

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTRY OF HIGHER EDUCATION
AND SCIENTIFIC RESEARCH

HIGHER SCHOOL IN APPLIED SCIENCES
--T L E M C E N--



المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
École Supérieure en
Sciences Appliquées

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
-تلمسان-

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energie et environnement

Présenté par : GUEMMAZ Chihab Eddine

Thème

**Calcul du courant de court circuit dans les
réseaux électriques en utilisant le logiciel CYME.
Cas de réseau électrique de Tamanrasset**

Soutenu publiquement, le 08 /09 / 2020, devant le jury composé de :

M. F. MALIKI	Docteur / MCB	ESSA. Tlemcen	Président
M. A. CHIALI	Docteur / MCB	ESSA. Tlemcen	Directeur de mémoire
M. A. DJEBIEN	Ingénieur	SONELGAZ Tamanrasset	Co- Directeur de mémoire
M. La. MERAD	Docteur / MCA	Univ. Tlemcen	Examineur 1
M. M.BRAHAMI	Docteur / MCB	ESSA. Tlemcen	Examineur 2

Année universitaire :2019 /2020

Dédicace:

Je dédie ce modeste mémoire de mon Master2

A ma mère Leila et mon père:Fateh

Mes sœurs: Rahma & Hadil

A mes frères: Imad, Ala & Mohamed

A ma grande-mère: Hadda

A toute ma famille: GUEMMAZ

A tous mes amis : Khalil, Mohcene, Housseem, Nejmou, Oussama, Nasro, Rachid,

Samad, Rabie, et Mouloud.

A tous les membres du groupe Scouts Aures Batna

et de l'association Sawaid El-ihcene Batna et Tlemcen

pour leur soutien moral.

*Sont oublier tous les membres du Groupe SONEGGAZ, Filiale S.D.C, Direction de la
Distribution de Tamenrasset*

Chihab

Remerciements:

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Egalement, je remercie le directeur de thèse monsieur Anisse CHIALI, Docteur et chef relations extérieurs à l'ESSA-Tlemcen pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long des années de travail.

Ma gratitude s'exprime pareillement pour Dr. MALIKI Foued, également président des jurys.

Egalement, je remercie les autres membres du jury Dr, BRAHAMI Mostefa et Dr, MERAD Laaradj pour la pertinence de leurs remarques avisées, qui vont permettre l'amélioration de la qualité du manuscrit et l'essor vers de nouvelles perspectives.

Je remercie également tous les enseignants de l'ESSA-Tlemcen qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle Supérieur et tous les enseignants de l'ESSA-Alger (ex: EPSTA) qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle préparatoire

Enfin, je ne peux oublier mon co-encadreur M. DJEBIEN Ahmed le responsable de l'étude et l'exploitation à SONEGGAZ Tamanrasset et toute personne qui m'as aider de près ou de loin.

Table des matières :

Introduction Générale :	3
I	CHAPITRE 01 : DESCRIPTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION
I.1	Introduction : 5
I.2	Définition d'un réseau électrique : 5
I.3	Les principales parties des réseaux électriques : 6
I.3.1	La production : 6
I.3.1.1	Définition d'une centrale électrique: 7
I.3.1.2	Classification des centrales de production : 7
I.3.1.2.1	Centrales Classiques : 7
I.3.1.2.1.1	Les centrales à combustibles fossiles : 8
I.3.1.2.1.2	Les centrales nucléaires : 8
I.3.1.2.1.3	Les centrales hydro-électriques : 9
I.3.1.2.2	Centrales modernes (à source renouvelable) : 10
I.3.1.2.2.1	Centrales géothermiques : 10
I.3.1.2.2.2	Centrales à biomasse : 11
I.3.1.2.2.3	Centrales éoliennes : 12
I.3.1.2.2.4	Centrales solaires : 13
I.3.1.2.2.5	Avantages et inconvénients des Energies renouvelables : 16
I.3.2	Le transport de l'énergie électrique : 19
I.3.2.1	Nécessité de la Haute Tension : 19
I.3.2.2	Nécessité du courant alternatif : 20
I.3.2.3	Le réseau de transport et d'interconnexion : 20
I.3.2.4	Le réseau de répartition régionale ou locale : 21
I.3.2.4.1	Les conducteurs de phases : 22
I.3.2.4.2	Câbles de garde : 22
I.3.2.4.3	Les isolateurs : 23
I.3.2.4.4	Les pylônes : 23
I.3.3	La distribution de l'énergie électrique : 24
I.3.3.1	Réseau radial (simple dérivation) : 25
I.3.3.2	Réseau boucle ouverte : 25
I.3.3.3	Réseau double dérivations : 26
I.4	Conclusion : 27
II	CHAPITRE 02 : LES SCHEMAS DE LIAISON A LA TERRE
II.1	Introduction : 29
II.1.1	Causes de défauts d'isolement : 29
II.1.1.1	Durant l'installation : 30
II.1.1.2	Pendant l'exploitation : 30
II.1.2	Risques liés aux défauts d'isolement : 31
II.1.2.1	Risque d'électrisation des personnes : 31
II.1.2.2	Risque d'incendie : 31
II.1.2.3	Risque de non disponibilité de l'énergie : 32
II.1.3	Contacts direct et indirect : 32
II.1.3.1	Contact direct et mesures de protection : 33
II.1.3.2	Contact indirect, mesures de protection et de prévention : 33
II.2	Les schémas de liaison à la terre et la protection des personnes : 35

II.2.1	Mise au neutre ou schéma TN :	36
II.2.1.1	Mise en œuvre :	37
II.2.2	Neutre à la terre ou schéma TT	38
II.2.2.1	Mise en œuvre :	39
II.2.3	Neutre isolé ou impédant, ou schéma IT	39
II.2.3.1	Comportement au premier défaut	40
II.2.3.1.1	Neutre isolé :	40
II.2.3.1.2	Neutre impédant :	40
II.2.3.2	Comportement au deuxième défaut :	41
II.3	Les SLT et les risques d'incendie et de non disponibilité de l'énergie :	43
II.3.1	Risque d'incendie :	43
II.3.2	Risque de non disponibilité de l'énergie	44
II.3.2.1	Le SLT (IT) :	45
II.3.2.2	Les SLT (TN) et (TT) :	45
II.3.2.3	Pour tous les SLT :	45
II.4	Influences de la MT sur la BT, selon les SLT :	46
II.4.1	La foudre :	47
II.4.2	Les surtensions de manœuvre	48
II.4.3	Un claquage MT masse interne au transformateur :	48
II.4.4	Un claquage MT-BT interne au transformateur :	49
II.4.4.1	Conséquences en (TN) :	49
II.4.4.2	Conséquences en (TT) :	50
II.4.4.3	Conséquences en (IT) :	50
II.5	Appareillages liés au choix du SLT	50
II.5.1	SLT -TN- « Mise au neutre »	51
II.5.1.1	Avec disjoncteur :	51
II.5.1.2	Avec fusibles :	51
II.5.2	SLT -TT- « Neutre à la terre » :	52
II.5.3	SLT -IT- « Neutre isolé de la terre »	52
II.5.3.1	Principe de fonctionnement des CPI :	53
II.5.3.2	Principe de fonctionnement des DLD :	54
II.5.4	Protection du neutre selon le SLT	56
II.6	Choix du SLT et conclusion :	57
II.6.1	Sûreté :	57
II.6.2	Méthodologie pour choisir le SLT :	57
II.7	Conclusion :	58

III CHAPITRE 03 : ETUDE D'UN EXEMPLE DE MICRO RESEAU A LA REGION DE IDELES A TAMANRASSET

III.1	Introduction :	60
III.2	Définition d'un micro-réseau :	60
III.3	Etude de cas d'un micro réseau de AMGUID (Tamanrasset) :	60
III.3.1	Calcul des valeurs de protection :	61
III.3.1.1	Données des Systèmes :	61
III.3.1.2	Protections départ HTA :	62
III.3.1.2.1	Réglage de courant I _{max} :	62
III.3.1.2.2	Formule de réglage :	62
III.3.1.2.3	Calcul le courant de court-circuit biphasé (méthode de l'impédance) :	63

III.3.1.2.4 Impédance du groupe Xg :	63
III.3.1.2.5 Impédance du transformateur XT :	63
III.3.1.2.6 Calcul le courant de court-circuit au niveau de jeu de barre 30KV.	64
III.3.1.2.7 Impédance de la ligne :	64
III.3.1.2.8 Calcul I_{ccb} min au bout de la ligne :	64
III.3.1.2.9 Réglage du courant capacitif I_h :	65
III.3.1.3 Réglage de l'arrivée :	66
III.3.1.3.1 Maximum de courants de phases (Seuil de surcharge)	66
III.3.1.3.2 Maximum de courants homopolaire I_0 :	66
III.3.1.4 Tableau récapitulatif des réglages du module 30 KV :	66
III.4 Conclusion :	66
Conclusion Générale :	67
Références bibliographiques :	68

Table des Figures

Fig(I-01) : Schéma unifilaire global d'un réseau électrique.	5
Fig(I-02) : Réseau électrique structure parallèle-série.	6
Fig(I-03) : Schéma unifilaire d'une centrale de production.	7
Fig(I-04) : Centrale de production à combustible.	8
Fig(I-05) : Centrale de production nucléaire.	9
Fig(I-06) : Centrale de production hydraulique.	10
Fig(I-07) : Centrale de production géothermique.	11
Fig(I-08) : Centrale Biomasse.	12
Fig(I-9) : Centrale de production éolienne.	12
Fig(I-10) : Centrale de production solaire thermique (thermodynamique)	13
Fig(I-11) : Centrale de production	14
Fig(I-12) : Centrale de production photovoltaïque.	15
Fig(I-13) : Composants principales d'un pylône électrique.	21
Fig(I-14) : Câble de garde.	22
Fig(I-15) : Isolateur.	23
Fig(I-16) : pylône.	23
Fig(I-17) : Schéma d'un réseau de distribution.	24
Fig (I-18) : Exemple de réseau simple dérivation.....	24
Fig(I-18) : Exemple de réseau simple dérivation.	25
Fig(I-19) : Exemple de réseau double dérivation.	26
Fig (II-01) :Zones temps/courant des effets de courant alternatif (15Hz à 100Hz) sur les personnes selon la norme CEI 60449-1	31
Fig (II-02) : Contacts directs et indirects.....	32
Fig (II-03) : Equipotentialité dans un immeuble	33
Fig (II-04) : Mode de raccordement à la terre du neutre du transformateur, et des masses des récepteurs électriques.....	34
Fig (II-05) :Exemple de coexistences entre les divers SLT	35
Fig (II-06) : Courant et tension de défaut en schéma TN.....	35
Fig (II-07) : Temps de coupure en schéma TN (selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100 tableaux 41A et 48A).....	36
Fig (II-08) : Courant et tension de défaut en schéma TT	37
Fig (II-09) : limite supérieur de la résistance de prise de terre des masses à ne pas dépasser en fonction de la sensibilité des DDR et de la tension limite U_L	38
Fig (II-10) : Courant de premier défaut d'isolement en schéma IT	39
Fig (II-11) : Courant de 2 ^{ème} défaut en schéma IT (neutre distribué) et départs concernés de même section même longueur	40
Fig (II-12) : Temps de coupure maximaux spécifiés en schéma IT (selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100, tableaux 41B et 48A).....	41
Fig (II-13) : Grandeurs caractéristiques des SLT.....	42
Fig (II-14) : disponibilité de l'énergie électrique.	44
Fig (II-15) : établissement d'un courant de court-circuit dans un réseau alimenté par un groupe de secours « diesel/alternateur ».	45











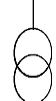
Fig (II-16) - limitation et transmission des surtensions de foudre (que le neutre soit à la terre ou non, il y a des surtensions de mode commun sur les phases).	46
Fig (II-17) : résistance maximale de la prise de terre des masses du poste en fonction du schéma des liaisons à la terre du réseau.....	48
Fig (II-18) : Distribution publique aérienne rurale	49
Fig (II-19) : Courant de déclenchement (magnétique ou court retard) des disjoncteurs BT.	50
Fig (II-20) : exemple des limites des seuils de fonctionnement des fusibles (selon la norme CEI 60269 § 5-6-3).	51
Fig (II-21) : Schéma fonctionnel d'un DDR	51
Fig (II-22) : Schéma fonctionnel d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI).	53
Fig (II-23) : Localisation du défaut d'isolement par suivi du trajet d'un courant basse fréquence injecté à l'origine de l'installation.	53
Fig (II-24) : Principe de fonctionnement d'un DLD à mesure d'impédance en BF.	54
Fig (II-25) : Emploi des disjoncteurs selon les SLT.	56
Fig (III-01) : Schéma unifilaire d'une arrivée	60
Fig (III-02) : Schéma unifilaire d'un départ	60
Fig (III-03) : schéma unifilaire d'une ligne de transport.....	62

Abréviations :

Les abréviations mentionné ci-dessus selon les normes international CEI 27-1 :

Indice	Mot clé	Unité
AC	Courant Alternatif	A
DC	Courant Direct	A
BT	Basse tension	A
HT ou HTB	Haute tension	V
MT ou HTA	Moyenne tension	V
kV	Kilo Volt	kV
TC	Transformateur de mesure de courant	-
TT	Transformateur de mesure de tension	-
JB	Jeu de barre (nœud)	-
l	Longueur de la ligne ou câble	km
R_L	Résistance de la ligne ou câble	Ω/km
L	Inductance de ligne ou câble	H
L_d, L_i, L_o	Réactance directe, inverse et homopolaire	H
X_L = L.ω	Réactance de la ligne ou câble	Ω/km
C	Capacité de la ligne ou câble	F/km
X_d, X_i, X_o	Réactance directe , inverse et homopolaire	Ω
R_d, R_i, R_o	Résistance directe, inverse et homopolaire	Ω
Z_L = R_L + j X_L	Impédance de la ligne	Ω/km
R_t	Résistance de terre	Ω
R_f	Résistance de défaut	Ω
S	Section de la ligne ou câble	mm ²
I_n	Courant nominal	A
U_n	Tension composé nominale	V
I_{max}	Courant maximal	A
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
I_{cc.min}	Courant de court-circuit minimum	A
I_{cc.max}	Courant de court-circuit maximum	A
P	Puissance active	W
Q	Puissance réactive	Var
S	Puissance apparente	VA
V_d, V_i, V_o	Composantes symétriques de tension	V
I_d, I_i, I_o	Composantes symétriques de courant	A
U_{cc}	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
f_n	Fréquence nominale	Hz
a	L'opérateur égale 1 ^L 120°	-
I_{phase}	Courant de réglage phase	A
I_h	Courant de réglage homopolaire	A
t	Temporisation	sec

Symboles graphiques :

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)

Introduction Générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à un stage pratique effectuée pendant une durée de trois mois au niveau de Groupe SONELGAZ, *Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (S.D.C)*, Direction de la Distribution de Tamanrasset (D.D.T), Division Technique Electricité

Notre travail consiste à une étude sur les courants des courts-circuits dans le réseau de distribution moyenne tension 30kV et 10 kV, et aussi la maîtrise du logiciel de simulation des réseaux électriques CYME au réseaux électrique moyenne tension de Tamanrasset, en injectant les données nécessaires et le schéma unifilaire de l'étude afin de déduire les valeurs des courants et cela veut dire connaître les valeurs des protections nécessaires.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre est une description des réseaux électriques.
- Le deuxième chapitre étudie les Schémas de liaison à la terre.
- Le troisième chapitre est une étude d'un exemple de micro réseau de IDELES à Tamanrasset

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Le stage a été interrompu après 25 jours de son début à cause de la crise sanitaire (COVID-19)



Chapitre I : Description des réseaux électriques



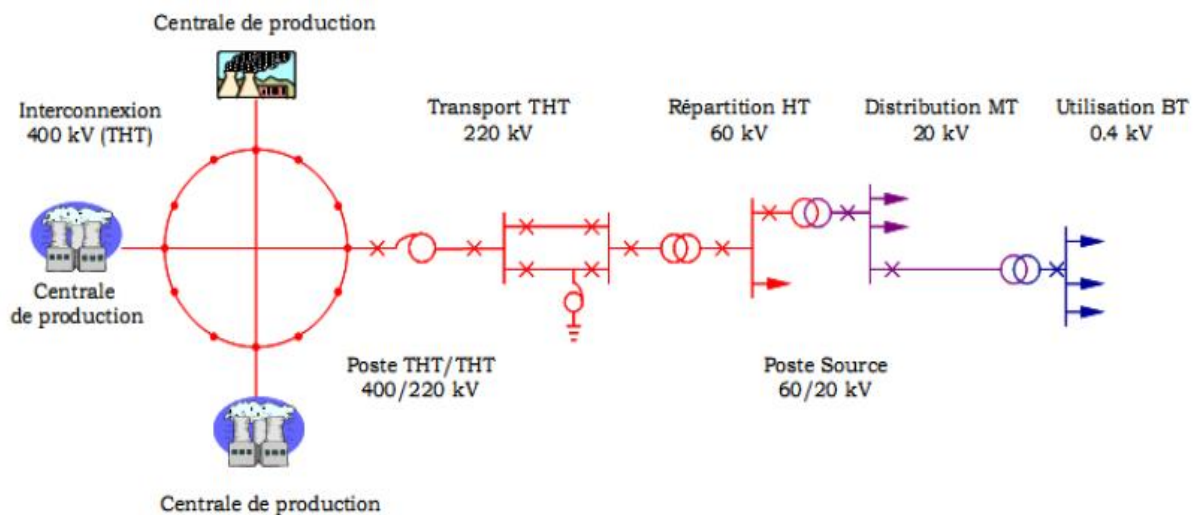
I Chapitre 01 : Description des réseaux de distribution

I.1 Introduction :

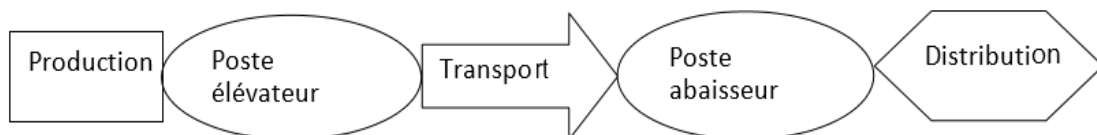
Ce chapitre introductif a pour objet de présenter la chaîne de fourniture d'électricité, plus précisément la production, le transport et la distribution d'énergie électrique. Les systèmes électriques présentent des caractéristiques spécifiques de fonctionnement, qui les différencient des autres types d'industrie. La prise en compte de ces caractéristiques et la coordination entre les différents acteurs du système est essentielle pour garantir un système électrique fiable en permanence.

I.2 Définition d'un réseau électrique : [1]

Un réseau électrique est l'ensemble des infrastructures et des appareils (centrales, lignes, postes de transformation, conducteurs, isolateurs, pylônes, parafoudres, transformateurs, équipements de protection, ...) destinés à produire, transporter et distribuer l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs finals.



Fig(I-01) : Schéma unifilaire global d'un réseau électrique.



- Le bloc production électrique : regroupant l'ensemble des éléments des unités de production, tels que les alternateurs, les moteurs, les turbines etc...
- Les blocs : postes éleveurs et abaisseurs regroupant l'ensemble des éléments pouvant transformer l'énergie par changement de niveau de tension.
- Les blocs transport et distribution regroupant l'ensemble des éléments d'acheminement d'énergie électrique vers les consommateurs.

Pour satisfaire les consommateurs, on suggère qu'il soit nécessaire d'investir dans un système électrique pour minimiser les défaillances ou les interruptions dans le but d'améliorer la fiabilité du système. Dans une perspective à long terme, il est important que les investissements soient choisis afin de minimiser les coûts de l'atteinte de la fiabilité.

Les systèmes électro-énergétiques ont été conçus dans le but de veiller à :

- La fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique : Le système de production tient à relier toutes les unités de production et visent à assurer une fonction de secours en cas de panne et/ou de défaillances.
 - La possibilité d'une disponibilité de l'énergie électrique aux consommateurs avec un prix raisonnable.
 - Permettent d'acheminer l'énergie produite par des sources délocalisées vers les points de consommations.
 - La continuité de service tout en maintenant l'outil de production et le confort d'exploitation.
- ❖ Le premier réseau électrique a vu le jour aux Etats Unis en 1882 et a été conçu par thomas Edison. C'était un réseau local à courant continu et servait à assurer de la région de Manhattan.

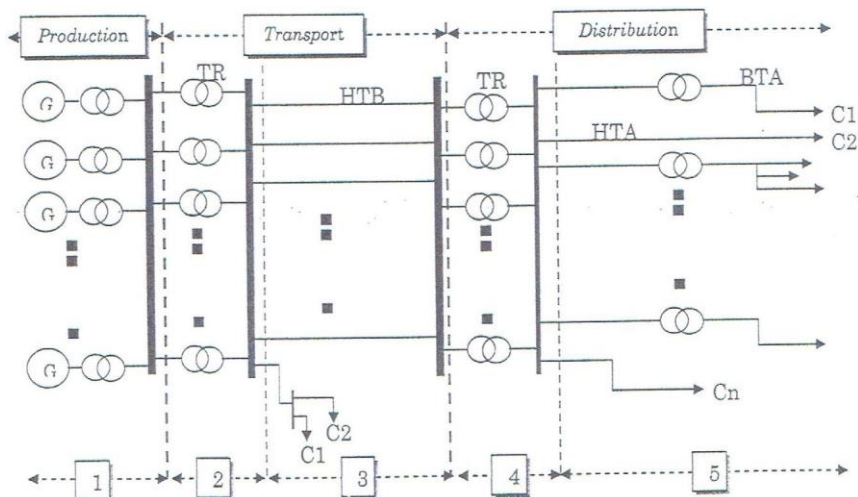


Fig (I-02) : Réseau électrique structure parallèle-série

I.3 Les principales parties des réseaux électriques :

Les réseaux électriques se composent de trois principales parties : la production, transport et distribution et la consommation ;

I.3.1 La production : [2], [3]

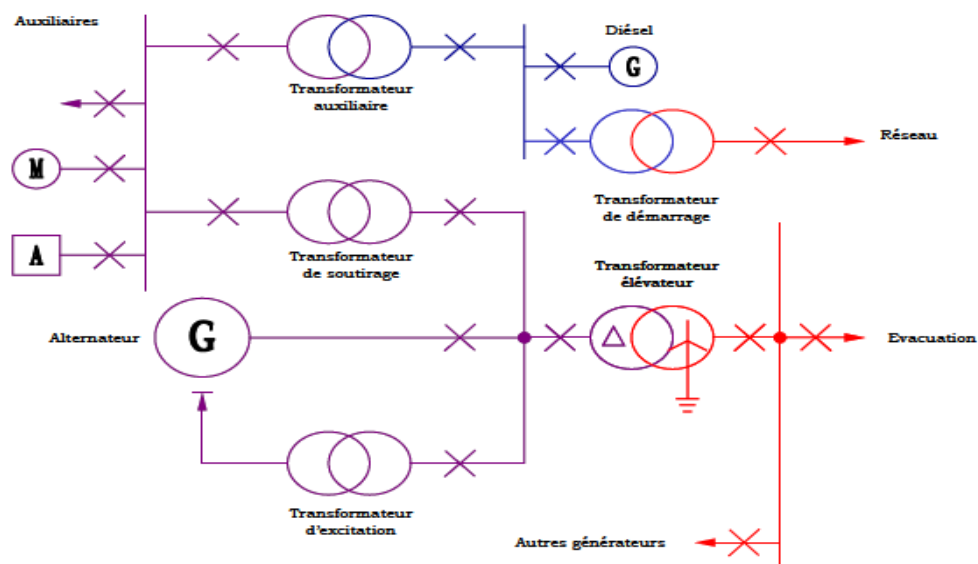
La production de l'électricité constitue entre 35 et 50% du coût total de l'électricité fournie aux consommateurs, elle fait appel à différents types de principes.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des centrales capables de transformer une source d'énergie fournie par la nature pour produire de l'électricité en grande quantité.

I.3.1.1 Définition d'une centrale électrique :

Une centrale électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité dont le but d'alimenter les consommateurs particuliers ou industriels éloignés de la centrale au moyen du réseau électrique.

La production d'électricité y est assurée par la conversion en énergie électrique d'une énergie primaire qui peut être soit mécanique (force du vent, force de l'eau des rivières, des marées...), soit chimique (réactions d'oxydoréduction avec des combustibles, fossiles ou non, tels que la biomasse), soit nucléaire, soit solaire. Ces énergies primaires peuvent être renouvelables (biomasse, etc.) ou constituer des ressources dont les réserves sont limitées (combustibles fossiles, etc.).



Fig(I-03) : Schéma unifilaire d'une centrale de production.

I.3.1.2 Classification des centrales de production :

I.3.1.2.1 Centrales Classiques : [4]

Dont le principe est de transformer l'énergie cinétique (le mouvement) en énergie électrique. Les éléments indispensables à la production de courant électrique sont :

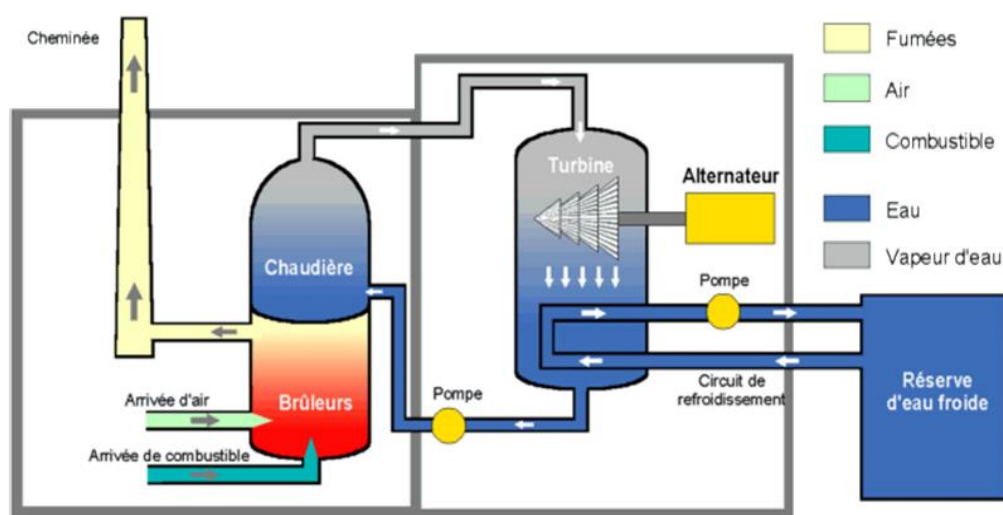
- Une turbine en mouvement
- Un alternateur c'est-à-dire un aimant entraîné par la turbine et entouré d'une bobine qui produit le courant électrique.

Les différents types de centrales classiques :

I.3.1.2.1.1 Les centrales à combustibles fossiles :

Dont la source est : (charbon, pétrole et gaz naturel) dites des centrales thermiques classiques : Elles produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. La plupart ont une capacité comprise entre 100 MW et 2000 MW afin de réaliser les économies d'une grosse installation

Si l'on compare les centrales thermiques aux centrales nucléaires, leurs coûts variables sont plus élevés. Par ailleurs, leurs coûts sont largement dépendants du prix du combustible, ce qui rend incertain leur efficacité dans le futur. Cependant, ils ont trois avantages. Le premier en termes de disponibilité comme leurs délais de construction sont assez faibles par rapport aux centrales nucléaires. Le second en termes de coût d'investissement qui est aussi plus faible. Enfin, ils sont plus rapides au démarrage que les centrales nucléaires.



Fig(I-04) : Centrale de production à combustible.

I.3.1.2.1.2 Les centrales nucléaires :

Sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques. A base d'uranium, l'énergie d'une centrale nucléaire provient de la fission de noyaux de ces atomes lourds. Celle-ci dégage de la chaleur, qui sert dans un premier temps à vaporiser de l'eau, comme dans toute centrale thermique conventionnelle, puis la vapeur d'eau produite entraîne en rotation une turbine accouplée à un alternateur qui produit à son tour de l'électricité. C'est la principale application de l'énergie nucléaire dans le domaine civil.

Ces centrales sont caractérisées par un coût variable très faible. Ce coût reflète le coût de combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Cependant, elles ont un temps de démarrage assez long, ce qui les rend moins flexible à une variation brusque de la demande. La construction d'une telle centrale nécessite des coûts fixes

élevés et un long délai de construction, qui varie entre cinq et sept ans. Pour assurer la rentabilité de la centrale nucléaire, une exploitation continue sur toute l'année est requise soit une durée de fonctionnement annuelle de 5000 à 6000 heures.

On compte dans le monde environ 250 centrales nucléaires qui ont produit 10,3 % de l'électricité mondiale en 2017. Ces centrales comptent en décembre 2019 un total de 449 réacteurs en fonctionnement (y compris 31 réacteurs japonais à l'arrêt), dont la puissance atteint 399 GW (890 MW en moyenne par réacteur) et 54 réacteurs en cours de construction.

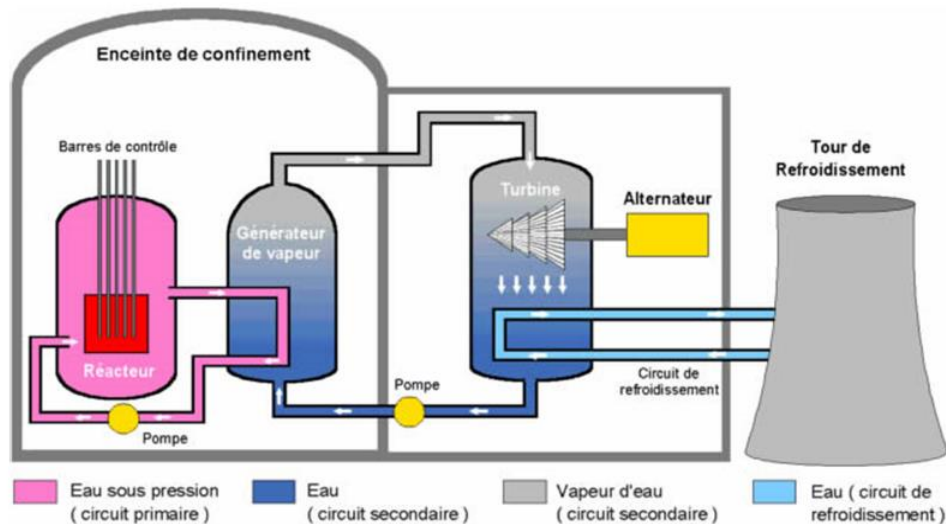


Fig (I-05) : Centrale de production nucléaire.

I.3.1.2.1.3 Les centrales hydro-électriques : [5]

Chaque année, environ 3 500 TWh d'électricité sont produits dans le monde à partir de l'énergie hydraulique, l'hydroélectricité représente 20% des capacités électriques installées avec un parc global de 1 040 GW (selon Enerdata, 2011).

Une dizaine de pays, dont quatre en Europe, produisent plus de la moitié de leur électricité grâce à l'hydraulique. La Norvège vient en tête avec 98%, suivie par le Brésil avec 86%, la Colombie, l'Islande, le Venezuela, le Canada, l'Autriche, la Nouvelle Zélande et la Suisse. Les centrales hydroélectriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. En générale ces centrales utilisent l'énergie potentiel stocké par l'eau pour la transformé en électricité tel que : $E_p = m \cdot g \cdot h$ (donc cela dépend de la hauteur et le volume stocké dans les barrages)

E_p : c'est l'énergie potentiel de l'eau stocké

m : masse de l'eau

g : la pesanteur

h : la hauteur du barrage par rapport à la turbine

Donc l'énergie électrique produite est : $E_e = E_p \cdot \eta$ tel que

η : est le rendement du turbo-alternateur

- ❖ Le facteur climat joue un rôle prépondérant dans la productivité de ces centrales, car elles dépendent des précipitations. Leur coût variable est généralement faible par rapport aux centrales thermiques. Cependant, l'investissement dans le développement de cette technologie est limité pour le futur en l'absence de sites encore disponible pour l'implantation de nouvelles centrales. Enfin, elles sont appelées pour produire spécialement en périodes de tensions.

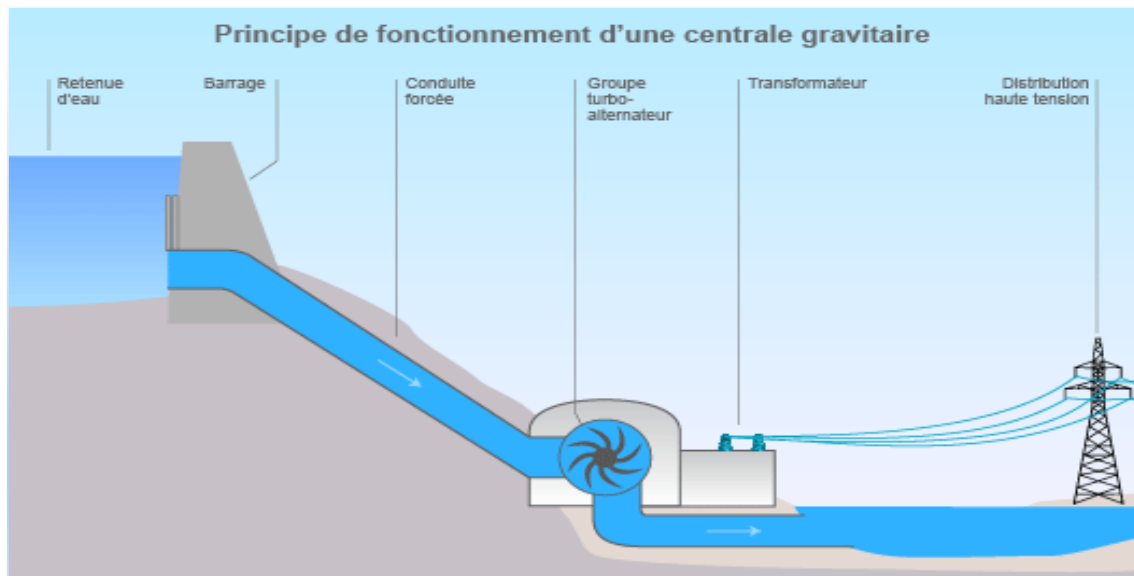


Fig (I-06) : Centrale de production hydraulique.

I.3.1.2.2 Centrales modernes (à source renouvelable)

I.3.1.2.2.1 Centrales géothermiques : [6]

Il existe dans la croûte terrestre un gradient de température qui est en moyenne de 3 °C par 100 mètres. En certains points du globe, en particulier dans les régions volcaniques, qui correspondent à des intrusions de magma dans la croûte terrestre, cela peut aller jusqu'à 100 °C par 100 m.

La géothermie vise à étudier et exploiter ce phénomène d'augmentation de la température en fonction de la profondeur.

L'exploitation de cette ressource consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité à l'aide de turbines dans les centrales géothermiques, grâce à l'eau très chaude des nappes dans le sous-sol de la Terre.

Cette ressource a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des

conditions météorologiques (disponible continuellement), elle est donc fiable et stable dans le temps. Malheureusement cette ressource nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de réalisation et de mises en service sont importantes.

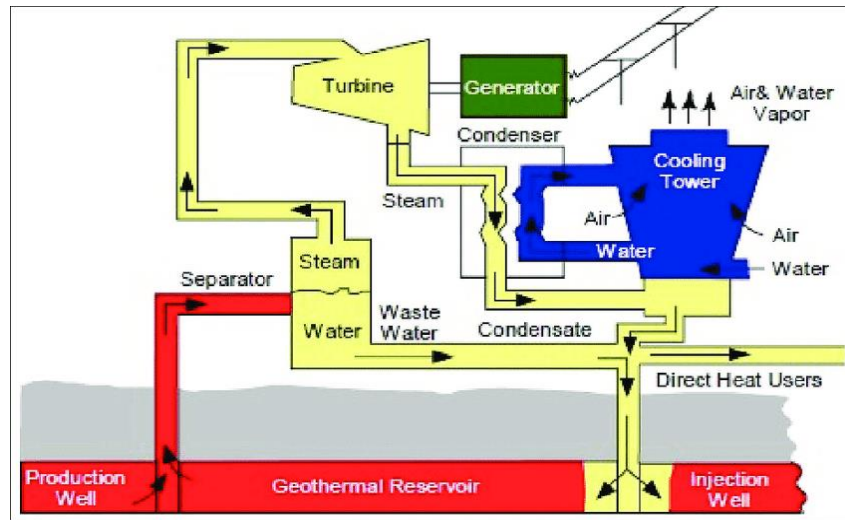


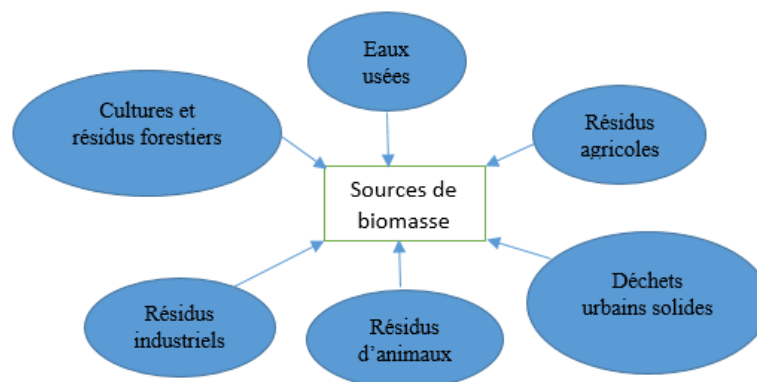
Fig (I-7) : Centrale de production géothermique.

I.3.1.2.2 Centrales à biomasse : [7]

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques pouvant se transformer en énergie. On entend par matière organique aussi bien les matières d'origine végétale (résidus alimentaires, bois, feuilles) que celles d'origine animale (cadavres d'animaux, êtres vivants du sol).

Autrement : La biomasse est une réserve d'énergie considérable née de l'action du soleil grâce à la photosynthèse. Elle existe sous forme de carbone organique. Sa valorisation se fait par des procédés spécifiques selon le type de constituant.

Il existe trois formes de biomasse présentant des caractéristiques physiques très variées : les solides (ex : paille, copeaux, bûches) ; les liquides (ex : huiles végétales, bio alcools) ; les gazeux (ex : biogaz).



Il s'agit d'une énergie stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est ensuite exploitée par combustion. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites. A cet effet, la biomasse n'est pas inépuisable.

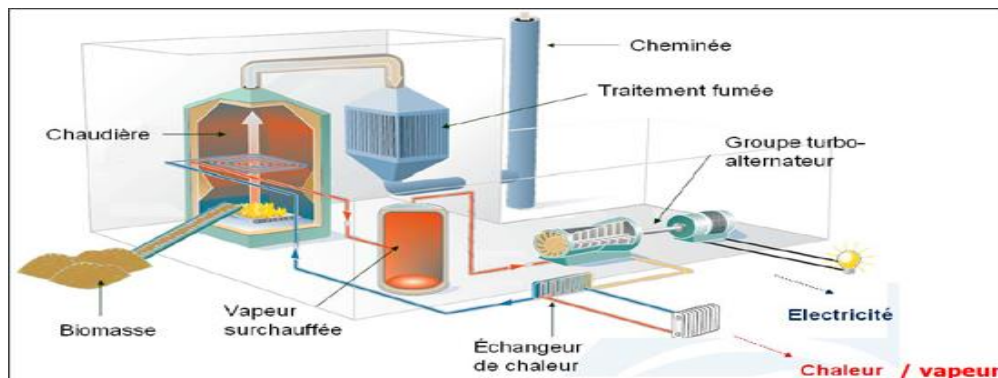


Fig (I-8) : Centrale Biomasse.

Quand on l'exploite de manière naturelle elle est peu menacée mais lorsqu'il s'agit d'une biomasse cultivée (pour les biocarburants par exemple) ou en cas de surexploitation massive de la ressource (comme la déforestation), la production d'une telle énergie peut rapidement avoir de lourds impacts environnementaux.

I.3.1.2.2.3 Centrales éoliennes :

L'activité solaire est la principale cause des phénomènes météorologiques. Ces derniers sont notamment caractérisés par des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère. C'est l'énergie mécanique de ces déplacements de masse d'air qui est à la base de l'énergie éolienne. Cette dernière est produite par la force que le vent exerce sur les pales d'une éolienne par l'intermédiaire d'un rotor. Parmi les avantages de cette source est qu'elle est non polluante (une fois installée sur le site). Néanmoins l'énergie éolienne est intermittente, et l'installation de parc éolien engendre des impacts environnementaux et sonores

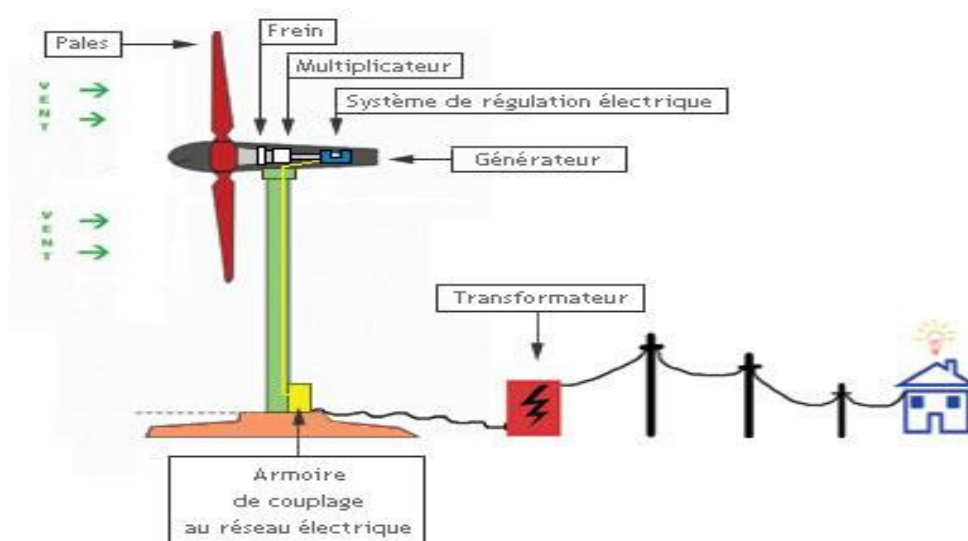


Fig (I-9) : Centrale de production éolienne.

La quantité d'énergie produite par l'éolienne dépend de :

- La vitesse du vent.
- La surface balayée par les pales.
- La densité de l'air.

I.3.1.2.2.4 Centrales solaires :

I.3.1.2.2.4.1 Centrales solaires thermiques (thermodynamiques) :

Les centrales solaires thermiques sont d'une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est donc nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

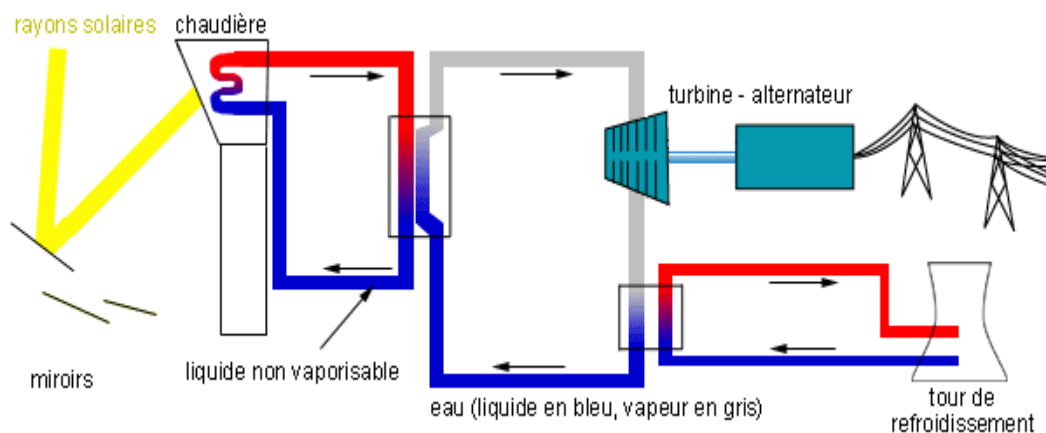


Fig (I-10) : Centrale de production solaire thermique (thermodynamique)

Ce type de centrales transforme l'énergie lumineuse en chaleur, laquelle sert ensuite à produire de l'électricité. Les rayons solaires sont alors concentrés par des réflecteurs sur un liquide vecteur de chaleur, qui va s'évaporer puis se diriger sous forme de vapeur vers une turbine reliée à un alternateur. Il existe de multiples configurations possibles.

La figure suivante montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

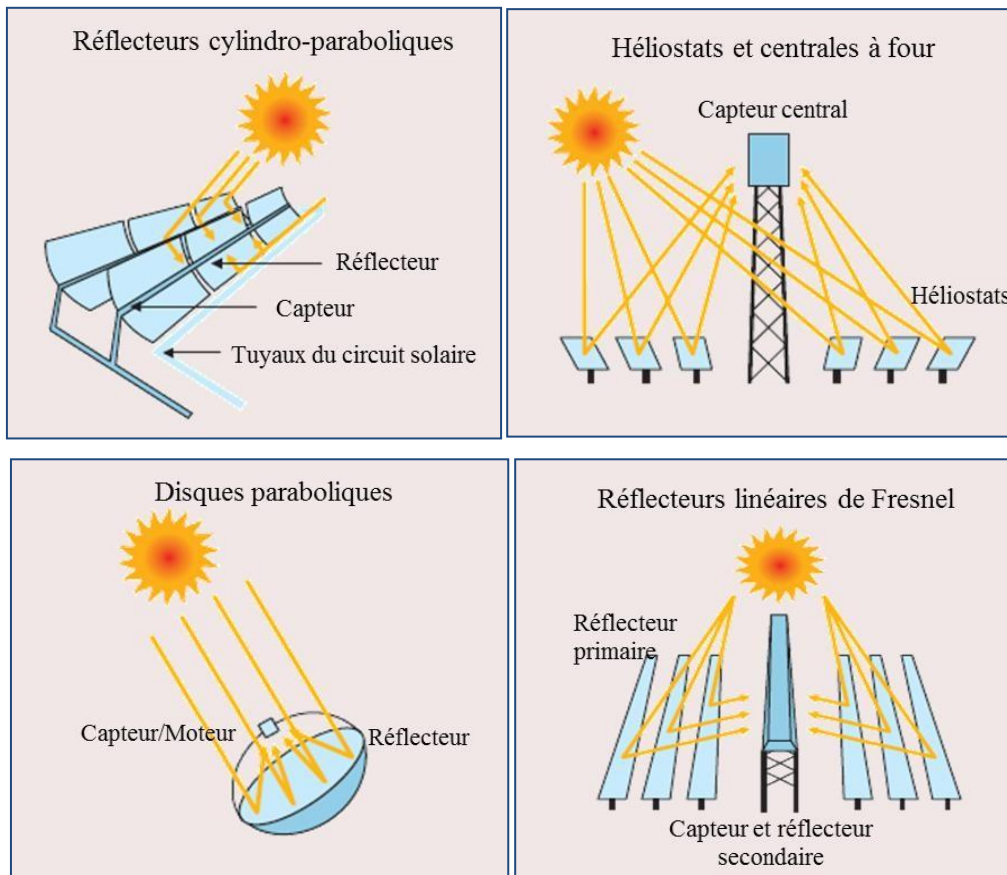


Fig (I-11) : Différents technologies de production à base du solaire thermodynamique

I.3.1.2.2.4.2 Centrales solaires photovoltaïques :

Une centrale photovoltaïque est pour sa part composée de panneaux solaires photovoltaïques comportant un grand nombre de cellules photoélectriques convertissant directement l'énergie lumineuse en électricité.

L'énergie photovoltaïque est basée sur l'effet photoélectrique créant un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire. C'est également une énergie « propre » puisque la production énergétique à partir des modules PV n'engendre pas de GES. Cette ressource a toutefois deux inconvénients majeurs, la production est invariablement liée aux conditions climatiques et une surface considérable est nécessaire pour produire de grande quantité d'énergie sachant que le rendement des panneaux PV est relativement faible (typiquement entre 6 et 20 %)

Les technologies cristallines mettent en œuvre le silicium comme matériau semi-conducteur. Elles se présentent en trois sous-groupes principaux :

- Le silicium poly cristallin : avec un rendement de 12 à 15%, il constitue environ 57% du marché mondial. Il présente le meilleur rapport prix/rendement.
- Le silicium monocristallin : avec un rendement de 13 à 20%, il constitue environ 30% du marché mondial. Il présente un prix plus élevé que le poly cristallin.
- Le silicium amorphe : intégré à la famille suivante dite des « couches minces », il présente un rendement de 6% environ. Cette technologie est principalement appliquée sur les petites puissance (montres, calculatrice), et constitue environ 3% du marché mondial.
- Les technologies « Couches minces » sont très diverses et utilisent de nombreux matériaux semi-conducteurs, tels que le Galium, le Sélénium, l’indium, le Cadmium.... Elles représentent environ 10% du marché mondial, et des rendements de 6 à 11%. Elles présentent souvent des prix plus abordables que les technologies plus conventionnelles, et ont la capacité de pouvoir être appliquées de façon très innovante (panneaux solaires flexibles, tissu photovoltaïque, peinture photovoltaïque...). La technologie couche mince la plus courante est le composé Cd/Te (Tellure de Cadmium).

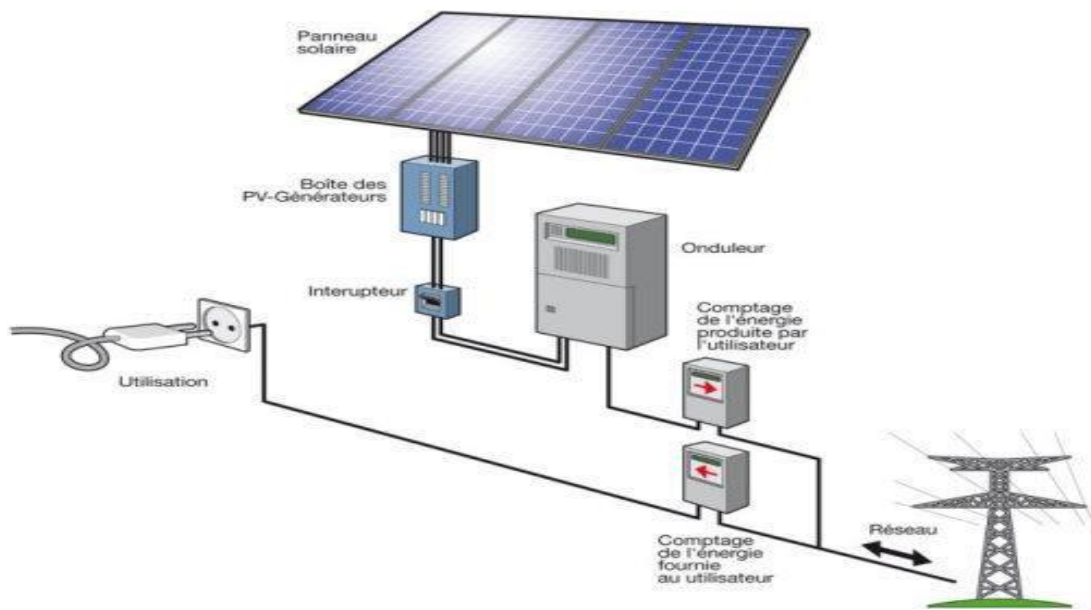


Fig (I-12) : Centrale de production photovoltaïque.

I.3.1.2.5 Avantages et inconvénients des Energies renouvelables :

Type d'énergie	Avantages	Inconvénients
Solaire	- Energie renouvelable, et gratuite. - Energie dont l'utilisation ne pollue	- La nuit, la source d'énergie n'existe plus, il faut donc prévoir des systèmes de stockage. - La production d'électricité solaire est pour l'instant encore assez coûteuse car les

	<p>pas, elle ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne produit pas de déchets toxiques.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pour le chauffage, les coûts - installation ne sont pas très élevés. 	<p>cellules photovoltaïques sont chères à fabriquer.</p>
Photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> - Durée de vie d'environ 30 ans selon les techniques utilisées. - Pose facile. - Peu d'entretien. - Subventionné par l'état. 	<ul style="list-style-type: none"> - Souvent utilisée comme énergie d'appoint car la surface en capteurs est souvent trop petite. - Coût d'achat élevé.
Thermique	<ul style="list-style-type: none"> - Permet de couvrir quasiment l'intégralité des besoins en eau chaude et du chauffage en fonction de la surface utilisée. - Des aides financières sont proposées par l'état et les régions. - Les frais de maintenance sont réduits. 	<ul style="list-style-type: none"> - Assez chère à l'achat, l'amortissement d'investissement est d'environ 5 ans, - La surface installée est souvent inférieure au besoin. - Elle est variable dans le temps (variable en fonction des saisons).
Eolienne	<ul style="list-style-type: none"> - C'est une énergie renouvelable où le vent est 100 % gratuit. - C'est une énergie dont l'utilisation 	<ul style="list-style-type: none"> -L'énergie change suivant la météo. -Les éoliennes génèrent un bruit acoustique en continue pas vraiment supportable. - Dans le cas d'installations autonomes, il est

	<p>ne pollue pas (pas de gaz à effet de serre, ni de production de déchets). - Les coûts d'installation ne sont pas très élevés. - Les principales techniques sont simples, même si leur mise en application technologique est relativement complexe. - Utilisable dans tous les endroits fortement exposés aux vents.</p>	<p>nécessaire de recourir au stockage ou à l'association d'une installation de groupe électrogène Diesel, ce qui augmente le coût.</p>
<p>Géothermie</p>	<p>- C'est une source d'énergie gratuite et renouvelable. - Son exploitation ne génère pas de flamme, d'odeurs et ne coûte pas cher. - Les installations qui utilisent la géothermie ne polluent pas. - La production d'électricité en même temps que la chaleur peut encore augmenter l'intérêt porté à la géothermie. - On peut l'utiliser à n'importe quel moment, jour et nuit. - Elle ne dépend pas des conditions atmosphériques</p>	<p>- C'est une énergie qui se transporte difficilement, elle doit donc être utilisée sur place. - Les investissements pour pomper l'eau chaude peuvent parfois être importants. Risques de tremblements de terre avec certains types de géothermie</p>

	telles que la pluie, le soleil ou le vent.	
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> - Energie renouvelable. - Réduire la quantité de déchets envoyés à la décharge. - Absorbe du gaz carbonique 	<ul style="list-style-type: none"> - Complexité de transformation. - Beaucoup de dégagement de chaleur par combustion
Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> - L'hydroélectricité fait partie des énergies renouvelables gratuites. - Elle est non polluante et joue un rôle majeur en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. - Elle ne produit pas de déchets toxiques. - Les risques d'accident (rupture de barrage) sont très faibles, grâce à un contrôle continu des ouvrages. - Exploite l'eau mais ne la consomme pas. - Haut rendement de production par comparaison aux autres sources d'énergies. - L'entretien de l'installation est simple et les frais de fonctionnement sont réduits. 	<ul style="list-style-type: none"> -Les problèmes d'environnement et de perturbation de l'équilibre écologique, avant et après la construction du barrage, qui nécessitent des études sérieuses. -L'investissement consenti à la construction des barrages est très cher. - L'installation des centrales hydroélectriques nécessite des sites appropriés

	- Longue durée de vie des centrales hydrauliques.	
--	---	--

Tableau 01

I.3.2 Le transport de l'énergie électrique :

L'électricité est conduite de son lieu de production jusqu'au consommateur final grâce à un large réseau de lignes aériennes ou souterraines. Le câble reste l'unique moyen de transport de l'électricité

Le réseau de transport assure plusieurs fonctions :

- Il rassemble toutes les énergies électriques produites sur le territoire.
- Il répartit ces énergies en fonction des besoins des régions.
- Il assure la sécurité de l'ensemble.
- Il assure l'interconnexion avec les pays voisins.

I.3.2.1 Nécessité de la Haute Tension :

Pour transporter une énergie électrique à grande distance, il est essentiel, sur le plan économique de minimiser l'énergie perdue par effet Joule le long de la ligne de transport. La solution la plus rentable consiste à élever le niveau de tension et de l'abaisser à l'utilisation. Les deux opérations de changement de niveau de tension sont effectuées par des transformateurs. Ces sous-systèmes sont formés d'un ensemble de transformateurs (élévateurs ou abaisseurs) placés en série dont la capacité ou bien la performance totale est la somme des différentes versions et type de transformateur.

Pour minimiser les pertes par effet de Joule résultants par la résistance des conducteurs cela est proportionnelle à la diminution du courant parcouru : $P_{\text{joule}} = R * I^2$

Si : $I \searrow \implies P \searrow$

On réduit donc l'intensité pour limiter les pertes tout en augmentant la tension car la puissance véhiculée doit rester la même $P = U * I$

I.3.2.2 Nécessité du courant alternatif : [8]

Le courant alternatif présente des avantages très importants pour transporter l'électricité :

La chose la plus importante c'est que le courant alternatif passe par la valeur zéro (0 A)

- Il s'agit du régime de production des alternateurs des centrales et de celui utilisé par de nombreux appareils de consommation comme les moteurs.

- Il permet très facilement d'élever les tensions, de réduire les intensités donc de limiter les pertes par effet Joule sur les réseaux.
- Le maillage des réseaux est facile : le passage d'un niveau de tension à un autre s'effectue grâce aux transformateurs dont les rendements sont très bons.
Pourtant le courant continu s'impose parfois pour des raisons économiques et/ou techniques :
- Le transport de courant alternatif sur longue distance développe, par effet capacitif entre la ligne et le sol, des effets déstabilisants. Au plan technique, le choix du continu s'impose au-delà de 1 500 km ;
- Le continu ne nécessite que deux conducteurs au lieu de trois. Dès que la ligne est longue, cette économie compense la nécessité d'avoir des stations de conversion aux deux extrémités pour se raccorder aux réseaux alternatifs. Au plan économique, le continu peut ainsi devenir plus intéressant dès 600 km ;
 - En cas de lignes souterraines ou sous-marines de plus de 50 km. L'alternatif développe, par effet capacitif, une puissance réactive qui s'oppose à la circulation du courant. L'intérêt du continu, qui en est exempt, croît avec la distance du transport ;
 - Le passage par du continu est le moyen le plus économique et efficace de raccorder des réseaux alternatifs asynchrones (dotés de fréquences ou de réglages de phase différents).

I.3.2.3 Le réseau de transport et d'interconnexion :

Il est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances (vu la dispersion géographique entre les lieux de production et centres de consommation). Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production.

Ce réseau peut être assimilé au réseau d'autoroutes. Ces lignes atteignent parfois des milliers de kilomètres.

I.3.2.4 Le réseau de répartition régionale ou locale : [9]

Ils sont destinés à répartir l'énergie sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225000 volts) et en haute tension (90000 et 63000 volts). Ce type de réseau est l'équivalent des routes nationales dans le réseau routier. La fonction principale de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommations. Ces derniers sont : soit du domaine public avec l'accès au réseau de distributions HTA, soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Fait à base d'une configuration arborescente de même niveau de tension, alors ces lignes sont placées en parallèle et servent à transiter

l'énergie électrique d'un point A vers le point B. Ces lignes se caractérisent par leurs capacités de transport, de fiabilité, ainsi que de leurs coûts. De plus les puissances transportées sont telles, que l'utilisation d'une tension basse entrainerait des sections de câble tout à fait inadmissibles. L'usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d'isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importantes, la solution la plus facile étant l'utilisation des lignes aériennes.

Dans tous les cas, le choix d'une tension de transport est avant tout un compromis technico- économique entre les puissances à transporter et les distances à parcourir. La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité des sites urbains). Dans ce domaine, les politiques de respect de l'environnement et de protection des sites.

- Types de lignes : Les lignes électriques peuvent être classées suivant trois critères
 - Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles)
 - Classe de tension : lignes à basse tension et ligne à haute tension.
 - Nature de la tension : continue, alternative monophasée ou triphasée.

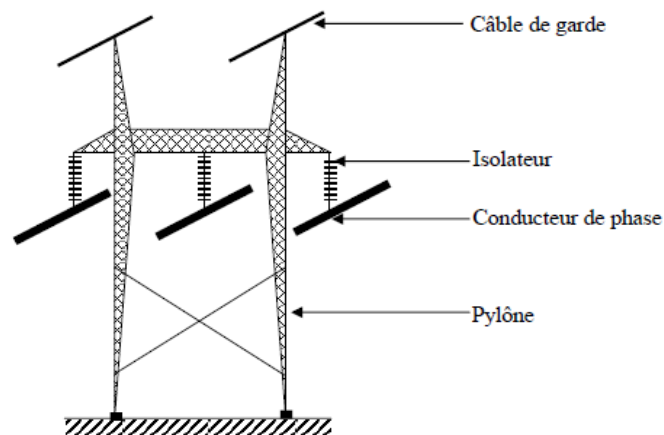


Fig (I-13) : Composants principales d'un pylône électrique.

Les lignes aériennes : se sont constitués par des conducteurs de phases fixés par des isolateurs sur des pylônes métalliques, des poteaux en béton ou en bois. Elles sont utilisées pour :

- Les longues distances
- Les HT et THT surtout
- Dans les zones rurales (BT)

I.3.2.4.1 Les conducteurs de phases :

Ils ne sont pas isolés pour faciliter le dégagement de chaleur. Les brins donnent beaucoup de souplesse. Les conducteurs sont constitués en aluminium, des brins toronnés et renforcés en acier.

Le choix des conducteurs se fait selon un certain nombre de critères :

- Critère 1 : Les pertes ohmiques doivent être inférieures à 2% de la puissance maximale transportée par la ligne.
- Critère 2 : Les pertes par effet de couronne doivent être inférieures ou égales à 1,5 kW/km de ligne.
- Critère 3 : le niveau de perturbation radiophonique.

I.3.2.4.2 Câbles de garde :

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre pour éviter une éventuelle surtension au niveau des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almélec-acier.

Au centre du câble de garde on place parfois un câble en fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant ; on parle alors de OPGW, Câble de garde à fibre optiques/ Optical Ground Wire, ou fibre optique composite. Si on décide d'installer la fibre optique sur un câble de garde déjà existant, on utilise alors un robot qui viendra enrouler en spirale la fibre optique autour du câble de garde.

- Le rôle du câble de garde :
 - Protection des conducteurs de phase contre les coups de foudre direct.
 - Transport des courants homopolaires et harmoniques.

Si la résistance de la terre est importante :

- La différence de potentiel entre le pied et le sommet du pylône devient importante,
- Amorçage en retour entre le pylône et le câble de garde par contournement de l'isolateur
 - ⇒ Choc en retour
 - ⇒ Surtension sur les lignes de phases.

Donc la résistance de la terre doit être la plus faible possible.



Fig (I-14) : Câble de garde.

I.3.2.4.3 Les isolateurs :

Le diélectrique principal utilisé sur des lignes aériennes à haute tension est l'air. L'air entourant les conducteurs, est un bon isolant, à condition que le stress électrique soit tenu au-dessous du seuil d'ionisation. Il est, cependant, nécessaire d'attacher les conducteurs à certains points sur les bras mutuels des pylônes.

Les isolateurs à haute tension se sont développés rapidement très tôt ce siècle, commençant par des isolateurs en porcelaine types. Aujourd'hui, des isolants modernes en polymères sont employés, ainsi que divers matériels.



Fig (I-15) : Isolateur.

I.3.2.4.4 Les pylônes :

Un pylône est un support vertical portant les conducteurs d'une ligne à haute tension. Le plus souvent métallique, il est conçu pour supporter un ou plusieurs câbles aériens et résister aux aléas météorologiques et sismiques (foudre y compris), aux vibrations des câbles ou du pylône et ses fondations.

Leur forme, leur hauteur et leur robustesse, ou résistance mécanique, dépendent des contraintes auxquelles ils sont soumis. L'électricité ne passe pas dans les pylônes, à moins que la foudre ne frappe le câble de garde, placé au sommet du support ; ce câble vise à protéger les conducteurs en permettant à la décharge de la foudre de se rendre jusqu'au sol en passant par le pylône.

On prend comme exemple : (**Pylône Mae West**) qu'est le pylône le plus utilisé pour les lignes de transport. Il sert aux paliers de tension allant de 110 000 à 735 000 volts. Ce pylône convient aux lignes qui traversent des terrains très accidentés, car il peut être assemblé facilement.

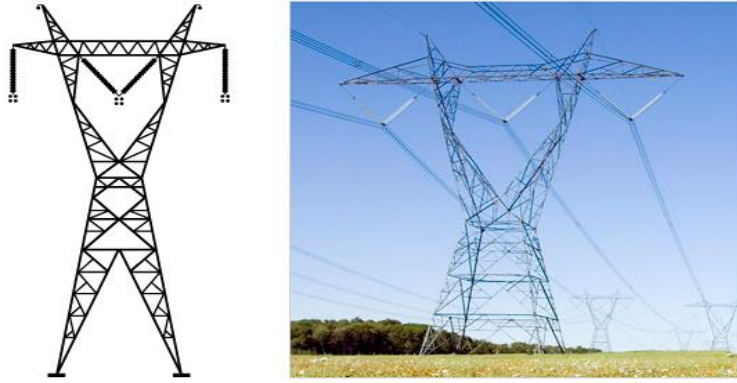


Fig (I-16) : pylône.

I.3.3 La distribution de l'énergie électrique : [10] [11] [12]

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'énergie électrique du réseau de répartition aux points de consommation. Les réseaux de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire directement vers les consommateurs de plus faible puissance. La distribution est assurée en moyenne tension (HTA) et en basse tension (BT). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier.

La majeure partie des consommateurs d'énergie électrique sont alimentés par le réseau basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles, d'autres sont alimentés en moyenne tension : grande hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises. Les gros industriels sont par contre alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin.

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution. Plusieurs topologies peuvent être rencontrées.

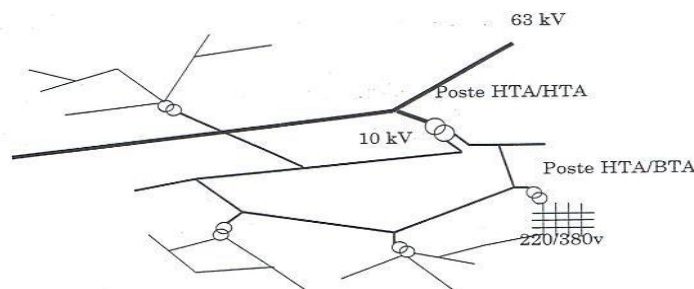


Fig (I-17) : Schéma d'un réseau de distribution

I.3.3.1 Réseau radial (simple dérivation) :

Ce schéma est aussi appelé en antenne, son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ce schéma est particulièrement utilisé pour la distribution de la HTA en milieu rural.

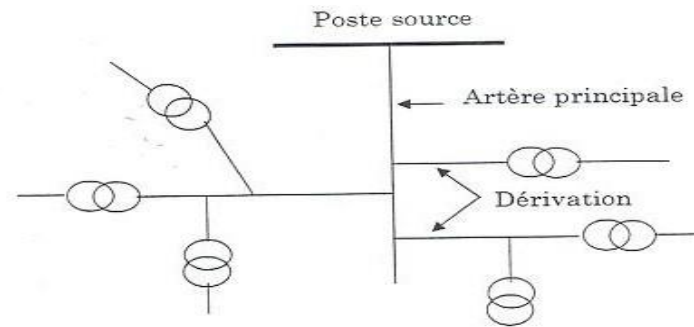


Fig (I-18) : Exemple de réseau simple dérivation

En effet, il permet facilement et à moindre coût d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge. Il est très souvent un schéma radial lié à une distribution de type aérienne ; de plus la réparation d'un incident exige la mise hors tension d'une partie du réseau sans possibilité de réalimentation de secours.

- Avantage : Coût minimal
- Inconvénient : Disponibilité réduite

I.3.3.2 Réseau boucle ouverte :

Il est aussi appelé coupure d'artères où le fonctionnement est à deux voies d'alimentation. En temps normal, les boucles sont ouvertes ce qui rend la protection et l'exploitation plus difficiles. Ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, un peu plus coûteux et un peu plus difficile à exploiter, mais il assure une meilleure continuité du service. Très souvent ce schéma est associé à une distribution de type souterraine.

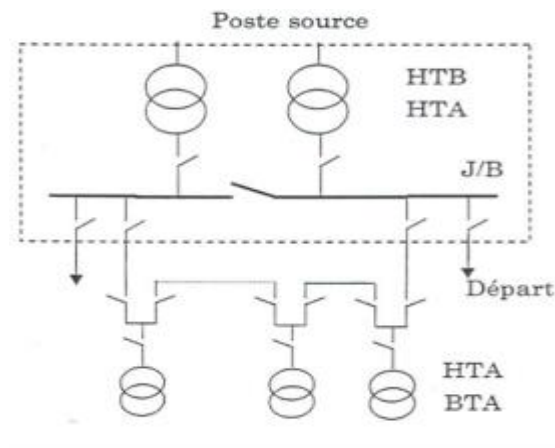


Fig (I-19) : Représentation d'un réseau HTA en boucle

- Avantages :
 - Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.
 - Maintenance possible du jeu de barres avec un relayage vers le deuxième jeu de barres.
- Inconvénients :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne.
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance.

I.3.3.3 Réseau double dérivation :

Chaque poste est alimenté par deux câbles avec permutation automatique en cas de manque de tension sur l'une des arrivées

▪ Avantages :

- Bonne disponibilité d'alimentation.
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges pour la maintenance des jeux de barres.
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si un sectionneur adjacent est fermé).

▪ Inconvénients :

- Surcôt important par rapport à la solution simple jeu de barres.
- Les trois types peuvent être utilisés aussi bien pour la HTA que pour la BTA, le choix ne peut se faire qu'après une étude tenant compte du prix de revient du réseau et de la qualité du service qui doit être assuré.

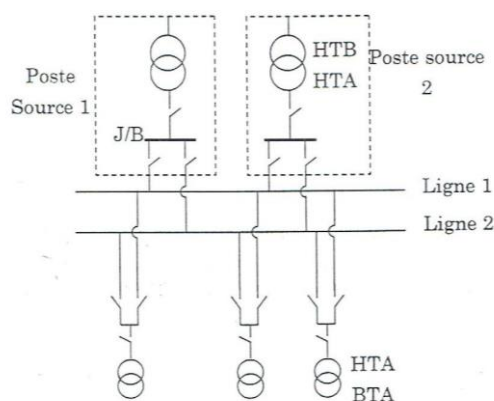


Fig (I-20) : Exemple de réseau double dérivation

I.4 Conclusion :

Nous avons exposé dans ce chapitre une étude générale du réseau électrique, avec l'étude de ses différents composants nécessaires à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique. Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique, il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité : **production=consommation + pertes.**



Chapitre II : Les schémas de liaisons à la terre



II Chapitre 02 : Les Schémas de Liaison à la Terre

II.1 Introduction : [13]

Aujourd'hui les trois Schémas de Liaison à la Terre (SLT), longtemps appelés régimes du neutre tels que définis par les normes CEI 60364 et NF C 15-100, sont :

- La mise au neutre -TN-
- Le neutre à la terre -TT-
- Le neutre isolé (ou impédant) -IT-.

Ces trois schémas ont une même finalité en terme de protection des personnes et des biens : la maîtrise des effets des défauts d'isolement. Ils sont considérés comme équivalents sur le plan de la sécurité des personnes contre les contacts indirects. Il n'en n'est pas nécessairement de même pour la sûreté de l'installation électrique BT en ce qui concerne :

- La disponibilité de l'énergie
- La maintenance de l'installation.

Ces grandeurs, chiffrables, font l'objet d'exigences de plus en plus fortes dans les usines et les immeubles tertiaires. Par ailleurs, les systèmes de contrôle-commande des bâtiments - GTB- et de gestion de la distribution d'énergie électrique -GTE- jouent un rôle de plus en plus important au niveau de la gestion et de la sûreté. Cette évolution du besoin de sûreté n'est donc pas sans effet sur le choix du SLT.

Il faut rappeler que les considérations de continuité de service (garder un réseau sain en distribution publique en déconnectant les abonnés avec un défaut d'isolement) ont joué un rôle lors de l'émergence des SLT.

II.1.1 Causes de défauts d'isolement : [14]

Pour assurer la protection des personnes et la continuité d'exploitation, les conducteurs et les pièces sous tension d'une installation électrique sont « isolées » par rapport aux masses reliées à la terre. L'isolement est réalisé par :

- L'utilisation de matériaux isolants
- L'éloignement qui nécessite des distances d'isolement dans les gaz (par exemple dans l'air) et des lignes de fuite (concernant l'appareillage, par exemple chemin de contournement d'un isolateur). Un isolement est caractérisé par des tensions spécifiées qui, conformément aux normes, sont appliquées aux produits et aux équipements neufs
- Tension d'isolement (plus grande tension du réseau)

- Tension de tenue au choc de foudre (onde 1,2 ; 50 μ s)
- Tension de tenue à la fréquence industrielle (2 U + 1 000 V/1mm).
- Tension de choc : 12 kV.

Lors de la mise en service d'une installation neuve, réalisée selon les règles de l'art avec des produits fabriqués selon les normes, le risque de défaut d'isolement est très faible : l'installation vieillissant, ce risque augmente.

En effet, celle-ci est l'objet de diverses agressions qui sont à l'origine de défauts d'isolement, citons à titre d'exemple :

II.1.1.1 Durant l'installation :

- La détérioration mécanique de l'isolant d'un câble

II.1.1.2 Pendant l'exploitation :

- Les poussières plus ou moins conductrices,
- Le vieillissement thermique des isolants dû à une température excessive ayant pour causes
 - Le climat
 - Un nombre de câbles trop important dans un conduit
 - Une armoire mal ventilée
 - Les harmoniques
 - Les surintensités...
- Les forces électrodynamiques développées lors d'un court-circuit qui peuvent blesser un câble ou diminuer une distance d'isolement
- Les surtensions de manœuvre, de foudre,
- Les surtensions 50 Hz en retour résultant d'un défaut d'isolement en MT.

C'est généralement une combinaison de ces causes primaires qui conduit au défaut d'isolement. Celui-ci est :

- Soit de mode différentiel (entre les conducteurs actifs) et devient un court-circuit
- Soit de mode commun (entre conducteurs actifs et masse ou terre), un courant de défaut - dit de mode commun, ou homopolaire (MT)- circule alors dans le conducteur de protection (PE) et/ou dans la terre.

Les SLT en BT sont essentiellement concernés par les défauts de mode commun dont l'occurrence la plus forte se situe au niveau des récepteurs et des câbles.

II.1.2 Risques liés aux défauts d'isolement :

Un défaut d'isolement, quelle que soit sa cause, présente des risques pour :

- La vie des personnes

- La conservation des biens
- La disponibilité de l'énergie électrique

Tout ceci relevant de la sûreté.

II.1.2.1 Risque d'électrisation des personnes :

Une personne (ou un animal) soumise à une tension électrique est électrisée. Selon l'importance de l'électrisation cette personne peut subir :

- Une gêne
- Une contraction musculaire
- Une brûlure
- Un arrêt cardiaque (c'est l'électrocution)

Protéger l'homme des effets dangereux du courant électrique est prioritaire, le risque d'électrisation est donc le premier à prendre en compte. C'est le courant « en valeur et en durée », traversant le corps humain (en particulier le cœur), qui est dangereux.

En BT la valeur de l'impédance du corps, (dont une composante importante est la résistance de la peau), n'évolue pratiquement qu'en fonction de l'environnement (locaux secs et humides, et locaux mouillés). Pour chacun des cas, une tension de sécurité (tension de contact maximale admissible pendant au moins 5s) été fixé à 50 V

II.1.2.2 Risque d'incendie :

Ce risque, lorsqu'il se matérialise, peut avoir des conséquences dramatiques pour les personnes et les biens

Bon nombre d'incendies ont pour origine un échauffement important et ponctuel ou un arc électrique provoqué par un défaut d'isolement. Le risque est d'autant plus important que le courant de défaut est élevé. Il est également fonction du degré du risque incendie ou explosion, des locaux.

II.1.2.3 Risque de non disponibilité de l'énergie :

La maîtrise de ce risque prend de plus en plus d'importance. En effet si, pour éliminer le défaut, la partie en défaut est déconnectée automatiquement, il en résulte :

- Un risque pour les personnes, par exemple :
 - Manque subit d'éclairage,
 - Mise hors service d'équipements utiles à la sécurité ;
- Un risque économique du fait de la perte de production. Ce risque doit être particulièrement maîtrisé dans les industries à procès pour lesquelles le redémarrage peut être long et coûteux.

De plus, si le courant de défaut est élevé :

- Les dégâts, dans l'installation ou dans les récepteurs, peuvent être importants et augmenter les coûts et les temps de réparation ;
- La circulation de forts courants de défaut en mode commun (entre réseau et terre) peut également perturber des équipements sensibles, surtout si ceux-ci font partie d'un système « courants faibles » géographiquement réparti avec des liaisons galvaniques.

Enfin, à la mise hors tension, l'apparition de surtensions et/ou de phénomènes de rayonnement électromagnétique peuvent entraîner des dysfonctionnements, voire des dégradations d'équipements sensibles.

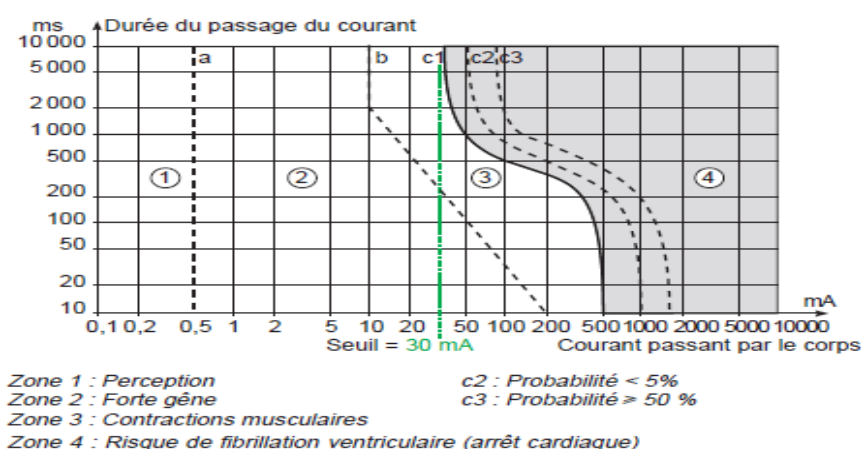


Fig (II-01) : Zones temps/courant des effets de courant alternatif (15Hz à 100Hz) sur les personnes selon la norme CEI 60449-1

II.1.3 Contacts direct et indirect :

Avant de commencer l'étude des SLT, il est utile de faire un rappel sur l'électrisation par contacts direct et indirect.

II.1.3.1 Contact direct et mesures de protection :

Il s'agit du contact accidentel de personnes avec un conducteur actif (phase ou neutre) ou une pièce conductrice habituellement sous tension (**fig. II-02**).

Dans le cas où le risque est très important, la solution triviale consiste à distribuer l'électricité sous une tension non dangereuse, c'est-à-dire inférieure à la tension de sécurité. C'est l'emploi de la très basse tension de sécurité (TBTS ou TBTP).

En BT (230/400 V), les mesures de protection consistent à mettre ces parties actives hors de portée ou à les isoler par l'utilisation d'isolants, d'enveloppes, de barrières.

Une mesure complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs

Différentiels Résiduels (DDR) instantanés à Haute Sensibilité y 30 mA appelés DDR-HS.

Le traitement de la protection contre les contacts directs est totalement indépendant du SLT, mais cette mesure est nécessaire dans tous les cas d'alimentation de circuits où la mise en œuvre du SLT en aval n'est pas maîtrisée ; le décret du 14.11.88 et la norme NF C 15-100 § 532-2-6 rend obligatoire cette mesure au niveau :

- Des prises de courant de calibre y 32 A.
- Dans certains types d'installations (temporaire, de chantier...).

II.1.3.2 Contact indirect, mesures de protection et de prévention :

Le contact d'une personne avec des masses métalliques mises accidentellement sous tension est appelé contact indirect (**fig. II-02**). Cette mise sous tension accidentelle résulte d'un défaut d'isolement.

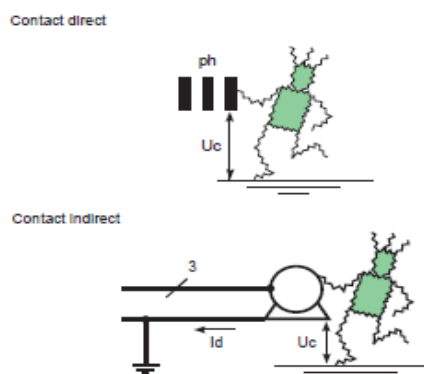


Fig (II-02) : Contacts directs et indirects

Un courant de défaut circule et provoque une élévation de potentiel entre la masse du récepteur électrique et la terre : il y a donc apparition d'une tension de défaut qui est dangereuse si elle est supérieure à la tension UL.

Vis-à-vis de ce risque, les normes d'installation -CEI 60364 au niveau international, NF C 15-100 au niveau français- (ces normes sont similaires dans le fond et la forme), ont officialisé trois Schémas des Liaisons à la Terre -SLT- et définissent les règles d'installation et de protection correspondantes.

Les mesures de protection contre les contacts indirects reposent sur trois principes fondamentaux :

- **La mise à la terre des masses des récepteurs et équipements électriques :**
Pour éviter qu'un défaut d'isolement présente un risque équivalent d'un contact direct.
- **L'équipotentialité des masses simultanément accessibles :**

L'interconnexion de ces masses contribue efficacement à la réduction de la tension de contact. Elle se fait par le conducteur de protection (PE) qui relie les masses des matériels

électriques pour l'ensemble d'un bâtiment, éventuellement complété de liaisons équipotentielles supplémentaires (**fig. II-03**).

Rappel : l'équipotentialité ne peut pas être totale en tous lieux, (notamment dans les locaux à un seul niveau), aussi pour l'étude des SLT et des protections associées, l'hypothèse retenue par les normalisateurs $U_c = U_d$ est appliquée car U_c est au plus égale à U_d .

U_d = tension, dite de défaut, par rapport à la terre profonde, de la masse d'un appareil électrique ayant un défaut d'isolement,

U_c = tension de contact dépendant du potentiel U_d et de la référence de potentiel de la personne exposée au risque, généralement le sol.

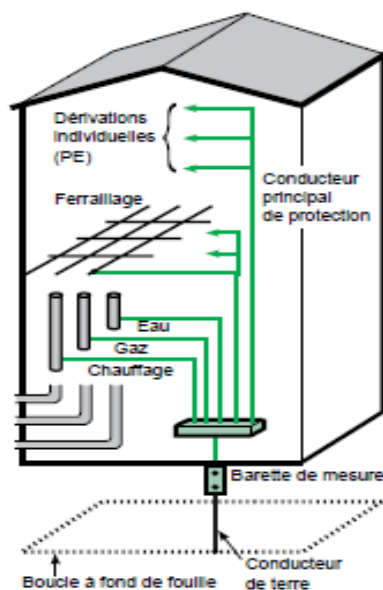


Fig (II-03) : équipotentialité dans un immeuble

- La gestion du risque électrique :

Cette gestion est optimisée par **la prévention**. Par exemple, en mesurant l'isolement d'un équipement avant sa mise sous tension, ou par la prédiction de défaut basée sur le suivi sous tension de l'évolution de l'isolement d'une installation isolée de la terre (Schéma IT),

Si le défaut d'isolement se produit et génère une tension de défaut dangereuse, il faut l'éliminer par déconnexion automatique de la partie de l'installation où s'est produit le défaut. La façon de supprimer le risque dépend alors du SLT.

II.2 Les schémas de liaison à la terre et la protection des personnes : [13] [14] [15]

Les risques d'électrisation, voire d'électrocution sont, dans ce chapitre, précisés pour les différents schémas des liaisons à la terre, tels que définis par le Comité Électrotechnique International dans la norme CEI 60364.

Un SLT en BT caractérise le mode de raccordement à la terre du secondaire du

transformateur MT/BT et les manières de mettre à la terre les masses de l'installation.

L'identification des types de schémas est ainsi définie au moyen de 2 lettres (**fig. II-04**) :

- La première pour le raccordement du neutre du transformateur (2 cas possibles) :
 - T pour « raccordé » à la terre,
 - I pour « isolé » de la terre ;
- La deuxième pour le type de raccordement des masses d'utilisation (2 cas possibles) :
 - T pour « raccordées directement » à la terre,
 - N pour « raccordées au neutre » à l'origine de l'installation, lequel est raccordé à la terre.

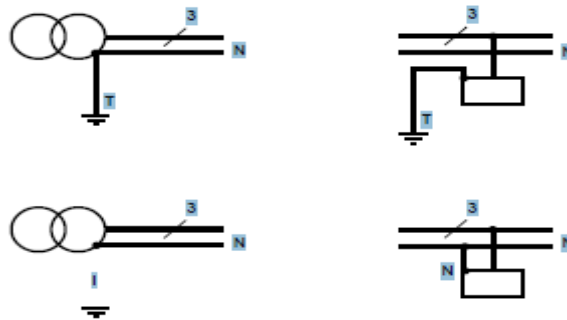


Fig (II-04) : Mode de raccordement à la terre du neutre du transformateur, et des masses des récepteurs électriques

- La combinaison de ces deux lettres donne trois configurations possibles :
 - TT** : neutre du transformateur T et masse T,
 - TN** : neutre du transformateur T et masse N,
 - IT** : neutre du transformateur I et masse T.

Nota 1 :

Le schéma TN, selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100, comporte plusieurs sous-schémas

TN-C : si les conducteurs du neutre N et du PE sont confondus (PEN)

TN-S : si les conducteurs du neutre N et du PE sont distincts.

TN-C-S : utilisation d'un TN-S en aval d'un TN-C, (l'inverse est interdit).

A noter que : le TN-S est obligatoire pour les réseaux ayant des conducteurs de section $\geq 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$.

Nota 2 :

Chaque SLT peut s'appliquer à l'ensemble d'une installation électrique BT ; mais plusieurs SLT peuvent coexister dans une même installation, voir à titre d'exemple la (**fig. II-05**).

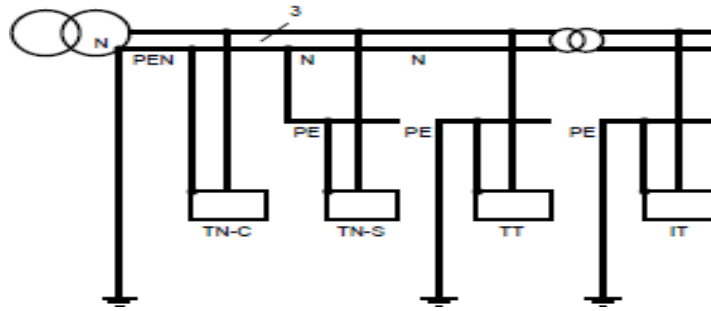


Fig (II-05) : Exemple de coexistences entre les divers SLT

II.2.1 Mise au neutre ou schéma TN :

En présence d'un défaut d'isolement, le courant de défaut I_d n'est limité que par l'impédance des câbles de la boucle de défaut (fig. II-06) :

$$I_d = \frac{U_0}{R_{PH1} + R_d + R_{PE}}$$

Pour un départ et dès que $R_d \cong 0$: $I_d = \frac{0,8 U_0}{R_{PH1} + R_{PE}}$

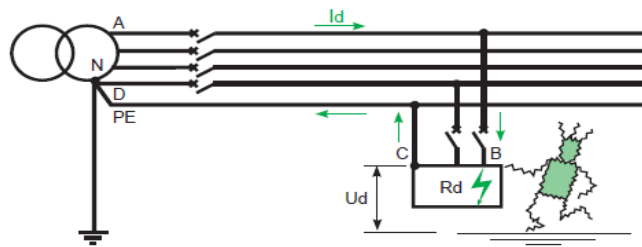


Fig (II-06) : Courant et tension de défaut en schéma TN

En effet, lors d'un court-circuit, il est admis que les impédances en amont du départ considéré provoquent une chute de tension de l'ordre de 20 % sur la tension simple U_0 , qui est la tension nominale entre phase et terre, d'où le coefficient de 0,8.

I_d induit donc une tension de défaut, par rapport à la terre :

$$U_d = R_{PE} * I_d$$

Soit : $U_d = 0,8 * U_0 \frac{R_{PE}}{R_{PH1} + R_{PE}}$

Pour les réseaux 230/400 V, cette tension de l'ordre de $U_0/2$ (si $R_{PE} = R_{ph1}$) est dangereuse car supérieure à la tension limite de sécurité, même en milieu sec ($U_L = 50$ V). Il est alors nécessaire d'assurer une mise hors tension automatique et immédiate de l'installation ou de la partie de l'installation (fig. II-07).

U ₀ (volts) tension phase/neutre	Temps de coupure (secondes) U _L = 50 V	Temps de coupure (secondes) U _L = 25 V
127	0,8	0,35
230	0,4	0,2
400	0,2	0,05
> 400	0,1	0,02

Fig (II-07) : Temps de coupure en schéma TN (selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100 tableaux 41A et 48A)

Le défaut d'isolement étant similaire à un court-circuit phase neutre, la coupure est réalisée par le Dispositif de Protection contre les Courts-Circuits -DPCC- avec un temps maximal de coupure spécifié fonction de U_L.

II.2.1.1 Mise en œuvre :

Pour être sûr que la protection est bien active il faut, quel que soit le lieu du défaut, que le courant I_d soit supérieur au seuil de fonctionnement de la protection I_a (I_d > I_a). Cette condition doit être vérifiée lors de la conception de l'installation par le calcul des courants de défaut, ceci pour tous les circuits de la distribution.

Un même parcours du conducteur de protection -PE- et des conducteurs actifs facilite ce calcul et est recommandé par la norme (NF C 15-100 § 544-1).

Pour garantir cette condition, une autre approche consiste à imposer une valeur maximale d'impédance aux boucles de défaut en fonction du type et du calibre des DPCC choisis (cf. la norme anglaise BS 7671). Une telle démarche peut conduire à augmenter la section des conducteurs actifs et/ou de protection.

Une autre façon de vérifier que le DPCC assurera la protection des personnes est de calculer la longueur maximale que chaque départ ne devra pas dépasser pour un seuil de protection I_a donné.

Pour calculer I_d et L_{max}, trois méthodes simples peuvent être utilisées (voir Cahier Technique n° 158 ou le guide NF C 15-105) :

- La méthode des impédances.
- La méthode de composition.
- La méthode conventionnelle (guide NF C 15-105, partie C).

Cette dernière donne l'équation :

$$I_d = \frac{0,8 \cdot U_0}{Z} = I_d = \frac{0,8 \cdot U_0 \cdot S_{ph}}{R_{PH1} + R_{PE}} = \frac{0,8 \cdot U_0 \cdot S_{ph}}{\rho(1+m)L}$$

Pour que la protection assure bien sa fonction, il faut I_a < I_d, d'où l'expression de L_{max}, longueur maximale autorisée par la protection ayant pour seuil I_a :

$$L_{\max} = \frac{0,8 * U_0 * S_{ph}}{\rho(1+m)I_a}$$

L_{\max} : longueur maximale en m ;

U_0 : tension simple 230 V pour un réseau triphasé 400 V ;

ρ : résistivité à la température de fonctionnement normal ;

I_a : courant de coupure automatique :

- Pour un disjoncteur $I_a = I_m$ (I_m courant de fonctionnement du déclencheur magnétique ou court-retard),
- Pour un fusible, courant tel que le temps total de coupure du fusible (temps de pré arc + temps d'arc) soit conforme à la norme (**fig. 7**)
- $m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$

Si la ligne est d'une longueur supérieure à L_{\max} , il faut soit diminuer I_a , soit augmenter S_{PE} , soit mettre en œuvre un Dispositif Différentiel Résiduel (DDR).

II.2.2 Neutre à la terre ou schéma TT

En présence d'un défaut d'isolement, le courant de défaut I_d (**fig. II-08**), est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues).

Toujours avec l'hypothèse $R_d = 0$, le courant de défaut est :

$$I_d = \frac{U_0}{R_a + R_b}$$

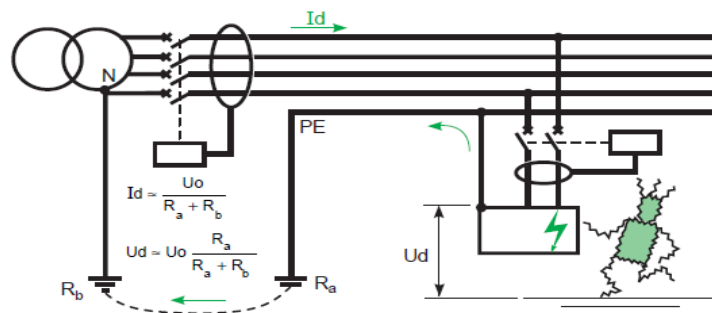


Fig (II-08) : Courant et tension de défaut schéma en schéma TT

Ce courant de défaut induit une tension de défaut dans la résistance de terre des utilisations :

$$U_d = R_a * I_d \quad \text{ou} \quad U_d = \frac{R_a * U_0}{R_a + R_b}$$

Les résistances de terre étant généralement faibles et de même ordre de grandeur ($\approx 10 \Omega$), cette tension de l'ordre de $U_0/2$ est dangereuse ; il est donc obligatoire de prévoir une déconnexion automatique de la partie de l'installation concernée par le défaut (**fig. II-09**).

$I\Delta n \leq \frac{U_L}{R_a}$	Résistance maximale (Ω) de la prise de terre R_a pour $U_L =$	
	50 V	25 V
3 A	16	8
1 A	50	25
500 mA	100	50
300 mA	166	83
30 mA	1660	833

Fig (II-09) : limite supérieure de la résistance de prise de terre des masses à ne pas dépasser en fonction de la sensibilité des DDR et de la tension limite U_L

II.2.2.1 Mise en œuvre :

Le courant de défaut au-delà duquel il y a risque $I_{d0} = \frac{U_L}{R_a}$

Étant très largement inférieur aux réglages des dispositifs de protection à maximum de courant, il est nécessaire de mettre en œuvre, en tête d'installation, au moins un DDR. Pour améliorer la disponibilité de l'énergie électrique, l'emploi de plusieurs DDR permet de réaliser une sélectivité ampèremétrique et chronométrique au déclenchement. Tous ces DDR auront un seuil de courant assigné $I\Delta n$ inférieur à I_{d0} .

La mise hors tension, par intervention des DDR, doit se faire d'après la norme en moins de 1s.

A noter que la protection par DDR :

- Est indépendante de la longueur des câbles ;
- Autorise plusieurs prises de terre R_a séparées (disposition non souhaitable car le PE n'est plus une référence de potentiel unique pour l'ensemble de l'installation).

Le Cahier Technique N°114 traite en détail de la technologie et de l'emploi des DDR.

II.2.3 Neutre isolé ou impédant, ou schéma IT

Le neutre est isolé, non relié à la terre. Les prises de terre des masses sont normalement interconnectées (comme pour le SLT TN ou TT).

- En fonctionnement normal (sans défaut d'isolement) le réseau est mis à la terre par l'impédance de fuite du réseau.

Pour mémoire, l'impédance naturelle de fuite à la terre d'un câble triphasé, de longueur 1 km, est caractérisée par les valeurs typiques :

- $C = 1 \mu\text{F} / \text{km}$
- $R = 1 \text{M}\Omega / \text{km}$

Qui donnent (en 50 Hz) :

- $Z_{cf} = 1 / j C \omega = 3\,200 \Omega$
- $Z_{rf} = R_f = 1 \text{M}\Omega$

Donc $Z_f \approx Z_{cf} = 3\,200 \Omega$.

Pour bien fixer le potentiel d'un réseau en IT par rapport à la terre, il est conseillé, surtout s'il est court, de placer une impédance ($Z_n \approx 1\ 500\ \Omega$) entre le neutre du transformateur et la terre... c'est le schéma IT dit à neutre impédant.

II.2.3.1 Comportement au premier défaut

II.2.3.1.1 Neutre isolé :

Le courant de défaut s'établit comme suit (valeur maximale en cas de défaut franc et neutre non distribué).

$I_f = I_{c1} + I_{c2}$, avec :

$$I_{c1} = j C_f \omega V_{13} \text{ et } I_{c2} = j C_f \omega V_{23},$$

D'où : $I_d = U_0\ 3\ C_f \omega$

Pour 1 km de réseau 230/400 V, la tension de défaut sera égale à : $U_c = R_b I_d$

Soit 0,7 V si $R_b = 10\ \Omega$.

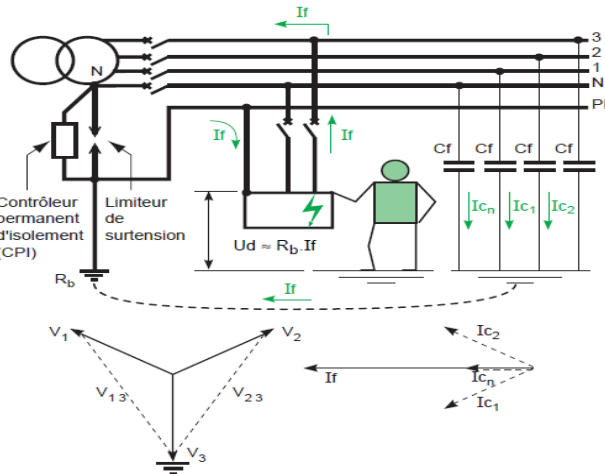


Fig (II-10) : Courant de premier défaut d'isolement en schéma IT

Cette tension est non dangereuse, donc l'installation peut être maintenue en service.

Si le neutre est distribué, le décalage du potentiel du neutre par rapport à la terre ajoute un

courant $I_{cn} = U_0 C_f \omega$ et $I_d = U_0\ 4\ C_f \omega$

II.2.3.1.2 Neutre impédant :

Courant de premier défaut :

$$I_d = \frac{U}{Z_{\acute{e}q}} \text{ avec } \frac{1}{Z_{\acute{e}q}} = \frac{1}{Z_n} + 3jC_f \omega.$$

La tension de défaut correspondante reste faible et non dangereuse, l'installation peut être maintenue en service.

Continuer l'exploitation, sans danger, est fort intéressant, mais il faut :

- savoir qu'il y a un défaut,

- le rechercher rapidement, et l'éliminer, ceci avant qu'un deuxième défaut ne survienne.

Pour répondre à cette attente :

- l'information « défaut présent » est donnée par un Contrôleur

Permanent d'Isolement (CPI) qui surveille tous les conducteurs actifs, y compris le neutre (il est obligatoire selon la norme NF C 15-100).

- la recherche est réalisée à l'aide de localisateurs de défaut.

II.2.3.2 Comportement au deuxième défaut :

Lorsqu'un deuxième défaut apparaît et que le premier défaut n'a pas été éliminé, trois cas sont à examiner :

- Le défaut concerne le même conducteur actif : rien ne se passe et l'exploitation peut continuer,
- Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit (via le PE).

Le risque d'électrisation est similaire à celui rencontré avec le SLT TN. Les conditions les plus défavorables pour les DPCC (I_d le plus faible) sont obtenues dans le cas où les deux défauts se produisent sur des départs ayant les mêmes caractéristiques (sections-longueurs) (fig. II-11).

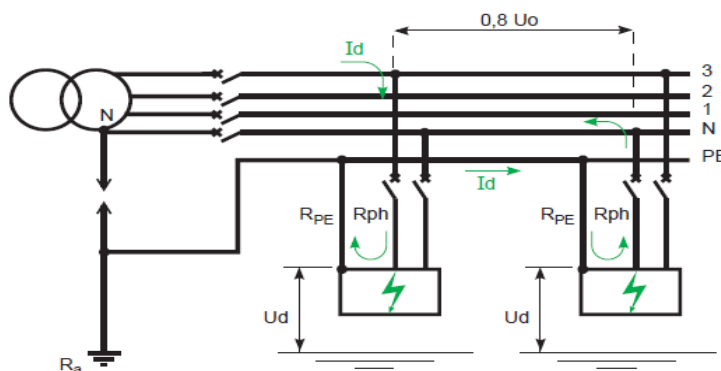


Fig (II-11) : Courant de 2^{ème} défaut en schéma IT (neutre distribué) et départs concernés de même section même longueur.

Les DPCC doivent respecter les relations :

- si le neutre est distribué, l'un des deux conducteurs en défaut étant le neutre :

$$I_a \leq \frac{0.8U_0}{2Z},$$

- ou si le neutre n'est pas distribué : $I_a \leq \frac{0.8U_0\sqrt{3}}{2Z}$

A noter que dans le cas où l'un des deux défauts est sur le neutre, le courant de défaut et la tension de défaut sont deux fois plus faibles qu'en schéma TN. Ceci a incité le normalisateur à

autoriser des temps de fonctionnement des

DPCC plus longs (**fig. II-12**).

U ₀ /U (volts)	Temps de coupure (secondes)			
	U _L = 50 V		U _L = 25 V	
U ₀ : tension phase/neutre U : tension entre phases	Neutre non distribué	Neutre distribué	Neutre non distribué	Neutre distribué
127/220	0,8	5	0,4	1,00
230/400	0,4	0,8	0,2	0,5
400/690	0,2	0,4	0,06	0,2
580/1 000	0,1	0,2	0,02	0,08

Fig (II-12) : Temps de coupure maximaux spécifiés en schéma IT (selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100, tableaux 41B et 48A)

Comme en SLT TN, la protection par DPCC n'est valable que pour des longueurs maxi de câbles :

- neutre distribué :

$$L_{max} = \frac{1}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho(1+m)I_a},$$

- neutre non distribué :

$$L_{max} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho(1+m)I_a}$$

Ceci à condition que le neutre soit protégé et que sa section soit égale à la section des phases... C'est essentiellement pour cette raison que la norme NF C 15-100 déconseille de distribuer le neutre.

- Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents mais toutes les masses ne sont pas interconnectées.

Pour des masses mises à la terre individuellement ou par groupe, chaque circuit ou chaque groupe de circuits doit être protégé par un DDR.

En effet, en cas de défaut d'isolement au niveau des groupes raccordés à deux prises de terre différentes, le comportement du schéma des liaisons à la terre par rapport au défaut d'isolement (I_d, U_d) est analogue à celui d'un schéma en TT (le courant de défaut passe par la terre).

La protection des personnes contre les contacts indirects est alors assurée de la même manière

$$I_{\Delta n} \leq \frac{U_L}{R_a} \text{ selon le tableau de la figure 09 .}$$

A noter que les temps prescrits par la norme permettent une sélectivité chronométrique horizontale pour privilégier la continuité de service sur certains départs.

Nota : pour protéger un réseau BT isolé de la terre (IT) contre les élévations de tension (amorçage dans le transformateur MT/BT, contact accidentel avec un réseau de tension plus élevée, foudre sur le réseau MT), La norme NF C 15-100 impose qu'un limiteur de surtension

soit installé entre le point neutre du transformateur MT/BT et la terre (Rb).

Le lecteur désirant approfondir l'étude du SLT IT peut lire le Cahier Technique N°178.

Afin d'avoir une vision synthétique des grandeurs qui caractérisent les différents SLT, vis-à-vis de la protection des personnes, les principales formules sont rassemblées dans le tableau de la **figure 13**

Rappelons que :

- $\rho = 22 \times 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour Cu (36 pour Al) à 75 °C ;
- $m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$
- La section du PE, généralement égale à la section des phases, peut être égale à la moitié de la section des phases lorsque celle-ci dépasse 35 mm²... ce qui augmente Ud en TN et IT.

	I_d	U_d	L_{max}	Continuité de service	
TN	$\frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) L}$	$\frac{0,8 U_0}{1+m}$	$\frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) I_a}$	Sélectivité verticale	
TT	$\frac{U_0}{R_a + R_b}$	$\frac{U_0 R_a}{R_a + R_b}$	pas de contrainte	Sélectivité verticale	
IT	1 ^{er} défaut	$\ll U_L$		Non déclenchement	
	Défaut double avec neutre distribué	$\leq \frac{1}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) L}$	$\leq \frac{m}{2} \frac{0,8 U_0}{1+m}$	$\frac{1}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) I_a}$	Sélectivité verticale et possibilité de sélectivité horizontale au profit des départs de forte intensité
	Défaut double avec neutre non distribué	$\leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) L}$	$\leq \frac{m\sqrt{3}}{2} \frac{0,8 U_0}{1+m}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho (1+m) I_a}$	

Fig (II-13) : Grandeurs caractéristiques des SLT

II.3 Les SLT et les risques d'incendie et de non disponibilité de l'énergie :

II.3.1 Risque d'incendie :

Il a été démontré, puis accepté par les normalisateurs, qu'un contact ponctuel entre un conducteur et une pièce métallique peut provoquer, dans les locaux particulièrement sensibles, un incendie lorsque le courant de défaut dépasse 300 mA.

A titre d'exemple :

- Locaux à risque important : usines pétrochimiques, fermes ;
- Locaux à risque moyen, mais où les conséquences peuvent être très graves : immeubles de grande hauteur recevant du public...

En neutre isolé, le risque « incendie » :

- Est très faible au premier défaut,
- Est aussi important qu'en TN au deuxième défaut.

Pour les SLT TT et surtout TN, le courant de défaut est dangereux vu la puissance développée

($P = R_d I_d^2$) :

- en TT = 5 A < I_d < 50 A ;
- en TN = 1 kA < I_d < 100 kA.

La puissance mise en jeu au point de défaut est, surtout en schéma TN, considérable et il convient d'agir dès les plus bas niveaux de courant et le plus vite possible pour limiter l'énergie dissipée ($\int R_d i^2$). Cette protection, prescrite par la norme CEI et exigée par les normes françaises (NF C 15-100 § 482-2-10), est réalisée par un DDR instantané à seuil y 300 mA et ce, quel que soit le SLT.

Lorsque des risques d'incendie sont particulièrement importants (fabrication/stockage de matière inflammable, ...), il est nécessaire, voire obligatoire, d'utiliser un SLT à masses à la terre minimisant naturellement ce risque (TT ou IT).

A noter que le TN-C est interdit par la norme NF C 15-100 lorsqu'il y a un risque d'incendie (conditions BE2) et/ou d'explosion (conditions BE3) : les conducteurs PE et de neutre étant confondus, il n'est pas possible de mettre en œuvre des DDR.

II.3.2 Risque de non disponibilité de l'énergie

Ce risque est important pour l'exploitant, car il conduit à des coûts de non production et de réparation qui peuvent être importants.

Il est différent selon le SLT choisi.

Rappelons que la disponibilité (D) est une grandeur statistique (**fig. II-14**) égale au rapport entre deux durées :

- Temps pendant lequel le secteur est présent ;
- Durée de référence égale au temps « secteur présent + secteur absent ».

Le temps de bon fonctionnement (MUT) dépend de l'état général de l'isolement du réseau. Or l'isolement se dégrade dans le temps.

D : Disponibilité tel que : $D = \frac{MUT}{MDT + MUT}$

MUT : Mean Up Time (Durée moyenne de bon fonctionnement après réparation)

MDT : Mean Down Time (Détection + intervention + réparation + remise en service).

Avec les agressions thermiques et les efforts électrodynamiques dus en particulier aux courants de défaut. Le temps de panne (MDT) dépend lui aussi du courant de défaut et notamment de son intensité qui, selon sa valeur, peut provoquer :

- Des dégâts plus ou moins importants dans les récepteurs, les câbles... ;
- Des incendies ;
- Des dysfonctionnements sur les équipements courant faible du contrôle-commande.

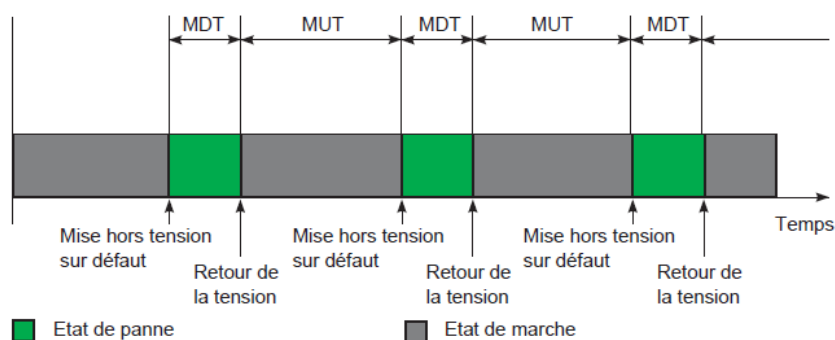


Fig (II-14) : disponibilité de l'énergie électrique.

Vis-à-vis de la disponibilité de l'énergie électrique, il convient donc d'étudier chaque SLT. Le SLT IT mérite un approfondissement particulier puisqu'il est le seul à autoriser le non déclenchement en présence d'un défaut.

II.3.2.1 Le SLT (IT) :

Pour conserver tout l'avantage du SLT IT qui est de ne pas interrompre la distribution électrique dès le premier défaut, il faut éviter le deuxième défaut qui présente alors les mêmes risques importants que le SLT TN. Pour ce faire, il faut supprimer ce premier défaut avant qu'un deuxième ne survienne.

L'emploi de moyens de détection et de localisation efficaces par un personnel de maintenance réactif réduit très fortement la probabilité du « défaut double ».

De plus il existe actuellement des dispositifs de contrôle qui permettent de suivre dans le temps l'évolution de l'isolement des différents départs, de faire de la prédiction de défaut et donc d'anticiper la maintenance du premier défaut. D'où une disponibilité maximale possible avec le SLT IT.

II.3.2.2 Les SLT (TN) et (TT) :

Ils font appel à la sélectivité au déclenchement. En TN, celle-ci est acquise avec les protections de court-circuit si le plan de protection de l'installation est bien étudié (sélectivité ampèremétrique et chronométrique).

En TT, elle est facile à mettre en œuvre grâce aux DDR qui permettent de réaliser une sélectivité ampèremétrique et chronométrique.

Rappelons qu'avec le TN, le temps de réparation, vu le $\int i^2 dt$, risque d'être plus important qu'en TT, ce qui joue aussi sur la disponibilité.

II.3.2.3 Pour tous les SLT :

Il est toujours intéressant de prévenir les défauts d'isolement, en particulier les défauts

d'isolement de certains moteurs avant leur démarrage. Il faut savoir que 20 % des pannes moteur sont dues à un défaut d'isolement, lequel se manifeste à la mise sous tension.

En effet, une perte d'isolement, même faible, sur un moteur chaud qui se refroidit dans une ambiance humide (condensation) dégénère en défaut franc lors du redémarrage, entraînant d'une part des dégâts importants au niveau des bobinages, d'autre part une perte d'exploitation voire des risques majeurs s'il s'agit d'un moteur à vocation sécuritaire (moteur de pompe d'exhaure, d'incendie, de ventilateur, ...).

La prévention de ce type d'incident peut être faite, quel que soit le SLT, par un Contrôleur Permanent d'Isolement surveillant le récepteur hors tension. En présence d'un défaut, le démarrage est alors empêché.

En conclusion de ce paragraphe il est clair que, pour une bonne disponibilité de l'énergie, les SLT se classent dans l'ordre de préférence : IT, TT, TN.

Nota :

Si pour des impératifs de continuité de service l'installation comporte un groupe électrogène ou une ASI -Alimentation Sans

Interruption- (onduleur), lors du passage sur la source de remplacement, il y a un risque de non fonctionnement ou de fonctionnement tardif des DPCC (I_{cc} plus faible - **fig. II-15**).

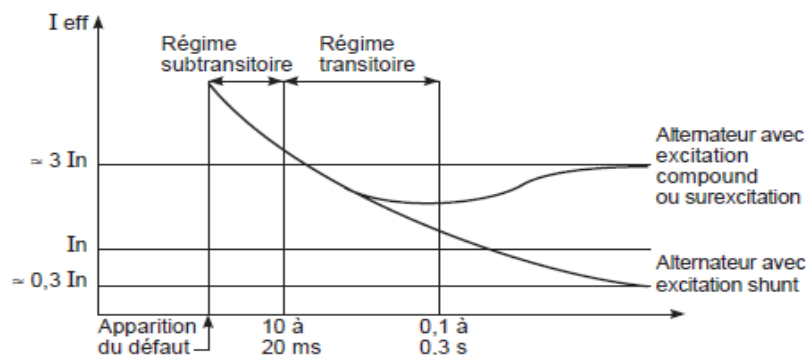


Fig (II-15) : établissement d'un courant de court-circuit dans un réseau alimenté par un groupe de secours « diesel/alternateur ».

En TN et IT, pour la sécurité des personnes et des biens, il est donc indispensable de vérifier que les conditions de protection sont toujours respectées (seuil et temps de fonctionnement), surtout pour les départs de grande longueur. Si ce n'est pas le cas, il convient de mettre en œuvre des DDR.

II.4 Influences de la MT sur la BT, selon les SLT : [14]

Les réseaux BT, sauf utilisation d'une alimentation de remplacement sans coupure (avec isolement galvanique) ou d'un transformateur BT/BT, sont sous influence de la MT.

Cette influence se fait :

- Par couplage capacitif : transmission de surtensions des enroulements MT aux enroulements BT ;
- Par couplage galvanique en cas de claquage entre les enroulements MT et BT ;
- Par impédance commune si les diverses prises de terre sont reliées et qu'un courant d'origine MT s'écoule à la terre.

Elle se traduit par des perturbations en BT, souvent des surtensions, dont les phénomènes générateurs sont des incidents en MT :

- La foudre ;
- Les surtensions de manœuvre ;
- Un claquage MT-masse interne au transformateur ;
- Un claquage MT-BT interne au transformateur.

Leur conséquence la plus fréquente est la destruction des isolants BT avec pour corollaire les risques d'électrisation des personnes et de destruction de matériel.

II.4.1 La foudre :

Si le réseau MT est aérien, pour limiter les conséquences d'un coup de foudre direct ou indirect, le distributeur installe des parafoudres Z_{n0} . Placés sur le dernier pylône avant le poste MT/BT, ces parafoudres limitent la surtension et écoulent le courant de foudre à la terre capacitif entre les bobinages du transformateur, aux conducteurs actifs BT.

Elle peut atteindre 10 kV crête. Bien qu'elle soit progressivement atténuée par les capacités parasites du réseau par rapport à la terre, il est sage de placer des limiteurs de surtension (parafoudres) Z_{n0} à l'origine du réseau BT, quel que soit son SLT (cf. **fig. 16**).

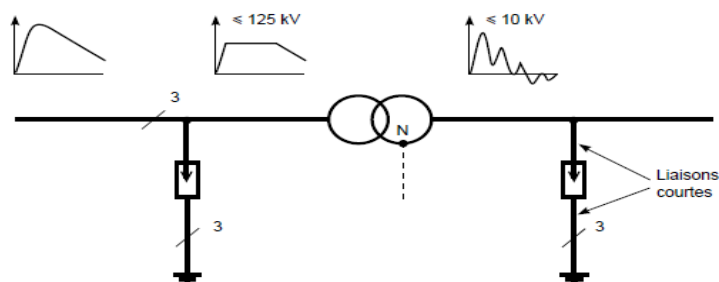


Fig (II-16) : limitation et transmission des surtensions de foudre (que le neutre soit à la terre ou non, il y a des surtensions de mode commun sur les phases).

De même, pour éviter un couplage par impédance commune, il est prudent de ne jamais relier à la prise de terre du neutre BT :

- Les parafoudres MT ;

- Les paratonnerres placés sur le toit des immeubles.

En effet, le courant de foudre provoquerait une montée en potentiel du PE et/ou du neutre BT (risque de claquage en retour) et la perte d'efficacité de la prise de terre par vitrification.

II.4.2 Les surtensions de manœuvre

Certains appareillages MT (par exemple les disjoncteurs à vide) provoquent lors de leur manœuvre des surtensions importantes (cf. Cahier Technique N°143). Contrairement à la foudre qui est une perturbation de mode commun (entre réseau et terre), ces surtensions sont, en BT, des perturbations de mode différentiel (entre conducteurs actifs).

Elles sont transmises au réseau BT par couplage capacitif et magnétique. Comme tout phénomène de mode différentiel, les surtensions de manœuvre n'interfèrent pas, ou très peu, avec les SLT, quels qu'ils soient.

II.4.3 Un claquage MT masse interne au transformateur :

Lors d'un claquage MT-masse interne au transformateur, et quand la masse du transformateur et le neutre de l'installation BT sont reliées à une même prise de terre, un courant « homopolaire » MT (dont l'intensité est fonction du SLT-MT) peut porter la masse du transformateur et du neutre de l'installation BT à un potentiel dangereux.

En effet, la valeur de la prise de terre du transformateur conditionne directement la tension de toucher (= tension de contact) dans le poste $U_{tp} = RP I_{hMT}$ et la tension de tenue diélectrique des matériels BT du poste $U_{tp} = RP I_{hMT}$ (si la terre du neutre BT est séparée de celle du poste).

La prise de terre du poste et celle du neutre BT ne sont généralement pas reliées. Si elles le sont, une limite est donnée à la valeur de la prise de terre commune pour éviter la montée en potentiel du réseau BT par rapport à la terre profonde.

La **figure 17** donne les valeurs de la prise de terre commune pour les valeurs de I_{hMT} des réseaux publics français, le lecteur intéressé peut consulter la norme CEI 60384-4-442 qui explicite les risques en fonction des SLT BT.

Z : liaison directe ($Z = 0$) dans les schémas TN et TT ou liaison par impédance ou isolée dans les schémas IT

I_{hMT} : intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau à haute tension alimentant le poste

U_{tp} : tension de tenue à la fréquence industrielle des matériels à basse tension du poste (1) la troisième lettre des schémas des liaisons à la terre signifie selon la norme NF C-13100 que :

- Toutes les masses sont Reliées : R
- La masse du poste est reliée à celle du Neutre : N ;
- Les prises de terre sont Séparées : S.

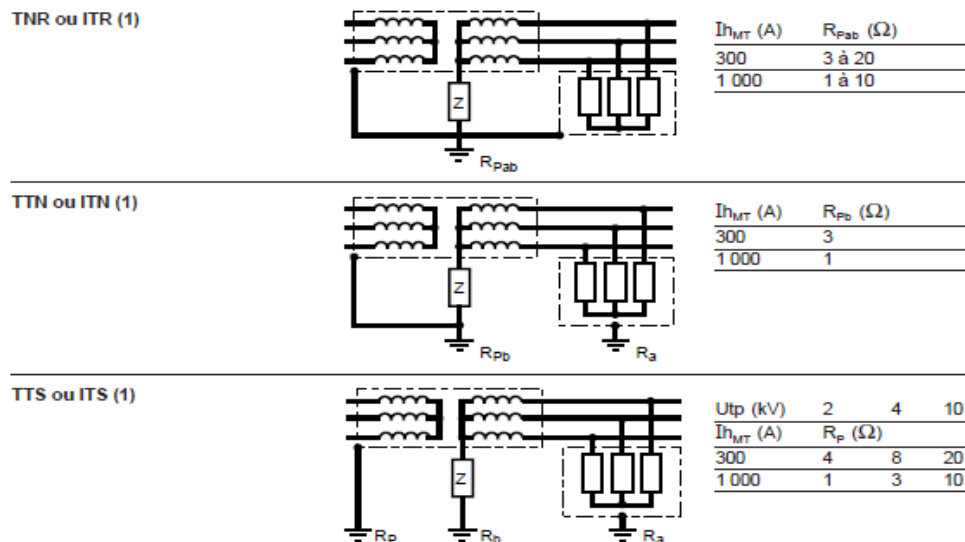


Fig (II-17) : résistance maximale de la prise de terre des masses du poste en fonction du schéma des liaisons à la terre du réseau

Nota : Il n’y a pas de valeur prescrite mais ces valeurs permettent d’éviter une montée excessive en potentiel de l’ensemble.

Toujours pour les réseaux publics (hormis l’Australie et les USA où le courant de défaut peut être très élevé) les valeurs rencontrées vont de 10 A en Irlande (une impédance compense le courant capacitif) à 1 000 A en France (réseaux souterrains) et en Grande Bretagne.

Les réseaux MT industriels sont généralement exploités en IT impédant, ils ont un courant homopolaire I_{hMT} de quelques dizaines d’ampères (cf. Cahier Technique n° 62). La valeur maximale autorisée de la prise de terre dépend des conditions d’équipotentialité des masses du réseau BT, donc de son SLT.

II.4.4 Un claquage MT-BT interne au transformateur :

Pour éviter que le niveau du potentiel par rapport à la terre du réseau BT s’élève à celui de la tension simple du réseau MT lors d’un claquage MT-BT interne au transformateur, il faut relier le réseau BT à la terre.

Un tel défaut a pour conséquences :

II.4.4.1 Conséquences en (TN) :

Tout le réseau BT, y compris le PE, est soumis à la tension $I_{hMT} R_{Pab}$ ou $I_{hMT} R_{ab}$. Si cette surtension dépasse la tenue diélectrique du réseau BT, (en pratique de l’ordre de 1 500 V) des

claquages en BT sont possibles si l'équipotentialité de toutes les masses, électriques ou non, du bâtiment n'est pas totale ;

II.4.4.2 Conséquences en (TT) :

Alors que les masses des récepteurs sont au potentiel de la terre profonde, tout le réseau BT est soumis à $I_{hMT} R_{Pb}$ ou $I_{hMT} R_b$: il y a un risque de claquage « en retour » des récepteurs si la tension développée dans R_{Pb} ou R_b dépasse leur tenue diélectrique ;

II.4.4.3 Conséquences en (IT) :

Le fonctionnement d'un éclateur/court-circuiteur (appelé limiteur de surtension), qui se met en court-circuit dès que sa tension d'amorçage est atteinte ramène alors le problème à celui du réseau TN (ou TT si plusieurs prises de terre des utilisations).

Dans tous les cas, les claquages MT/BT occasionnent des contraintes qui peuvent être sévères, pour l'installation et les récepteurs BT, si la valeur de la prise de terre du neutre BT n'est pas maîtrisée. Le lecteur intéressé peut consulter la norme CEI 60364 qui explicite les risques en fonction des SLT.

L'exemple de la distribution publique, en aérien, ça donne une réponse à une situation où les risques de foudre, de surtension de manœuvre, de claquages MT-masse du transformateur et MTBT sont présents (**fig. II-18**).

Il montre que l'équipotentialité de toute la distribution (toutes les masses MT, les neutres et les masses d'utilisation reliés) n'est pas indispensable : chaque risque est traité séparément.

Dans ce chapitre l'influence du réseau MT a été décrite, il en résulte :

- L'intérêt de l'emploi de parafoudres à l'origine de l'installation BT, quel que soit le type de SLT, ceci si l'alimentation MT, et a fortiori BT, est aérienne ; Que le fait de relier la prise de terre du poste avec la prise de terre du neutre BT, voire avec celles des masses des utilisations, impose des contraintes variables sur le réseau BT en fonction du SLT MT (valeur du I_h).

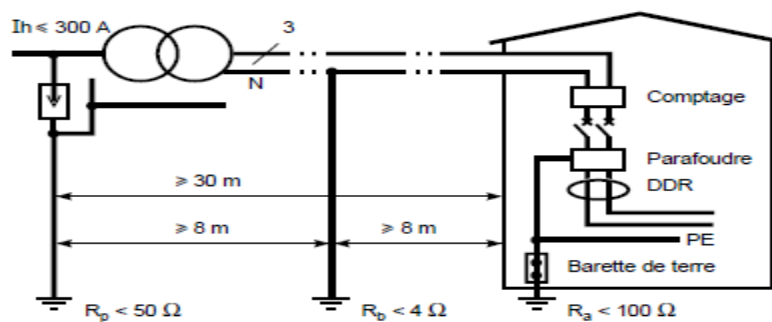


Fig (II-18) : distribution publique aérienne rurale

II.5 Appareillages liés au choix du SLT : [15]

Le choix d'un SLT a des conséquences en terme de **sûreté** (au sens large), mais aussi en terme d'installation, particulièrement en ce qui concerne l'appareillage à mettre en œuvre.

II.5.1 SLT -TN- « Mise au neutre »

Dans ce schéma, ce sont les DPCC (disjoncteur ou fusibles) qui assurent en général la protection contre les défauts d'isolement, avec un déclenchement automatique suivant un temps de coupure maximal spécifié.

II.5.1.1 Avec disjoncteur :

Le déclenchement du disjoncteur se fait dans un seuil déterminé par le type de déclencheur (cf. **fig. 19**). Dès que le courant de défaut dépasse le seuil du déclencheur de protection contre les courts-circuits (en général « instantané »), il y a ouverture dans un temps nettement inférieur au temps de coupure maximal spécifié, par exemple 5 s pour les circuits de distribution (norme NF C 15-100 § 413.1.3.3) et 0,4 s pour les circuits terminaux. Quand l'impédance de la source et des câbles a une valeur élevée, il faut utiliser des déclencheurs à seuil bas, sinon associer des DDR aux DPCC. Ces DDR peuvent être des relais différentiels séparés ou associés aux disjoncteurs (disjoncteurs différentiels) de basse sensibilité.

	Type de déclencheur	Seuil de fonctionnement
Domestique (EN 60898)	B	$3 I_n \leq I_a \leq 5 I_n$
	C	$5 I_n \leq I_a \leq 10 I_n$
	D	$10 I_n \leq I_a \leq 20 I_n$
Industriel (CEI 60947-2)	G (seuil bas)	$2 I_n \leq I_a \leq 5 I_n$
	D	$5 I_n \leq I_a \leq 10 I_n$
	MA (pour démarreur-moteur)	$6,3 I_n \leq I_a \leq 12,5 I_n$

Fig (II-19) : courant de déclenchement (magnétique ou court retard) des disjoncteurs BT. Leur seuil doit être : $I_{\Delta n} < \frac{0,8U_0}{R_{Ph} + R_{PE}}$.

L'emploi de DDR présente l'avantage de rendre inutile la vérification de l'impédance de boucle, avantage particulièrement intéressant lorsque l'installation est modifiée ou fait l'objet d'extensions.

Cette dernière solution n'est évidemment pas applicable avec un SLT de type TN-C (le conducteur de protection étant confondu avec le conducteur de neutre).

II.5.1.2 Avec fusibles :

Les fusibles employés pour la protection contre les courts-circuits sont de type gG, et leurs caractéristiques temps/courant (**fig. 20**) sont définies par des normes (fusibles domestiques CEI 60241, fusibles industriels : CEI 60269). Vérifier l'adéquation avec le temps de coupure maximal spécifié impose donc une validation individuelle des calibres prévus pour chaque

protection. S'il n'y a pas adéquation il faut, soit diminuer l'impédance de la boucle de défaut (augmentation des sections), soit remplacer le fusible par un disjoncteur à seuil bas ou par un disjoncteur différentiel.

I_n gG (A)	$I_{min. 10 s}$	$I_{max. 5 s}$	$I_{min. 0,1 s}$	$I_{max. 0,1 s}$
63	160	320	450	820
80	215	425	610	110
100	290	580	820	1450

Fig (II-20) : exemple des limites des seuils de fonctionnement des fusibles (selon la norme CEI 60269 § 5-6-3).

II.5.2 SLT -TT- « Neutre à la terre » :

Avec ce schéma, la faible valeur des courants de défaut (cf. chapitre précédent) ne permet pas aux DPCC d'assurer la protection des personnes contre les contacts indirects. Il faut employer des DDR associés à des disjoncteurs (fig. 21) ou à des interrupteurs (cf. CEI 60364 - § 413.1.4.2 et NF C 15-100).

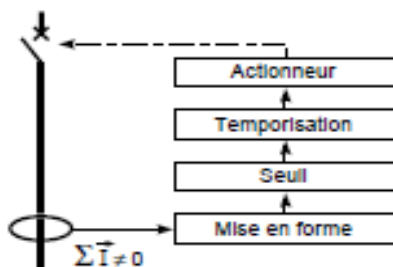


Fig (II-21) : Schéma fonctionnel d'un DDR

Ces dispositifs doivent satisfaire à des normes, en particulier :

- CEI 60755 : règles générales ;
- CEI 61008 : interrupteurs différentiels « domestiques » ;
- CEI 61009 : DPCC différentiel « domestique » ;
- CEI 60947-2 : disjoncteurs différentiels « industriels ».

Leur mise en œuvre doit satisfaire aux objectifs :

- De protection des personnes soit :
 - seuil $I\Delta n \leq UL/R_a$,
 - Temps de coupure i 1s ;
- De continuité de service avec seuils et temporisations permettant la sélectivité ampèremétrique et chronométrique ;
- De protection incendie avec $I\Delta n$ i 300 mA

II.5.3 SLT -IT- « Neutre isolé de la terre »

Rappelons qu'en cas de défaut double, la sécurité des personnes est assurée par les DPCC. Lors

du premier défaut d'isolement, le calcul nous a montré qu'il n'y avait pas de danger (tension de contact bien inférieure à la tension limite de sécurité). La mise hors tension automatique n'est donc pas obligatoire : c'est l'avantage essentiel de ce schéma.

Pour conserver cet avantage, les normes préconisent (CEI 60364 - § 413.1.5.4) ou imposent (NF C 15 -100) la mise en œuvre d'un Contrôleur Permanent d'Isolement -CPI- et la recherche du premier défaut. En effet, si un deuxième défaut survient, la coupure automatique est indispensable puisqu'il y a le risque d'électrisation, c'est alors le rôle des DPCC éventuellement complétés de DDR.

La recherche du premier défaut pour réparation (maintenance curative) est grandement facilitée par l'emploi d'un Dispositif de Localisation de Défaut -DLD-.

Une maintenance prédictive, basée sur le suivi (enregistrement) des variations des impédances d'isolement de chaque circuit, est également possible.

Les réseaux BT, exploités selon le schéma IT, qui prennent leur origine au niveau d'un transformateur MT/BT doivent être protégés contre les risques de défaut d'isolement entre la MT et la BT par un « limiteur de surtension ».

Enfin, pour fixer le potentiel du réseau BT, par rapport à la terre, (réseau court alimenté par un transformateur MT/BT), une impédance peut être installée entre le neutre du transformateur et la terre. Sa valeur en 50 Hz, de l'ordre de 1 500 Ω est très élevée en courant continu et en très basse fréquence pour ne pas gêner la mesure de l'isolement et la recherche des défauts.

II.5.3.1 Principe de fonctionnement des CPI :

Un défaut sur un circuit, se traduit au niveau du réseau par une baisse d'isolement, plus exactement de résistance du réseau par rapport à la terre. Les CPI et les DLD doivent répondre à la norme de fabrication UTE 63080. Les CPI ont donc comme fonction de surveiller la valeur de cette résistance.

En général, ils fonctionnent sur le principe d'une injection, entre le réseau et la terre, d'un courant, alternatif ou continu, dont ils mesurent la valeur (cf. **fig. 22**).

- L'injection d'un courant continu permet de connaître en permanence la résistance d'isolement du réseau. Si celle-ci passe en dessous d'un seuil préétabli, le CPI signale le défaut.
- L'injection de courant alternatif basse fréquence ($F \approx$ quelques hertz) permet le contrôle de la résistance de défaut, mais avec une distorsion due à la présence des capacités de fuite du

réseau. Cet inconvénient mineur, vu la fréquence d'injection, est compensé par un avantage au niveau de la recherche du premier défaut (un seul dispositif d'injection).

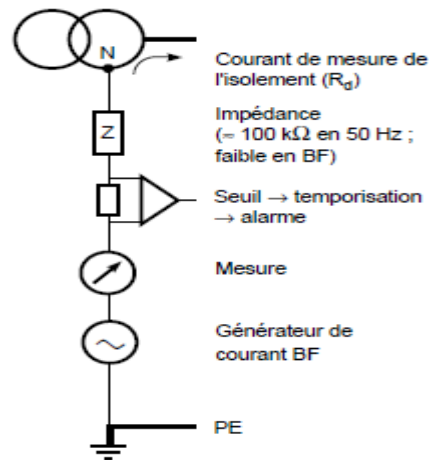


Fig (II-22) : schéma fonctionnel d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI).

Il existe maintenant des appareils, à injection de courant BF, capables d'indiquer séparément la résistance et la réactance d'isolement du réseau. Leur technique autorise en plus la recherche du premier défaut sans ouverture des circuits et sans la gêne due aux départs fortement capacitifs

II.5.3.2 Principe de fonctionnement des DLD :

La solution la plus fréquemment employée consiste à injecter un courant identifiable (de fréquence différente de celle du réseau). Le générateur peut être le CPI. Puis au moyen de capteurs magnétiques (transformateurs toriques et/ou pince ampèremétrique) associés à un amplificateur accordé à la fréquence du courant injecté, il est possible de suivre son parcours jusqu'au point de défaut (**fig. 23**).

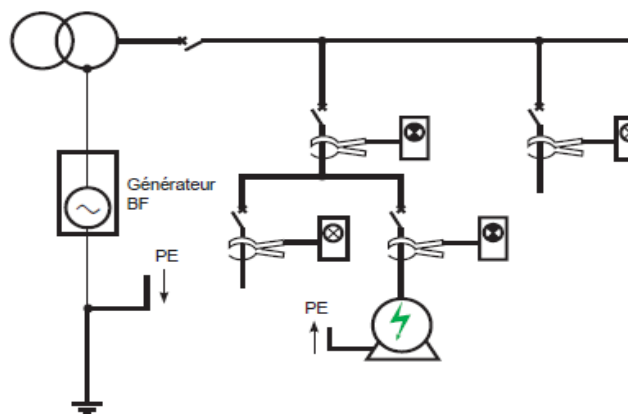


Fig (II-23) : localisation du défaut d'isolement par suivi du trajet d'un courant basse fréquence injecté à l'origine de l'installation.

Enfin une autre solution est aussi exploitée. Elle consiste à comparer, en permanence et pour chaque départ, la valeur de sa résistance à une valeur de seuil prédéfinie ou programmable. Cette dernière solution exploitée par des moyens informatiques permet tout à la fois, en local

et à distance, de :

- Signaler le premier défaut (CPI),
- Puis de le repérer (DLD) pour réparation (maintenance curative) (**fig. 24**).

Le passage dans les conducteurs du courant de recherche est détecté par des capteurs magnétiques (tores).

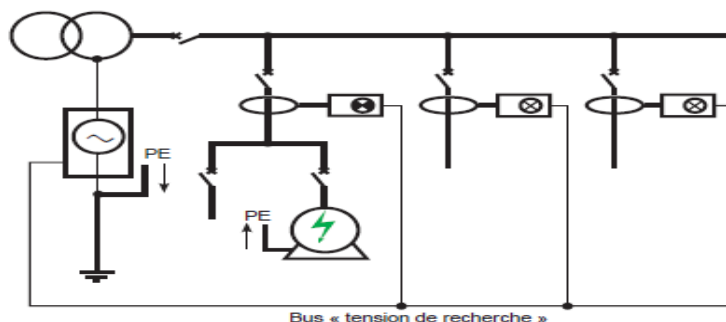


Fig (II-24) : principe de fonctionnement d'un DLD à mesure d'impédance en BF.

Chaque récepteur qui comporte un amplificateur sélectif (calé sur la fréquence et la phase du courant de recherche) calcule la résistance et la capacité du circuit (avec la tension et la phase dont il a la référence par un bus) et signale la présence du défaut.

- Connaître l'évolution de l'isolement dans le temps, départ par départ, pour intervenir sur les départs dont l'isolement baisse anormalement (maintenance prédictive).
- Limiteurs de surtension (norme NF C 63-150)

Ils sont raccordés entre un conducteur actif (neutre ou phase) de l'installation et la terre. Leur tension d'amorçage U_e doit donc être adaptée au montage prévu, ainsi pour un réseau 230/400 V - 50 Hz il existe deux modèles :

- 250 V, pour le raccordement au neutre ($400 \text{ V} < U_e \leq 750 \text{ V}$),
- 400 V, pour le raccordement à une phase ($700 \text{ V} < U_e \leq 1100 \text{ V}$).

Leur but est double :

- Limiter la tension sur le réseau BT lors d'un claquage MT/BT dans le transformateur de distribution. Dans ce cas, le limiteur doit écouler à la terre le courant « résiduel » du réseau MT,
- Limiter les surtensions de foudre.

D'où leurs caractéristiques, par exemple pour le modèle 250 V :

- U_n : 250 V,
- U claquage à 50 Hz : mini 400 V, maxi 750 V,
- U claquage selon l'onde 1,2/50 μs : $\hat{U} < 1570 \text{ V}$,
- f_{foudre} : 20 fois 2 500 A (onde 8/20 μs) sans se mettre en court-circuit,

- $\hat{i}_{50 \text{ Hz}}$: 20 000 A / 0,2 s,
5 000 A / 5 s,
1 200 A / 2 mn.

Cette tenue au courant de crête $\hat{i}_{50 \text{ Hz}}$ est bien supérieure à la valeur du courant « résiduel » du réseau MT. Elle s'explique par le fait qu'un limiteur qui a été « amorcé » lors d'une très forte surtension peut rester en court-circuit, il doit être alors encore capable de supporter un courant de court-circuit BT faisant suite à un premier défaut d'isolement du réseau BT protégé.

Les limiteurs commercialisés sous la marque Merlin Gerin peuvent supporter 40 kA/0,2 s.

II.5.4 Protection du neutre selon le SLT

Le neutre doit être **coupé** par un dispositif omnipolaire :

- En régime TT et TN si la section du neutre est inférieure à la section des phases ;
- En distribution terminale vu le risque d'inversion neutre/phase.
- Le neutre doit être **protégé et coupé** :
- En régime IT pour intervention de la protection au défaut double, l'un des défauts pouvant être sur le neutre.
- En régime TT et TN-S si la section du neutre est inférieure à la section des phases ;
- Quel que soit le SLT si l'installation génère des courants harmoniques de rang 3 et multiples (surtout si la section du neutre est réduite).
- En TN-C le neutre, qui est aussi le PE, ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ses variations de potentiel, dus aux courants de charge et aux courants de défaut d'isolement.

Pour éviter les risques, il est nécessaire d'avoir, pour chaque zone ou abonné, une équipotentialité locale et une prise de terre.

La **figure 25** montre quels sont les types de disjoncteurs à utiliser en fonction du SLT. Il est à remarquer que les SLT TT et TN peuvent utiliser les mêmes appareils (avec bloc différentiel en plus en TT).


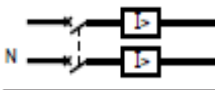
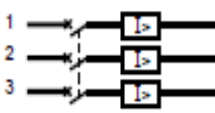

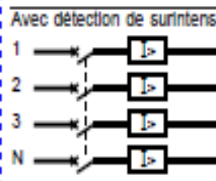
Circuits	Schémas			
	TN-C	TN-S	TT	IT
Circuits monophasés				
Circuits monophasés avec protection unipolaire	non	oui	oui	non
 Disjoncteur bipolaire (1 pôle protégé, 2 pôles coupés)				
Circuits monophasés avec protection bipolaire	non	oui	oui	oui
 Disjoncteur bipolaire (à 2 pôles protégés)				
Circuits triphasés sans neutre				
Avec protection bipolaire	oui	oui	oui	oui
 Disjoncteur triphasé				
Circuit triphasé avec neutre				
Sans détection de surintensité sur le neutre				
1	non	oui	oui	non
2				
3				
N				
 Disjoncteur tétrapolaire à 3 pôles protégés				
Avec détection de surintensité sur le neutre				
1	oui	oui	oui	non
2				
3				
N				
 Disjoncteur tétrapolaire à 4 pôles protégés				

Fig (II-25) : emploi des disjoncteurs selon les SLT.

II.6 Choix du SLT et conclusion :

Les trois SLT mondialement utilisés et normalisés par la CEI60364 ont pour objectif commun la recherche de la meilleure

II.6.1 Sûreté :

Sur le plan de la protection des personnes, les 3 régimes sont équivalents si l'on respecte toutes les règles d'installation et d'exploitation. Étant donné les caractéristiques spécifiques à chaque régime, il ne peut donc être question de faire un choix à priori.

Ce choix doit résulter d'une concertation entre l'utilisateur et le concepteur de réseau : (Bureaux d'études, installateur...) sur :

- Les caractéristiques de l'installation.
- Les conditions et impératifs d'exploitation.

Il est illusoire de vouloir exploiter un réseau à neutre isolé dans une partie d'installation qui, par nature, possède un niveau d'isolement faible (quelques milliers d'ohms) : installations anciennes, étendues, avec lignes extérieures... De même il serait contradictoire, dans une industrie où la continuité de service ou de productivité est impérative et les risques d'incendie importants, de choisir une exploitation en mise au neutre.

II.6.2 Méthodologie pour choisir le SLT :

- **Ne pas oublier que les trois SLT peuvent coexister :**

Dans une même installation électrique ; ce qui est une garantie pour obtenir la meilleure réponse aux besoins de sécurité et de disponibilité.

- **S'assurer que le choix n'est pas recommandé ou imposé** par les normes ou la législation (décrets, arrêtés ministériels).
- **Dialoguer avec l'utilisateur pour connaître ses exigences et ses moyens :**
 - Besoin de continuité de service,
 - Service entretien ou non,
 - Risque incendie.

Globalement :

- Continuité de service et service entretien : la solution est l'IT,
 - Continuité de service et pas de service entretien : pas de solution totalement satisfaisante ; préférer le TT pour lequel la sélectivité au déclenchement est plus facile à mettre en œuvre et qui minimise les dégâts par rapport au TN. Les extensions sont simples à réaliser (pas de calcul).
 - Continuité de service non impérative et service entretien compétent : préférer le TN-S (réparation et extensions rapides et exécutées selon les règles),
 - Continuité de service non impérative et pas de service entretien : préférer le TT,
 - Risque d'incendie : IT si service entretien et emploi de DDR 0,5 A ou TT.
- **Tenir compte des spécificités du réseau et des récepteurs :**
 - Réseau très étendu ou à fort courant de fuite : préférer le TN-S,
 - Utilisation d'alimentations de remplacement ou de secours : préférer le TT,
 - Récepteurs sensibles aux forts courants de défaut (moteurs) : préférer le TT ou l'IT,
 - Récepteurs à faible isolement naturel (fours) ou avec filtre HF important (gros ordinateurs) : préférer le TN-S,
 - Alimentation des systèmes de contrôle-commande : préférer l'IT (continuité de service) ou le TT (meilleure équipotentialité des appareils communicants)

II.7 Conclusion :

Le meilleur choix, avec un seul SLT est rare, il convient donc, **dans beaucoup de cas** de mettre en œuvre plusieurs SLT dans une même installation.

En règle générale, une installation en réseau, en distinguant bien les prioritaires des non prioritaires, en utilisant des sources de secours ou des alimentations sans interruption, est préférable à une installation monolithique arborescente.



**Chapitre III : Etude d'un
exemple de micro réseaux à
la région de IDELES à
Tamanrasset**



III *Chapitre 03 : Etude d'un exemple de micro réseau à la région de IDELES à Tamanrasset*

III.1 Introduction :

Pour des raisons des **problèmes économiques** ou de leur **situation géographique**, l'accès à l'électricité est une priorité dans le monde pour des millions de personnes, principalement en zones rurales éloignées des réseaux électriques. Pour ces populations, les solutions « Off-Grid » (mini-grids) représentent de véritables options d'électrification.

III.2 Définition d'un micro-réseau : [16]

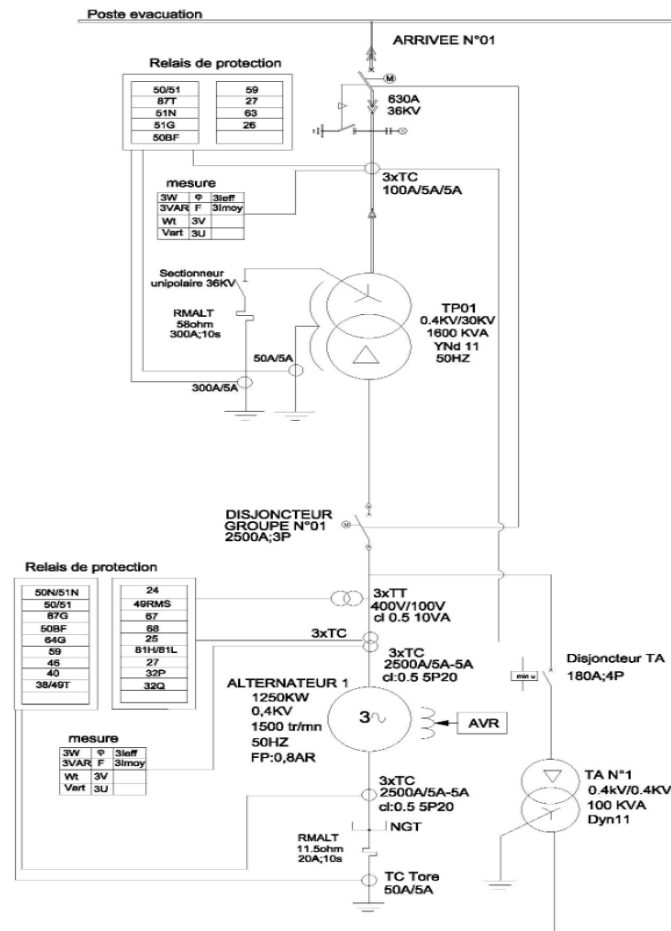
Comme son nom l'indique, le micro-grid est une version réduite d'un réseau électrique classique. L'énergie y est apportée directement à un groupe d'utilisateurs au départ d'une production locale.

Autrement, Appelé aussi mini Smart grids ou micro-réseaux intelligents, les micro-grids sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petite hydraulique), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îloté. Le concept est en train de s'élargir aux réseaux de chaleur et de gaz. Le concept de micro-grids peut ainsi être pensé de façon multi-fluides et il peut concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanales, village, etc.).

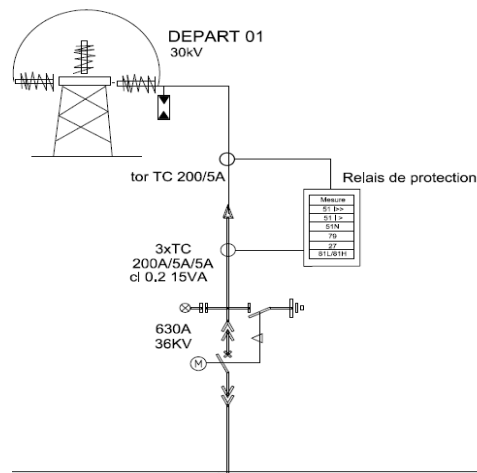
III.3 Etude de cas d'un micro réseau de AMGUID (Tamanrasset) :

Cette étude a été réalisée par la Direction de Distribution d'électricité et de gaz de Tamanrasset.

- L'étude : mise en disposition d'un poste MT/MT à la région de AMGUID
- L'unité de production : c'est la centrale Diesel réalisé par SKTM-SONELGAZ
- Détails sur le poste MT/MT : ce poste dispose de Deux arrivées (2) et Huit départs (08) de 30 kV, qui contribuera grandement à l'amélioration de la qualité et continuité de service de l'énergie électrique dans cette localité. Il se situe à 8 km de l'unité de production de SKTM



Fig(III-01) : Schéma unifilaire d'une arrivée



Fig(III-02) : Schéma unifilaire d'un départ

III.3.1 Calcul des valeurs de protection : [17]

III.3.1.1 Données des Systèmes :

Normes utilisées : CEI 60909-0 : courant de court-circuit dans les réseaux triphasés a courant alternatif (Partie 0 : calcul des courants)

CEI 60909-4 : courant de court-circuit dans les réseaux triphasés a courant alternatif (Partie 4 :

exemple de calcul des courants)

NF C 13-100 : Poste de livraison établis à l'intérieure d'un bâtiment et alimenté par un réseau de distribution public HTA jusqu'à 33KV. (La norme CEI 60909-2 est étudié les réseaux de tension : 20kv ; 66kv, 110kv, ... 380kv ; la norme NFC13-100 étudie les tensions manquantes)

• **Générateurs :**

$S_n = 1000 \text{ KW}$

$Z_{sub} = 17.99 \%$

• **Transformateurs :**

$S_n = 1600 \text{ KVA}$

$U = 400 \text{ V} / 30 \text{ 000 V}$

$U_{cc} \% = 6$

Le neutre MT des transformateurs est mise à la terre à travers une impédance de 58Ω .

La centrale est constituée de 06 groupes 400/30Kv ($4 * 500 \text{ kw} + 2 * 1000 \text{ kw}$) répartis comme ils sont indiqués au schéma unifilaire

- Les départs HTA exploités en radial.
- La longueur totale du départ est 8.74 Km.

III.3.1.2 Protections départ HTA :

Chaque départ est protégé par une protection à maximum de courant à deux seuils (I_{max} et $I_{violent}$) et une protection contre les défauts à la terre (I_h).

Les départs sont équipés des TC à double enroulements secondaire de calibre de **100-50/5A** tandis que le TC tore utilisé pour les courants homopolaires est De **50/0.2A**.

III.3.1.2.1 Réglage de courant I_{max} :

Cette protection est destinée pour éliminer les défauts polyphasés au bout de la ligne HTA. Donc Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases.

Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre à l'extrémité du réseau.

III.3.1.2.2 Formule de réglage :

$$1,2 * I_{POINTE} < I_r < 0,85 * I_{cc2}$$

$$\text{Ou } 1,2 * I_{thermique}$$

(On prend la valeur min entre I_{cc2} et $I_{thermique}$).

I_{cc2} : le courant de court-circuit biphasé apparaissant au point du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande, compte tenu des régimes de secours normaux.

$I_{thermique}$: le courant admissible des réseaux HTA.

I_{pointe} : le courant max appelé par le départ.

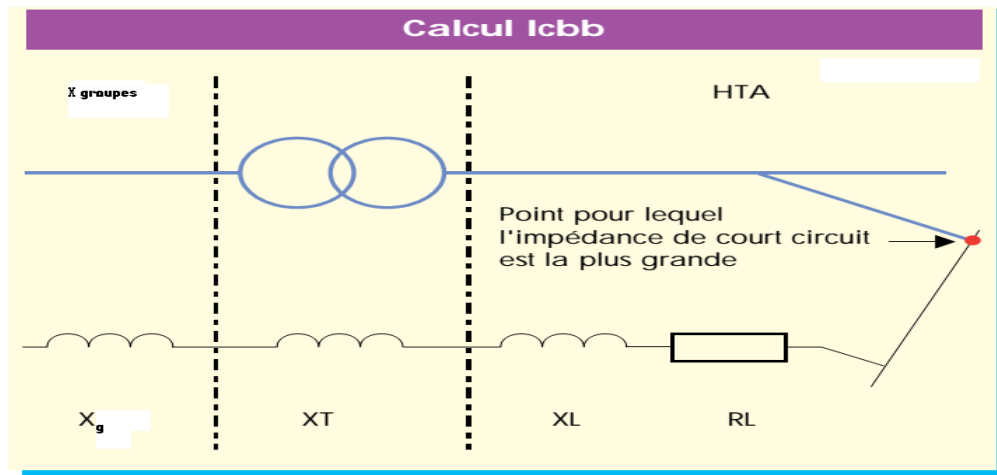
III.3.1.2.3 Calcul le courant de court-circuit biphasé (méthode de l'impédance) :

Les défauts biphasés ayant une résistance négligeable, l'intensité est limitée par les impédances des éléments du réseau parcourait par le I_{cc2} :

$$I_{cc2} = \frac{U_n}{2 \sqrt{R_L^2 + (X_g + X_T + X_L)^2}}$$

U_n : étant la tension composée du réseau HTA exprimée en volts.

RL, Xg, XT, XL : les impédances exprimées en ohms, définies ci-dessous :



Fig(III-03) : Schéma unifilaire d'une ligne de transport de l'énergie électrique

III.3.1.2.4 Impédance du groupe Xg :

L'impédance d'un générateur est donnée par la formule suivante :

X' : La réactance transitoire en %.

Xg : la réactance du groupe en Ω

Sn : sa puissance nominale en MVA.

Un : exprimé en kV.

$$X_g = \frac{X'}{100} * \frac{U_n^2}{S_n}$$

Nous prenons les groupes en service pendant les heures creuse de la charge, ils sont de nombre d'un groupe, ce régime est représenté le cas le plus défavorable des calculs des courant de c-c.

$$X_g = \frac{17.99}{100} * \frac{30^2}{1.1} = j147,19 \Omega$$

III.3.1.2.5 Impédance du transformateur XT :

L'impédance d'un transformateur est donnée par la formule suivante :

$$X_{Tr} = \frac{U_{cc} * U_n^2}{100 * S_n}$$

U_{cc} : tension de court-circuit (en pourcentage),

S_n : sa puissance nominale en MVA.

U_n : exprimé en kV ;

X_{Tr} : en Ω.

$$X_{Tr} = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 1,6} = j33,75 \Omega$$

$$Z_{Centrale} = Z_{Groupes} + T_{ransfo}$$

$$Z_{centrale} = j147.19 + j33.75 = 180.94 j \Omega$$

III.3.1.2.6 Calcul le courant de court-circuit au niveau de jeu de barre 30KV.

$$I_{cc2} = \frac{U_n}{2 \sqrt{R_L^2 + (X_g + X_T + X_L)^2}}$$
$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \cdot \sqrt{(180.94)^2}} = 82.90 A$$
$$I_{cc3} = \frac{I_{cc2}}{0.86} = 96.39 A$$

III.3.1.2.7 Impédance de la ligne :

L'impédance d'une ligne est donnée par la formule suivante :

$$Z_{ligne} = R + j X$$

La résistance kilométrique par phase d'un conducteur de section S est donnée par les expressions approximatives suivantes :

➤ Almélec : $R = \frac{33}{S}$

La valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement :

- 0,4 Ω pour les lignes aériennes ;
- 0,1 Ω environ pour les câbles souterrains.

$$R = \frac{33}{93,3} * 7.46 + \frac{33}{34,3} * 0.694 = 3.30 \Omega$$

$$X = j0.4 * (7.46 + 0.694) = 3.26 \Omega$$

$$Z_{ligne} = R + j X = 3.3 + j3.26$$

III.3.1.2.8 Calcul I_{ccb} min au bout de la ligne :

$$I_{cc2} = \frac{U_n}{2 \sqrt{R_L^2 + (X_g + X_T + X_L)^2}}$$
$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \sqrt{3,3^2 + (j3,26 + 180,94)^2}} = 81,41 A$$

Donc, $I_{cc3} = 81.41 / 0.86$

Donc I_{cc} triphasé au bout de ligne = 94.66 A.

$$I_r < 0,85 * I_{cc} = 0.85 * 81.41 = 69.19 A$$

$$\text{Ou : } I_r < 1.2 * I_{th} = 1.2 * 270 = 324 \text{ A}$$

270A est la limite thermique de l'Almélec en 93.3 mm². Donc le seuil bas est : 0.85* I_{cc} on prend la règle suivante :

$$I_{\text{pointe}} < I_r < 0,85 * I_{cc}$$

$$12 < I_r < 0,85 * 81.41$$

$$12 < I_r < 69.19$$

Vu que la puissance des groupes assez faible, on va adopter le réglage supérieur juste au seuil bas 12 A soit : **I_r = 15 A** d'une temporisation de **0.6 S**.

Réglage de deuxième seuil : **I_{>>} = 4* I_> = 4* 15 = 60 A**

$$I_r = 60 \text{ A d'une temporisation instantané } 0.150 \text{ S}$$

III.3.1.2.9 Réglage du courant capacitif I_h :

Le calcul se fait à la base d'un défaut phase-terre au bout de la ligne

$$I_{\text{Capacitif}} * 2 < I_h < I_{\text{terre}} / 2$$

- **Le courant capacitif donné : 0.081A/Km** pour une ligne 30 KV

$$3.5\text{A/Km pour un câble souterrain 30 KV}$$

- **Courant de défaut à la terre au bout de ligne :**

$$I_{\Gamma} = \frac{\frac{U}{1,73}}{Z_d + Z_i + Z_h}$$

Avec : **Z_i=Z_d** et **X_h = X_d** pour les transformateurs Etoile –triangle.

$$Z_h \text{ ligne} = 3 * Z_d \text{ ligne}$$

$$I_{\Gamma} = \frac{\frac{U}{1,73}}{2Z_d + Z_h + 3Z_n}$$

$$Z_h \text{ ligne} = 3 * (3.3 + j 3.26) = 9.9 + j 9.78$$

$$Z_h \text{ ligne} = 9.9 + j 9.78$$

$$Z_{\text{hequi}} = Z_h \text{ ligne} + Z_h \text{ transfo} = 9.9 + j 9.78 + j33.75 = 9.9 + j43.53$$

$$Z_{\text{hequi}} = 9.9 + j43.53$$

$$Z_d = Z_d \text{ transfo} + Z_d \text{ groupe} + Z_d \text{ ligne} = 9.9 + j 9.78 + j 180.94 = 9.9 + j 190.72$$

$$Z_d = 9.9 + j 190.72$$

$$\text{On aura : } I_{\Gamma} = \frac{\frac{30000}{1,73}}{2(9.9 + j190,72) + 9,9 + j43,53 + 3 * 58} = 36,80 \text{ A}$$

$$I_{\text{Capacitif}} * 2 < I_h < I_{\text{terre}} / 2$$

$$(0.081 * 8.74) * 2 < I_h < 36.8 / 2$$

$$1.41 < I_h < 18.4$$

I_h=10 A d'une temporisation de **0.6 S**

Deuxième condition le courant de réglage d'homopolaire doit être réglé à **12% du calibre des TC.**

III.3.1.3 Réglage de l'arrivée :

III.3.1.3.1 Maximum de courants de phases (Seuil de surcharge)

La formule de réglage est donnée : **1.3 ou 1.4* I_{N transfo}**

I_{N transfo} = 30.82 A donc 1.3*30.82 = **43.14**. Avec une temporisation de 0.9 S

Il y a lieu toutefois de s'assurer que le réglage adopté permet de détecter les défauts biphasés apparaissant sur le jeu de barres dont l'intensité est égale à :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_d} = \frac{U}{2(X_{tr} + X_{groupe})}$$

$$I_{cc2} = \frac{30000}{2\sqrt{(j180,94)^2}} = 82,9 \text{ A}$$

III.3.1.3.2 Maximum de courants homopolaire I₀ > :

Où Le réglage est :
$$I_{0r} = \frac{1,2 * I_{0r \max}}{\beta}$$

• I_{0r} est le seuil de réglage de l'arrivée.

β : dépend du type de réseaux (aériens, mixte ou souterrains,), généralement 0,9 < β < 1.

• I_{0rmax} est le seuil de réglage du relais le plus élevé du départ.

1.2 : coefficient permettant d'assurer une bonne sélectivité entre départ et arrivée.

Si le réseau est faiblement capacitif est faible le coefficient β est voisin de 1.

$$I_{0r} = \frac{1,2 * 10}{0,95} = 12,63 \text{ A}$$

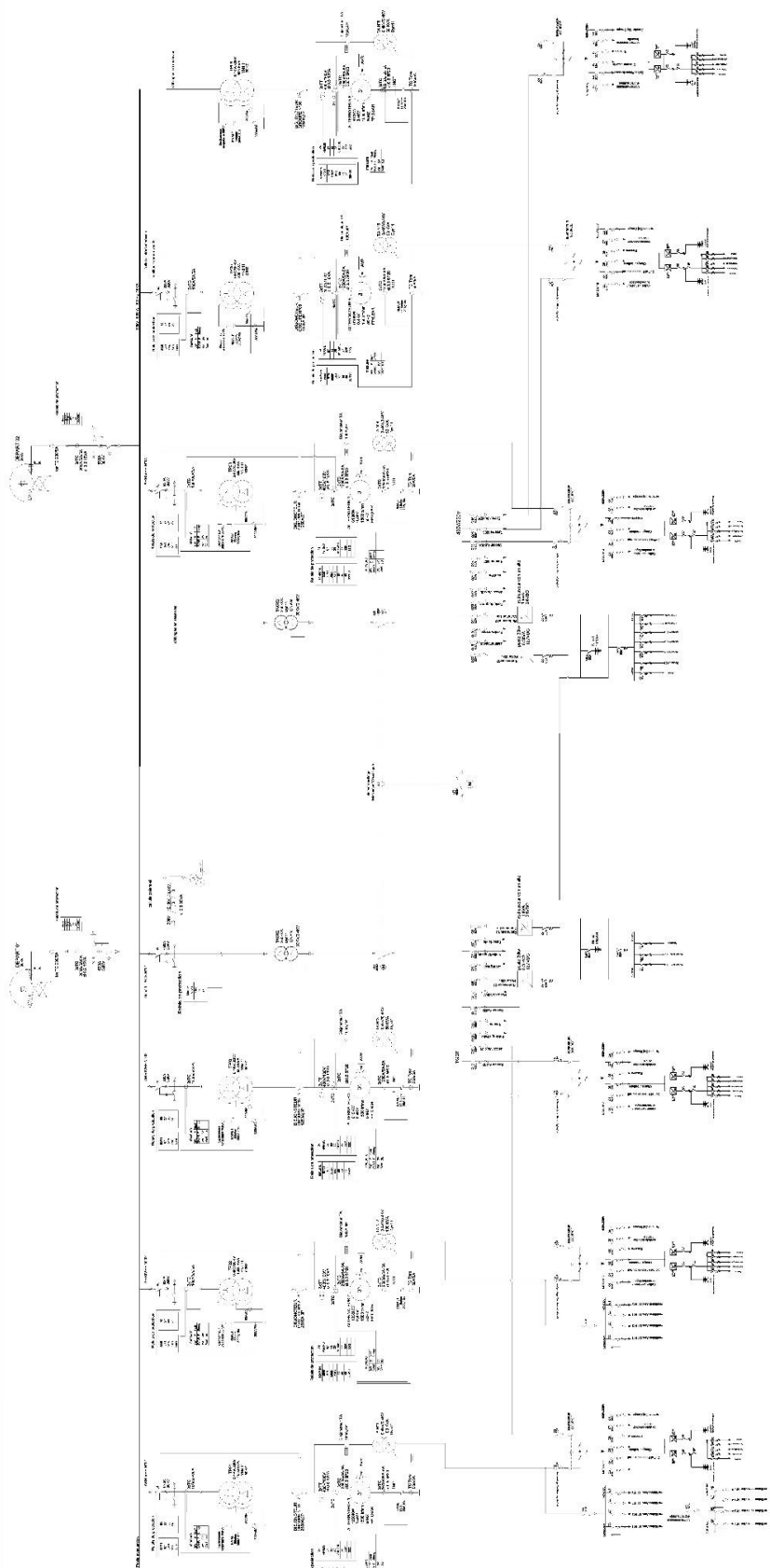
La temporisation est supérieure à celle des départs de 0.3 S

III.3.1.4 Tableau récapitulatif des réglages du module 30 KV :

Départs	I>	temps	I>>	temps	Ih	temps
Départ01	15	0.6	60	0.15	10	0.6
Arrivées	43	0.9	-	-	13	0.9

III.4 Conclusion :

A travers les résultats obtenus dans chapitre on peut avoir une idée sur les valeurs de protection de notre réseau, donc on peut assurer une alimentation performante au clients.



LEGENDE

- TP : Transformateur de puissance
- TA : Transformateur Auxiliaires Groupe
- TACS : Transformateur Auxiliaires Commun site
- TGBT : Tableau general basse tension
- IC : Transformateur de courant
- TI : Transformateur de Tension
- MCC : Armoire Auxiliaires groupe
- TCC : Tableau Courant continu
- AVR : Regulateur de tension
- RMAL.T : Resistance de mise a la terre
- NGT : neutre generatrice mise a la terre

DI	PH. / DEP.	ACQUERIR	E.I./E.M.	ET/ELLE/LE	Déterminer zéro ou point de référence
DI	PH. / DEP.	ACQUERIR	E.I./E.M.	ET/ELLE/LE	Déterminer zéro ou point de référence
DI	PH. / DEP.	ACQUERIR	E.I./E.M.	ET/ELLE/LE	Déterminer zéro ou point de référence
شركة تونس للطاقة الكهربائية SPTSA Sherkat el Kabirya wa el Taket el Moudjaddia					
CENTRALE DIESEL AMGLUD 4x500Kva+2X1000 Kw					
Titre:					
SCHEMAS UNILINAIRES GENERAL					
Approuvé par: M.H.A.L.A.H.			Date:	30/03/2016	
V. L. AS:			REFORMAT	26/03/2016	
Date par: M.H.A.L.A.H.			20/03/2016	Titre: (UNE AMGLUD)	
Drawn par: S.G.TEDDIS			20/03/2016	N° de projet: AMGLUD/16	
CONSTRUCTEUR: ANLAMER ENERGIE S.p.A. (société de droit italien)					
CLIENT: ROYAL POWER (TUNIS) TUNISIA. ANLAMER ENERGIE S.p.A. (société de droit italien)					
TUNISIA, 25114 EL MASSARA - TEL: 00216 71 422 13 90					

Conclusion Générale

On a vu à travers le premier chapitre les principales parties des réseaux électriques, les différents types de centrales de production et le système de fonctionnement de chaque centrale. La suite c'est le transport et la nécessité du courant alternatif et aussi la très haute tension dans cette partie du réseau. La distribution et la consommation est l'étape finale du réseau pour satisfaire les besoins des clients.

Les avantages et les inconvénients de chaque type de centrales de production nous aide à choisir une source de production performante en augmentant les avantages et diminuer les inconvénients.

Pour assurer la continuité du service et satisfaire les besoins des clients, il est nécessaire de protéger les réseaux électriques que ce soit du côté client ou du côté réseau. Et pour cela il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Pour assurer la protection des personnes et des matériels on a essayé de parler sur la nécessité des schémas de liaison à la terre et son rôle en maîtrisant les défauts d'isolement.

Le dernier chapitre nous a donner une idée générale sur le calcul des courants de circuits sur un exemple réel d'un micro réseau (réseau isolé) dans la région de IDELES à Tamanrasset qui se situe à 8 Km de l'unité de production. La méthode utilisé est la méthode des impédances qui est la plus simple. Cette dernière nous exige le suivi de calcul étape par étape.

Références Bibliographiques :

▪ Chapitre 01 :

- [1] : https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique
- [2] : <https://www.cours-gratuit.com/cours-energie-electrique/cours-sur-la-production-de-l-energie-electrique>
- [3] : https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/teachers/producing_electricity/
- [4] : <http://www.hydroquebec.com/comprendre/autres-sources/fossile.html>
- [5] : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-d-energie-par-pompage-step>
- [6] : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-la-geothermie>
- [7] : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/biomasse>
- [8] : <https://www.connaissancedesenergies.org/est-il-preferable-de-transporter-l-electricite-en-courant-alternatif-ou-continu-130830>
- [9] : <http://www.hydroquebec.com/comprendre/transport/types-pylones.html>
- [10] : https://www.memoireonline.com/05/08/1081/m_optimisation-production-structure-energie-electrique-colonies-fourmis3.html
- [11] : Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.
- [12] : Ph. CARRIVE, « **Réseaux de Distribution - Structure et Planification** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

▪ Chapitre 02 :

- [13] : **Normes et décrets :**
 - CEI 60241 : Coupe-circuit à fusibles pour usages domestiques ou analogues.
 - CEI 60269 : Coupe-circuit à fusibles à basse tension.
 - CEI 60364 : Installation électriques des bâtiments.
 - CEI 60479 : Effets de courant passant par le corps humain.
 - CEI 60755 : Règles générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel.
 - CEI 60947-2 : Appareillage à Basse Tension - 2ème partie : Disjoncteurs.
 - NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension.
 - NF C 63-150 : Limiteurs de surtension : règles.
 - Décret français du 14.11.88
- [14] : **Cahiers Techniques**
 - Mise à la terre du neutre dans un réseau industriel HT, Cahier Technique n° 62 F. SAUTRIAU
 - Les dispositifs différentiels résiduels en BT, Cahier Technique n° 114 R. CALVAS
 - Protection des personnes et alimentations statiques, Cahier Technique n° 129 J.-N. FIORINA
 - Les perturbations électriques en BT, Cahier Technique n° 141 R. CALVAS
 - Introduction à la conception de la sûreté, Cahier Technique n° 144 P. BONNEFOI
 - Surtensions et coordination de l'isolement en HT, Cahier Technique n° 151 D. FULCHIRON
 - La foudre et les installations électriques HT, Cahier Technique n° 168 B. DE METZ NOBLAT

Références Bibliographiques

- Les schémas des liaisons à la terre dans le monde et évolutions, Cahier Technique n° 173 B. LACROIX et R. CALVAS
- Le schéma IT (à neutre isolé) des liaisons à la terre en BT, Cahier Technique n° 178, F. JULLIEN et I. HERITIER
- [15] : **Publications diverses**
- Guide de l'installation électrique Ed. CITEF S.A.S. Paris - 2003.
- Electrical installation guide Ed. CITEF S.A.S. Paris - 2005.
- Guide de l'ingénierie électrique, Ed. ELECTRA 1986.
- Electrical Review novembre 1991 - octobre 1992.
- La protection différentielle Cahier Technique J3E - 02/90

▪ Chapitre 03 :

- [16] : <https://www.energuide.be/fr/questions-reponses/quest-ce-quun-microgrid-ou-micro-reseau/2129/>
- [17] : Calcul des valeurs de protection, SDC SONELGAZ Tamanrasset.