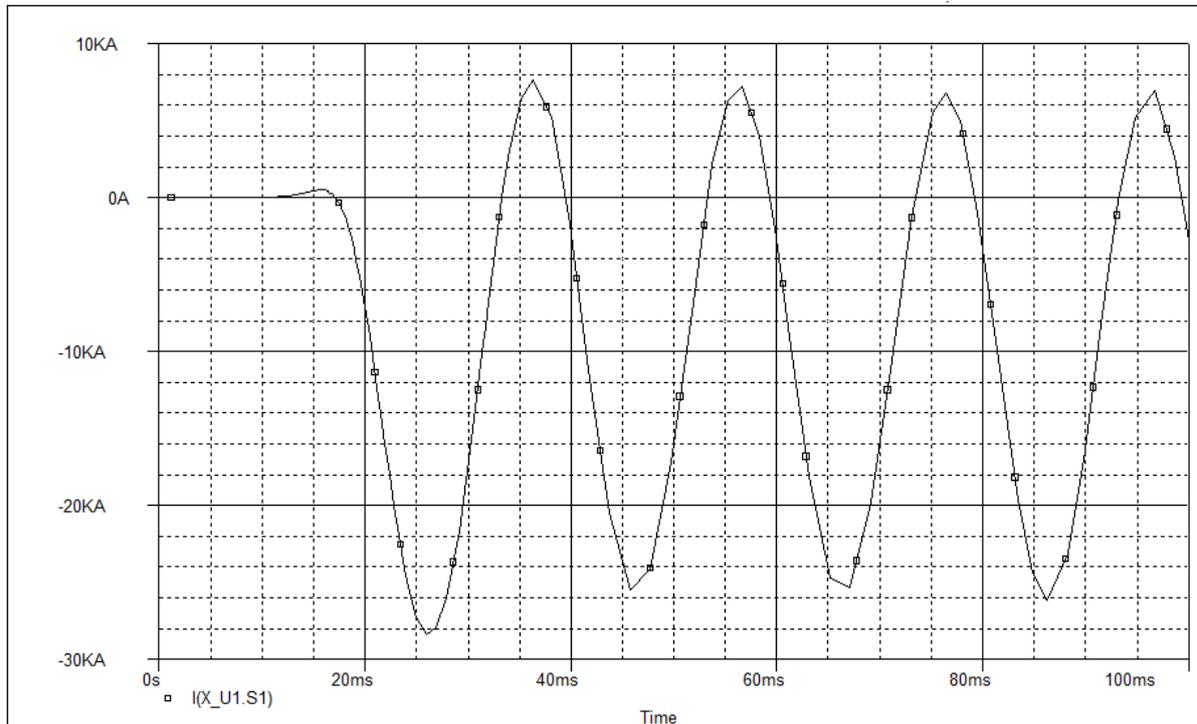
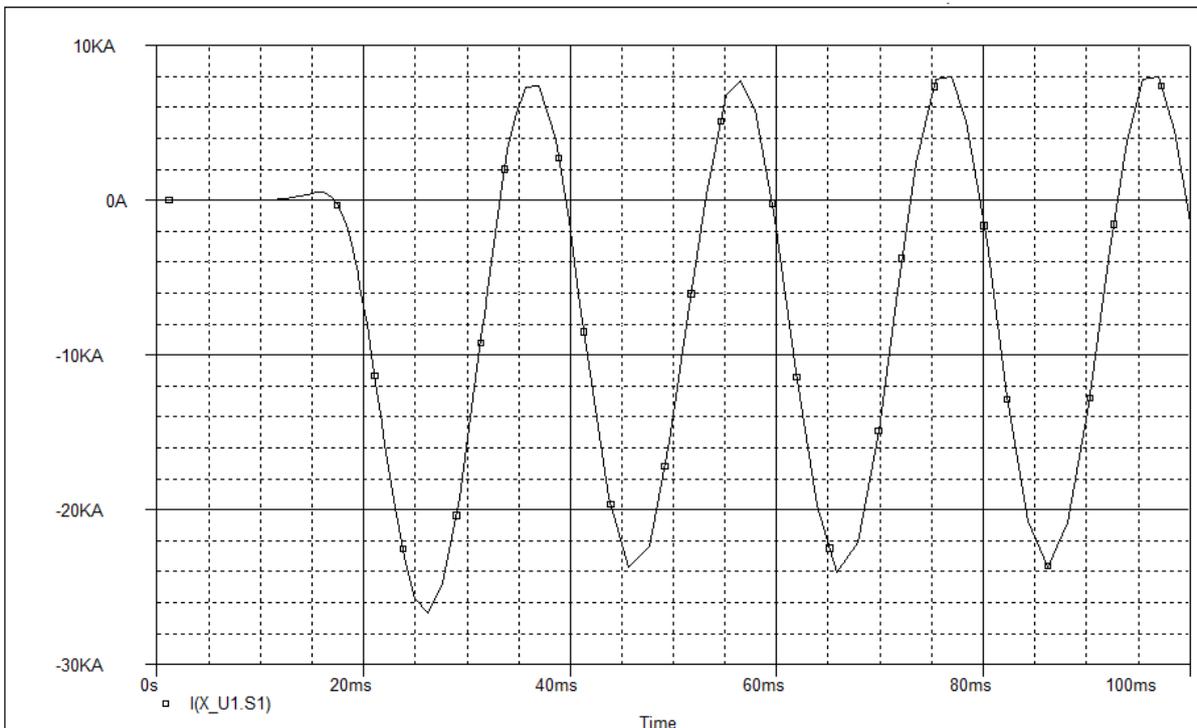


Fig. IV.11 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une inductance

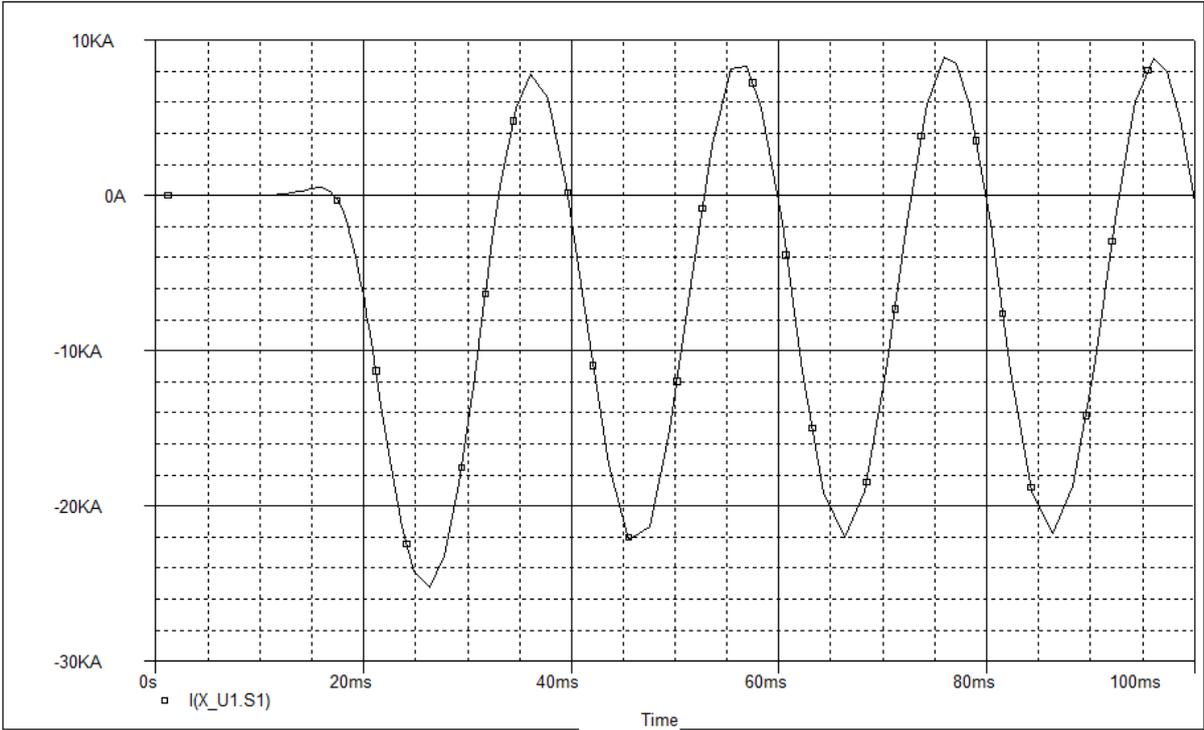
Nous allons relever les courbes des courants de courts-circuits sur le point k1 pour les différentes valeurs de l'inductance.



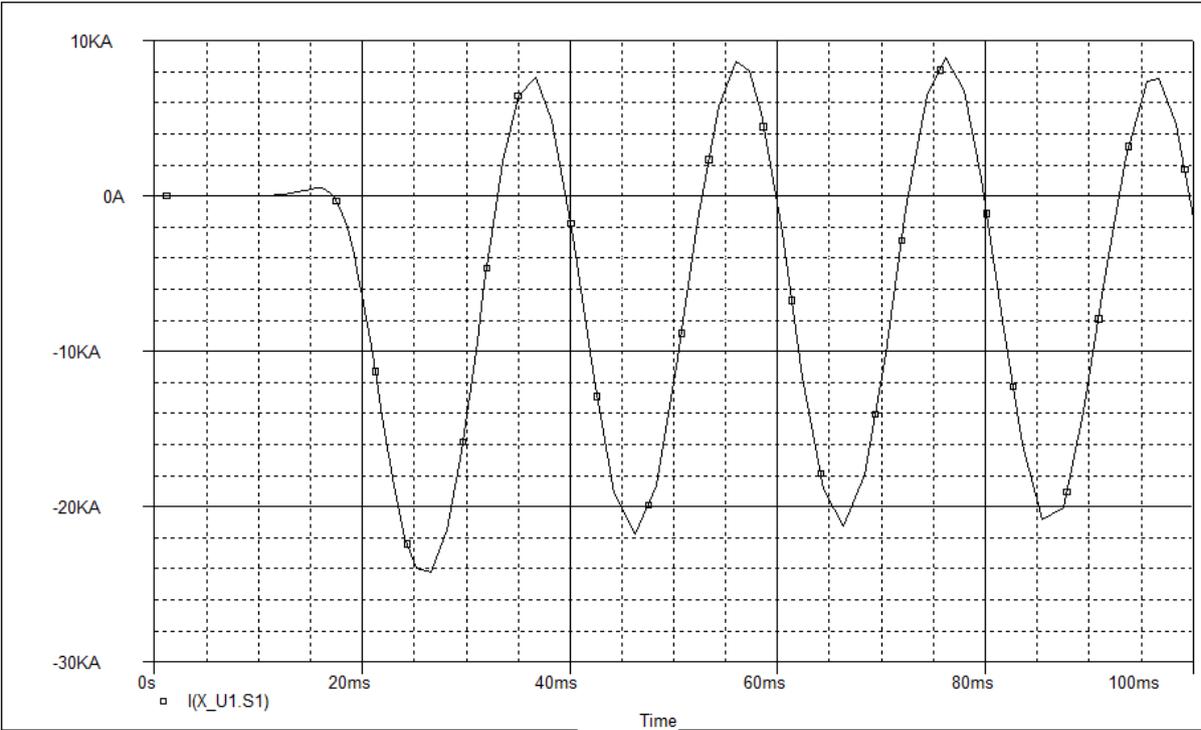
Courant de court-circuit monophasé pour le point K1 avec $L=0,0031H$



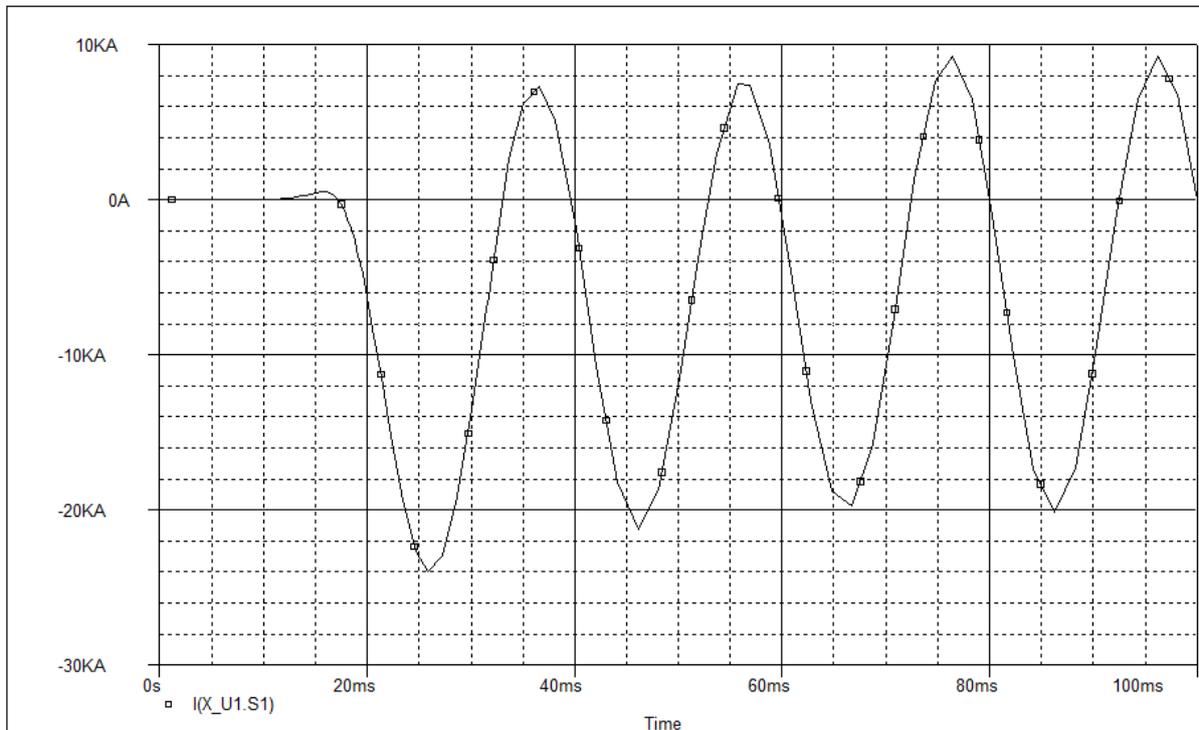
Courant de court-circuit monophasé pour le point K1 avec $L=0,0095H$



Courant de court-circuit monophasé pour le point K1 avec $L=0,0159H$



Courant de court-circuit monophasé pour le point K1 avec $L=0,0222H$



Courant de court-circuit monophasé pour le point K1 avec $L=0,0286H$

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de l'inductance.

L(H)	0,0031	0,0095	0,0159	0,0222	0,0286
Icc(KA)	6,65	6,14	6,07	5,41	5,20

Tableau IV.6 Les résultats des courants de courts-circuits pour les différentes valeurs de l'inductance.

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de l'inductance.

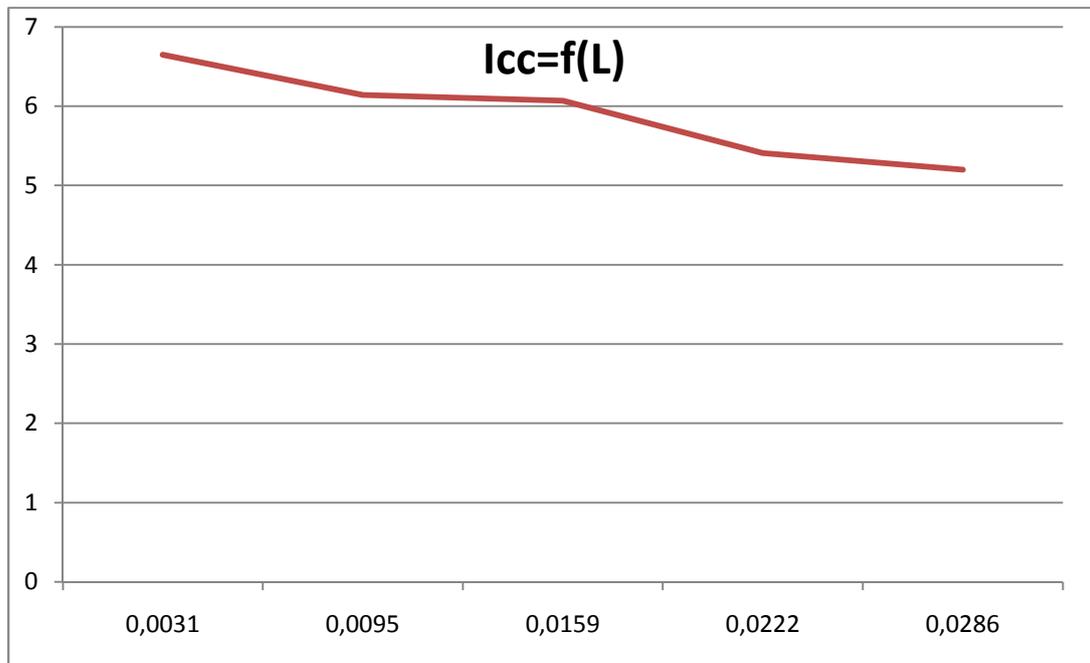


Fig. IV.12 Courbe de courant de court-circuit en fonction de l'inductance

○ **Interprétation des résultats :**

Dans ce cas l'augmentation de l'inductance de 0,0031 à 0,0286 H fait diminuer le courant de court-circuit de 6,65 à 5,20 KA, comme dans le cas précédent ces résultats de courant sont proches avec celles de neutre mis directement à la terre.

IV.2.4. Mise à la terre à travers une résistance variable :

Le schéma du réseau réel donné dans la figure 1 à été modélisé et implémenté sous environnement P-SPICE, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable.

❖ **Court-circuit monophasé :**

Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable est représenté dans la figure IV.10.

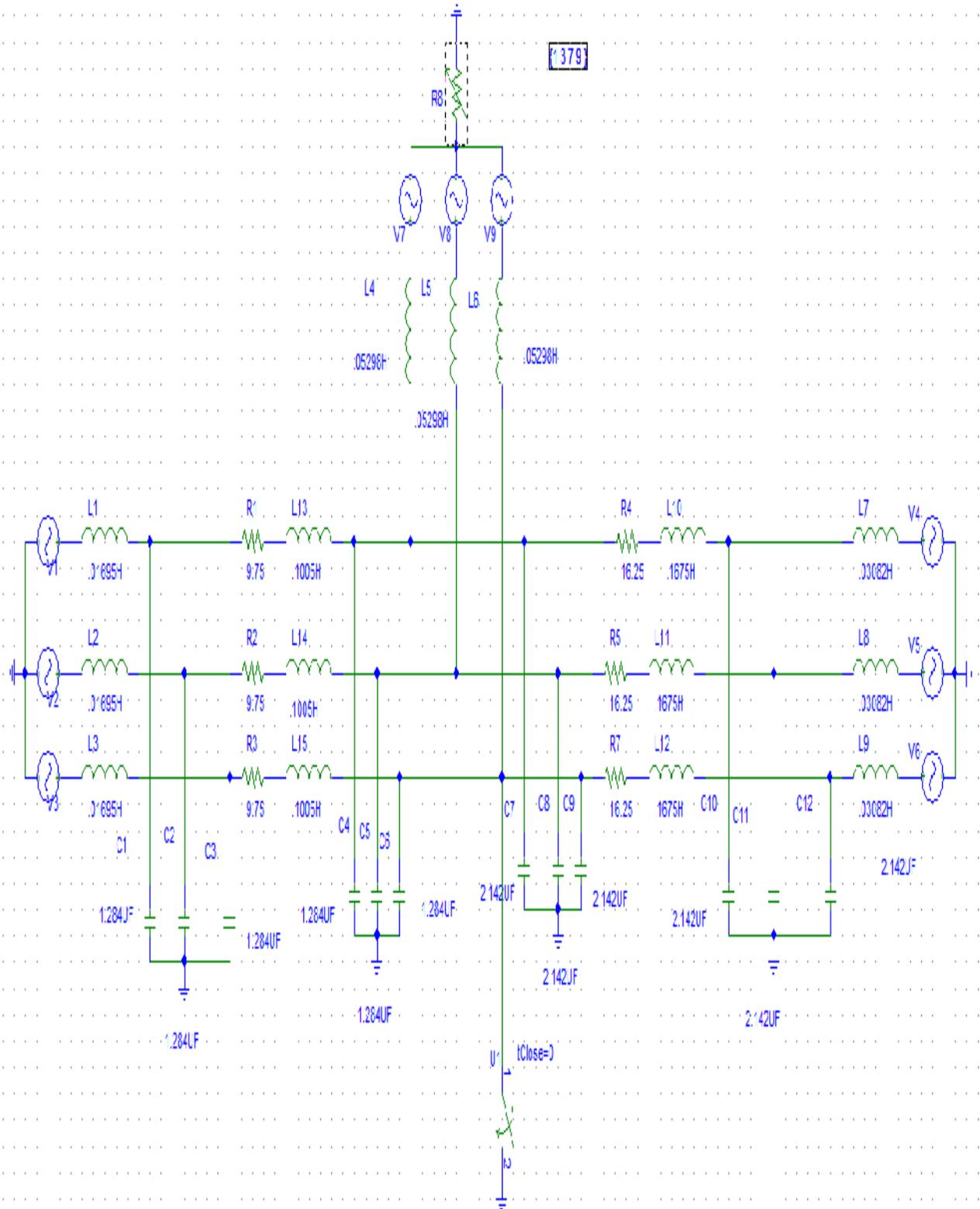
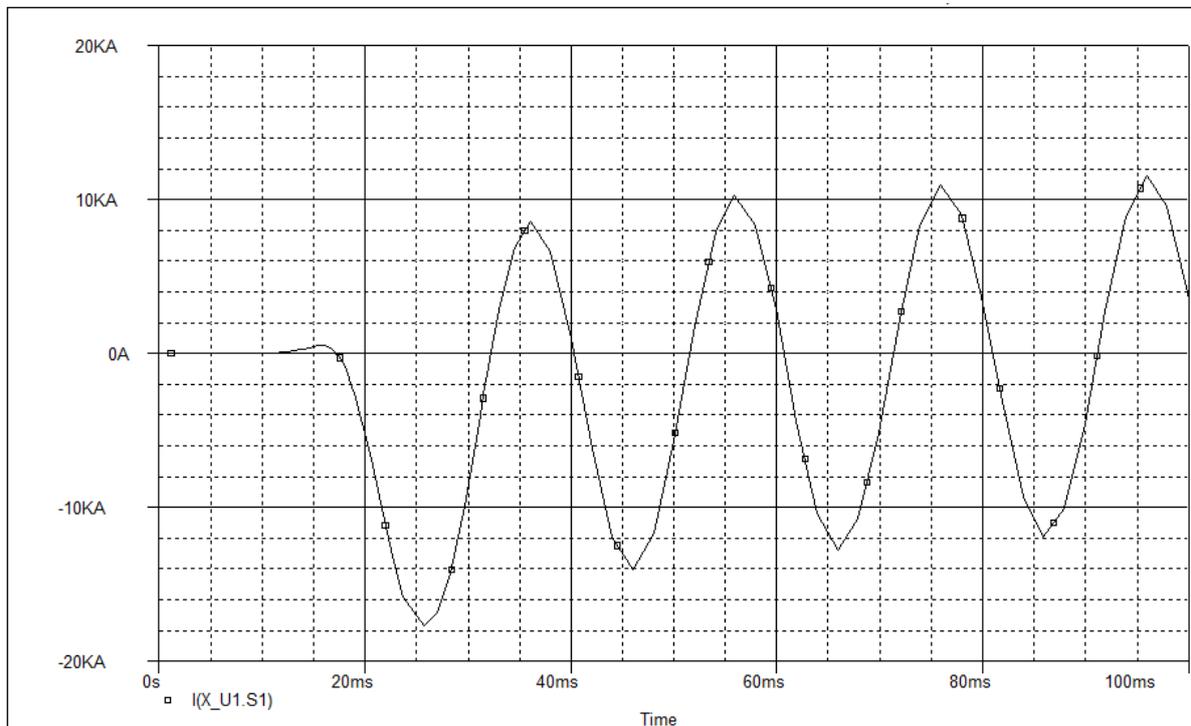


Fig. IV.10 Le schéma modélisé du réseau avec le court-circuit monophasé et le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable

Nous allons relever la courbe de courant de court-circuit monophasé sur le point K1



Courant de court-circuit monophasé sur le point K1

Le résultat obtenu pour le courant de court-circuit avec le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable est représenté dans le tableau suivant :

	Sur le point K1
Icc monophasé (KA)	2,2

Tableau IV.7 Résultats des courants de courts-circuits avec le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable.

○ **Interprétation des résultats :**

On voit que le courant de court-circuit à travers une résistance variable est moins dangereux par rapport aux autres courants, la résistance variable limite les courants de défaut.

IV.3. Comparaison entre les courants de courts-circuits obtenus avec les différents régimes de neutre :

Le tableau ci-dessous représente les valeurs des courants de courts-circuits monophasés sur le point K1 pour les différents régimes du neutre.

<i>Régime de neutre</i>	<i>I_{cc} monophasé (KA)</i>
Le neutre mis directement à la terre	6,99
Le neutre isolé de la terre	1,09
Le neutre mis à la terre à travers une résistance $R = 5\Omega$	3,01
Le neutre mis à la terre à travers une inductance $X = 5\Omega$	6,07
Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable	2,2

Tableau IV.8 Comparaison entre les valeurs des courants de court-circuit avec les différents régimes du neutre.

Comparons les différents résultats obtenus on constate que le courant de court-circuit est minimal si le neutre isolé de la terre ($I_{cc} = 1,09 \text{ KA}$) et aussi à travers une résistance variable ($I_{cc} = 2,2 \text{ KA}$), le courant le plus dangereux c'est celui avec le neutre est mis directement à la terre ($I_{cc} = 6,99 \text{ KA}$) en effet le neutre à travers une résistance ou inductance minimise les courants de courts-circuits par rapport au neutre mis directement à la terre.

V. Conclusion :

Les deux méthodes utilisées dans ce chapitre pour le calcul des courants de courts-circuits donnent des résultats très proches la plus grande différence soulevée en comparant les résultats est de 5,42% sur le court-circuit triphasé avec le neutre est mis directement à la terre.

D'après cette étude on constate que le courant de court-circuit monophasé est plus sévère par rapport au courant de court-circuit triphasé sur le même point et aussi que le courant court circuit monophasé près de la source (point K1) est plus dangereux par rapport a celui éloigner de la source (point K2).

Les courants les moins dangereux sont les courants où le neutre est isolé de la terre (1,09 KA) mais vu d'autres contraintes ce régime n'est pas applicable sur les réseaux HT, le neutre est mis à la terre à travers une résistance variable reste le meilleur choix pour ce réseau par rapport aux autres régimes du neutre qu'on a considérés.

Conclusion générale :

Le travail que nous avons entrepris, nous à permis d'approfondir nos connaissances sur les défauts et les différentes méthodes de calcul des courants de courts-circuits.

D'après ce qui a été évoqué dans le premier chapitre on constate que les défauts peuvent être classé selon différents critères (par leurs durée, leurs origine, leurs nature, leurs localisation) et leurs conséquences peuvent être très dangereuses sur le fonctionnement du réseau, le matériels et la sécurité des personnes ...

La valeur du courant de court-circuit dépende essentiellement de la nature des éléments qui constituent le réseau, le mode d'exploitation du neutre, le type de défaut ...

Le calcul des courants de courts-circuits peuvent être effectué selon différentes méthodes analytiques, nous nous avons opté pour la méthode des composantes symétriques et l'application de cette dernière diffère d'un type de court-circuit à un autre.

Dans un réseau le régime de neutre joue un rôle très important, c'est le sujet que nous avons développer dans le troisième chapitre, ou nous avons constaté que le choix de ce régime est difficile sur un réseau vu les contraintes qui entre en jeu (les surtensions, le cout des protection ...) ou par exemple la mise directe à la terre ou par une faible impédance exige la coupure au premier défaut mais amorti les surtensions, le neutre isolé de la terre ou la mise à la terre à travers une forte impédance assure la continuité de service mais engendre des surtensions élevées et des protections plus couteuses. Donc la question à poser c'est : existe-t-il un régime de neutre autorisant un faible investissement, un cout réduit d'exploitation et une excellente qualité de service ?

Dans le quatrième chapitre, on à fait une application sur un réseau H.T ou on à calculer les courants de courts-circuits monophasés et triphasés sur deux points avec deux méthodes , analytique et une simulation (logiciel P-SPICE).

En considérant les différents régimes du neutre, on a pu constater que les résultats des deux méthodes sont très proches d'ailleurs la plus grande différence soulevée est de 5,42% ce qui prouve la fiabilité des méthodes appliquées et en calculons les courants de défauts on à déduit que le courant monophasé est plus sévère que le triphasé sur le même point et que le courant près de la source est plus dangereux par rapport au courant loin de cette source.

Conclusion générale

D'après les résultats obtenus avec la simulation on peut juger que le meilleur choix de régime de neutre ou le courant de court-circuit est minimal est le neutre isolé de la terre (1,09 KA) mais cette solution n'est pas applicable pour les réseaux H.T d'où on opte pour le régime du neutre mis à la terre à travers une résistance variable ou le courant de court-circuit est moins dangereux par rapport aux autres régimes.

Comme perspective pour notre travail, nous suggérons une étude de la protection adéquate pour ce réseau par rapport aux résultats des courants de courts-circuits obtenus.

Bibliographie

- [1] CLAUDE CORROYER, Protection des réseaux, généralités techniques de l'ingénieur, traité génie électrique
- [2] Protection des départs moyenne tension, service technique et pédagogique SONALGAZ 1999.
- [3] D.MOHAMMEDI, DJ.MOHAMMEDI, T .MOHAND SAID « Détermination des seuils de réglage des protections moyenne tension ».
- [4] J, FAVRAUD, Fonctionnement et protection des réseaux de distribution.EDF centre de perfectionnement électrique de Nanterre, année 1967.
- [5] Benoît de METZ-NOBLAT, « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques », Cahier technique n°18, SCHNEIDER ELECTRIC.
- [6] PATRICK LAGONOTTE, « Les installations électriques »; édition HERMES Science Publications, Paris, 2000.
- [7] Cours réseaux électriques 4eme année, M MUFIDZADA.N
- [8] A. Mauduit « Installation a haute et basse tension » Février / Mars 1950 RGE tome 1.
- [9] N. HABANI, N MEZIANE « Gestion du neutre des transformateurs dans les réseaux électriques »
- [10] « Guide de conception des réseaux électriques industriels ». Cahier technique SCHNEIDER ELECTRIC.
- [11] Techniques de l'ingénieur D4810.
- [12] Neklpayev N.N, Kouznetsov. P.K. « La partie électrique des centrales électriques ». Moscou, 1987, Energoatomizdat.