



جامعة بجاية  
Tasdawit n Bgayet  
Université de Béjaïa



*République Algérienne Démocratique et Populaire*  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*

**UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA BEJAIA**

**FACULTE DE TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE**

## ***MEMOIRE DE FIN D'ETUDES***

*En vue de l'obtention du diplôme de MASTER en électrotechnique*

*Options : Réseaux électriques & Electromécanique*

### ***Thème***

**ETUDE DES DISPOSITIFS DE PROTECTION MIS EN ŒUVRE  
DANS LA CENTRALE TG D'AMIZOUR DE BEJAIA**

**Réalisé par :**

M<sub>r</sub> MAZOUZ Abdelkader

M<sub>r</sub> MANSEUR Houssam

**Encadré par :**

M<sub>r</sub> MEDJDOUB. A

M<sub>r</sub> ZENATI. A

**Promotion 2016**

## **REMERCIEMENTS**

*Nous remercions Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont nous nécessitons pour l'accomplissement de ce travail.*

*Nous voudrions sincèrement exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr : A.MEDJDOUB pour sa disponibilité durant toute la réalisation de ce travail, pour ses précieux conseils, orientations et critiques.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres de jury, Mr.ZIANE KHODJA et Mme .ZIDANE qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.*

*Nous remercions aussi tout le personnel de la SPE et plus particulièrement notre encadreur Mr. Zenati qui nous a aidé et orienté toute la période du stage.*

*Nous souhaitons également remercier tous les enseignants ayant assuré nos cours pendant nos années d'études.*

*Enfin, Nos remerciements vont également à nos collègues et amis de la promotion.*

*Sans oublier nos chers parents, frères et sœurs.*

**MAZOUZ ET MANSEUR**



***Je dédie ce travail :***

*A mes chers parents qui m'ont toujours soutenu et orienté, dans le but de réaliser mon rêve d'enfance.*

*A mes chers frères, Rabie, Habib, Lamine, Ali et Hamza pour leurs soutiens et leurs conseils depuis le début de mon parcours. J'espère avoir concrétisé leurs efforts et être à la hauteur de leurs attentes.*

*A ma chère sœur Hanifa et sans oublier ma copine Sylia.*

*A ma grande famille « Mazouz » pour leur soutien.*

*A Houssam mon binôme et sa famille.*

*A mes chers amis.*

*A toute les personnes de la centrale en particulier monsieur belkacem qui ma aider et ma encourager depuis le début de ce travail*

*A tous les enseignants et professeurs qui ont marqué mon cursus scolaire depuis le primaire jusqu'aux études supérieurs. Voilà le fruit de nos efforts déployés pendant ces longues années.*

**ABDELKADER**

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mes très chères êtres qui m'ont mis au monde et les plus chères à mes yeux et qui sont la source de ma volonté depuis mon enfance, « mes parents » : qui m'ont soutenue et orienter mon parcours éducatif.*

*Ma très chers sœur Sara et mon frère Khaled*

*A ma copine Meriem*

*A tous mes amis : Farouk, Mohamed Ridha, Omar, Fares, Houssam, Chafik, Imad, ....*

*A toute la famille « MANSEUR ».*

*A monsieur Belkacem qui m'a encouragé à braver les difficultés que j'ai rencontrées pendant l'élaboration de ce mémoire.*

*A mon binôme « Abdelkader » et sa famille*

*A tous les enseignants et professeurs qui ont marqué mon cursus scolaire depuis le primaire jusqu'aux études supérieures. Voilà le fruit de nos efforts déployés pendant ces longues années.*

*Sans oublier le personnel de la SPE, société de production d'électricité d'Amizour de Bejaia*

*Houssam*

INTRODUCTION GENERALE .....	1
 <b>CHAPITRE I : GENERALITE SUE LE SYSTEME ELECTRIQUE DE PUISSANCE</b>	
I.1 introduction.....	3
I.2 Le système électrique.....	3
I.3 Définition.....	4
I.4 La structure du système électrique.....	4
I.4.1 La production .....	4
I.4.1.1 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques.....	5
a) Unités de charge de base.....	5
b) Unités intermédiaires.....	5
c) Unités de pointes.....	6
I.4.1.2 Les différents types de centrales électriques.....	6
a) Les centrales thermiques.....	6
b) Les centrales hydroélectriques.....	6
c) Les centrales photovoltaïques.....	7
d) Les centrales éoliennes.....	8
I.4.2 Le réseau électrique.....	9
I.4.2.1 description du réseau électrique.....	9
a) Le réseau de transport.....	9
b) Le réseau de répartition HT .....	10
c) Le réseau de distribution.....	10
d) Le réseau de livraison BT.....	12
I.4.2.2 Les niveaux de tensions des réseaux.....	12
I.4.2.3 Topologie des réseaux électriques.....	13
I.4.2.4 Les critères de choix d'une topologie.....	14
I.4.2.5 Matériels utilisés dans les réseaux électriques.....	14
a) les lignes électriques.....	14
b) Les transformateurs de puissance.....	15

# SOMMAIRE

c) Les postes électriques.....	16
I.4.2.6 Les différentes postes sur les réseaux MT.....	16
a) Le poste HT/MT en distribution publique.....	16
b) Le poste MT/MT en distribution publique.....	17
c) Le poste de livraison à un abonné HT ou MT.....	17
I.4.2.7 Les différents éléments de poste électrique.....	18
I.5 La consommation (la charge).....	19
I.5.1 Les consommateurs d'électricité.....	19
a) Gross consommateur.....	19
b) Consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.....	19
I.6 Conclusion.....	20
<b>CHAPITRE II : DESCRIPTION ET FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE D'AMIZOUR</b>	
II.1 Introduction.....	21
II.2 Fonctionnement d'une centrale à gaz.....	21
II.2.1 Généralités.....	21
II.2.2 Les transformations énergétiques.....	21
a) Énergie chimique.....	22
b) Énergie calorifique.....	22
c) Énergie mécanique.....	22
d) Énergie électrique.....	22
II.2.3 Principe de fonctionnement.....	22
II.3 Centrale à gaz d'Amizour.....	23
II.3.1 Présentation et description de la centrale d'Amizour.....	23
II.3.2 Les caractéristiques de la centrale TG (Amizour).....	24
II.3.3 description technique de l'installation.....	24
a) Raccordement électrique provisoire des groupes de production au réseau de	

# SOMMAIRE

transport .....	24
b) Raccordement électrique final des groupes de production au réseau de transport .....	25
II.4 Principe de fonctionnement de la TG (FT8).....	26
II.4.1 Généralités.....	26
II.4.2 Turbine à gaz (FT8).....	27
II.4.3 Le moteur FT8 de PRATT & WHITNEY.....	27
II.4.4 Notation du moteur.....	28
II.4.5 Les principaux éléments du moteur .....	28
a) Compresseur(s).....	28
b) Chambre de combustion.....	30
c) Turbine.....	30
d) Turbine de puissance.....	32
II.5 Eléments auxiliaires importants.....	32
a) Moteur de démarrage .....	32
b) Groupe d'admission d'air.....	32
c) Groupe de l'échappement de la turbine.....	33
d) Groupe de diffuseur.....	33
II.6 Alternateur brushless .....	33
II.6.1 Définition et rôle.....	33
II.6.2 La plaque signalétique de l'alternateur brushless.....	34
II.6.3 Les éléments principaux d'alternateur.....	34
a) Le stator (partie fixe) .....	34
b) Le rotor (partie mobile).....	34
c) L'excitateur.....	35
II.6.4 Système excitation d'alternateur brushless.....	36
II.6.4.1 Excitation par pont de diodes fixes.....	36
II.6.4.2 Excitation par pont de diodes tournantes.....	36
II.6.4.3 Excitation par pont de thyristors fixes.....	36
II.6.5 Les couplages d'alternateur avec le réseau.....	37
II.7 Transformateur de puissance de principal.....	37

## SOMMAIRE

II.7.1 Description transformateur de puissance 60 MVA.....	37
II.7.2 Les caractéristiques du transformateur.....	38
II.7.3 Système de refroidissement .....	38
II.7.4 Couplage du transformateur.....	38
II.7.5 Mise en parallèle de transformateurs.....	39
II.8 Conclusion.....	39
<b>CHAPITRE III : ETUDE DES DISPOSITIFS DE PROTECTION MISE EN ŒUVRE DANS LA CENTRALE TG D'AMIZOUR DE BEJAIA</b>	
III.1 Introduction.....	40
III.2 système de protection .....	40
III.2.1 Définition.....	40
III.2.2 Les fonctions de protection.....	40
III.2.3 Nécessité de la protection.....	40
III.3 Défauts pouvant se produire sur les installations électriques.....	41
III.3.1 Court-circuit.....	41
a) Les causes.....	41
b) Les conséquences.....	41
III.3.2 Surtension.....	41
a) Les causes.....	41
b) Les conséquences.....	41
III.3.3 Surcharge .....	41
a) Les causes .....	41
b) Les conséquences.....	42
III.3.4 Déséquilibres.....	42
a) Les causes.....	42
b) Les conséquences .....	42
III.3 Classification de défauts selon leur emplacement.....	42
a) Défaut externe.....	42
b) Défaut interne.....	43
III.4 Constitution de système de protection.....	43
III.4.1 réducteurs de mesure.....	43
III.4.1.1 Transformateur de courant.....	43

# SOMMAIRE

III.4.1.1.1 TC tore.....	44
III.4.1.2 Transformateur de tension.....	45
III.5 Le relais de protection.....	45
III.5.1 Définition.....	45
III.5.2 relais de mesure.....	45
III.5.2.1 Relais de mesure de courant.....	45
III.5.2.2 Relais de mesure de tension.....	46
III.5.2.3 Relais de mesure de d'impédance.....	46
III.5.2.4 Relais de mesure de puissance.....	46
III.5.3 Relais directionnel.....	46
III.5.4 Relais d'impédance.....	47
III.5.5 Relais différentiel.....	47
III.5.6 Relais maximum de courant (Ouver Current Relay).....	47
III.6 Protection de transformateur de 60 MVA.....	49
III.6.1 Défaut de la surcharge.....	49
III.6.1.1 Dispositif de protection.....	49
III.6.1.1.1 protection maximum de courant phase (ANSI 50/ 51).....	49
a) La protection à temps indépendant.....	50
b) La protection à temps dépendant.....	50
III.6.1.1.2 Protection à image thermique (ANSI 49RMS).....	50
III.6.2 Défaut de court-circuit.....	51
III.6.2.1 Dispositif de protection.....	51
III.6.2.1.1 Relais du Buchholz (ANSI 63).....	51
III.6.2.1.2 protection par DGPT.....	52
III.6.2.1.3 protection différentielle (ANSI 87T).....	52
III.6.3 Défaut à la masse.....	53
III.6.3.1 Dispositif de protection.....	53
III.6.3.1.1 protection de masse cuve (ANSI 51G).....	53
III.6.3.1.2 protection de terre point neutre (ANSI 51G).....	54
III.6.3.1.3 Protection de terre (ANSI 51N).....	54
III.6.3.1.4 protection de terre restreinte (ANSI 64REF).....	54
III.6.3.1.5 Protection contre les défauts disjoncteurs (ANSI 50BF).....	55

# SOMMAIRE

III.6.3.1.6 Protection Maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) .....	55
III.7 Protection d'alternateur (brushless) .....	55
III.7.1 Différentes types de défauts.....	55
III.7.1.1 Court-circuit internes entre phase .....	55
III.7.1.2 Court-circuit externe entre phase .....	55
III.7.1.3 Perte d'excitation .....	56
III.7.1.4 Variation de tension et de fréquence .....	56
III.7.1.5 Le déséquilibré.....	56
III.7.1.6 Fonctionnement en moteur.....	56
III.7.2 Dispositifs de protection.....	56
III.7.2.1 Protection différentiel à haute d'impédance (ANSI 87) .....	56
III.7.2.2 Protection instantanée à maximum de courant de phase (ANSI 50) .....	56
III.7.2.3 Protection de perte excitation (ANSI 40) .....	57
III.7.2.4 protection Minimum de puissance active directionnelle (ANSI 37) .....	57
III.7.2.5 Protection maximum de puissance (ANSI 32) .....	58
III.7.2.6 protection d'image thermique 49 G.....	58
III.7.2.7 protection de maximum de tension (ANSI 59) .....	58
III.7.2.8 perte de fusible (ANSI 60) .....	59
III.7.2.9 protection contre les glissements de pole (ANSI 78) .....	59
III.7.2.10 Protection à minimum de tension à deux seuils (ANSI 27) .....	59
III.7.2. 11 Protection à minimum de fréquence (ANSI 81U) .....	60
III.7.2.12 Protection à maximum de fréquence (ANSI 81O) .....	60
III.8 dispositif de protection électromécanique (organes de coupures) .....	60
III.8.1 Disjoncteur 52L.....	60
III.8.1.1 Les composants principaux.....	60
III.8.1.2 Données techniques.....	61
III.8.2 Disjoncteur 52G.....	62
III.8.2.1 Les composants principaux .....	62
III.8.2.2 Les données techniques .....	63
III.8.2.3 Fonctionnement.....	63
III.9 Conclusion.....	63

## CHAPITRE IV : DESCRIPTION ET PARAMETRES DES FONCTIONS DE RELAIS M-3425A

IV.1 Introduction.....	64
IV.2 relais de protection M-3425A.....	64
IV.2.1 ports de communication.....	65
IV.2.2 Logiciel de communication M-3820D IPScom.....	66
IV.2.3 Mesure.....	66
IV.2.4 Stockage cible.....	66
IV.2.5 Entrées de détection.....	66
IV.2.6 Entrées de contrôle/statut.....	66
IV.2.7 Contact de sortie.....	67
IV.3 les accessoires.....	67
IV.3.1 module cible M-3925A.....	67
IV.3.2 câbles communication en série M-3933/M-0423.....	68
IV.3.3 Module IHM (Interface Homme-Machine) M-3931.....	68
IV.3.4 Logiciel d'analyse d'oscilloscope M-3801D IPSplot PLUS.....	69
IV.4 Configuration de l'alarme.....	69
IV.4.1 Options de configuration.....	71
IV.4.2 Profils de point de consigne multiples (groupes).....	71
IV.4.3 Enregistreur oscillographique.....	71
IV.4.4 Profils.....	71
IV.4.5 Considération particulières.....	72
IV.4.6 Configuration du système du relais.....	72
IV.5 Paramètres des valeurs de consigne et des temps de quelque fonction de protection ....	73
IV.5.1 Sous tension de phase (27).....	73
IV.5.2 Protection de surcharge du stator (49).....	74
IV.5.3 Surintensité neutre de délai inverse (51N).....	75
IV.5.4 Surtension de phase (59).....	77
IV.5.5 (87GD) Différentiel de masse (Homopolaire).....	78
IV.5.6 Protection de mise à la terre (64F).....	79
I.6 Conclusion .....	81

# SOMMAIRE

**CONCLUSION GENERALE**.....82

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

**ANNEXE**

## LISTE DES FIGURES

Figure-I.1 : Représentation schématique du système électrique... ..	4
Figure-I.2 : Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques (en MW) ... ..	4
Figure-I.3 : Evolution de la puissance installée (MW) dans les continents les plus représentatifs... ..	4
Figure-I.4 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport... ..	10
Figure-I.5 : description des réseaux électriques... ..	12
Figure-I.6 : Niveaux des tensions normalisés... ..	13
Figure-I.7 : Niveaux des tensions normalisés... ..	14
Figure-I.8 : transformateur de puissance HTA / BT... ..	16
Figure-I.9 : Le poste HT/MT... ..	17
Figure-I.10 : poste MT/MT... ..	17
Figure-I.11 : poste de livraison pour un abonné MT... ..	18
Figure-I.12 : Les différents éléments dans un poste ... ..	19
Figure-II.1 : fonctionnement de la turbine à combustion T.A.C... ..	23
Figure-II.2 : raccordement électrique provisoire des groupes au réseau de transport... ..	25
Figure-II.3 : raccordement électrique finales des groupes de au réseau de transport... ..	26
Figure-II.4 : les principaux éléments de moteur FT8... ..	28
Figure-II.5 : les différentes pales du moteur: les différentes pales du moteur... ..	29
Figure-II.6 : section du palier N°5 et de la combustion... ..	30
Figure-II.7 : groupe de la turbine d'entraînement du compresseur haut... ..	31
Figure-II.8 : groupe de la turbine d'entraînement du compresseur bas... ..	31
Figure-II.9 : groupe du diffuseur... ..	33
Figure-II.10 : alternateur brushless... ..	34
Figure-II.11 : schéma excitatrice tournante brushless... ..	35
Figure-II.12 : différentes types de système d'excitation... ..	36
Figure-II.13 : transformateur de puissance (ABB) ... ..	38
Figure-III.1 : défaut externe... ..	42
Figure-III.2 : défaut interne... ..	43
Figure-III.3: transformateur de courant de type tore... ..	44
Figure-III.4 : caractéristique à temps indépendant... ..	48

## LISTE DES FIGURES

Figure-III.5 : caractéristique à temps inverse... ..	48
Figure-III.6 : protection à maximum de courant à temps indépendant... ..	50
Figure-III.7 : protection à maximum de courant à temps dépendant... ..	50
Figure-III.8 : principe de fonctionnement de Buchholz... ..	52
Figure-III.9 : protection différentiel du transformateur... ..	53
Figure-III.10 : protection de masse cuve... ..	54
Figure-III.11 : protection de terre point neutre... ..	54
Figure-III.12 : protection de terre... ..	54
Figure-III.13 : protection de terre restreinte... ..	55
Figure-III.14 : Protection maximum de tension résiduelle... ..	55
Figure-III.15 : 2 caractéristiques circulaires de déclenchement de la protection... ..	57
Figure-III.16 : protection maximum de tension ANSI 59... ..	58
Figure-III.17 : perte de fusible... ..	59
Figure-III.18 : composants principaux... ..	61
Figure-III.19 : Les principaux composants de disjoncteur.....	62
Figure-IV.1 : relais de protection de générateur M-3425A... ..	65
Figure-IV.2 : module cible M-3925A... ..	68
Figure-IV.3 : Module Interface Homme Machine (IHM) M-3931A... ..	69
Figure-IV.4 : Ecran de sortie du relais à impulsion déployé... ..	70
Figure-IV.5 : écran de sélection pour initier E/S étendue... ..	73
Figure-IV.6 : plages des valeurs définies de la protection de sous tension (27) ... ..	74
Figure-IV.7 : plages des valeurs définies de la protection thermique du stator (49) ... ..	75
Figure-IV.8 : points de consigne de surintensité neutre de temps inverse (51N) ... ..	76
Figure-IV.9 : plages de points de consigne de surtension de phase (59) ... ..	78
Figure-IV.10 : Différentiel de masse (87GD) plage de points de consigne... ..	79
Figure-IV.11 : points de consigne de protection contre les défauts de mise à la terre de champ (64B/F) ... ..	81

# Abréviation

## Abréviations et Lettres

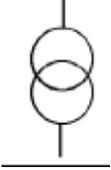
<b>Indice</b>	<b>Mot clé</b>
AC	Courant Alternatif
DC	Courant Direct
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
HT ou HTB	Haute tension
KV	Kilo Volt
MT ou HTA	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
CT	Câble de Travail
CS	Câble de Secours
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
TAC	Turbine à Combustion
TG	Turbine à Gaz
TP	Transformateur de puissance
DAR	Darguina
AMZ	AMIZOUR
EKS	El-Kseur
P & W	Pratt et Whitney
BP	Basse Pression

## Abréviation

HP	Haut Pression
F	Fréquence
S	Puissance apparente
ODAF	Oil Dirigé Air Forcé
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
TC	Transformateur de Courant
TT	Transformateur de Tension
TDS	Time Dial Setting
TMS	Time Multiplier Setting
Icc.min	Courant de court-circuit minimum
DGPT	Détecteur Gaz, Pression et Température
Riso	Résistance d'Isolément
Xd	Réactance synchrone
COM	Communication
IHM	Interface Homme Machine
ANSI	Américain National Standard Information
IF	Fréquence injection
I <sub>max</sub>	Courant maximal
V <sub>cc</sub>	Tension de court-circuit
IP	Courant primaire

# Symbole Graphiques

## Symboles Graphiques

Symbole	Mot Clé
	Disjoncteur
	Fusible
	La terre
	Transformateur de puissance
	Interrupteur fusible
	sectionneur
	Transformateur de tension
	Court-circuit

## Symbole Graphiques

	Transformateur de courant
	Transformateur triangle/étoile

# Présentation de l'entreprise

## Présentation de SPE

### Historique :

Pour l'histoire, il faut savoir que la première centrale mise en service en Algérie était en 1910, c'était une centrale hydraulique installée au fil de l'eau dans les gorges de Rummel (Constantine), elle développait alors une puissance de 4,2MW et était considérée à l'époque comme étant un ouvrage de grande ampleur. La filière connaîtra de petites réalisations sans grande envergure au détriment de la filière thermique avec la première centrale thermique à vapeur d'une puissance 22MW, apparue en 1913 à la base navale de Mers El Kabîr (Oran). L'effort sera soutenu avec pas moins de trois grandes réalisations qui verront le jour entre 1915 et 1920 avec les mises en service successives de la centrale du Hama (Alger) d'une puissance de 64MW, suivie de la centrale du port d'Alger avec 34MW et presque en même temps celle de Annaba avec 58MW. Cependant, pour la suite l'essor de la filière hydraulique sera spectaculaire, puisque de 1946 à 1953 on connaîtra la mise en service de pas moins de 9 ouvrages. L'Oranie et la Kabylie se départageront le plus grand nombre.

### Bilan actuel des centrales électriques :

Le développement économique du pays et les progrès sociaux enregistrés chez la population algérienne ont induit une évolution continue de la demande en électricité, et ce depuis le début des années 1990. Le groupe Sonelgaz (Société nationale de l'électricité et du gaz) s'est trouvé de fait devant l'obligation d'assurer de nouveaux investissements en matière de production et de transport d'électricité à même de répondre à cette demande croissante.

L'évolution continue des parcs de production de l'électricité de SPE a permis de totaliser en 2009 une puissance de 6735 MW répartie entre quatre filières :

- La filière turbine à vapeur (TV) avec 20 groupes fonctionnant au gaz naturel de puissance unitaire allant de 52 MW à 196 MW.
- La filière turbine gaz (TG) avec 89 groupes de puissance unitaire allant de 3 MW à 209 MW.
- La filière hydraulique avec 26 groupes dont 8 groupes haute chute et 16 groupes basse chute.

# Présentation de l'entreprise

- La filière diesel composée de plusieurs groupes dont la puissance maximale unitaire est de 8 MW.

De plus, entre 2011 et 2014, Sonelgaz a mis en service plus de 1400 MW ; échelonnées selon les années (400 MW en 2011, 600 MW en 2012, 100 MW en 2013 et 300 MW en 2014).

## **Niveau pôles de Production :**

Les principales missions des pôles de production sont :

- Veiller à la gestion, la maintenance et l'exploitation des centrales électriques qui lui sont rattachées dans les meilleures conditions, de façon à satisfaire les programmes de marche établis par l'opérateur système pour le réseau interconnecté.
- Assurer l'interface pour la programmation entre la fonction Commerciale et les unités
- Assurer les interventions de la maintenance niveau III (gros entretiens) pour les comptes des unités
- Négocier avec l'Opérateur Système
- La commercialisation de l'électricité produite par les centrales qui lui sont rattachées.
- Toutes les fonctions du siège sont déployées au niveau des pôles. Leurs missions principales sont la déclinaison des stratégies et doctrines arrêtées **par le siège SPE**

## **Grandes options de l'organisation :**

Création de quatre(04) pôles de niveau de direction générale, et qui sont :

- Trois (03) pôles TV-TG (Pôle Centre, Pôle Ouest et Pôle Est)
- Un (01) pôle Diesel
  - Les pôles sont dotés de toutes les fonctions nécessaires leur permettant de fonctionner comme des entreprises autonomes.
  - Chaque pôle TV-TG est national
  - Chaque pôle TV-TG comprendra au minimum deux (02) centrales TV
  - Chaque pôle TV-TG comprendra une entité "groupement"
  - Rattachement des équipes d'intervention au niveau des pôles.
  - L'activité approvisionnement est rattachée à la maintenance pour une meilleure maîtrise de tout le processus maintenance et une meilleure synergie entre les deux activités.

# Présentation de l'entreprise

Concernant le pôle diesel, en plus des missions d'exploitation et de maintenances des centrales Diesel, il aura à :

- Assurer le développement du parc Diesel selon les prévisions de l'évolution de la demande en énergie à moyen terme.

## **Niveau unité :**

La mission de l'unité est de : Produire de l'énergie électrique. Elle est chargée d'assurer l'exploitation et la maintenance des moyens de production. Elle définit, dans un cadre d'orientation générale, les méthodes et moyens nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

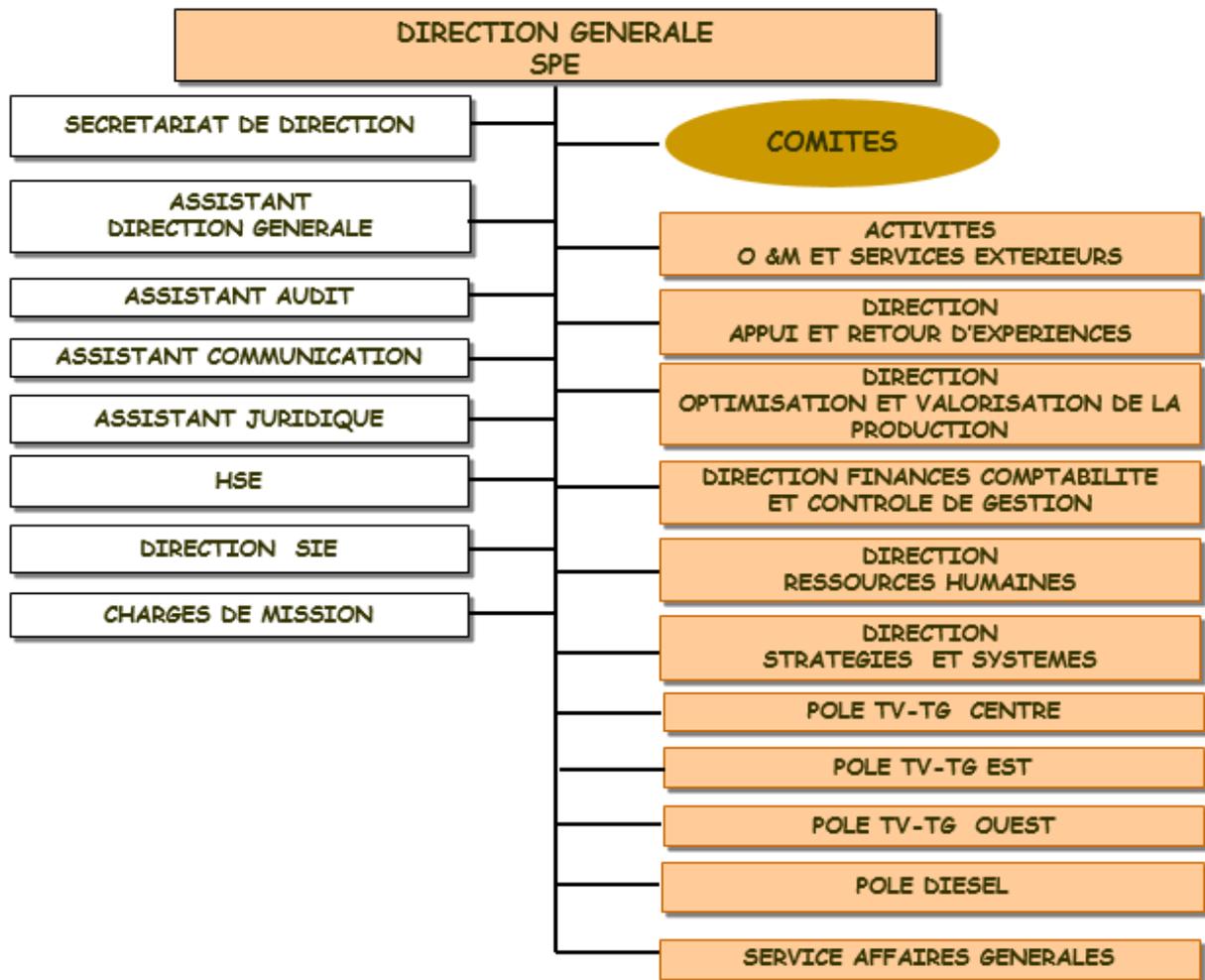
## **Grandes options de l'organisation :**

Donner aux unités la maîtrise de leurs leviers de performance...tout en conservant les avantages d'appartenir à un Groupe Industriel.

Confier aux Directeurs d'unités le niveau d'autonomie nécessaire pour leur permettre d'accroître leur efficacité opérationnelle.

L'activité approvisionnement est rattachée à la maintenance.

# Présentation de l'entreprise



## Introduction Générale

La première centrale électrique, la Pearl Street Station, a été mise en service en 1882 aux Etats Unis et a été conçue par Thomas Edison. C'est une centrale délivrant que du courant continu et elle servait à faire fonctionner l'éclairage électrique de la région de Manhattan. La production de l'énergie était assurée par des générateurs turbines.

L'énergie (la puissance) électrique générée par les alternateurs au niveau des centrales ne peut pas être consommée directement par les consommateurs, car il faut aussi assurer sa transformation plusieurs fois : par un transformateur de puissance ensuite par des autres transformateurs abaisseur de tension.

Pour apporter les exigences essentielles des centrales électriques : la stabilité, économie et surtout continuité du service, d'énormes investissements humains et matériels ont été effectués.

Les alternateurs et les transformateurs électriques sont des parties essentielles d'une centrale électrique, qui doit assurer la production d'énergie électrique. Ce qui n'est pas toujours le cas, car la centrale est souvent exposée à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendré les pertes financières importantes pour les industriels. Afin d'éviter cela, un système de protection est indispensable dans les centrales électriques.

En Algérie le système de protection de SONELGAZ est conçu de façon à prévoir tous les équipements nécessaires, qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les alternateurs et les transformateurs contre tous les types de défauts.

Notre travail repose sur le thème « étude des dispositifs de protection mis en œuvre dans la centrale TG à Oued Amizour » : La centrale de production de 160 MW (08 groupes de 20 MW chacun et de 04 transformateurs de puissance), une analyse du principe de fonctionnement de la centrale électrique et les équipements nécessaires. Enfin nous avons étudié les dispositifs de protection mis en œuvre dans la centrale TG d'Amizour en question.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Dans le premier chapitre, nous avons présenté des généralités sur les systèmes électriques de puissance.
- Le deuxième chapitre, concerne la description et fonctionnement de la centrale.
- Le troisième chapitre traite les protections mises en œuvre pour le transformateur et l'alternateur dans la centrale TG d'Amizour.

## Introduction Générale

- Le quatrième chapitre est consacré à la description et paramètres des fonctions du relai de protection M-3425A.

# *Chapitre I*

## *Généralités sur le système électrique de puissance*

## I.1 Introduction

Les systèmes électriques présentent des caractéristiques de fonctionnement qui les distinguent des autres industries et notamment des autres industries de réseaux. Les caractéristiques techniques sont propres à la technologie actuelle de l'industrie électrique.

Il est traditionnel de distinguer, au sein d'un système électrique, trois étages aux fonctions différentes s'articulant entre elle, [2].

- Le premier étage est celui de la production de l'électricité qui sera livrée aux consommateurs, il est constitué par les usines, souvent appelées les centrales qui convertissent en kilowattheures les énergies primaires, véritable sources de l'énergie consommée par les utilisateurs d'électricité.

- Le deuxième étage est celui du réseau de transport lequel raccorde les usines de production, cet étage assure la mise en commun et la répartition sur un très vaste territoire de toute l'électricité qui est produite.

Le réseau de transport est le véritable nœud du système électrique. Il peut être à l'échelle d'un continent tel que l'Europe ; dans le cas européen, il a même commencé à s'étendre vers l'Afrique du Nord via le détroit de Gibraltar.

- Le troisième étage est celui des réseaux de distribution. En effet, un réseau de transport peut desservir directement certains très grands utilisateurs d'électricité. Mais des réseaux intermédiaires sont nécessaires pour desservir les millions et dizaines de millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de puissances se chiffrant en kilowatts et mégawatts et non en dizaines ou centaines de mégawatts. De nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par le réseau de transport, assure le convoyage de la puissance électrique et son émiettement vers la multitude de ses utilisateurs. Un système électrique production, transport et distribution est donc une immense usine qui utilise des énergies primaires et les transforme de façon telle qu'elle les met instantanément, et sous une forme particulièrement commode, à la disposition d'utilisateurs qui seraient bien en mal d'en bénéficier autrement.

## I.2 Le système électrique

L'objectif de ce chapitre est de fournir une vision générale d'un système électrique et de ses caractéristiques. Nous nous concentrerons sur la structure du système et sur les caractéristiques du réseau électrique.

## I.3 Définition

Le terme « système électrique » est généralement utilisé pour définir l'ensemble des réseaux, Le « système électrique » est l'ensemble des équipements électriques qui assurent la livraison à tous les consommateurs des kilowattheures produits.

## I.4 La structure du système électrique :

Un système électrique est composé de trois segments de bases :

- La production
- Le réseau électrique (réseau de transport et le réseau de distribution)
- La consommation

La figure I.1 illustre comment ces trois segments s'articulent.

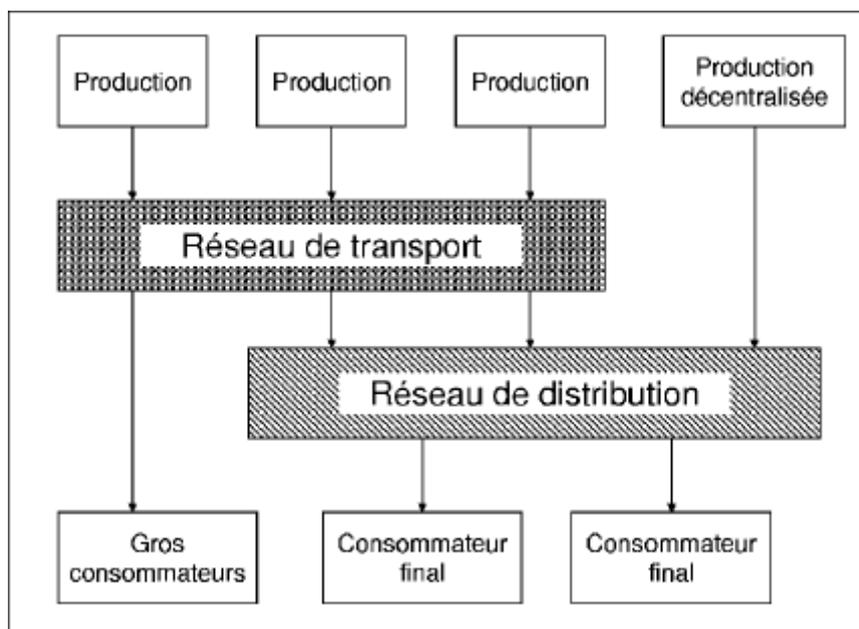


Figure-I.1 : Représentation schématique du système électrique

### I.4.1 La production : [1]

La production de l'énergie électrique consiste en la transformation de l'ensemble des énergies convertibles (en parle d'énergie primaires) en énergies électriques, de façon prépondérantes, la production ce fait à partir du pétrole, charbon, du gaz naturelle, de réaction nucléaire, du vent ou de la force hydraulique. En réalité, quelque sources d'énergies supplémentaires et renouvelables, telles l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie etc. qui existent, et reprenant aujourd'hui une part très faible mais croissent de la production mondiale.

Pour satisfaire la demande d'électricité il existe une grande variété de moyens de production dont les caractéristiques techniques sont très dissemblables, depuis les installations et les parcs de production qui utilisent et combinent toutes les énergies concevables et disponibles.

Présentement les principaux types de centrales électriques en service sont, [2] :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dite centrales thermique classiques,
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques,
- Les centrales hydroélectriques,
- Les centrales solaires ou photovoltaïques,
- Les centrales éoliennes.

### I.4.1.1 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assurer un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en MW ou en MVA. Des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités des pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences, [3].

#### a) Unités de charge de base

Les unités nucléaires sont généralement ranges dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissances actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure de possible et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance, [3].

#### b) Unités intermédiaires

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on contrôle l'énergie générer par celles-ci en jouant sur le débit d'eau entrant à la turbine. Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. A cause des constantes de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de

leurs moyennes maximales. C'est-à-dire la moyenne où l'on peut varier le niveau d'énergie ou de puissance en MW par minute, [3].

### c) Unités de pointes

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse ; pour cela, ils sont utilisés fréquemment pour les heures de pointes, mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu. Les centrales de pointes doivent être mises en marche dans un délai très court, elle utilise donc des moteurs à diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée. Remarquons que la période d'amorçage est de 4 à 8 heures pour les centrales thermiques et de quelques jours pour les centrales nucléaires. Il n'est donc pas économique d'utiliser ces centrales pour fournir la puissance de pointe, [3].

### I.4.1.2 Les différents types de centrales électriques

#### a) Les centrales thermiques

L'énergie thermique peut être convertie en énergie électrique ou en énergie mécanique pour être exploitée. La conversion en énergie électrique passe dans un premier temps par la conversion de la chaleur en énergie mécanique (moteur, turbine) pour faire tourner des générateurs électriques produisant de l'électricité.

Les centrales de production électriques utilisent ce principe avec du charbon, du pétrole (centrales thermiques classiques) ou de l'uranium enrichi (centrales nucléaires) pour produire la chaleur initiale, [4]. La plupart ont une capacité comprise entre 200 MW et 2000 MW afin de réaliser les économies d'une grosse installation, [5].

##### ❖ Centrales thermiques classiques

Dans une centrale thermique classique, appelée aussi centrale à flamme, l'énergie électrique est produite, à partir de l'énergie thermique de combustion d'un fossile (charbon, pétrole, gaz naturel, etc.), préalablement convertie en énergie mécanique par une turbine, [1].

##### ❖ Les centrales nucléaires

Dans une centrale nucléaire, la chaleur est générée par fission nucléaire d'uranium. Cette chaleur produit de la vapeur qui est ensuite acheminée dans une turbine, laquelle actionne un générateur, [6].

#### b) Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydrauliques ont été les premières usines à produire industriellement de l'énergie électrique au début du XXème siècle. Actuellement, un cinquième de l'énergie

électrique à travers le monde, provient de l'énergie hydroélectrique qui est associée aux barrages.

L'adoption de l'énergie hydroélectrique par rapport aux autres types d'énergies dépend principalement de la disponibilité des ressources hydriques et de l'investissement. Un autre facteur encourage cette adoption est la double utilisation des eaux des barrages. En effet l'eau utilisée pour produire l'énergie électrique sera réutilisée pour d'autres fins telles que l'irrigation et l'alimentation en eau potable après traitement.

L'énergie hydroélectrique utilise la force de l'eau, c'est-à-dire, la combinaison d'un débit et d'une chute afin de produire de l'énergie électrique. Autrement dit, l'énergie potentielle de l'eau retenue dans le réservoir se transforme en énergie cinétique, ce qui entraîne la rotation de la turbine hydraulique. La turbine est couplée à un alternateur qui va produire à son tour l'électricité, [1].

Les centrales hydroélectriques sont classées en trois grandes catégories selon la hauteur de chute d'eau et par voie de conséquence, selon le débit ; on trouve, [1] :

- Les centrales électriques de haute chute ;
- Les centrales électrique de moyenne chute ;
- Les centrales électriques de basse chute.

### **c) Les centrales photovoltaïques**

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale, [7]. La production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante depuis les années 1990-95, pour dépasser les 700 MW en 2003, [8].

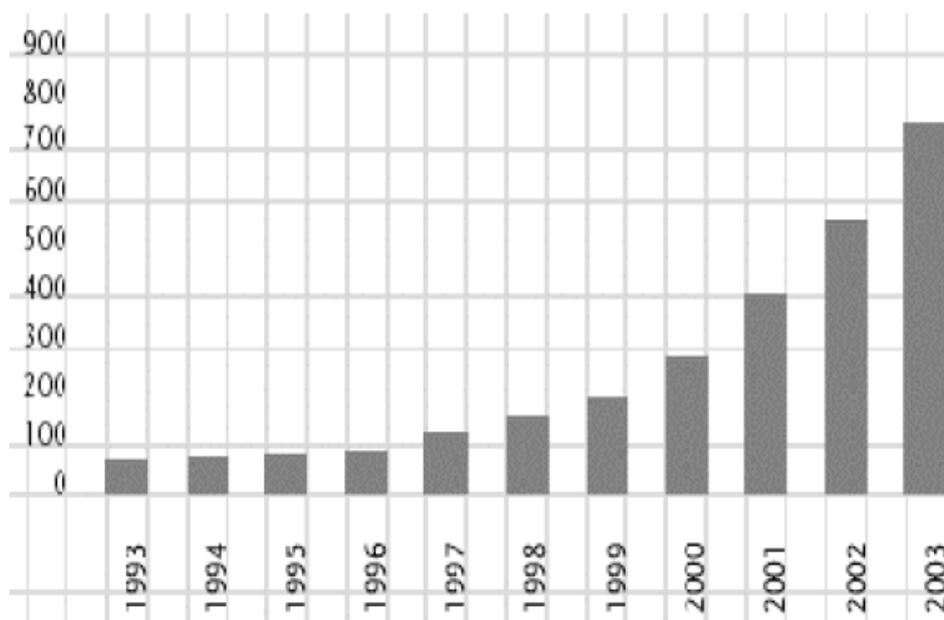


Figure-I.2 : Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques (en MW)

Pour faire face à cette croissance, la recherche dans le domaine s'oriente sur deux axes essentiels, qui peuvent sembler opposés : augmenter le rendement des cellules, tout en diminuant les coûts de production. Le matériau le plus commercialisé dans l'industrie photovoltaïque est le silicium cristallin (abondant, facile à processor, non toxique).

### d) Les centrales éoliennes

La ressource éolienne provient du vent, lequel est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre : une différence de pression se crée entre certaines régions de la planète, en fonction du réchauffement ou du refroidissement local, mettant ainsi des masses d'air en mouvement. Exploitée depuis l'antiquité puis longtemps négligée, cette énergie connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers, [9].

L'exploitation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité a eu des hauts et des bas. Les causes de ces fluctuations sont diverses : guerres, crises d'autres types d'énergie, volonté de préserver l'environnement, évolution de la technologie, changement de politique Énergétique,..., [10].

L'énergie éolienne est la source d'énergie qui croît le plus vite dans le monde. Cette progression est énorme par rapport à d'autres types d'énergies plus traditionnelles, telle que l'énergie nucléaire avec une croissance de 1% ou le charbon qui n'a pas du tout augmenté dans les années 90, [10].

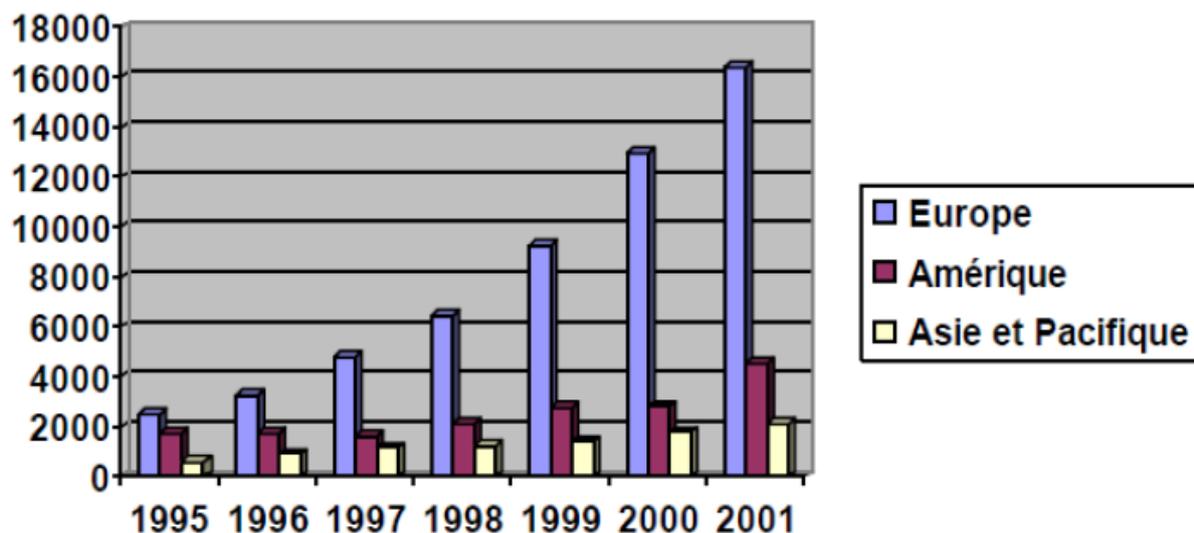


Figure-I.3 : Evolution de la puissance installée (MW) dans les continents les plus représentatifs, [10].

### I.4.2 Le réseau électrique

L'énergie électrique produite dans les centrales électriques est transportée dans les lignes de transmission haute tension à des points d'utilisation. La tendance vers une plus grande tension est motivée par la capacité de la ligne accrue tout en réduisant les pertes en ligne par unité de puissance transmise, [11].

Un réseau est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de production jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées, [5].

Les réseaux de transport et de distribution assurent l'acheminement de l'énergie depuis ces unités vers les lieux de consommation à travers des lignes électriques (aériennes ou souterraine). Les lignes électriques sont de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes des charges.

#### I.4.2.1 Description du réseau électrique [12]

##### a) Le réseau de transport

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée).

L'utilisation de hautes tensions permet de diminuer les pertes lors du transport de l'énergie. Pour des raisons de sécurité, l'électricité est produite et consommée à des niveaux de

tension plus faible que ceux auxquels elle est transportée. Des transformateurs ayant pour fonction d'augmenter ou de diminuer la tension sont donc nécessaires pour passer d'un niveau de tension à un autre.

Donc un réseau de transport d'électricité est principalement constitué de lignes électriques et de transformateurs, eux-mêmes assimilables à des lignes électriques avec des caractéristiques particulières. Ces lignes (ou couloirs de lignes) relient les « nœuds » électrique ou différentes lignes peuvent être connectées.

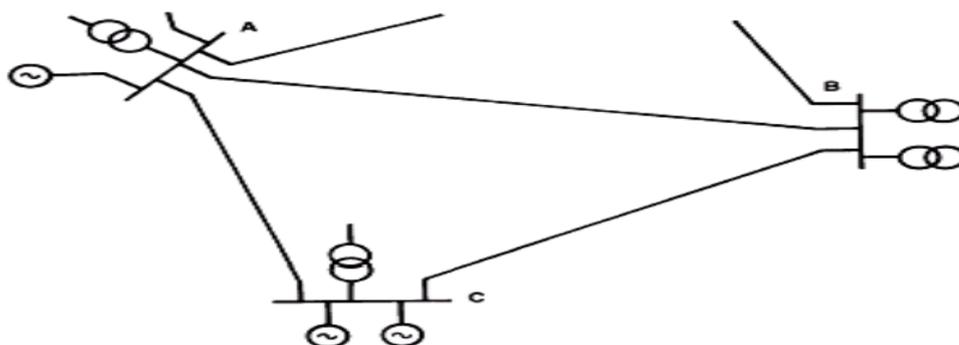


Figure-I.4 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport

### b) Le réseau de répartition HT

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers Les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MV A) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,... La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois sous terrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux

### c) Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques).

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation HTA/BTB.

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 3 à 50 kV)
- les réseaux basse tension (anciennement BT devenu BTB de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux de distribution à moyenne tension (HTA) : La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ces points de consommation sont : soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT, soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments, les petites industries. Sa structure est de type aérien ou souterrain.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts, en ce qui concerne l'exploitation de ces réseaux, elle peut être assurée manuellement ou de plus en plus, par télécommande à partir de centres de conduite fixes et/ou embarqués dans des véhicules.

Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux de distribution à basse tension (BT) : La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine

public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique.

Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influence par l'environnement.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V, ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

## d) Le réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs). La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique, [13].cette figure I.5 représente une description des réseaux électriques.

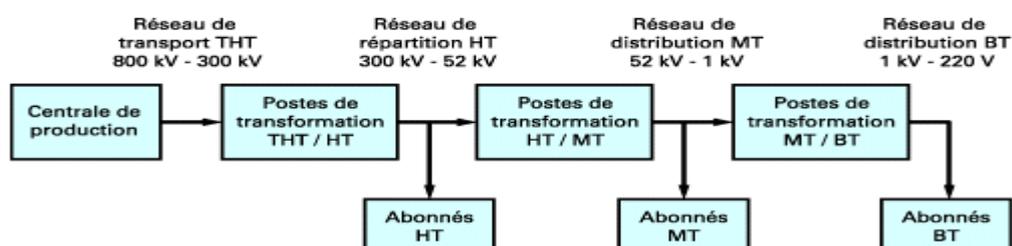


Figure-I.5 : description des réseaux électriques

### I.4.2.2 Les niveaux de tensions des réseaux [14]

Les tensions normalisées selon la CEI :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit figure I.6 :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

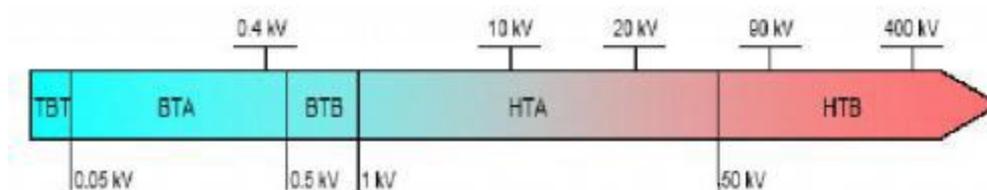


Figure-I.6 : Niveaux des tensions normalisés

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

### I.4.2.3 Topologie des réseaux électriques [15]

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet. Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne ou encore en piquage.

En prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes. Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale. Ou des réseaux à structure arborescente. D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux, voire le figure I.7 qui représente la topologie du réseau.

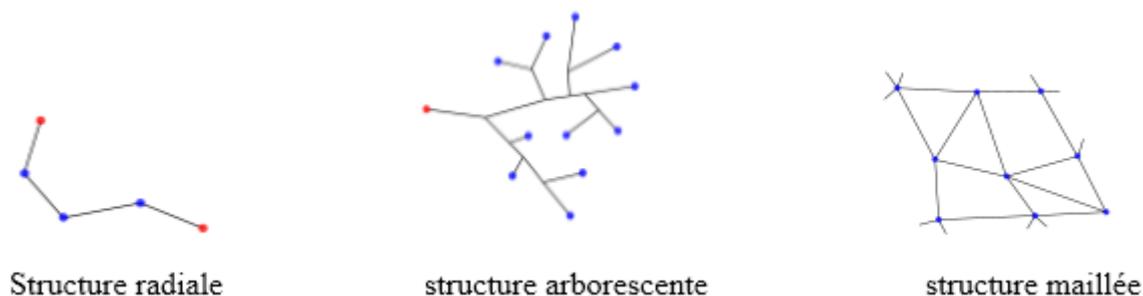


Figure-I.7 : Topologie des réseaux

## I.4.2.4 Les critères de choix d'une topologie [16]

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- ✓ assurer la sécurité des personnes et des biens,
- ✓ obtenir un niveau de qualité de service fixé,
- ✓ assurer le résultat économique souhaité
- ✓ tenir compte de l'étendue géographique, du relief et des difficultés de construction,
- ✓ satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (Températures minimale et maximale, fréquence des orages, neige, vent, etc.) être respect du milieu.

## I.4.2.5 Matériels utilisés dans les réseaux électriques

Le réseau électrique est constitué de matérielle haute tension (dit matériel de puissance).

### a) Les lignes électriques [17]

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité des charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

### ❖ Réseau HTA aérien

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation, traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en Raison de l'éloignement des charges à desservir.

### ❖ Réseau HTA souterrain

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en coupure d'artère ou en double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long. Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

Le réseau de distribution a pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant une continuité de service et une qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour cela, le Gestionnaire du Réseau de Distribution (G.R.D) peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,...) et sur les règles d'exploitation.

### **b) Les transformateurs de puissance**

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

- les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes redondants, voire la figure I.8 suivant :



Figure-I.8 : transformateur de puissance HTA / BT

### c) Les postes électriques [18]

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion**, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points Communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés ;
- **Les postes de transformation**, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs;
- **Les postes mixtes**, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

#### I.4.2.6 Les différentes postes sur les réseaux MT

Un poste ou ouvrage est une entité physique définie par sa localisation et ses fonctionnalités dans les réseaux électriques. La vocation d'un poste est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et/ou d'alimenter l'utilisateur final.

##### a) Le poste HT/MT en distribution publique

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT. Sa fonction est d'assurer le passage de la

HT (100 kV) à la MT (10 kV). Son schéma type I.9 comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/MT, et de 10 à 20 départs MT. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ou des câbles en souterrain.

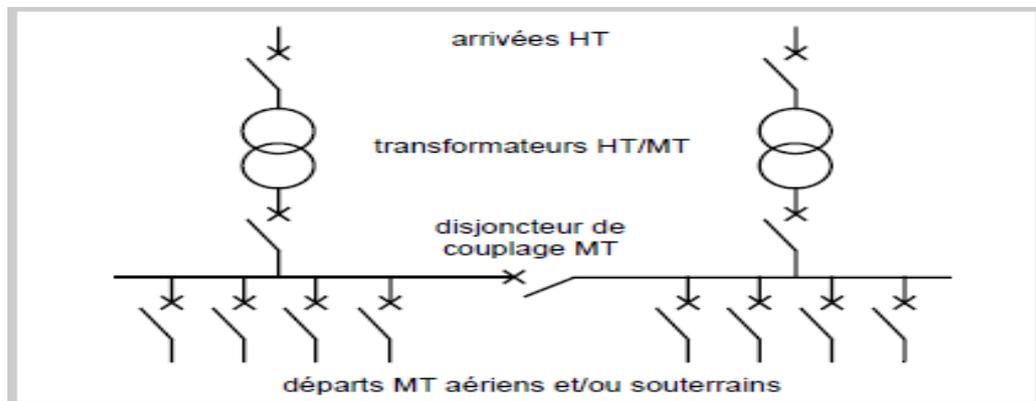


Figure-I.9 : Le poste HT/MT

### b) Le poste MT/MT en distribution publique

Cet ouvrage comme suit figure I.10 peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.
- Assurer le passage entre deux niveaux MT. De tels postes MT/MT intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs.

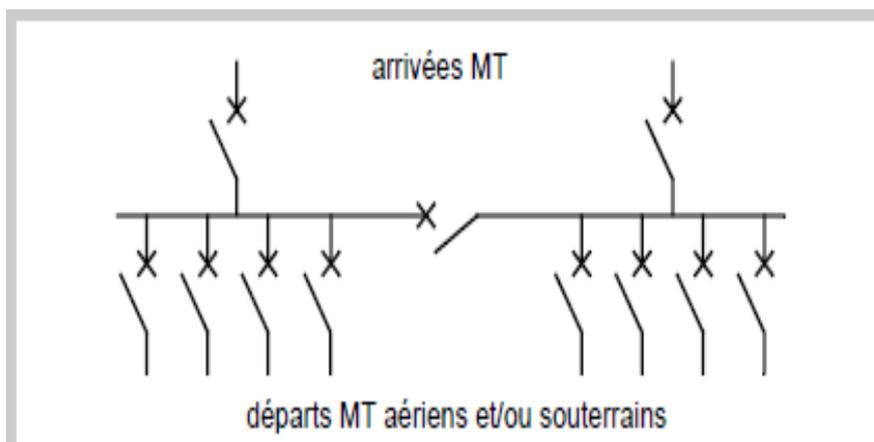


Figure-I.10 : poste MT/MT

### c) Le poste de livraison à un abonné HT ou MT

Ces ouvrages assurent le passage de la distribution publique à la distribution privée comme suit figure I.11. Ils permettent le raccordement :

- Au réseau de répartition HT d'un abonné à grande consommation (MVA) via un poste HT/MT,
- Au réseau de distribution MT d'un abonné à moyenne consommation (100 KVA) via un poste MT/BT. Le choix de la tension de raccordement au réseau de distribution publique pour un abonné dépend essentiellement de :
- la qualité du réseau BT, en particulier de sa limite en puissance (tenues électriques) ;

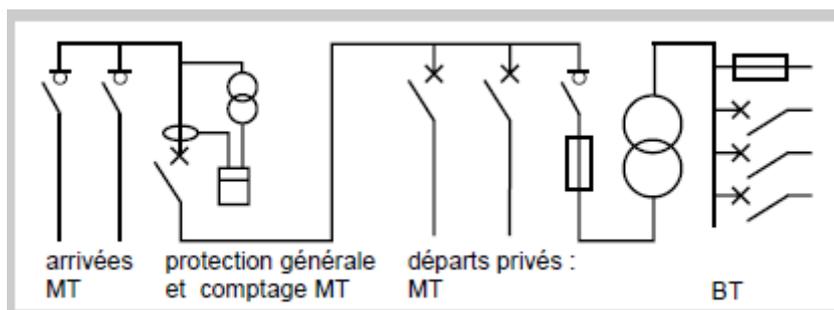


Figure-I.11 : poste de livraison pour un abonné MT

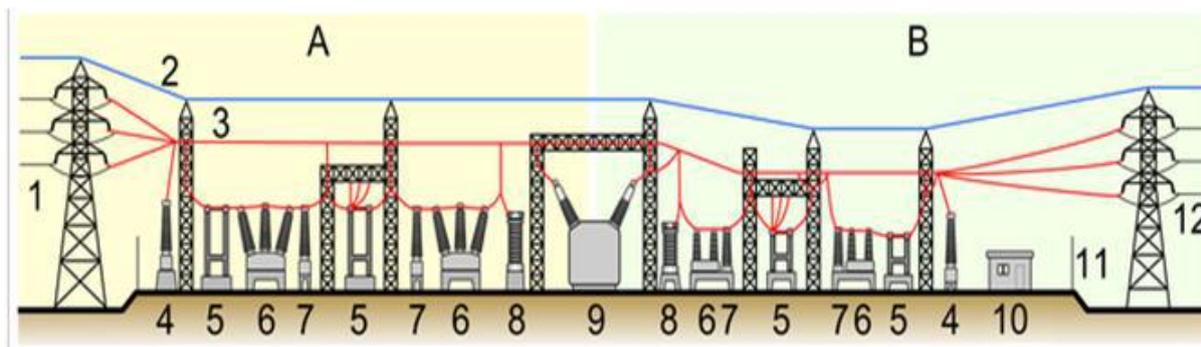
### I.4.2.7 Les différents éléments de poste électrique [19]

On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements haute Tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension). Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique, Autotransformateur électrique, Disjoncteur à haute tension.
- Sectionneur, Sectionneur de mise à la terre, Sectionneur de mise à la terre, Parafoudre.
- Transformateur de courant, Transformateur de tension, Combiné de mesure (courant + tension), jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- relais de protection,
- équipements de surveillance,
- équipements de contrôle,
- système de téléconduite,
- équipements de télécommunication, comptage d'énergie.



A : coté primaire B : coté secondaire 1. Ligne électrique 2.cable de garde 3.ligne électrique  
4. transformateur de tension 5.sectionneur 6.disjoncteur 7. Transformateur (de puissance)  
10. Bâtiment secondaire 11.colecteur 12.Ligne électrique secondaire

Figure-I.12 : Les différents éléments dans un poste

### I.5 La consommation (la charge) [20]

La consommation d'énergie électrique sur un territoire est diffuse car elle est répartie sur de nombreux appareils électriques différents. Ces appareils sont soit des appareils thermiques comme les radiateurs électriques ou les dispositifs destinés au chauffage des produits industriels soit des moteurs électriques destinés à produire de la puissance mécanique ou tout simplement de l'éclairage.

#### I.5.1 Les consommateurs d'électricité [21]

##### a) Gros consommateurs

sont alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin, à savoir 63 000, 90 000 ou 225 000 volts, voire 400 000 volts dans quelques cas, des gros industriels (voies ferrées électrifiées, cimenteries, aciéries électriques, usines d'électrolyse de l'aluminium...)

##### b) Consommateurs raccordés aux réseaux de distribution

- **Moyenne tension**

Sont alimentés en 20 kV : grands hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises...

- **Basse tension**

Est alimentée par le réseau basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles...

Le terme générique de charge, qui est généralement utilisé pour caractériser la consommation d'énergie par utilisateur, représente suivant le contexte soit la puissance demandée « appelée » soit l'énergie consommée.

En ce qui concerne les puissances on définit :

- La puissance installée qui est la somme des puissances nominales des appareils qui peuvent être alimentée en un point ;
  - La puissance souscrite d'un utilisateur qui est la puissance demandée qu'il s'engage à ne pas dépasser et que le fournisseur s'engage à lui délivrer ;
  - La puissance de pointe qui est la valeur la plus élevée atteinte par la puissance pendant une période déterminée (jour, semaine, mois, année) on dit aussi « pointe de charge » ou simplement « pointe » ;
  - La puissance moyenne qui est le quotient de l'énergie délivrée pendant une période par la durée de cette période (jour, semaine, année).
- La puissance garantie qui est la puissance moyenne que le réseau doit être capable de fournir dans les périodes qualifiées de critiques, [20].

### **I.6 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes structures du système électrique de puissance qui constitue de la production, du réseau de transport, de distribution, et de la consommation. Nous avons donné un aperçu sur les moyennes et les différents parcs de production, puis une généralité sur le réseau électrique, en tenant compte des matériels utilisés au niveau des réseaux électriques et les niveaux de tension des réseaux électriques normalisée selon la CEI et leur topologie.

# *Chapitre II*

*Description et fonctionnement de la centrale  
TG d'Amizour*

## II.1 Introduction

A notre époque, et sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines capables de produire de l'électricité en grande quantité. La turbine et l'alternateur sont les deux pièces maîtresses de ces générateurs d'électricité. Dans le cas des usines thermiques, la turbine est entraînée par l'énergie cinétique dégagée par la chambre de combustion. La turbine est couplée à un alternateur, un grand aimant cerclé d'une bobine, qui va produire un courant alternatif en tournant. Une fois le courant produit, il doit être amené jusque chez le consommateur. A la sortie de la centrale, un premier transformateur, un survolteur, augmente la tension du courant de 11,5 KV jusqu'à 220 KV.

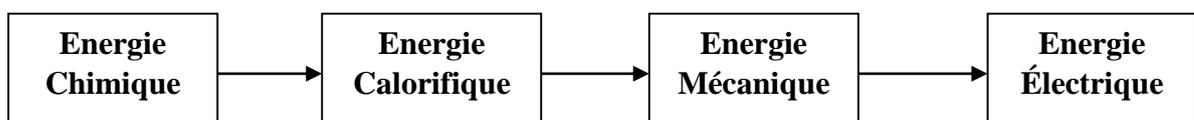
## II.2 Fonctionnement d'une centrale à gaz :

### II.2.1 Généralités :

La centrale thermique à gaz est une centrale qui utilise l'énergie mécanique produite par une turbine fonctionnant avec les gaz de combustion. Cette énergie est nécessaire à la rotation de l'alternateur pour produire de l'énergie électrique. Elle est dite « centrale à combustion interne ». La première turbine à gaz industrielle pour la production de l'énergie électrique a été construite en suisse en 1939, sa puissance était 40 MW, avec une température des gaz à l'entrée de la turbine 550 °C. Le développement de ces centrales nous a permis d'atteindre une puissance de 250 MW de nos jours. La Sonelgaz possède des groupes modernes d'une puissance unitaire de 210 MW avec une température des gaz d'admission à la turbine de l'ordre de 1300°C, [20].

### II.2.2 Les transformations énergétiques

Le cycle de la turbine à gaz est constitué d'une série de transformations qui se succèdent jusqu'à l'obtention de l'énergie électrique qui est l'objectif de ce moteur thermique, [20].



- a) **Énergie chimique** : c'est l'énergie primaire constituée du combustible d'une part et de sa combinaison avec l'oxygène d'une autre part. en présence d'une étincelle ou d'une flamme, elle se transforme en énergie calorifique.
- b) **Energie calorifique** : c'est issue de l'énergie chimique par l'entretien d'une flamme. Elle permet de faire monter la température des gaz de la combustion qui seront dirigés vers la turbine pour se transformer en énergie mécanique.
- c) **Energie mécanique** : c'est obtenue par un couple sur le rotor de la turbine. Ce couple est produit par l'intermédiaire d'une autre énergie qui est l'énergie cinétique, produite par la détente des gaz et récupérée par le rotor de la turbine sous forme d'énergie mécanique.
- d) **Energie électrique** : c'est fournie par l'alternateur à la suite de la transformation de l'énergie mécanique sous forme de couple et l'excitation de son rotor.

### II.2.3 Principe de fonctionnement

La turbine proprement dite est alimentée par des gaz de combustion, venant des chambres de combustion, fonctionne sur le même principe que la turbine à vapeur. Les gaz chauds en s'y détendant jusqu'à la pression atmosphérique libèrent une certaine quantité d'énergie cinétique que l'arbre recueille sous forme d'énergie mécanique.

L'air est aspiré par le compresseur à travers un filtre afin de retenir toutes les poussières contenues dans l'air. Cet air est comprimé dans le compresseur axial pour ramener sa pression à une valeur avoisinant les 10 bars et sa température à la suite de la compression à 300 °C.

L'air à sa sortie du compresseur axial est envoyé dans une chambre de combustion (quand il s'agit de chambre unique) où dans plusieurs chambres (quand il s'agit des chambres multiples) où il subit une augmentation de température à pression constante.

Dans les chambres de combustion l'air est divisé généralement en deux parties :

- ✓ une partie appelée air primaire se mélange au combustible pour servir de carburant.
- ✓ Une partie appelée air secondaire servant au refroidissement de la chambre de combustion et particulièrement le refroidissement du ou des tubes à flamme.

Le mélange appelé les gaz de combustions sont envoyé vers la turbine pour lui servir de fluide moteur. Après leur détente, ces gaz sont refoulés à l'atmosphère, [20]. Le parcours de ces gaz forme un circuit dit « circuit ouvert ».

Dès que, l'arbre est mis en mouvement par le moteur de lancement, l'air atmosphérique est aspiré, filtré et dirigé à travers l'entrée de compresseur axial. Pour prévenir le pompage de compresseur, des vannes anti-pompage sont en position ouvertes pendant le démarrage, et les aubes variables (I.G.V) situées à l'entrée de compresseur sont dans la position fermée, comme figure II.1.

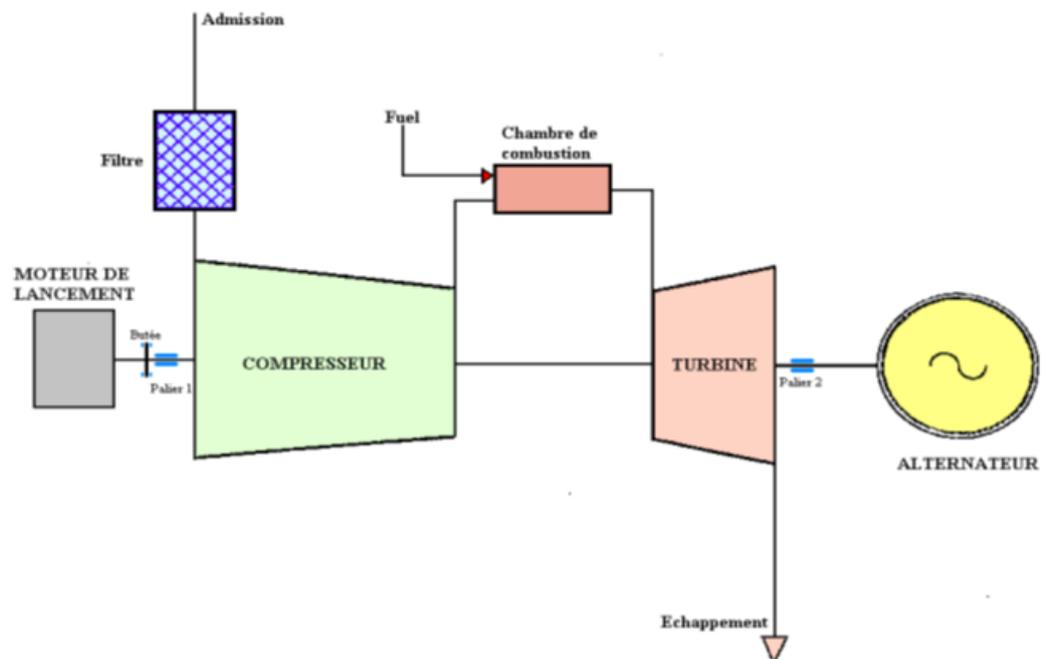


Figure-II.1 : fonctionnement de la turbine à combustion T.A.C

### II.3 Centrale à gaz d'Amizour

#### II.3.1 Présentation et description de la centrale d'Amizour

La centrale électrique TG Mobile est entrée en production en Avril 2013 qui est implantée à la sortie sud-ouest d'Amizour (Bejaia), à hauteur d'une ferme pilote, située aux alentours de la ville d'Amizour sur une superficie de 12 hectares. Cette centrale est Constituée de huit groupes mobiles à gaz de 22.89 MW chacun, et de quatre transformateurs de 60 MVA. Chaque deux groupe débitent sur un transformateur. L'ensemble des transformateurs débitent sur un jeu de barre connecté au réseau national (EL-Kseur et Darguina) via une tête blindée. Cette centrale "apporte une production supplémentaire de sorte à répondre à l'augmentation croissante de l'électricité et améliorer de façon notable la viabilité de l'ensemble du réseau électrique de la wilaya".

#### II.3.2 Les caractéristiques de la centrale TG (Amizour)

- Type de centrale : turbine à gaz mobiles

- Nombres de groupes : 08
- Puissance unitaire : 20,135 MW
- Tension de sortie : 11,5 KV
- Tension d'évacuation : 220 KV
- Combustible utilisé : gaz naturel et fuel (secours)
- Evacuation de l'énergie : poste El Kseur et poste de Darguina
- Localisation : Amizour-wilaya de Bejaia

### II.3.3 Description technique de l'installation

- Ligne 220 kV EKS - DAR / piquêre centrale AMZ (1 km du point de piquage jusqu'à centrale AMZ).
- 08 groupes de production 11,5 kV - 28 MVA.
- 04 transformateurs 11,5/220 kV - 60 MVA (TP groupe).
- 08 disjoncteurs 11,5 kV (52G).
- 04 disjoncteurs 220 kV (52L), aval de chaque TP groupe.
- 04 sectionneurs d'encadrement des disjoncteurs 52L (02 pour chaque disjoncteur).
- 01 travée blindée 220 kV.

#### **a) Raccordement électrique provisoire des groupes de production au réseau de transport :**

Le schéma actuel (provisoire) des huit 08 groupes de production 11,5 KV - 28 MVA sont installés au niveau de la centrale AMIZOUR, ils débitent sur le réseau 220 kV en piquêre sur la ligne 220 kV EL-KSEUR - DARGUINA à travers quartes transformateurs 11,5 / 220 kV - 60 MVA et une travée blindée 220 kV, voir (figure-II.2).

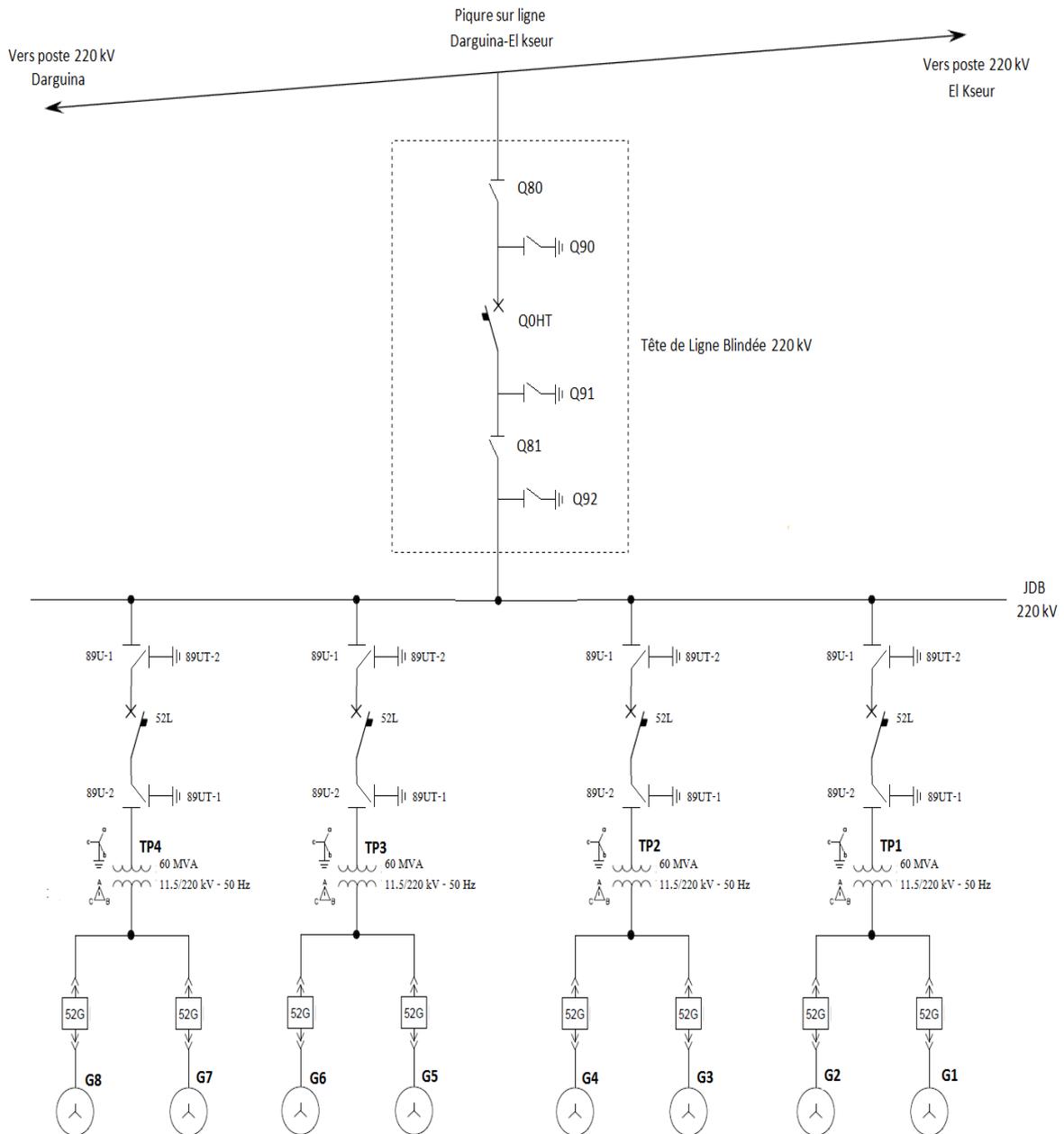


Figure-II.2 : raccordement électrique provisoire des groupes au réseau de transport

### **b) Raccordement électrique final des groupes de production au réseau de transport :**

Le schéma final de raccordement des huit 08 groupes de production 11,5 KV - 28 MVA sont à installer au niveau de la centrale Amizour, ils débitent sur le réseau départ 220 kV Darguina et sur le départ 220 KV El-Kseur à travers quatres transformateurs 11,5 / 220 kV - 60 MVA et deux travée blindée 220 kV, voir (figure-II.3).

### Centrale TG mobiles El Kseur (situation finale)

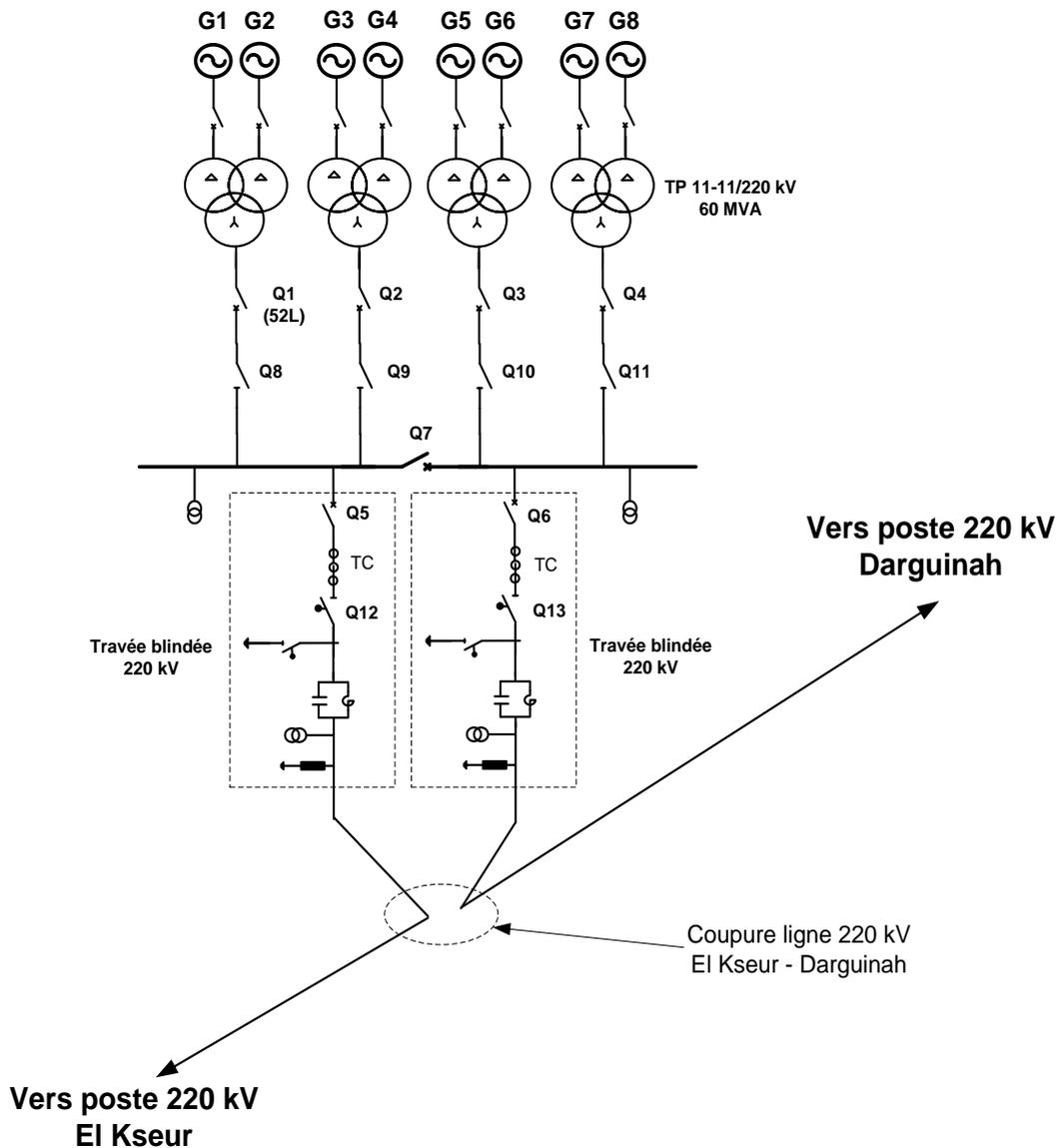


Figure-II.3 : raccordement électrique finales des groupes de au réseau de transport

## II.4 Principe de fonctionnement de la TG (FT8) [5]

### II.4.1 Généralités

Les termes « GÉNÉRATEUR DE GAZ », « TURBINE À GAZ », «TURBINE LIBRE » et « TURBINE » sont souvent utilisés dans l'industrie de la production d'énergie électrique. Dans notre secteur, le terme « GÉNÉRATEUR DE GAZ » désigne une machine qui produit un gaz à expansion rapide. Ce gaz permet de faire fonctionner les pales de la turbine et de générer de la vapeur afin de convertir l'énergie thermique et cinétique contenue dans les gaz

et la vapeur en énergie mécanique et rotationnelle puis en puissance électrique et pour ce faire il nous faut un « générateur électrique ».

Dans notre secteur, le terme « CENTRALE » désigne généralement l'utilisation combinée d'un GÉNÉRATEUR DE GAZ, d'une TURBINE, d'un GÉNÉRATEUR ÉLECTRIQUE et, parfois, d'un système de récupération de chaleur appelé chaudière de récupération.

Le secteur de la production d'énergie électrique a développé et utilisé plusieurs types et combinaisons de centrales. Les équipements de pointe actuellement utilisés comprennent des systèmes d'ÉCOULEMENT AXIAL dotés de COMPRESSEURS afin d'augmenter la pression du gaz, de CHAMBRES DE COMBUSTION pour faire brûler le combustible et apporter de l'énergie mais aussi des TURBINES et des systèmes de récupération de chaleur en ligne afin d'éliminer l'énergie. Le terme axial signifie que les éléments sont alignés le long d'un seul axe. Ainsi, l'air s'écoule de l'avant vers l'arrière en une ligne droite.

### **II.4.2 Turbine à gaz (FT8)**

La turbine à gaz FT8 est un dérivé du moteur d'avion de JT8D Pratt et Whitney, un des moteurs de vol les plus réussis dans l'histoire de l'aviation.

La turbine à gaz 27MW FT8 tire parti de la vaste expérience de l'JT8D tout en incorporant des technologies mises à jour pour produire de l'énergie avec de faibles émissions, haute charge de base et de l'efficacité à charge partielle.

Les installations de production d'électricité utilisant des turbines à gaz FT8 sont en outre conçues avec des équipements de réduction du bruit qui assure un fonctionnement silencieux. Cette technologie a été en production depuis 1991 et est en service à plus de 100 sites clients dans le monde entier. Caractérisé par un design compact et modulaire, le moteur de FT8 possède actuellement des niveaux de fiabilité flotte de plus de 99 pour cent, [21].

### **II.4.3 Le moteur FT8 de PRATT & WHITNEY**

Le moteur FT8 de PRATT & WHITNEY est un moteur à compresseur double est doté de deux compresseurs et de deux turbines. Le compresseur avant (compresseur basse pression) est monté sur le même arbre que la turbine arrière (turbine basse pression). La turbine basse pression alimente le compresseur à basse pression.

Le compresseur arrière (compresseur haute pression) est monté sur le même arbre que la turbine avant (turbine haute pression).

La turbine haute pression alimente le compresseur à haute pression. L'arbre doté de compresseur haute pression et de la turbine haute pression est creux afin que l'arbre doté de compresseur basse pression et de la turbine basse pression puisse y passer. Aucun des deux compresseurs ni aucune des deux turbines ne sont reliés mécaniquement, [21].

### II.4.4 Notation du moteur

En règle générale, deux concepts de notation sont utilisés pour la puissance du moteur.

- ✓ L'un de ces concepts consiste à noter un moteur par rapport à une vitesse de compresseur constante.
- ✓ Le second concept note un moteur par rapport à une température constante des gaz d'échappement.

Pratt & Whitney note les moteurs par rapport à une température constante des gaz d'échappement, [5]

### II.4.5 Les principaux éléments du moteur

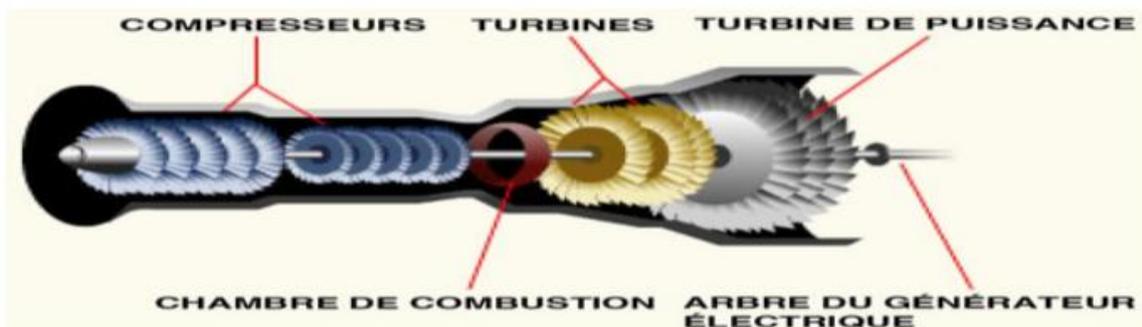


Figure-II.4 : les principaux éléments de moteur FT8

Il existe deux types de moteurs axiaux de base pour la turbine à gaz ; le compresseur simple et le compresseur double.

#### a) Compresseur(s)

C'est un dispositif qui permet d'augmenter la pression de l'air lorsqu'il entre dans la chambre de combustion du générateur de gaz. Sachant que l'air est comprimé afin d'optimiser le processus de combustion. En effet, l'énergie libérée est proportionnelle à la masse et, par conséquent, à la pression de l'air et ce dernier se décompose en deux parties : Compresseur basse pression et Compresseur haute pression, voir le (figure-II.5).

### - Compresseur avant :

Le compresseur avant (basse pression) se compose de huit étages de pales et de sept étages d'aubes fixes.

La veine gazeuse du compresseur avant est reliée au compresseur arrière par le carter intermédiaire.

Ce dernier fournit également une connexion structurelle entre les sections de compresseur avant et arrière, garantit un support pour les roulements n° 2 et 3 et représente l'emplacement des bâtis avant du générateur de gaz.

Le rotor du compresseur avant est physiquement relié au rotor de la turbine basse pression par un arbre qui passe par la turbine et le compresseur haute pression.

### - Compresseur arrière :

Le compresseur (haute pression) arrière se compose de sept étages de pales et de six étages d'aubes de stator. Ces étages sont numérotés de 7 à 13. Le compresseur arrière est commandé par la turbine haute pression par le biais d'un arbre de couplage et tourne à une vitesse supérieure à celle du compresseur avant. La boîte d'engrenages, fixée au carter intermédiaire, est commandée par un entraînement au niveau de la partie avant de la section de compresseur haute pression.

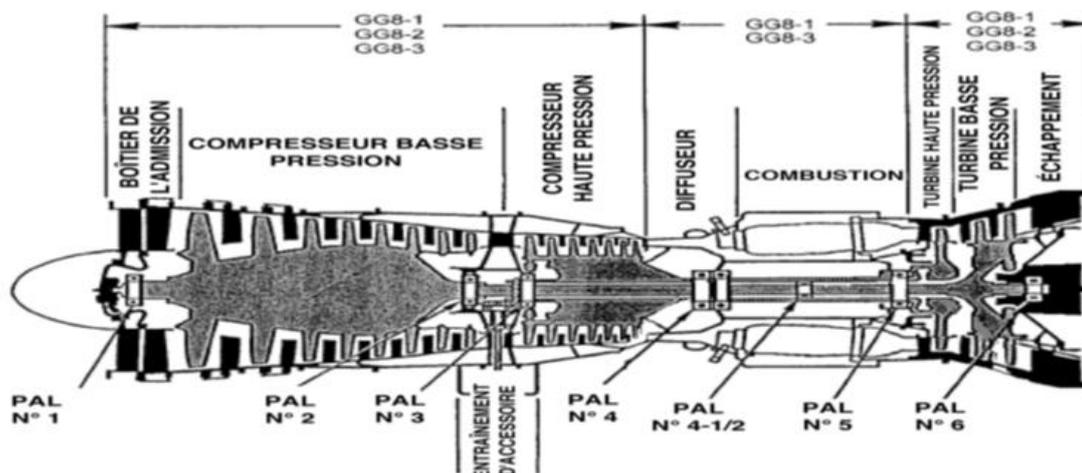


Figure-II.5 : les différentes pales du moteur

### b) Chambre de combustion

Elle fournit un espace pour la combustion et l'injection du combustible. L'air sortant du compresseur est mélangé au combustible dans la chambre de combustion. Le mélange de

combustible est ensuite allumé et brûlé. Cela augmente l'énergie thermique afin d'élargir la quantité d'air et d'accélérer l'écoulement massique des gaz chauds dans la turbine.

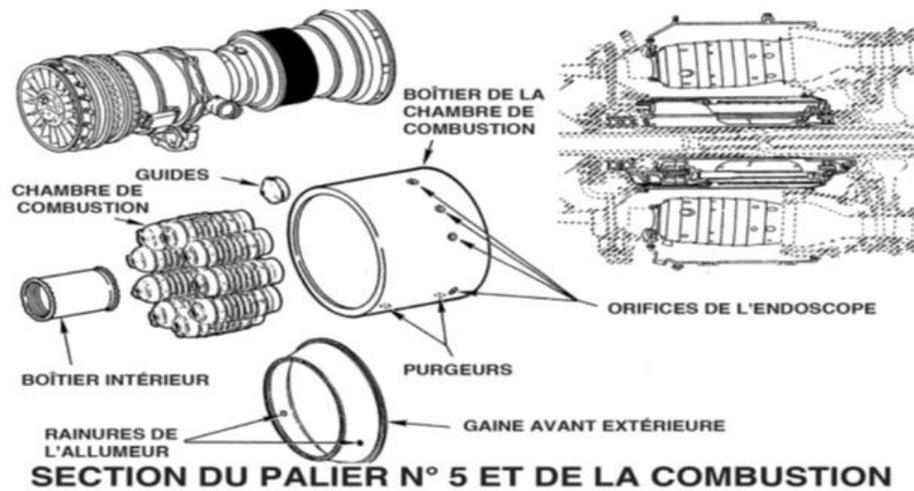


Figure-II.6 : section du palier N°5 et de la combustion.

La chambre de combustion se trouve au niveau du palier n°5 est composé :

- ✓ Neuf supports d'injecteurs de combustible espacés de manière régulière.
- ✓ Neuf chambres de combustion et chacune d'elle est reliée à l'autre d'une manière régulière.
- ✓ Deux bougies d'allumages, de deux purges du combustible,
- ✓ D'un orifice pour un instrument de mesure de la pression du brûleur et sept orifices pour l'endoscope.
- ✓ Les chambres comprennent des trous d'aération qui permettent de les refroidir, de contrôler la flamme et de la maintenir au centre des chambres.

### c) Turbine

Elle extrait l'énergie cinétique provenant des gaz en expansion et convertit l'énergie en puissance sur l'arbre afin d'entraîner le ou les compresseurs, et on a deux types sont :

- La turbine d'entraînement de compresseur haute pression : Le groupe de la turbine d'entraînement de compresseur haute pression alimente le compresseur haute pression, on l'appelle aussi « turbine haute pression », cette dernière tourne à une vitesse nominale de 12 550 TR/MIN.

La turbine à haute pression est montée sur le même arbre que celui du compresseur à haute pression.

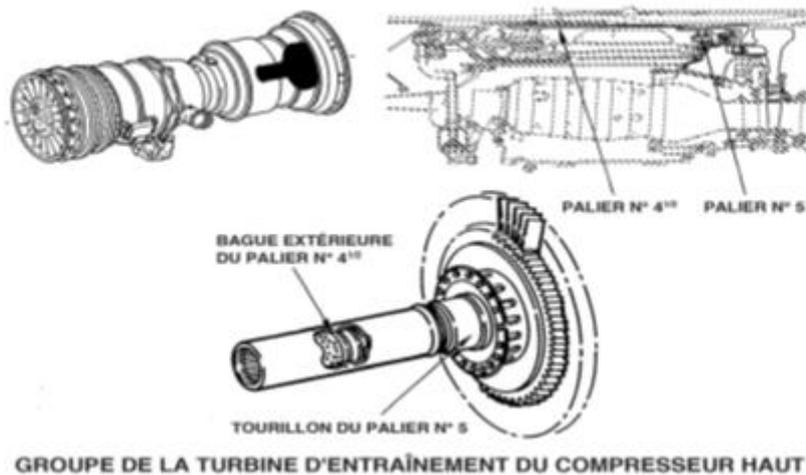


Figure-II.7 : groupe de la turbine d'entraînement du compresseur haut

- La turbine d'entraînement de compresseur basse pression : Le groupe de la turbine d'entraînement de compresseur bas est également appelé turbine basse pression. Elle alimente le compresseur haute pression, sa vitesse de rotation nominale est de : 7 650 TR/MIN.

La turbine à BP est montée sur le même arbre que celui du compresseur à basse pression.

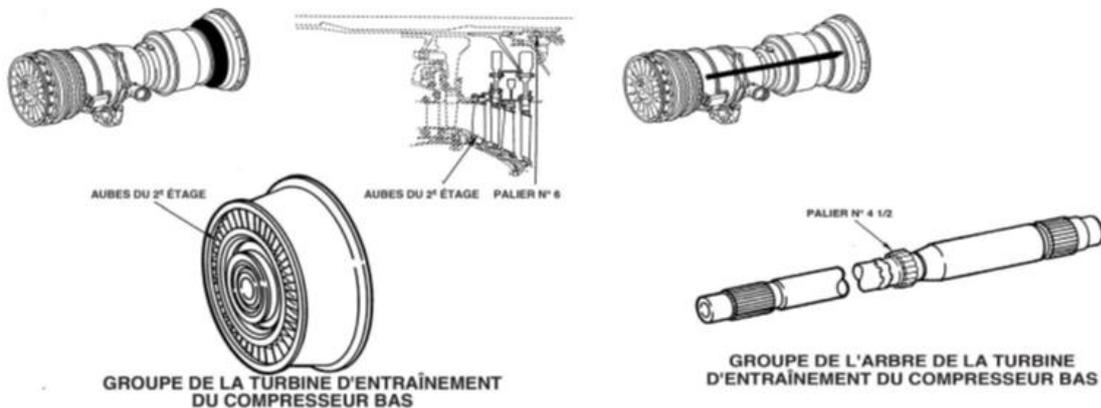


Figure-II.8 : groupe de la turbine d'entraînement du compresseur bas

## d) Turbine de puissance

Le gaz d'échappement sortant de la turbine du moteur est utilisé pour alimenter une « TURBINE DE PUISSANCE » ou, comme on l'appelle parfois, une «TURBINE LIBRE ». C'est cette application qui est utilisée dans les systèmes de P & W.

Les gaz chauds s'échappant de la turbine basse pression alimentera une turbine de puissance connectée au générateur électrique.

- ✓ Dans certaines applications, l'arbre à grande ou à faible vitesse est connecté à un dispositif entraîné, comme un générateur électrique, un compresseur de gaz ou une pompe.
- ✓ La turbine de puissance comprend un assemblage de pales et de disques à quatre étages.
- ✓ La turbine de puissance est couplée de manière aérodynamique au générateur de gaz. Le seul raccord physique se trouve au niveau des brides.
- ✓ Son poids à sec s'élève à 6 023,71 kg. La turbine prend en charge 4 000 tr/min au maximum.
- ✓ Elle peut tourner dans le sens des aiguilles d'une montre ou dans le sens inverse des aiguilles d'une montre à 50 Hz ou à 60 Hz.
- ✓ Turbine de puissance (NP) : 3 960 TR/MIN.

### **II.5 Eléments auxiliaires importants :**

#### **a) Moteur de démarrage :**

Le démarreur utilise le même principe que la pompe à une exception près : les pistons du démarreur reçoivent le fluide et mettent le plateau cyclique amovible en rotation.

Un embrayage à roue libre interne permet au démarreur de débrayer au fur et à mesure que la vitesse du moteur augmente. Cet embrayage est un ensemble à roue libre soutenu par un palier. Il débraye lorsque la vitesse de coupure du démarreur du rotor à grande vitesse atteint environ 4 800 tr/min, [21].

#### **b) Groupe d'admission d'air :**

Le groupe d'admission du compresseur fournit une surface d'écoulement qui dirige facilement l'air dans le premier étage de la compresseur basse pression. Ce groupe comprend dix-huit aubes directrices variables radiales qui sont positionnées lors de l'accélération et de la décélération afin de diriger l'écoulement de l'air dans le compresseur à basse pression. Les aubes sont connectées à un anneau de positionnement qui peut tourner autour du boîtier. Lorsque l'anneau tourne, les aubes tournent également. Un actionneur déplace l'anneau de positionnement.

Cette section fournit un chemin aérodynamique facile allant de la chambre d'admission d'air à l'admission du compresseur du générateur de gaz. Elle est située entre la chambre d'admission d'air et l'admission du compresseur.

#### **c) Groupe de l'échappement de la turbine**

Dans ce groupe, le carter de l'échappement de la turbine forme le chemin d'évacuation des gaz dans la turbine de puissance. Le carter établit également un lien physique à la turbine de puissance et renferme le roulement n° 6 qui soutient l'arrière du rotor à faible vitesse.

### d) Groupe de diffuseur :

C'est un dispositif qui vient juste avant la chambre de combustion ; son rôle est Guider et ralentir le débit d'air lorsqu'il entre dans la section de combustion, et permet de monter les injecteurs du combustible et la chambre de combustion.

Assure la purge des joints du compartiment du palier n° 4 mais aussi garantir l'alimentation en huile, l'aération et la récupération des paliers n° 4 et 5.

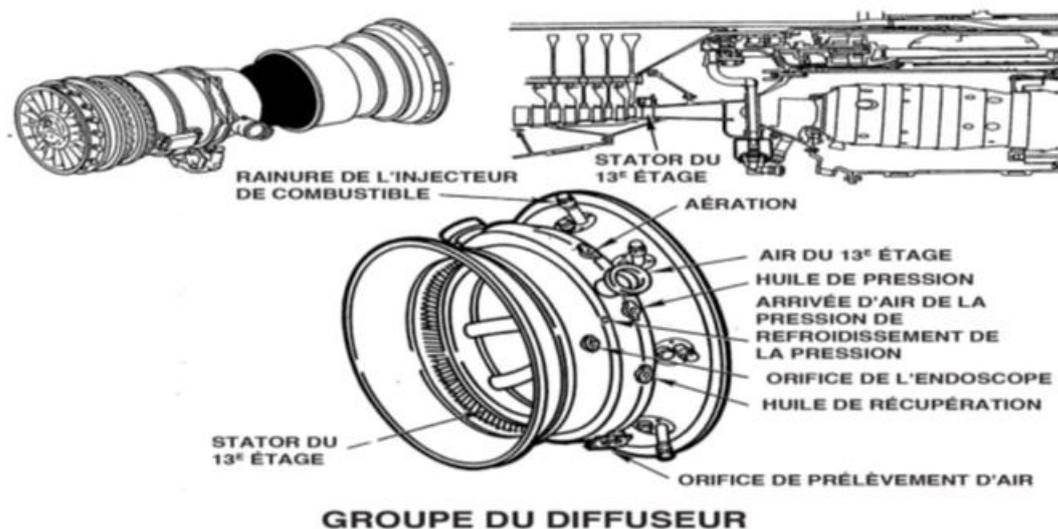


Figure-II.9 : groupe du diffuseur

## II.6 Alternateur brushless

### II.6.1 Définition et rôle

Le générateur électrique utilisant dans la centrale d'Amizour est un alternateur de marque brushless de type à pôle lisse voir (figure-II.10). C'est un générateur de grande puissance qui transforme l'énergie mécanique fournie par la turbine de puissance sous forme d'une énergie tournante au niveau du rotor à l'énergie électrique au niveau du stator, il délivre jusqu'à 28 MVA.



Figure-II.10 : alternateur brushless

## II.6.2 La plaque signalétique de l'alternateur brushless [7]

UN2:11500V	F: 50Hz
I EXC OUTPUT: 1013 A	I DE CHAMP FIELD: 6.6A
UDC OUTPUT: 155 V	U DE CHAMP FIELD : 38.4V
N: 3000tr/min	IEC 60034-3

## II.6.3 Les éléments principaux d'alternateur

L'alternateur est constitué de trois parties principales :

### a) Le stator (partie fixe)

Le stator comprend un circuit magnétique constitué par un empilage de tôles en forme de couronne, isolées les unes des autres pour limiter les courants de Foucault. L'ensemble des couronnes avec leur isolation est fortement serré, il constitue le circuit magnétique du stator, dans sa partie intérieure, le circuit magnétique comporte des encoches uniformément réparties dans lesquelles vient se loger l'enroulement triphasé du stator. Le circuit magnétique du stator est en fer afin d'augmenter le champ magnétique engendré par le rotor, il supporte le bobinage du stator, [22].

### b) Le rotor (partie mobile)

Le rotor qui tourne à l'intérieur du stator immobile. Le rotor porte dans les encoches disposées à sa périphérie, un enroulement parcouru par un courant continu. Le courant continu provient du système d'excitation. Le rotor excité, en tournant, produit un champ tournant avec lui. Ce champ tournant engendre des forces électromotrices dans chacune des phases de l'enroulement du stator. Si les différentes phases du stator sont fermées sur un circuit extérieur, elles sont parcourues par des courants alternatifs. L'ensemble de ces courants produit un champ tournant dans le même sens et à la même vitesse que le rotor. Le champ du rotor est proportionnel au courant d'excitation ; le champ du stator est proportionnel au courant  $I$  dans

les phases de l'enroulement du stator.

## c) L'excitateur

Les excitateurs fournissent l'énergie à la partie tournante de l'alternateur principal (sans l'intermédiaire de bague ni balai), voir (figure-II.11).

Ils se composent :

- D'un rotor qui est monté directement sur l'arbre de l'alternateur principal. Réalisé en tôles magnétiques vernies double- faces, recevant les bobinages en fils émaillés ou en barres cuivre
- D'un stator qui est lui aussi réalisé en tôles magnétiques ou massif. Le nombre de pôles définit la fréquence de sortie.

Les excitateurs associés au plateau de diodes est constitué de 6 diodes au moins et peut être équipé de fusibles, sur-tenseurs ou autres dispositifs de protection.

Le courant produit par l'excitateur doit être redressé pour être injecté dans la roue polaire de l'alternateur principal, c'est le rôle du plateau de diodes ou redresseur tournant

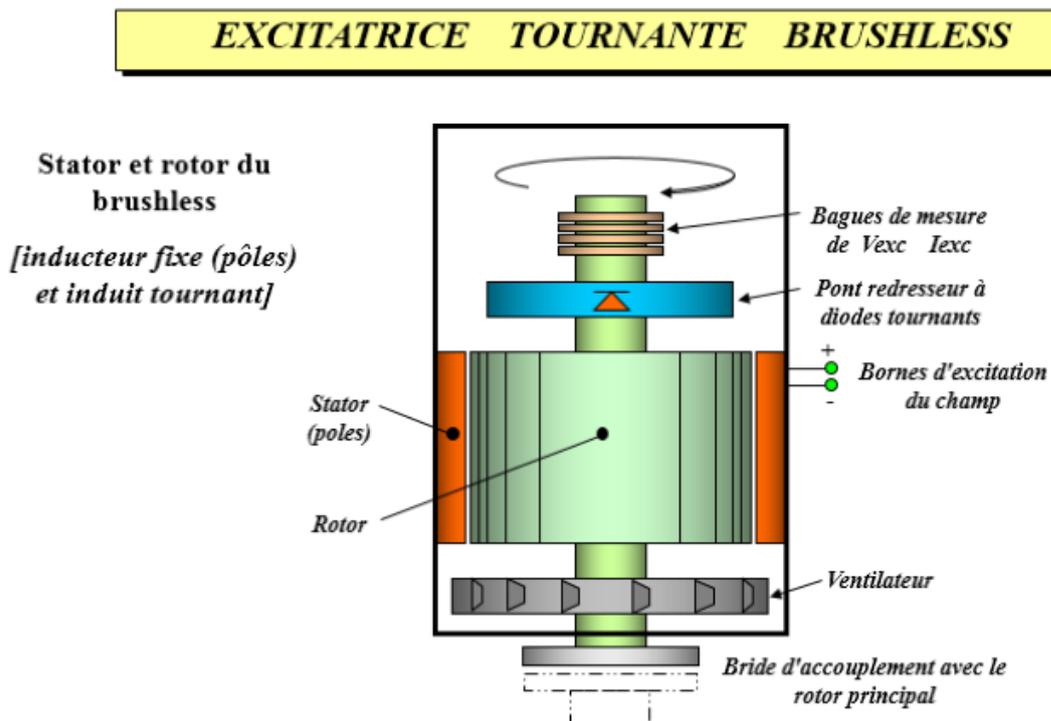


Figure-II.11 : schéma excitatrice tournante brushless

## II.6.4 Système excitation d'alternateur brushless

Le système d'excitation d'un alternateur synchrone a le but principal de créer un flux électromagnétique intérieur à la machine de manière à produire un système triphasé de tensions alternées sur ses terminaux de stator, [23].

## II.6.4.1 Excitation par pont de diodes fixes

Le redresseur à diodes est monté en armoire et le courant continu Le réglage d'excitation est fait sur l'inducteur de l'excitateur. Il est souvent assuré par un alternateur, à tension fixe, à aimants permanents ou à auto excitation débitant sur un pont de thyristors contrôlés par le régulateur et alimentant l'inducteur de l'excitateur.

## II.6.4.2 Excitation par pont de diodes tournantes

L'excitateur est construit avec un inducteur fixe et un induit tournant, alimentant un pont de diodes monté sur le rotor et débitant directement le courant continu vers l'inducteur de l'alternateur.

En injectant du courant continu dans les enroulements rotoriques de l'alternateur, il se forme dans l'entrefer de machine un flux électromagnétique complètement semblable à ce produit d'un aimant permanent ayant la même "puissance" magnétique, [23].

## II.6.4.3 Excitation par pont de thyristors fixes

Dans cette solution, peu fréquente et plus coûteuse, l'excitateur fonctionne à tension constante et est dimensionné pour les caractéristiques de plafond ; son induit débite sur un pont de thyristors contrôlés par le régulateur de tension, voir (figure-II.12), [23].

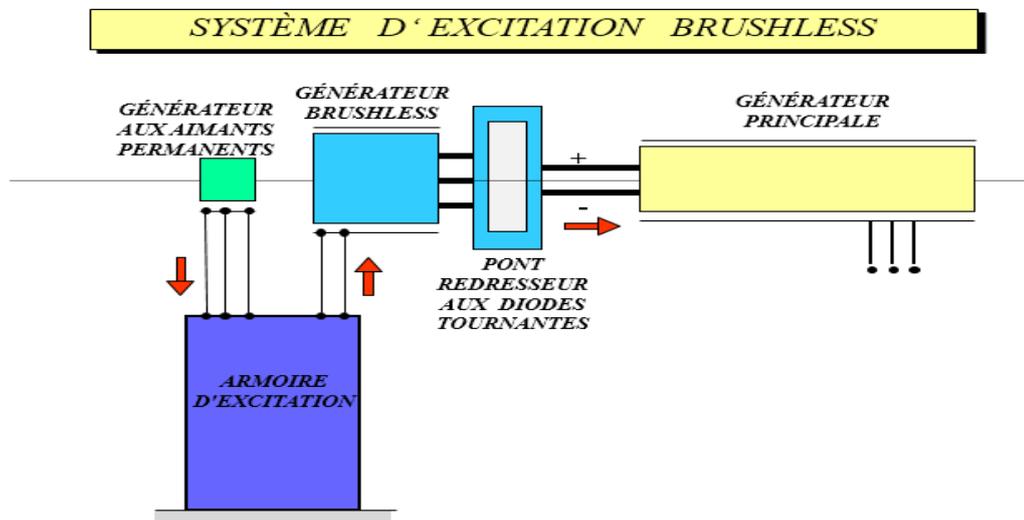


Figure-II.12 : différents types de système d'excitation

## II.6.5 Les couplages d'alternateur avec le réseau

Les alternateurs utilisés par SONELGAZ pour la production de l'énergie électrique, débitent dans un réseau commun (interconnexion). La mise en fonctionnement d'un tel alternateur implique donc son couplage en parallèle sur le réseau.

Pour coupler un alternateur sur le réseau, il faut que la courbe de la f.é.m. qu'il produit soit superposée à la courbe de la tension correspondante au réseau. Or, pour que les deux sinusoïdes se superposent, il faut :

- ✓ L'égalité de leurs valeurs maximales
- ✓ L'égalité de leurs fréquences
- ✓ L'identité de leur phase

### II.7 Transformateur de puissance de principal

La dernière étape pour la transmission de la puissance électrique sur le réseau se fait par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension de puissance 60 MVA, qui augmente la tension 11,5 KV jusqu'à 220 KV. Ce transformateur est raccordé, du côté primaire au 02 groupes turboalternateurs, et côté secondaire au jeu de barres haute tension les enroulements sont en cuivre tel que l'isolation entre eux est réalisée par des canaux d'huile, [24].

#### II.7.1 Description transformateur de puissance 60 MVA

L'alimentation de chaque transformateur se fait par le biais de 02 TG et la synchronisation est assurée par synchroniseur automatique; l'ensemble de 02 TG et du transformateur est protégé par un disjoncteur de ligne nommé 52L et deux sectionneurs, un en amont et l'autre en aval du disjoncteur de ligne 52L nommés respectivement (89UT-1 et 89UT, alors que la protection de chaque TG est assurée par un disjoncteur nommé 52G. Les sorties des 04 transformateurs sont connectées à un jeu de barre 220KV qui alimente une tête blindée 220KV dépendante de GRTE, cette dernière débite et protège la ligne haute tension Darguina /El Kseur via le disjoncteur QOHT.

La synchronisation du transformateur avec les deux TG l'alimentant est assurée par un synchroniseur automatique. L'ensemble de 02 TG et du transformateur est protégé par un disjoncteur de ligne nommé 52L et deux sectionneurs, un en amont et l'autre en aval du disjoncteur de ligne 52L nommés respectivement (89UT-1 et 89UT-2), alors que la protection de chaque TG est assurée par un disjoncteur nommé 52G, [24].

Chaque transformateur communique avec les autres transformateurs de la centrale et avec le réseau via le bureau de reliage. Le compartiment du secondaire du transformateur jusqu'à la tête blindée est isolé avec le gaz SF<sub>6</sub> une baisse de pression de ce gaz est synonyme d'un court-circuit. Le compartiment primaire du transformateur jusqu'au secondaire est isolé et refroidis avec d'huile, voir (figure-II.13).

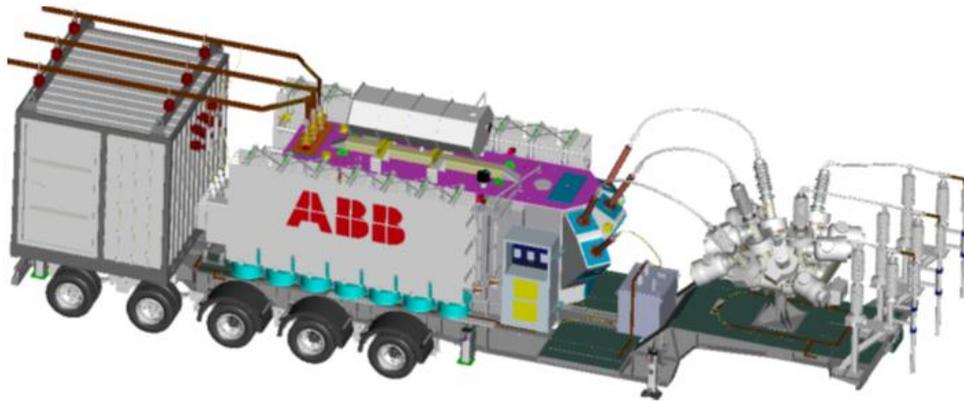


Figure-II.13 : transformateur de puissance (ABB)

## II.7.2 Les caractéristiques du transformateur

F : 50HZ

11500V /230000 V+/-2\* 2.5 %.

3017A/158.5 A

S : 60 MVA

## II.7.3 Système de refroidissement

Le refroidissement du transformateur de 60 MVA est de type ODAF, il compose par 4 lettres :  
O : huile liquide isolant de synthèse de point de feu inférieur ou égal à 300 C, [24].

D : circulation forcée à travers le système de refroidissement dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins.

A : air.

F : circulation forcée (ventilateurs, pompes).

## II.7.4 Couplage du transformateur

Les transformateurs triphasés disposent au minimum de trois enroulements au primaire et trois au secondaire, il est nécessaire de les coupler entre eux pour connecter ou obtenir des réseaux triphasés, [25].

Les bornes des enroulements primaires du transformateur principal sont montés en triangle et les enroulements au secondaire en étoile (couplage triangle /étoile).

## II.7.5 Mise en parallèle de transformateurs

Le choix d'utiliser plusieurs transformateurs plutôt qu'un seul est lié directement aux récepteurs alimentés et au besoin de continuité de service de ces récepteurs, en générale, chaque transformateur en parallèle peut fournir la totalité de la puissance nécessaire à l'installation, [25].

## II.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait la description et le fonctionnement du différents composants constituant la centrale, nous avons détaillé sur le moteur FT8, l'alternateur brushless et le transformateur utilisés. Les caractéristiques techniques et électriques de chaque composant avec le mode de couplage l'un à l'autre.

## *Chapitre III*

*Etude des dispositifs de protection mis en œuvre dans la centrale d'Amizour de Bejaia*

### **III.1 Introduction**

Les systèmes de protection ont pour but de protéger les équipements et les personnes dans toute installation électrique en cas d'existence des défauts et de mettre automatiquement hors-circuit les éléments défectueux.

La protection des centrales électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité de la centrale électrique. Cette protection nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements provoqués par les différents défauts et pour assurer une production et alimentation électrique interrompue. Elle doit également garantir la stabilité des centrales et même des réseaux électriques.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, et des disjoncteurs...etc. elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes. Chaque composant de la centrale (transformateur, alternateur) nécessite des types de protection spécifiques.

### **III.2 Système de protection**

#### **III.2.1 Définition**

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme L'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

#### **III.2.2 Les fonctions de protection**

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions, [26].

#### **III.2.3 Nécessité de la protection**

Lorsqu'un défaut d'isolement ou de court-circuit se produit sur un élément de réseau, il est indispensable de le mettre hors circuit pour :

- Limiter les dégâts que l'arc ou le courant de défaut peut causer.
- Éviter les répercussions sur le fonctionnement général du réseau.

### III.3 Défauts pouvant se produire sur les installations électriques

#### III.3.1 Court-circuit [27]

##### a) Les causes :

- Contact entre conducteurs (direct ou par objet interposé).
- Claquage d'isolants solides
- Amorçage par arc dans l'air ou un liquide isolant (surtension ou réduction d'isolement).

##### b) Les conséquences

- Forte baisse ou disparition de tension chez les usagers.
- Réduction de stabilité de l'interconnexion
- Échauffements locaux : surtout à l'endroit de défaut.
- Efforts électrodynamiques (barres, transformateur...).
- Induction électromagnétique (tensions induites dans les lignes de télécoms.).

#### III.3.2 Surtension [27]

##### a) Les causes

- Mauvais réglage (centrale ou transformateur d'alimentation) ;
- Apport brutal de charges électriques (coup de foudre direct)
- Coup de foudre indirect.
- Coupure brutale du courant en ligne: self-induction - (manœuvres de disjoncteurs).

##### b) Les conséquences

- Contraintes sur les circuits augmentation du courant magnétisant (saturation fer) augmentation des pertes fer échauf.courant Foucault)
- Contraintes sur les isolants (vieillessement, risque claquage et amorçage dans l'air)

#### III.3.3 Surcharge [27]

##### a) Les causes

- Couplages difficiles ;
- (fermeture de longues boucles d'interconnexion);
- Pointes de consommation ou de transit d'énergie

- Report de charge suite à la coupure d'une liaison en parallèle

**b) Les conséquences**

- Les surcharges violentes (échauffements locaux dangereux et effort électrodynamique)
- Les surcharges faible mais durables (échauffement plus lent mais importants et bobinage du transformateur)

**II.3.4 Déséquilibres [27]**

**a) Les causes**

- Enclenchement ou déclenchement défectueux d'un Sectionneur ou d'un disjoncteur
- Rupture d'un conducteur sans court-circuit (bretelle pendante)

**b) Les conséquences**

- Déséquilibrés des tensions distribuées (perte de couple et échauffement anormal des moteurs).
- Déséquilibrés des courants (dans les réseaux à neutre à la terre par impédance faible: induction dans les lignes de télécom (renflement des téléphones).

**III.3 Classification de défauts selon leur emplacement**

On classe les défauts en défauts internes et défauts externes, suivant l'emplacement du défaut par rapport à une partie de l'installation, compte tenu de la position des organes de coupure

**a) Défaut externe [28]**

La machine peut continuer à fonctionner élimination du défaut par le disjoncteur, voir la figure (III.1).

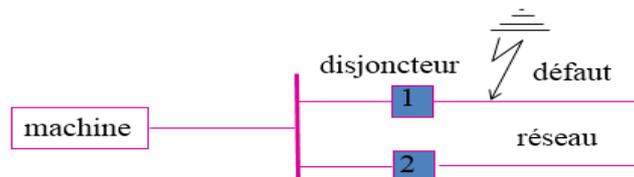


Figure-III.1 : défaut externe

### b) Défaut interne

La machine ne peut rester sous tension. Toutes les liaisons avec le réseau doivent être ouvertes, [28]. (Ouverture des disjoncteurs 1 et 2), comme figure(III.2).

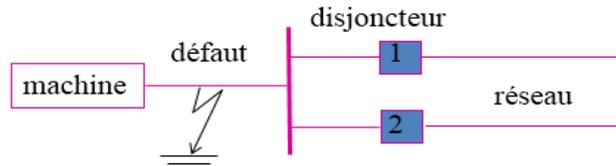


Figure-III.2 : défaut interne

## III.4 Constitution de système de protection

Le rôle fondamental d'un système de protection est détecté les défauts possibles et de mettre hors tension la portion du réseau affecté par le défaut.

### III.4.1 réducteurs de mesure

Pour des raisons de dimensionnement et de cout, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeur réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa protection, [29].

#### III.4.1.1 Transformateur de courant

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions".

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau de courant de milliers d'Ampère vers des sorties standards de 5A ou 1A pour un fonctionnement du réseau normal. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente. Le choix du transformateur est électrique pour un fonctionnement correct du relais.

Le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil(s), temporisation(s)). Cet ordre est

transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être une partie isolée ou une partie du disjoncteur.

#### III.4.1.1.1 TC tore

Un enroulement de Rogowski, de son Co-inventeur éponyme Walter Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courant à grande vitesse. Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes soient à la même extrémité de l'enroulement. La bobine est positionnée autour du conducteur dont veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur, L'enroulement de Rogowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant, [26] [28].

L'avantage d'un enroulement de Rogowski par rapport à d'autres types de transformateurs de courants est qu'il peut être ouvert et qu'il est très flexible, lui permettant d'être enroulé autour d'un conducteur de phase sans contrainte. Puisqu'un enroulement de Rogowski à un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de Foucault dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer à saturer, il est fortement linéaire même lorsqu'il est soumis à de grands courants, du type de ceux utilisés dans la transmission d'énergie électrique, la soudure, ou les applications à hautes puissances pulsées. Un enroulement de Rogowski correctement formé, avec des spires équidistantes, est en grande partie immuniser contre les interférences électromagnétiques.

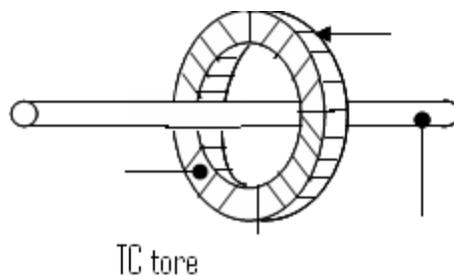


Figure-III.3: transformateur de courant de type tore

#### III.4.1.2 Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image. Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phase), [30]. Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont :

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont partiellement sensibles ;
- Lors des cycles de déclenchement et réenclenchement après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée.

## III.5 Le relais de protection

### III.5.1 Définition

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement, [31].

### III.5.2 relais de mesure

#### III.5.2.1 Relais de mesure de courant

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- a) Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- b) Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc. ;
- c) Valeur instantanée ou temporisée.

### **III.5.2.2 Relais de mesure de tension**

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne, ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires, [31].

### **III.5.2.3 Relais de mesure de d'impédance**

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en générale sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tension et courant direct, inverses ou homopolaires.

### **III.5.2.4 Relais de mesure de puissance**

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasé ;
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

### **III.5.3 Relais directionnel [6]**

La généralisation de l'ensemble des protections intégrés et numériques rend l'utilisation des protections directionnelles simple et peu couteuse. Ce type de protection apparait donc aujourd'hui comme une excellence opportunité pour améliorer à la fois la puissance transite sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut. Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau ou le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et /ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

### **III.5.4 Relais d'impédance**

Le relais d'impédance mesure une tension et courant et fait une évaluation de l'impédance de l'objet protégé. Le relais à distances est un autre nom du relais d'impédance.

### **III.5.5 Relais différentiel**

La protection différentielle est un principe commun de protection pour le transformateur, moteur, et générateur. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau surveiller (un moteur, un transformateur) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne a cette partie. Elle basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

### **III.5.6 Relais maximum de courant (OuverCurrent Relay)**

Quand un défaut se produit au réseau, le courant de court-circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant (OuverCurrent Relay), [39].

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (relais temporisé). Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse, [29].

Pour la protection à temps indépendant (figure-III.4), la temporisation (T) est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

# ETUDE DES DISPOSITIFS DE PROTECTION MISE EN ŒUVRE DE LA CENTRALE TG D'AMIZOUR DE BEJAIA

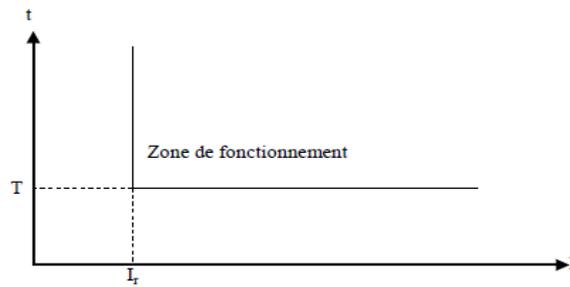


Figure-III.4 : caractéristique à temps indépendant [28]

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (figure-III.5). La temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement ( $I/I_r$ ).

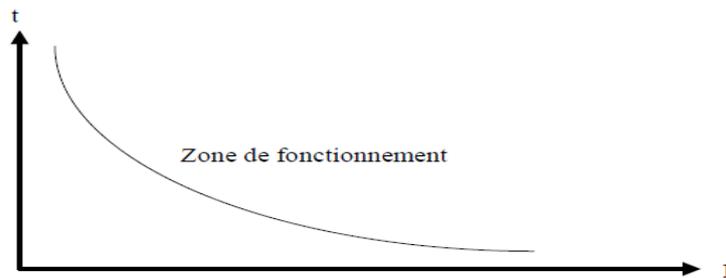


Figure-III.5 : caractéristique à temps inverse [27]

Ce type de relais est constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément (sans aucun temps de retard) quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané (Instantaneous Current Setting) ;
- L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané mais supérieurs au courant de charge maximum. Il existe deux paramètres associés à cette unité :
  - Le courant de fonctionnement (pickup current setting), c'est le courant minimal pour lequel le relais va être sensible ;
  - Le temps de retard (time dial setting : TDS), ou le facteur de temporisation (Time Multiplier Setting : TMS), il fournit un facteur de graduation pour le temps de fonctionnement de relais a toujours une relation non linéaire avec le rapport  $I/I_r$  (courant détecté divisé par le courant de fonctionnement « Pickup »), et une relation linéaire avec le TDS (ou TMS).

Donc, la coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait déterminer trois paramètres :

- **Le seuil du courant instantané**, il est choisi pour protéger la plus grande partie du générateur.
- **Le courant de fonctionnement**, il doit être en mesure de réaliser.
  - La sélectivité, de sorte que ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges ;
  - La sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts faibles, quand le courant de fonctionnement est faible le relais devient à la fois plus sensible et plus rapide face à ces courants de défauts faibles ;

### **La temporisation (TDS OU TMS).**

La sélectivité est atteinte en gardant le courant de fonctionnement d'une valeur inférieure qui est la plus grande valeur des [32] :

- Courant de fonctionnement minimal ;
- Courant de charge maximale (multiplié par un facteur de sécurité pour que le relais ne fonctionne pas en cas de surcharge, 1.25 à 1.5 pour les défauts de phases et 0.05 à 0.1 pour les défauts à la terre.

La sensibilité est réalisée en gardant le courant de fonctionnement d'une valeur limite supérieure qui est la petite valeur des :

- Courant de défaut au transformateur
- Courant minimale à travers le relais pour n'importe quel défaut

## **III.6 Protection de transformateur de 60 MVA**

### **III.6.1 Défaut de la surcharge**

Peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur, [33].

#### **III.6.1.1 Dispositif de protection**

##### **III.6.1.1.1 protection maximum de courant phase (ANSI 50/ 51) [32]**

Ce seuil protège Le transformateur contre les surcharges inadmissibles (Première seuil :  $I_{ph} >$ )  
Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par des courant de surcharge

# ETUDE DES DISPOSITIFS DE PROTECTION MISE EN ŒUVRE DE LA CENTRALE TG D'AMIZOUR DE BEJAIA

maximal des transformateurs). Le temps d'action de cette protection ne dépasse en aucun cas 1 seconde.

$$I_{\text{surchage}} < I_{\text{cc.min}} \quad \text{Temps(MT)} \leq 1 \text{sec}$$

## a) La protection à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré, le seuil de réglage sont généralement réglables par l'utilisateur [9]

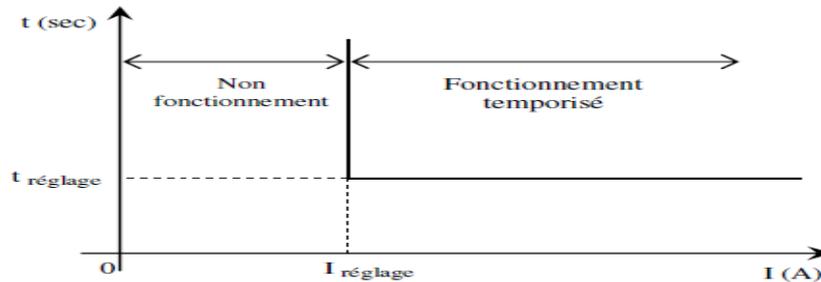


Figure-III.6 : protection à maximum de courant à temps indépendant

## b) La protection à temps dépendant

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Figure-III.7). Elles définissent plusieurs types : à temps inverse, très inverse, et extrêmement inverse [34]. Pour une temporisation réglée à 1 seconde le courant de déclenchement est  $10 \times I_s$ .

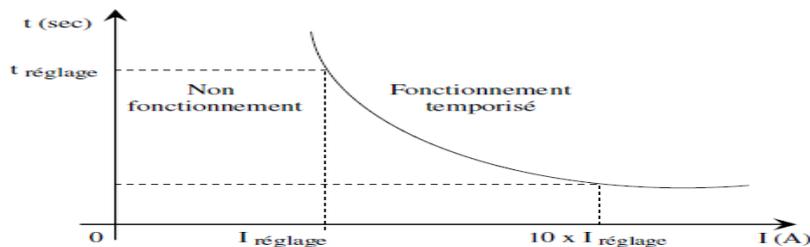


Figure-III.7 : protection à maximum de courant à temps dépendant

### III.6.1.1.2 Protection à image thermique (ANSI 49RMS)

Cette protection permet de protéger les transformateurs contre les surcharges, à partir de la mesure du courant absorbé. Cette protection est basée sur un modèle thermique qui permet d'évaluer l'échauffement à partir des mesures de courant. Le courant utilisé par cette protection est un courant efficace triphasé qui tient compte des harmoniques jusqu'au rang 13, [35].

- La protection propose 2 réglages

- le réglage du courant admissible maximum permanent, qui correspond à la tenue thermique maximum de l'équipement à protéger (ce courant admissible permanent correspond à un échauffement de 100 %)
- le réglage de la constante de temps d'échauffement / refroidissement de l'équipement.

### III.6.2 Défaut de court-circuit [33]

Peut-être interne au transformateur ou externe :

- Interne : il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement.

L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, L'arc provoque l'émission de gaz de décomposition ; si le défaut est faible, il y a un petit dégagement gazeux, et l'accumulation de gaz devient dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts très importants qui peuvent détruire le bobinage mais aussi la cuve en répandant l'huile enflammée.

- Externe : il s'agit d'un défaut entre phases dans les liaisons avales. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques susceptibles d'affecter mécaniquement les bobinages et d'évoluer ensuite sous forme de défaut interne.

#### III.6.2.1 Dispositif de protection

##### III.6.2.1.1 Relais du Buchholz (ANSI 63) [36]

C'est un dispositif destiné à protéger les transformateurs de puissance à huile contre les défauts internes. Son principe n'est pas basé sur une mesure électrique, mais sur un critère mécanique: lors d'un amorçage interne, ou d'un échauffement anormal, il se produit un dégagement de gaz. Si ce dégagement est faible, un flotteur s'abaisse progressivement et fait fonctionner un relais d'alarme. Si le dégagement est plus violent, il provoque un mouvement d'huile qui fait basculer une palette et provoque le déclenchement du disjoncteur.

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur: le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée.

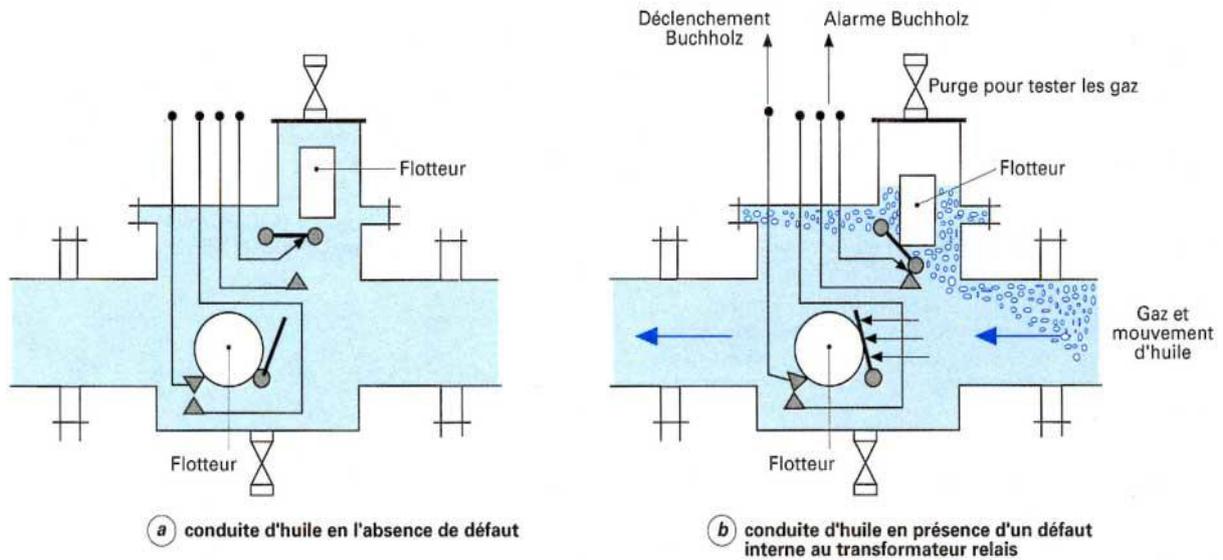


Figure-III.8 : principe de fonctionnement de Buchholz

### III.6.2.1.2 protection par DGPT (Déflecteur Gaz, Pression et Température)

Est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolements liquides. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme [37].

### III.6.2.1.3 protection différentielle (ANSI 87T) [36]

La protection différentielle se compose de trois parties qui peuvent être incorporées dans le même appareil ou être séparées :

- la détection, constituée d'un tore qui entoure tous les conducteurs actifs du circuit à protéger ; lorsque la somme vectorielle des courants dans les conducteurs est nulle, aucun courant ne parcourt le circuit secondaire du tore ; si une différence se produit, par exemple en cas d'un défaut à la terre en aval, un courant va être induit dans le circuit secondaire ;
- la mesure du courant détecté par le tore ; lorsque ce courant atteint une valeur prédéterminée, il envoie un signal. Ce dispositif peut comporter un amplificateur et nécessiter une source d'alimentation auxiliaire, indépendante ou prise sur le réseau d'alimentation ; il peut être électronique ;
- le dispositif qui, recevant le signal provenant de la mesure, provoque la coupure de l'alimentation ; la coupure est généralement électromécanique (disjoncteur 52L).

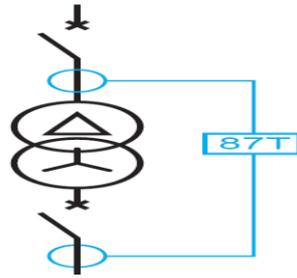


Figure-III.9 : protection différentiel du transformateur

### III.6.3 Défaut à la masse [34]

Est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendie.

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, elle dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage.

#### III.6.3.1 Dispositif de protection

##### III.6.3.1.1 protection de masse cuve (ANSI 51G)

Cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre. Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire, [35].

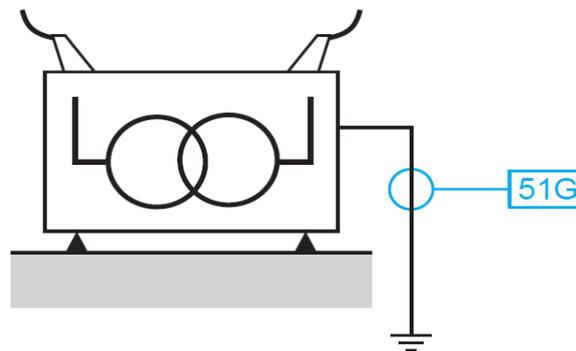


Figure-III.10 : protection de masse cuve

##### III.6.3.1.2 protection de terre point neutre (ANSI 51G)

Une protection de terre point neutre (ANSI 51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur, [39].

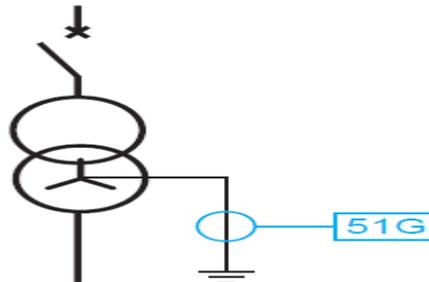


Figure-III.11 : protection de terre point neutre

### III.6.3.1.3 Protection de terre (ANSI 51N)

La protection de terre (ANSI 51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur, ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval, [34].

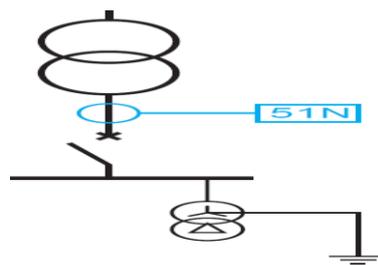


Figure-III.12 : protection de terre

### III.6.3.1.4 protection de terre restreinte (ANSI 64REF)

Si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (figure-III.13). Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part, [35].

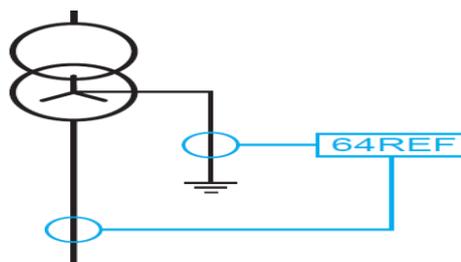


Figure-III.13 : protection de terre restreinte

### III.6.3.1.5 Protection contre les défauts disjoncteurs (ANSI 50BF)

Protection de secours délivrant un ordre de déclenchement aux disjoncteurs amont ou adjacents en cas de non-ouverture du disjoncteur après un ordre de déclenchement, détectée par la non-extinction du courant de défaut, [34]

### III.6.3.1.6 Protection Maximum de tension résiduelle (ANSI 59N)

Détection des défauts d'isolement, par la mesure de la tension résiduelle, si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre (figure-III.14).

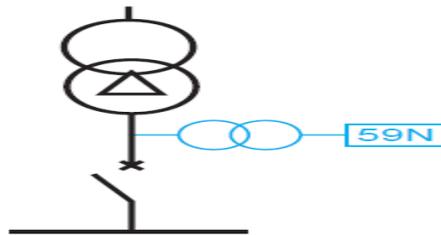


Figure-III.14 : Protection maximum de tension résiduelle

## III.7 Protection d'alternateur (brushless)

### III.7.1 Différentes types de défauts

Les différents types de défaut propres aux générateurs sont décrits ci-dessous, [36] :

#### III.7.1.1 Court-circuit internes entre phase

Le court-circuit entre phases : il est plus ou moins violent selon la position du défaut dans le bobinage et il provoque des dégâts importants.

#### III.7.1.2 Court-circuit externe entre phase

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un alternateur, le courant est faible en général inférieur au courant nominal de l'alternateur. L'intervention des régulateurs de tension permet quelquefois de le maintenir au-delà du courant nominal.

#### III.7.1.3 Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un alternateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère sur vitesse, et absorbe de la puissance réactive. Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

#### III.7.1.4 Variation de tension et de fréquence

Les variations de tension et de fréquence en régime établi sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants et elles provoquent les inconvénients suivants : une tension trop élevée contraint l'isolation de tous les éléments du réseau et une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation de courant et de l'échauffement des alternateurs, [36].

### **III.7.1.5 Le déséquilibre**

L'alimentation triphasée peut être déséquilibrée parce que : la source d'énergie (alternateur) ne délivre pas une tension triphasée symétrique et aussi l'ensemble des autres consommateurs ne constitue pas une charge symétrique et le réseau d'alimentation s'en trouve déséquilibré, [36].

### **III.7.1.6 Fonctionnement en moteur**

Lorsque le générateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement, [36].

## **III.7.2 Dispositifs de protection**

### **III.7.2.1 Protection différentiel à haute d'impédance (ANSI 87) [38]**

La protection différentielle à haute impédance peut être utilisée lorsque les noyaux des TC impliqués ont le même rapport de transformation et des caractéristiques magnétiques similaires. Elle utilise une sommation externe des phases et du courant du neutre. Une résistance série et une varistance doivent être installées en dehors du dispositif de protection.

### **III.7.2.2 Protection instantanée à maximum de courant de phase (ANSI 50)**

La fonction instantanée à maximum de courant triphasée a une erreur transitoire faible et dispose d'un temps de déclenchement court pour pouvoir être utilisée comme fonction de protection contre les courts-circuits à courant élevé, avec une portée limitée à moins de quatre-vingt pour cents avec impédance de source minimale, [38].

### **III.7.2.3 Protection de perte excitation (ANSI 40)**

Cette fonction de protection doit détecter la défaillance d'un générateur d'excitation. Il doit être muni d'un réglage, décalage la caractéristique d'impédance circulaire, avec un réglable temporisateur de déclenchement et d'un élément de mesure de temps de retard de remise à zéro ajustable, [38].

La caractéristique de l'échec sur le terrain doit joindre autant que possible l'orbite d'impédance correspondant à celle de l'état asynchrone; cependant, la caractéristique devrait être clair d'oscillation de puissance, et le point de génération limite de la machine lorsque sous excité, [39].

## a) Les caractéristiques

Il y a deux caractéristiques circulaires définies par les réactances  $X_a$ ,  $X_b$  et  $X_c$

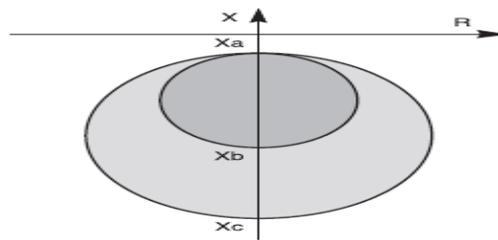


Figure-III.15 : 2 caractéristiques circulaires de déclenchement de la protection ANSI 40

- déclenchement lorsque l'impédance directe de la machine entre dans une des caractéristiques circulaires, [39].
- temporisation à temps indépendant (DT) associée à chaque caractéristique circulaire.

### III.7.2.4 protection Minimum de puissance active directionnelle (ANSI 37)

Protection bidirectionnelle basée sur la valeur de la puissance active calculée. Contrôle les flux de puissance active, [38] :

- pour adapter le nombre de sources en parallèle à la puissance demandée par les charges du réseau.
- pour floter une installation avec sa propre unité de production.

Le but de cette protection consiste à détecter une unité de fonctionnement, à faible puissance active indiquant la faute en séquence augmentation de la charge. Ce seuil dépend de déclenchement de la turbine est habituellement retardée, [38].

### III.7.2.5 Protection maximum de puissance (ANSI 32) [32]

Cette fonction peut être utilisée des lors qu'une protection ou une alarme basée sur le critère de puissance active, réactive ou apparente est nécessaire. Elle peut également être utilisée pour vérifier la direction du flux de puissance actif ou réactif dans le réseau. Cette fonctionnalité est nécessaire dans de nombreuses applications. Parmi elle :

- détection d'un flux de puissance active inverse
- détection d'un flux de puissance réactif important

# ETUDE DES DISPOSITIFS DE PROTECTION MISE EN ŒUVRE DE LA CENTRALE TG D'AMIZOUR DE BEJAIA

Chaque fonction dispose de deux seuils de temporisation a temps constant. Des temps de remise à zéro peuvent également être définis.

## III.7.2.6 protection d'image thermique 49 G

Cette protection doit être utilisée, comme un contrôle supplémentaire de la température, enroulement du stator contre un échauffement excessif dû au courant de surcharge, continue très élevée (thermique réplique). Le relais de protection doit correspondre aux caractéristiques, de la machine avec un inverse temps de réponse de la réplique thermique défini par le fournisseur de générateur, [38].

## III.7.2.7 protection de maximum de tension (ANSI 59) [38]

Des maximaux de tension se produiront dans le réseau en cas de conditions anormales telles que les pertes soudaines de puissance, les défauts de régulation des régulateurs de prises en charge, les extrémités de ligne ouvertes sur les longues lignes. La fonction peut être utilisée comme détecteur de ligne ouverte à son autre extrémité, auquel cas elle est normalement combinée avec la fonction directionnelle a maximum de puissance réactive ou comme surveillance de la tension du réseau auquel cas, normalement, elle donne uniquement l'alarme ou enclenche les réactances ou déclenche les batteries de condensateurs pour contrôler la tension.

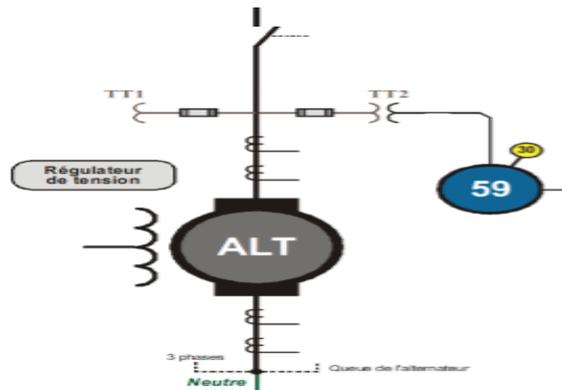


Figure-III.16 : protection maximum de tension ANSI 59

## III.7.2.8 perte de fusible (ANSI 60)

Un alternateur possède deux transformateurs de tension TT1 dédié aux mesurages et à l'asservissement du régulateur de tension, et TT2 est dédié aux protections ayant recours à la tension.

Le circuit de perte de fusible compare les tensions de TT1 avec les tensions de TT2. Quand toutes les tensions sont présentes, il y a équilibre et le relais 60 ne perçoit rien.

Si par contre une tension est manquante suite à la perte d'un fusible, le déséquilibre est perçu par le relais 60 et ce dernier identifie lequel des transformateurs de tension qui a perdu un ou des fusibles, [38].

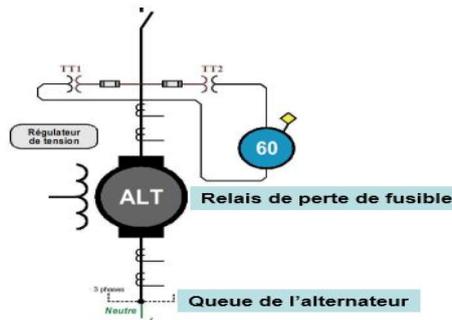


Figure-III.17 : perte de fusible

### III.7.2.10 protection contre les glissements de pole (ANSI 78)

La situation de glissement de pôles d'un alternateur peut être due à diverses raisons. Un court-circuit peut se produire dans le réseau électrique externe, à proximité de l'alternateur. Si le délai d'élimination du défaut est trop long, l'alternateur accélérera au point que le synchronisme ne pourra pas être maintenu. Les oscillations non amorties se produisent dans le réseau lorsque des groupes d'alternateurs situent à divers emplacements s'oscillent les uns par rapport aux autres. Si la connexion entre les alternateurs est trop faible, l'amplitude des oscillations augmente jusqu'à ce que la stabilité angulaire soit perdue. L'exploitation d'un alternateur soumis à un glissement de pôles implique des risques d'endommagement de l'alternateur, de l'arbre et de la turbine.

### III.7.2.11 Protection à minimum de tension à deux seuils (ANSI 27)

Des sous-tensions peuvent apparaître dans le réseau en cas de défaut ou de conditions anormales. La fonction peut être utilisée pour ouvrir les disjoncteurs afin de préparer la reprise de service dans le réseau en cas d'effondrement du réseau ou comme protection de réserve à temporisation élevée. La fonction dispose de deux seuils de tension, avec chacun un retard indépendant ou inverse, [38].

### III.7.2. 12 Protection à minimum de fréquence (ANSI 81U)

La diminution de la fréquence est le résultat d'un manque de production dans le réseau. La fonction peut être utilisée pour les systèmes de délestage, les schémas de mesures correctives, le démarrage des turbines à gaz, etc. La fonction dispose d'un blocage à minimum de tension. Le fonctionnement peut se baser sur une mesure de tension monophasée, sur une mesure entre phases ou sur une mesure de tension directe, [38].

### **III.7.2.13 Protection à maximum de fréquence (ANSI 81O)**

Une surfréquence se produit en cas de perte soudaine de charge ou de défaut de shunt dans le réseau électrique. Une surfréquence peut également être provoquée dans certains cas par des problèmes de régulation des éléments de production. La fonction peut être utilisée pour le délestage de production, les schémas de mesures correctives, etc. Elle peut également être utilisée comme un étage à fréquence sub-nominale pour la reprise de charge.

La fonction dispose d'un blocage à minimum de tension. Le fonctionnement peut se baser sur une mesure de tension monophasée, sur une mesure entre phases ou sur une mesure de tension directe.

## **III.8 dispositif de protection électromécanique (organes de coupures)**

### **III.8.1 Disjoncteur 52L [39]**

Le disjoncteur du PASS est un disjoncteur isolé dans le gaz, dont le fonctionnement se base sur le principe de « self-blast » (ou auto-expansion).

L'énergie pour la coupure du courant est partiellement fournie par l'arc lui-même ; on arrive ainsi à réduire l'énergie nécessaire pour le fonctionnement du mécanisme d'environ 50% par rapport à un disjoncteur conventionnel du type « puffer ». En particulier l'énergie requise pour la fermeture est emmagasinée dans le ressort de la commande BLK222. Les ressorts d'ouverture sont situés à l'intérieur de chaque pôle ; ils sont toujours prêts à fournir l'énergie nécessaire pour l'ouverture du disjoncteur.

#### **III.8.1.1 Les composants principaux**

La chambre du disjoncteur est composée de (voir figure-III.18) :

1. conteneur ;
2. contact fixe relié au contact mobile du sectionneur de ligne combiné ;
3. contact mobile ;
4. injecteur ;
5. ressort de contact ;
6. doigt de contact ;

7. écran supérieur ;
8. écran inférieur ;
9. cylindre isolant de support ;
10. tige moteur ;
11. ressort d'ouverture ;
12. déshydratants ;
13. cosses de couplage du passant (de la cosse du câble s'il y en a) ;
14. disque de rupture ;
15. hublot d'inspection.

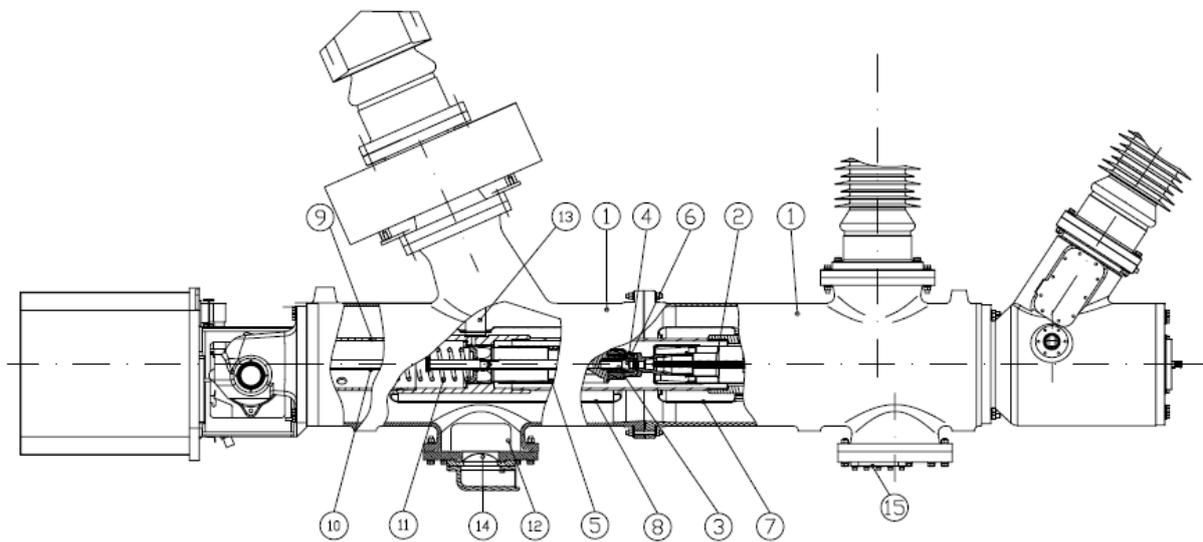


Figure-III.18 : Composants principaux

### III.8.1.2 Données techniques

Disjoncteur simple, du type LTB-D

Pouvoir de coupure nominal de court-circuit..... 40kA / 50 Hz - 40kA / 60 Hz

Pouvoir de fermeture nominal (fermeture et ouverture) .....100 - 104 kA

Coupage de courants inductifs .....63A

Coupage de courants capacitifs .....160A

Commande .....tripolaire à ressort / unipolaire

Type..... BLK 222 / BLK 82

Séquence de fonctionnement nominale..... O-0.3 s-CO-1min-CO

Temps d'ouverture ..... =<25 ms

Temps de coupure (50 Hz)..... =<47 ms

Temps de coupure (60 Hz)..... =<44 ms

### III.8.2 Disjoncteur 52G [40]

Le disjoncteur 52G est un disjoncteur à vide, dont le but est pour protéger un générateur brushless contre les dommages causés par surintensité ou une surcharge ou un court-circuit. Sa fonction essentielle est d'interrompre la circulation du courant après des relais de protection détectent un défaut. A la différence d'un fusible, qui fonctionne une fois et doit ensuite être remplacé, un disjoncteur peut être remis à zéro (manuellement ou automatiquement) afin de reprendre le fonctionnement normal.

#### III.8.2.1 Les composants principaux

Le disjoncteur est composé de :

- a) MOC commutateur Arm exploitation
- b) Ouverture du printemps
- c) Ressort principal de clôture
- d) TOC Pin fonctionnement
- e) moteur de charge

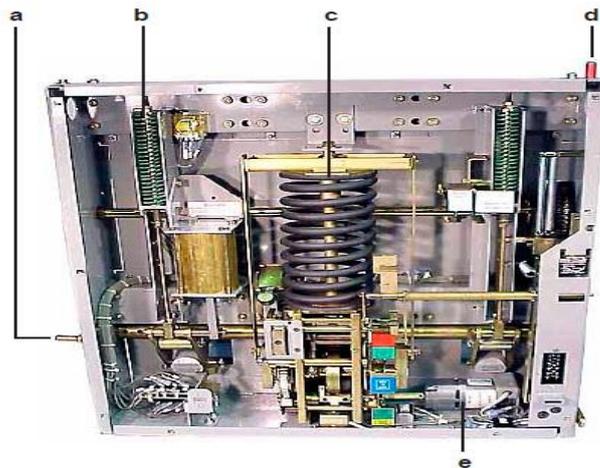


Figure-III.19 : les principales composantes de disjoncteur

### III.8.2.2 Les données techniques

Tension de tenue à 50 Hz.....	15 KV
Fréquence assignée [Hz].....	50-60
Courant ass. En service continu (40 °C) [A].....	630-4000
Pouvoir de coupure assigné /Courant de courte durée admissible assigné (3 s) [Ka].....	16-50
Pouvoir de fermeture [kA].....	40-125
Séquence opération.....	O-0,3s-CO-15s CO
Durée d'ouverture [ms].....	45
Durée d'arc [ms].....	10-15
Durée totale de coupure [ms].....	55-66
Durée de fermeture [ms].....	80

### III.8.2.3 Fonctionnement

Le disjoncteur est actionné par un mécanisme d'un ressort stocké d'énergie. Un moteur de charge (figure-III.19, e) est utilisé pour compresser le ressort de fermeture principale. Lors de la fermeture exploitation de l'énergie stockée dans l'ensemble de ressort de fermeture est libéré. Cela permet à fermer l'interrupteur à vide de contact et compriment la charge de contact de ressort, charger les ressorts d'ouverture, et surmonter les forces de friction. Lorsque le circuit le disjoncteur est ouvert, l'énergie stockée dans l'ouverture et de contact des ressorts de chargement est libérés, et l'interrupteur à vide de contacts est ouvert.

### III.9 Conclusion

Concernant ce chapitre nous avons vue tous les défauts électriques qui peuvent survenir sur l'alternateur et le transformateur. Une analyse des anomalies susceptible de se produire et leurs conséquences sur le fonctionnement de ces composants nous permis de déterminer les protections essentiels utiliser à protéger ces composantes contre toute types de défauts et les organes de coupures qui fait sectionner le circuit électrique avant de causer des dégâts dans la centrale par ces défauts

# *Chapitre IV*

*Description et paramètres des fonctions du  
relais M-3425A*

## IV.1 Introduction

La technologie de relais de protection, a évolué à partir de la fonction unique des unités électromécaniques et des unités statique et maintenant dans l'arène numérique. Le développement de la technologie des microprocesseurs à faible coût, a rendu possible le relais multifonction numérique où de nombreuses fonctions de relayage.

Un relais multifonction numérique est une unité à microprocesseur, qui utilise Digital Signal Processing afin de fournir de multiples fonctions de relais de protection, pour la protection du générateur dans une unité. Le relais numérique multifonction peut protéger un générateur de tension, fréquence, retour de puissance, surintensité, la perte de champ, et surexcitation (V / Hz) des perturbations.

## IV.2 relais de protection M-3425A [1]

Le relais de protection de générateur M-3425 est un appareil à microprocesseur utilisant une technologie numérique de traitement de signal qui fournit jusqu'à trente-quatre fonctions de relais de protection de générateur voir le schéma unifilaire dans l'annexe A. Le relais protège le générateur des défauts de bobinage internes, des erreurs de système et des autres conditions anormales.

Les entrées de commande/état peuvent être programmées afin de bloquer n'importe quelle fonction du relais et/ou déclencher l'enregistreur de l'oscillographe. Toute les fonctions ou entrées de commande/état peuvent être programmées individuellement afin d'activer une ou plusieurs sorties programmables, chacune avec un contact. Avec le module optionnel IHM, M-3931, toutes les fonctions peuvent être définies et examinées à l'aide d'un écran alphanumérique local de 2 lignes pour 24 caractères, piloté par menus. Les OUT 9-23 et IN 7-14 pour les appareils achetés avec E/S étendue ne peuvent être installés qu'avec le logiciel de communication IPScom (M-3820D). Le module permet la mesure locale de différentes quantités, y compris des tensions et courants phases, neutres, et séquences, de la puissance réelle et réactive, du facteur de puissance, et des mesures d'impédance directe.

Le relais enregistre les informations horodatée des trente-deux déclenchements les plus récents pour les appareils équipés du module cible optionnel M-3925A, des voyants DEL donnent une indication visuelle détaillée de l'exploitation de fonction de l'évènement le plus récents.

Cet appareil conserve jusqu'à 472 cycles de données d'ondes d'oscillographe. Ces données peuvent être téléchargées et analysées à l'aide du logiciel d'analyse d'oscillographe M-3801d IPSplot PLUS.

L'appareil est alimenté par une alimentation à découpage avec plage étendue d'entrées. Une alimentation redondante optionnelle est disponible pour les appareils sans E/S étendue. Avec l'option E/S étendue sélectionnée, l'appareil contient une deuxième alimentation.

Le relais contient des fonctions d'autotests, d'étalonnage automatique et de diagnostic, ainsi que le dispositif IRIG-B de synchronisation d'heure pour un horodatage précis des événements.



Figure-IV.1 : relais de protection de générateur M-3425A

### IV.2.1 ports de communication

Trois ports physiques de communication sont fournis avec M-3425A. L'acquisition du port Ethernet Rj45 en option fournit au relais quatre ports physiques de communication :

- COM1, situé sur le panneau avant du relais, est un port standard configuré RS-232 DTE de 9 broches. COM1 est utilisé localement pour installer et interroger le relais depuis un ordinateur portable.
- COM2, situé à l'arrière du relais, est un port standard configuré RS-232 DTE de 9 broches. L'activation du port Ethernet RJ45 en option désactive le port COM2 pour les communications. Le dispositif IRIG-B démodulé peut être encore utilisé via le port COM2 lorsque l'Ethernet est activé. Le port Ethernet RJ45 utilise une connexion de type 10 base-T qui supportent qu'un connecteur RJ45 utilise un câble à paire torsadée. Le port Ethernet peut supporter MODBUS à la place de TCP/IP et BECO2200 à la place de TCP/IP ou IEC 61850. L'adresse IP peut être automatiquement obtenue à l'aide du protocole DHCP S'il est activé, ou l'adresse IP statique peut être saisie manuellement, à l'aide de l'IHM.
- COM3, situé sur le bornier arrière du relais est un port de communication RS-485.

### IV.2.2 Logiciel de communication M-3820D IPScm

IPScm est fourni avec chaque relais. Ce logiciel fonctionne sur les ordinateurs PC compatibles sous Microsoft Windows 98 ou version ultérieures. IPScm offre les fonctions suivantes (il doit auparavant être correctement connecté via une connexion directe en série, un modem ou une connexion réseau Ethernet) :

- Interrogation et modification des valeurs de consigne.
- Surveillance en temps réel de l'état de ligne.
- Téléchargement des données enregistrées par l'oscillographe.

### IV.2.3 Mesure

Le relais intégré la mesure des tensions (valeurs de phase, de neutre et de séquence), des intensités (valeurs de phase, de neutre et de séquence), de la puissance réelle, de puissance et d'impédance.

### IV.2.4 Stockage cible

Les informations associées aux 32 derniers déclenchements sont stockées. Les informations comprennent la ou les fonctions utilisées, les fonctions prises, le statut d'entrée-sortie, l'horodatage et les intensités de phase et de neutre au moment du déclenchement.

### IV.2.5 Entrées de détection

5 entrées de tension : prévues pour une tension nominale de 50V à 140 V à 60 Hz ou à 50 Hz. Résiste à une tension continue de 240 V et à 360 V pendant 10 secondes. Les tensions sources peuvent être connectées ligne-à-mise à la terre ou terre ou entre lignes. La séquence de phases ABC OU ACB est sélectionnable par logiciel. Charge du transformateur de tension inférieure à 0,2 VA à 120 V.

7 entrées d'intensité : Courant nominal ( $I_r$ ) de 5 ou 1 A à 60 ou 50 Hz. Supporte une intensité continue de 3  $I_r$  et 100  $I_r$  pendant une seconde. Charge du transformateur d'intensité inférieure à 0,5 VA à 5A, ou 0,3 VA à 1 A.

### IV.2.6 Entrées de contrôle/statut

Les entrées de contrôle/statut, INPUT1 à INPUT6, peuvent être programmées pour bloquer n'importe quelle fonction de protection du relais, pour déclencher l'enregistreur oscillographique, pour actionner une ou plusieurs sorties ou peuvent être une entrée dans IPSlogic. Pour fournir une indication par DEL de statut de disjoncteur sur le panneau avant, le contact d'entrée contrôle/statut INPUT1 doit être relié au contact de statut de disjoncteur 52b. La valeur d'intensité minimale pour initier/sortie une entrée est supérieur 25 mA.

Les E/S étendues en option comprennent 8 entrées contrôle/statut programmables supplémentaire (INPUT7 et INPUT4).

L'extension ES en option fournit 15 contacts de sortie forme « a » et entrées de contrôle/statut supplémentaires. Les DEL de sortie indiquent le statut des sorties.

### IV.2.7 Contact de sortie

Chaque fonction peut être programmée individuellement pour activer un ou plusieurs des huit contacts de sortie peut également être sortie peut également être sélectionné comme à impulsion ou à verrouillage. IPSlogic peut également être utilisé pour activer un contact de sortie.

Les E/S étendues en option comprennent 15 contacts de sortie programmables supplémentaires (OUPUT9 à OUPUT23). Ces contacts sont configurables seulement via le logiciel IPScom.

Les huit contacts de sortie (six formes "a" et deux formes "c"), le contact de sortie d'alarme d'alimentation (OUPUT9 "b"), le contact de sortie d'autotest d'alarme (forme "c") et les 15 contacts de sortie d'E/S étendues en option (forme "a") sont tous évalués selon ANSI/IEEE C37.90.1989 pour le déclenchement. Accepte 30 A pendant 0,2 secondes, transporte 8 A, coupe 6A, coupe 6A à 120 V, coupe 0,5 A à 48 Vcc; 0,3 A, 125 Vcc ; 0,2 A, 250 Vcc Avec L/R = 40 ms.

## IV.3 les accessoires

### IV.3.1 module cible M-3925A

Le module cible en option présenté ci-dessous, contient 24 voyants identifiés individuellement comme CIBLE afin d'indiquer l'exploitation des fonctions sur le panneau avant. Huit voyants identifiés individuellement comme SORTIE seront allumés tant que le contact de sortie correspondant sera déclenché.

Un module cible M-3925A en option fournit 24 DEL de cibles et 8 de sorties. Les DEL cibles appropriées s'allument lorsque la fonction correspondante est active. Les cibles peuvent être réinitialisées avec le bouton poussoir TRAGET REST. Les DEL OUPUT indiquent le statut des relais de sortie programmables.

CIBLES			
<input type="radio"/>	24	VOLTS/Hz	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	27	SOUS-TENSION DE PHASE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	39	SURTENSION DE PHASE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	27THISSD/64S	STATOR GND	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	59N/59K	SURTENSION NEUTR/GND	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	32	PUISSANCE DIRECTIONNELLE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	21	DISTANCE DE PHASE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	40	PERTE DE CHAMP	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	78	HORS SÉQUENCE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	50BF	DÉFAILLANCE DU DISJONCTEUR	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	50G7	MISE SOUS TENSION INTÉMPÉSTIVE	<input type="radio"/>
<input type="radio"/>	50FL	PERTE TENSION FUSIBLE	<input type="radio"/>
		SURINTENSITÉ DE PHASE	<input type="radio"/>
		SURINTENSITÉ DE PHASE	<input type="radio"/>
		CVC NEUTRE	<input type="radio"/>
		DIFF DE PHASE PARTAGÉE	<input type="radio"/>
		SURCHARGE DU STATOR	<input type="radio"/>
		SURINTENSITÉ SEQ NEG	<input type="radio"/>
		CHAMPS GND/SOULÈVEMENT DE	<input type="radio"/>
		BRUSSE	<input type="radio"/>
		FRÉQUENCE	<input type="radio"/>
		COURANT DIFFÉRENTIEL DE LA PHASE	<input type="radio"/>
		GND DIFF/DIR CVC	<input type="radio"/>
		MONITEUR CIRCUIT DÉCLENCHEMENT TC	<input type="radio"/>
		LOGIQUE IPS	<input type="radio"/>

SORTIES			
<input type="radio"/>	SORTIE 1	<input type="radio"/>	SORTIE 3
<input type="radio"/>	SORTIE 2	<input type="radio"/>	SORTIE 4
<input type="radio"/>	SORTIE 5	<input type="radio"/>	SORTIE 6
<input type="radio"/>	SORTIE 7	<input type="radio"/>	SORTIE 8

Figure-IV.2 : module cible M-3925A

### IV.3.1 câbles communication en serie M-3933/M-0423

Le câble M-3933 est câble RS-232 de 10 pieds à utiliser entre le port du panneau arrière du relais (COM2) et un modem. Ce câble est un doté d'un connecteur DB25 (25 broches) pour le modem et d'un connecteur DB9 (9 broches) pour la sortie du relais.

Le câble M-0423 est un câble RS-232 de modem nul de 10 pieds pour connexion directe entre un PC et le port COM1 du panneau avant du relais, ou le port arrière COM2. Ce câble est doté d'un connecteur DB9 (9 broches) à chaque extrémité.

### IV.3.3 Module IHM (Interface Homme-Machine) M-3931

Le module IHM en option fournit les outils pour interroger le relais et les paramètres d'entrées, accéder aux données etc. directement depuis l'avant du relais, commandes panneau avant.

L'accès local au relais est fourni par un module IHM (interface homme-machine) M-3931 en option, qui permet un accès aisé par menus à toutes les fonctions au moyen de six boutons poussoirs et d'un affichage fluorescent sous vide de lignes par 24 caractères alphanumérique. Les caractéristiques du modèle IHM comprennent :

- Codes d'accès définissables par l'utilisateur qui permettent trois niveaux de sécurité.
- Interrogation et modification des valeurs de consigne.
- Information horodatée pour les 32 déclenchements les plus récents.
- Mesure en temps réel de l'ensemble des quantités mesurées.

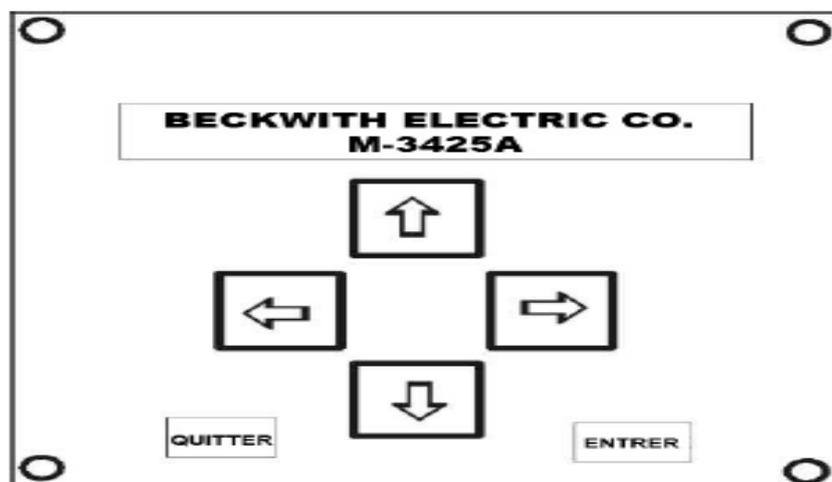


Figure-IV.3 : Module Interface Homme Machine (IHM) M-3931A

### IV.3.4 Logiciel d'analyse d'oscillographe M-3801D IPSplot PLUS

Le logiciel d'analyse d'oscillographe IPSplot PLUS fonctionne en association avec le logiciel de communication IPScom sous tout ordinateur PC IBM compatible, permettant ainsi le traçage, l'impression et l'analyse des données d'ondes téléchargées depuis le Relais de protection.

### IV.4 Configuration de l'alarme

La configuration du relais consiste à habiliter les fonctions pour utilisation lors d'une application particulière, désignant les contacts de sortie de chaque fonction, et les entrées de commande/état qui bloqueront la fonction. Il existe 8 contacts de sortie programmables (OUT1-OUT8) et six entrées de commande/état (IN1-IN6) ; ou OUT9-23 et IN7-14 pour les appareils achetés avec l'E/S étendue, Avant de saisir les paramètres des fonctions individuelles. Il est nécessaire d'attribuer les entrées de commande/état et les contacts de sortie qui les bloqueront. Ils peuvent être enregistrés dans le Tableau de configuration du relais, Formulaire d'enregistrement de configuration.

L'entrée de commande/état IN1 est préétablie comme contact d'état du disjoncteur 52b. Si un système de disjoncteur multiple est utilisé, l'entrée de commande/état IN1 doit être une

combinaison des séries de contacts du disjoncteur 52b. Les entrées l'utilisateur peuvent engager des actions telle que la défaillance de disjoncteur, ou démarrer la détection externe de perte de fusible, ou déclencher l'enregistreur de l'oscillographe.

Grace à IPSlogic, le relais permet à l'utilisateur de désigner jusqu'à six fonction logique agissent de façon similaire aux fonctions internes du relais. Ces fonctions externes peuvent être activées ou désactivées, et les contacts de sortie et les entrées de commande/état de blocage sont choisis de la même façon que pour les fonctions internes. Les fonctions externes sont détaillées plus précisément sous la figure-IV.4), Paramètres des valeurs de consigne et des temps, Sous-section IPSlogic. Générateur M-3425A.

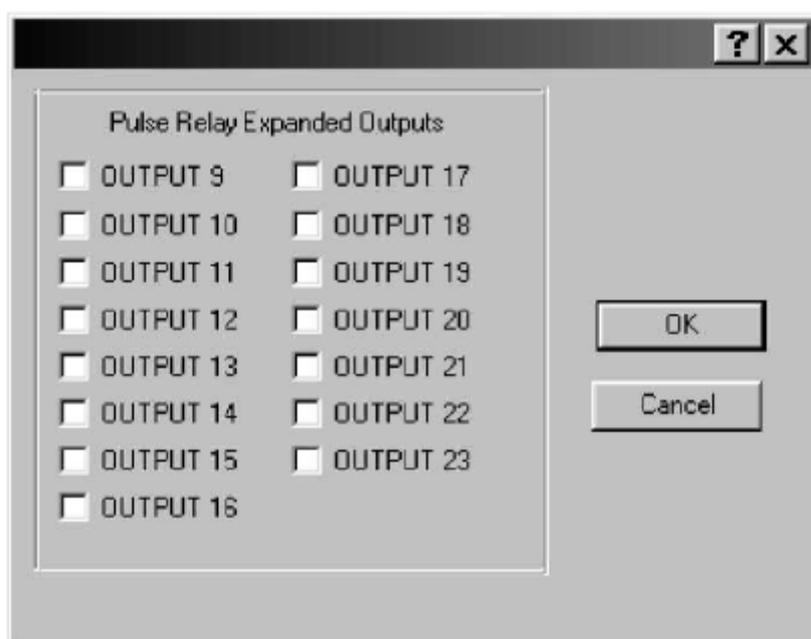


Figure-IV.4 : Ecran de sortie du relais à impulsion déployé

### IV.4.1 Options de configuration

Le relais de protection de générateur M-3425A est disponible dans un ensemble de fonctions de protection de basée ou complet. Ceci permet à l'utilisateur de sélectionner un système de protection mieux adaptée à son application. Des fonctions de protection

supplémentaires en option peuvent être ajoutées au moment de l'achat et sont tarifées individuellement.

Le module interface homme-machine (IHM), le module cible ou l'alimentation électrique redondante peut être sélectionnée au moment de l'achat.

### **IV.4.2 Profils de point de consigne multiples (groupes)**

Le relais accepte quatre profils de points de consigne. Cette caractéristique permet de définir plusieurs profils de points de consigne pour différentes configurations de système d'alimentation ou modes de fonctionnement du générateur. Les profils peuvent être commutés manuellement dans l'interface homme-machine (IHM), par communications, logique programmable ou entrées de contrôle/statut.

### **IV.4.3 Enregistreur oscillographique**

L'enregistreur oscilloscope fournit un enregistrement de données complet de toute les formes d'onde surveillées, il stocke jusqu'à 416 cycles de données. La longueur totale d'enregistrement est configurable par l'utilisateur de 1 à 16 partitions. Le taux d'échantillonnage est 16 fois la fréquence nominale du système d'alimentation (50 OU 60 Hz). L'enregistreur peut être déclenché par les entrées de contrôle/statut, Lorsqu'il n'est pas déclenché, l'enregistreur stocke constamment des données de forme d'onde, il conserve ainsi les données les plus récentes en mémoire. Une fois déclenché, l'enregistreur stocke les données avant déclenchement, puis produit le stockage des données en mémoire sur une période après déclenchement définie par utilisateur. Les enregistrements être stockés aux formats Beckwith Electric ou COMTRADE.

### **IV.4.4 Profils**

Il est possible d'utiliser jusqu'à quatre profils de points de consignes. Chaque profil contient une série complète de configuration et paramètres de fonction présenté dans l'annexe B. Un des profils peut être désigné comme le profil Actif, et contiendra les paramètres que le relais utilise activement.

Le profil actif peut être choisi manuellement ou par entrée de contact. Lorsque la méthode de commutation du profil est réglée sur manuel, l'IHM, les communications à distance ou l'un des éléments d'IPSlogic, sélection le profil actif. Lorsque la méthode de commutation est réglée sur Entrer contacte, le profil est sélectionné, le profil du relais pourra être commuté uniquement par les contacts d'entrée, et aucune des méthodes manuelles ne pourra commuter le profil.

IL existe une composante copier profil. Cette composante copie l'image du profil actif dans les trois autres profils. Cette composante peut ainsi accélérer le processus de configuration ou le disjoncteur doit être mis hors service. Deux profils seront utilisés : un profil « En service » (profil 1) « Hors service (profil 2)

Le profil 2 sera identique au profil « En service », à l'exception de ses paramètres de surintensité.

Le profil 1 est choisi comme profil actif, et tous les points de consigne sont saisis. Une image du profil 1 sera alors copiée au profil 2 grâce à la commande copier profil actif. Le profil 2 est alors sélectionné comme profil actif et les points de consigne de surintensité sont modifiés.

### **IV.4.5 Considération particulières**

L'entrée de commande/état IN1 est préétablie comme contact du disjoncteur 52b. L'IN5 et l'IN6 peuvent être utilisés pour sélectionner les profils de points de consigne.

Les sorties 1-6 et 9-23 sont des contacts de forme « a » (normalement ouvert), et les sorties 7 et 8 sont des contacts de forme « c » (contacts centraux « a » et « b » normalement fermés). Les contacts de sortie 1-4 contiennent des circuits spéciaux pour un fonctionnement ultra rapide et sont plus rapides de 4ms par rapport sorties 5-8 ; il est commandé de diriger les sorties de la fonction 87 depuis OUT1 vers les contacts OUT4.

### **IV.4.6 Configuration du système du relais**

La configuration du système définit toutes les informations pertinentes liées aux quantités du système. Montrées il est possible d'accéder aux écrans de configuration montres ici par le menu CONFIGURATION SYSTEME. Indépendamment des fonctions activées ou désactivées. Il est nécessaire de saisir les valeurs de configuration du système. Plusieurs fonctions nécessitent pour une configuration convenable de ces valeurs pour une exploitation correcte. Les paramètres de la tension nominale et du courant nominal sont nécessaires pour une normalisation correcte des quantités par unités.

## **IV.5 Paramètres des valeurs de consigne et des temps de quelque fonction de protection [2]**

Les pages suivantes décrivent quelques fonctions de protection individuelles, ainsi que leurs paramètres d'amplitude et temporisation. Les paramètres pour les fonctions désactivées ne s'appliquent pas. Certains écrans de menus et paramètres n'apparaissent pas pour les fonctions désactivés ou qui n'ont pas été achetées. Les écrans de menus sont tels qu'ils apparaissent pour

les appareils équipés du Module IHM, M-3931. Les mêmes paramètres peuvent être saisis, à l'aide du logiciel de communication IPScom M-3820D.

Pour les appareils équipés de l'E/S étendue : la configuration des entrées et sorties étendues se réalise en sélectionnant « E/S étendue », depuis l'écran de fonction individuelle. IPScom affichera alors l'écran de dialogue l'initier E/S étendue (figure-IV.5).

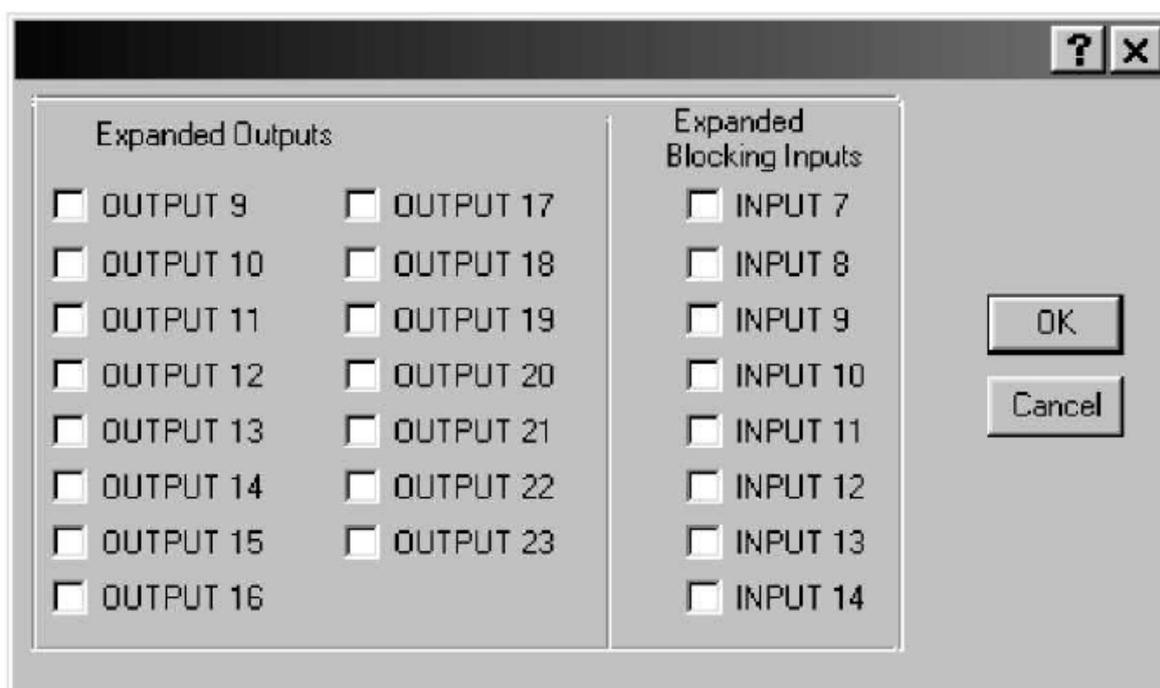
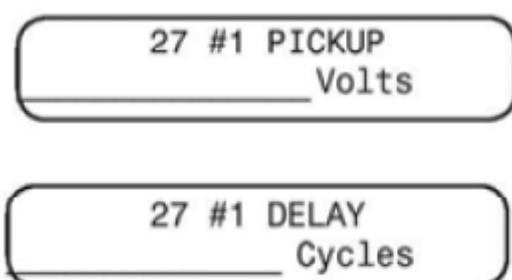


Figure-IV.5 : écran de sélection pour initier E/S étendue

### IV.5.1 Sous tension de phase (27)

La fonction de sous-tension de phase (27) peut être utilisée pour détecter une condition de phase causant une sous-tension à long ou à court terme. Il s'agit d'une véritable fonction triphasée puisque chaque phase a un élément de temporisation indépendant. Les plages et les augmentations sont présentées dans la figure-IV.6).



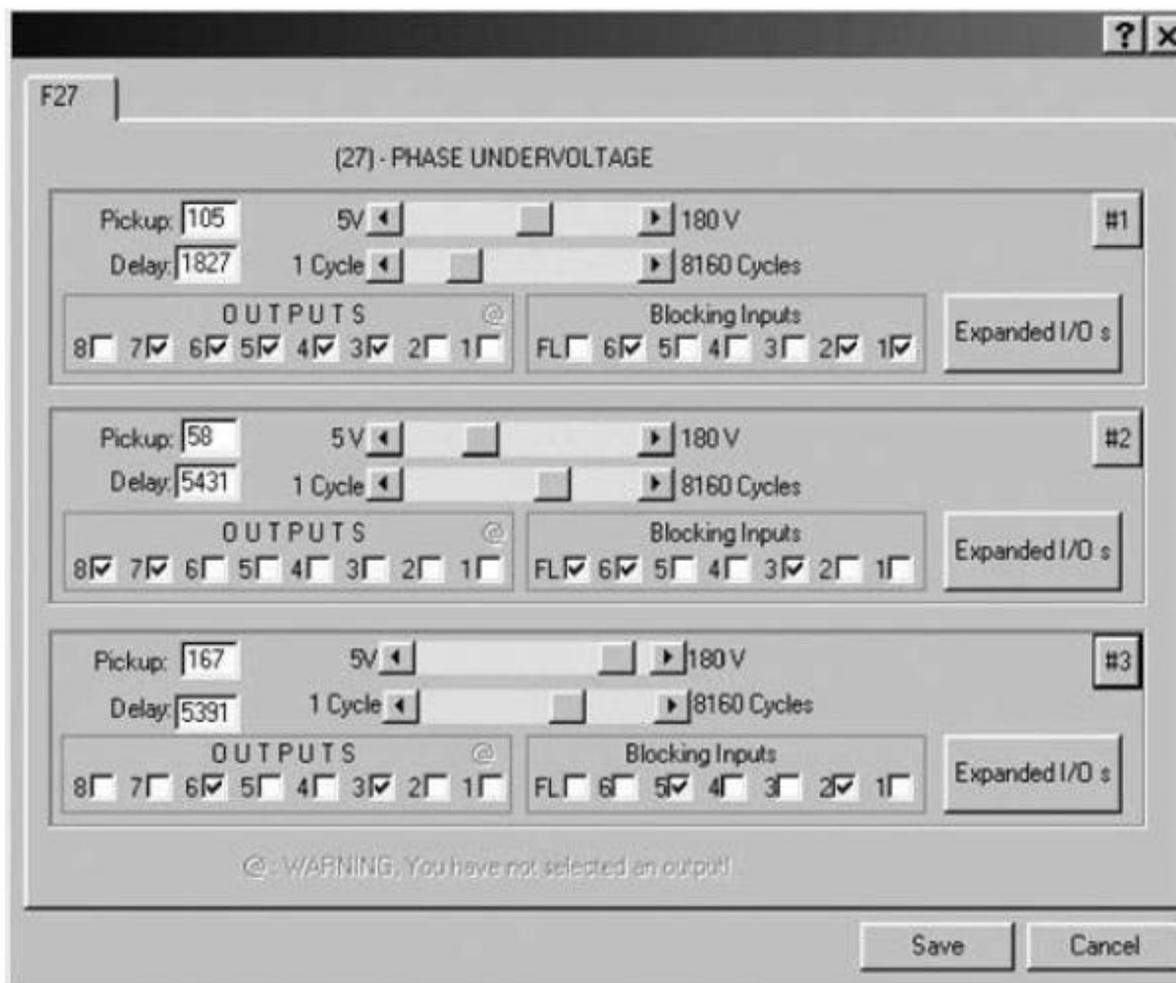


Figure-IV.6 : plages des valeurs définies de la protection de sous tension (27).

#### IV.5.2 Protection de surcharge du stator (49)

La fonction de surcharge thermique du stator (49) fournit une protection contre les dommages possibles durant les conditions de surcharge. La fonction utilise la constante de temps thermique du générateur et le courant de surcharge continue admissible maximum du stator ( $I_{max}$ ) dans la mise en œuvre des caractéristiques de temps inverse.

49 #1 TIME CONSTANT  
Min

Sélectionne la constante de temps.

49#1 MAX OVERLOAD CURR  
Amps

Sélectionne le constante de surcharge continue maximum autorisé, les écrans de 49#2 sont identiques à ceux de 49#1.

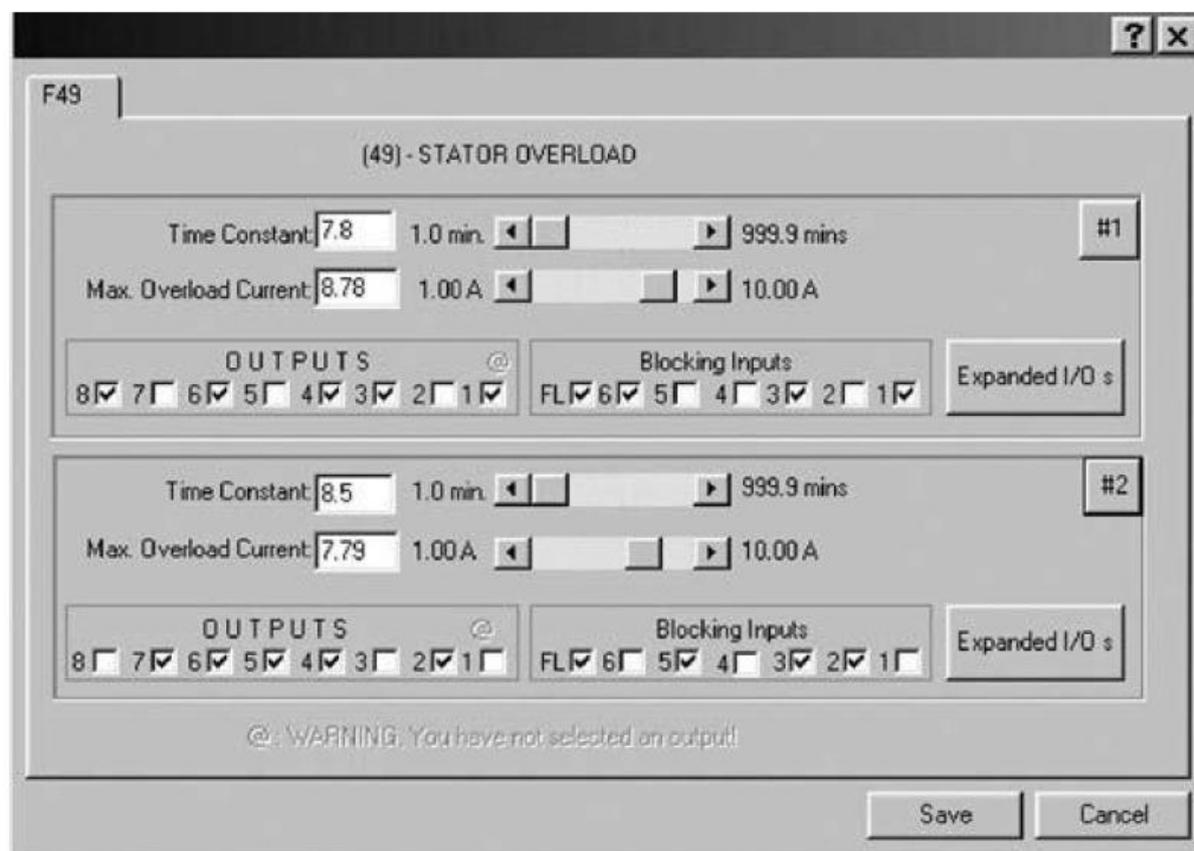
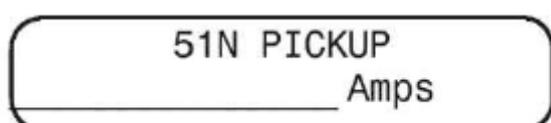


Figure-IV.7 : plages des valeurs définies de la protection thermique du stator (49)

### IV.5.3 Surintensité neutre de délai inverse (51N)

La fonction inverse neutre à temp inverse (51N) offre une protection contre les mises à la terre défectueuse. Etant donné qu'un champ homopolaire ou courant de terre est habituellement présent pendant le fonctionnement normal, cette fonction peut être réglée pour une sensibilité supérieure à celle de la protection de surintensité de phase. Si les fonctions 51N ET 50N ne sont pas utilisées pour détecter les mises à la masse défectueuses du système en étant alimentées par les TC neutres du transformateur élévateur de tension. Les plages et les augmentations sont présentées dans la figure-IV.8).



Le relais de sortie ( $I_r$ ) de sortie ( $I_r$ ) est égal au courant primaire ( $I_p$ ) divisé par le ratio TC approprié.  $I_r = I_p + \text{ratio TC}$

51N CURVE  
bedefbeinvbeinv →

Sélectionnez l'une des courbes de temps inverse. La courbe appropriée dans la famille sélectionnée est défini.

51N TIME DIAL

Cadran de temps approprié pour la coordination avec la protection de relais « en aval ».

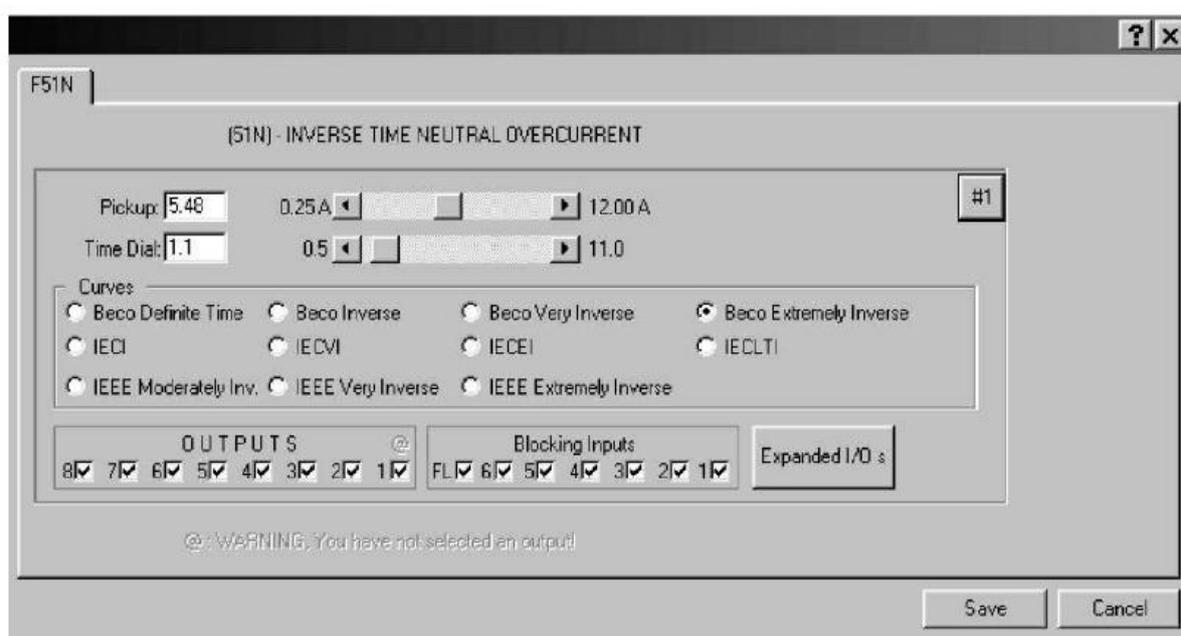


Figure-IV.8 : points de consigne de surintensité neutre de temps inverse (51N)

### IV.5.4 Surtension de phase (59)

La fonction surtension de phase (59) peut être utilisée pour fournir une protection contre les surtensions pour le générateur. Le relais fournit des fonctions de protection contre les surtensions et trois points de consigne à temps constant, dont l'un ou plusieurs peuvent être programmées pour déclencher l'unité ou envoyer une alarme. C'est une véritable fonction à 3 phases, car chaque comporte un élément de temporisation indépendant.

La fonction 59 peut être programmée pour utiliser la tension de phase (l'une des trois phases) ou la tension de séquence positive en entrée. Les plages et les augmentations sont présentées dans la figure-IV.9).

59 #1 INPUT VOLTAGE SEL.  
phase\_volt pos\_seq\_volt

59 #1 PICKUP  
\_\_\_\_\_ Volts

59 #1 DELAY  
\_\_\_\_\_ Cycles

La capacité du générateur est habituellement de 105% de la tension nominale. Les écrans 59#2 et 59#3 sont identiques à 59#1.

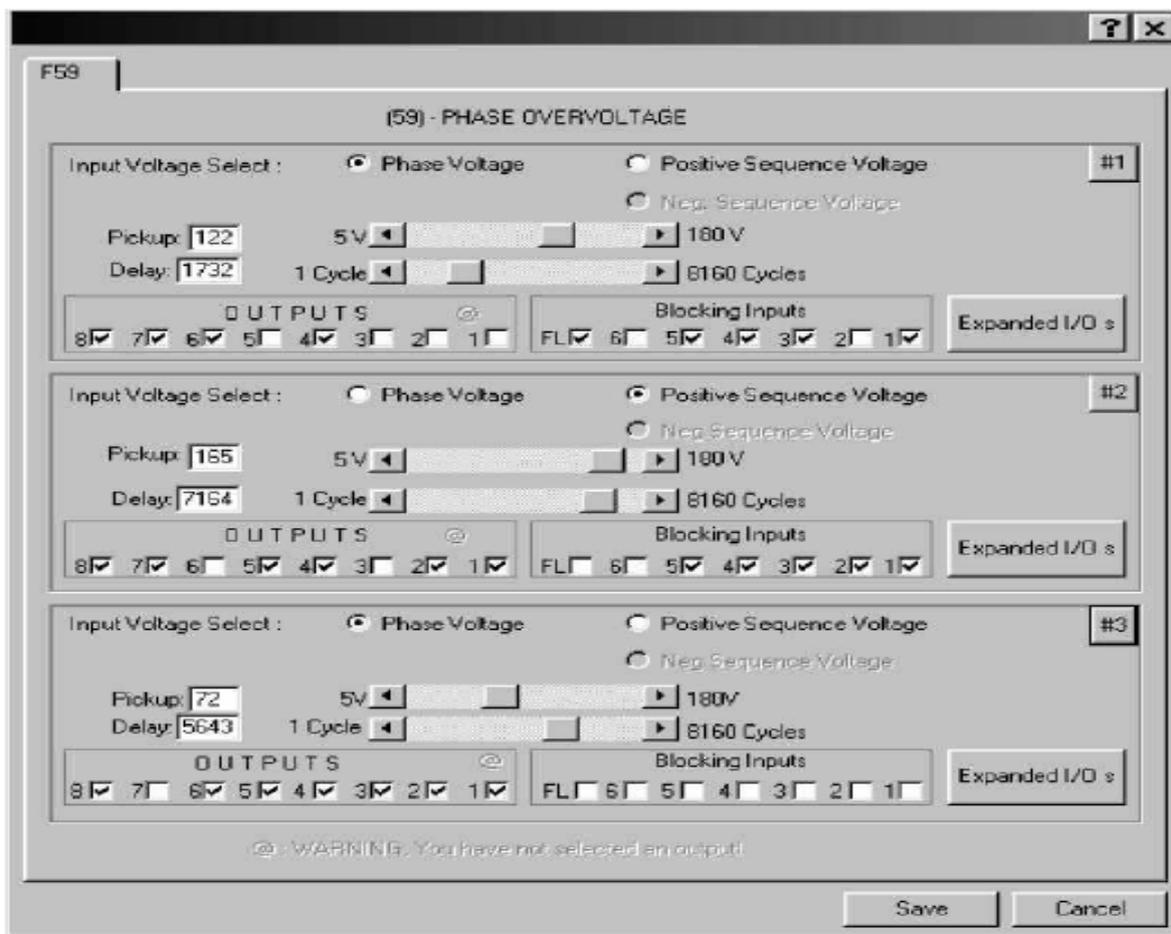
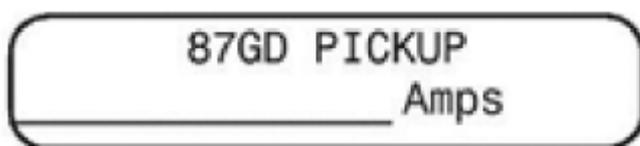


Figure-IV.9 : plages de points de consigne de surtension de phase (59)

## IV.5.5 (87GD) Différentiel de masse (Homopolaire)

La fonction différentielle homopolaire (87GD) offre une protection contre les défauts de mise à la terre pour les applications de générateurs à faibles impédance. Une haute sensibilité et un fonctionnement rapide peuvent être obtenus en utilisant cette fonction. Les plages et les augmentations sont présentées dans la figure-IV.10.



Un paramètre typique est de 0,2 ampères. (Ampères relais = ampères primaire + ratio TC) pour des valeurs supérieures de  $R_c$ , le bruit peut créer un courant différentiel important, nécessitant des paramètres de reprise plus élevés.

**87GD DELAY**  
 \_\_\_\_\_  
**Cycles**

ATTENTION : Ne pas régler le retard à moins de 2 Cycles.

Afin d'éviter un mauvais fonctionnement durant les défauts externes avec des conditions de saturation de TC, un retard supérieur ou égal à 6 cycles est recommandé.

**87GD C.T. RATIO CORRECT**  
 \_\_\_\_\_

Facteur de correction du ratio TC = (Ratio TC de phase)/ (Ratio TC neutre)

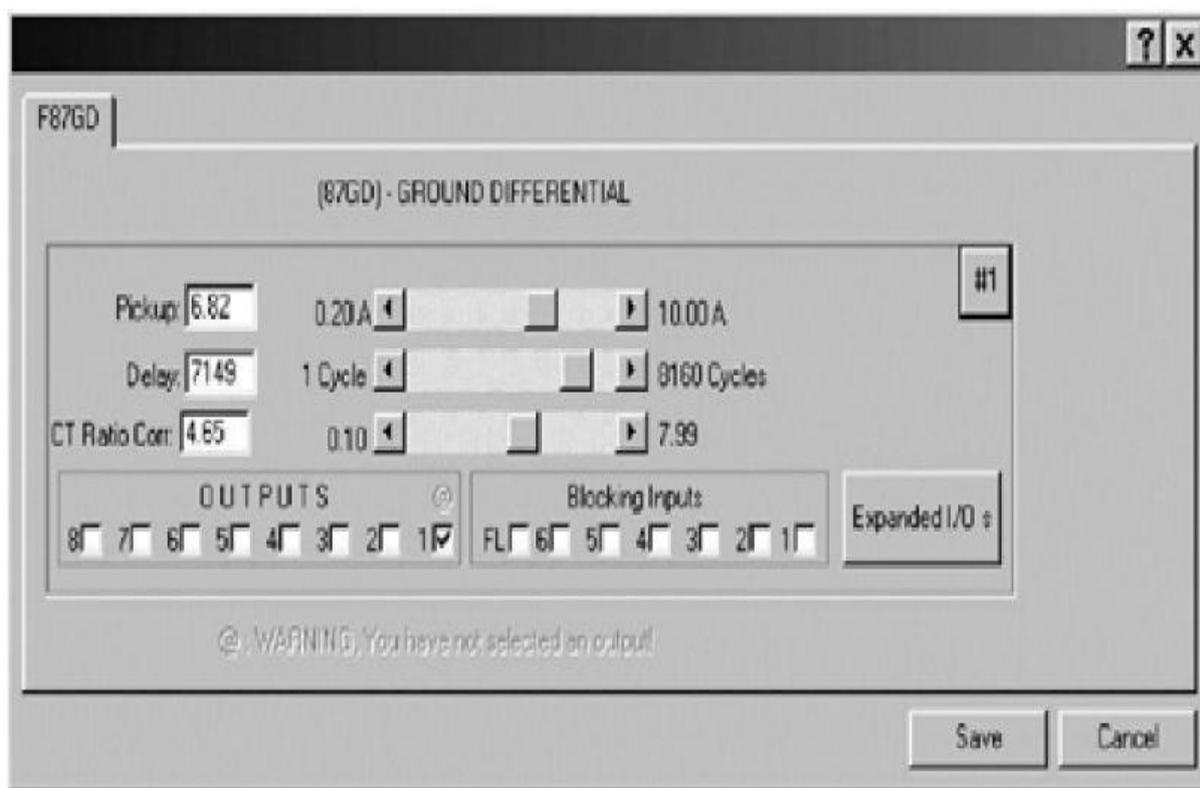


Figure-IV.10: Différentiel de masse (87GD) plage de points de consigne

### IV.5.6 Protection de mise à la terre (64F)

La fonction mise à la terre du champ assure la détection de défaut d'isolation entre l'enroulement du champ d'excitation et la masse. Il y a deux paramètres de reprise et de temporisation, et un réglage de fréquence d'injection pour la fonction 64F. La fréquence réglable est prévue pour compenser la quantité de capacitance à travers l'enroulement de champ

## Description et Paramètres des fonctions de relais M-3425A

et à la terre, de sorte à améliorer la précision, le retard minimum devrait être supérieur à  $(2/IF + 1)$  secondes. Ou IF= Fréquence d'injection, les plages et les augmentations sont présentées dans la figure-IV.11).

64F #1 PICKUP  
kOhm

Ce paramètre ne doit pas dépasser 80% de valeur de résistance non mise à la terre pour éviter les déclenchements intempestifs. Le réglage typique pour l'élément de reprise 64 #1 pour l'alarme est de 20 kOhms

64F #1 DELAY  
Cycles

Le réglage typique de la temporisation pour le déclenchement est de 800 cycles.

64F #2 PICKUP  
kOhm

Le réglage typique pour l'élément de reprise 64#1 pour le déclenchement est de 5 KOhms

64F #2 DELAY  
Cycles

Le réglage typique de la temporisation pour l'alarme est de 180 cycles.

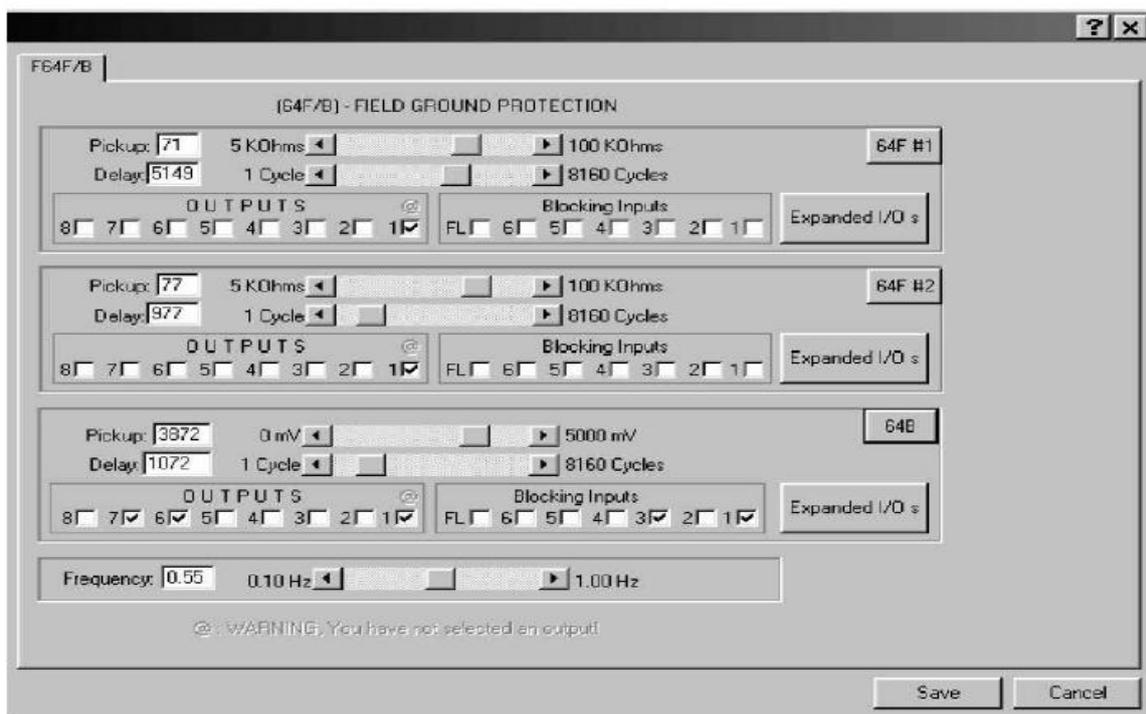


Figure-IV.11 : points de consigne de protection contre les défauts de mise à la terre de champ (64B/F)

## I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons résumé les capacités du relais, présenté le contenu du manuel d'instruction et une description des accessoires. Nous avons présenté le fonctionnement des applications habituelles du relais, décrit le processus de configuration de l'appareil, l'attribution des contacts de sortie et l'attribution des blocages d'entrée. Nous avons donné une définition des quantités du système, les caractéristiques de l'équipement requis par le relais de protection et les paramètres individuels de fonction y sont également précisés.

### Conclusion générale

Notre travail est le fruit d'une collaboration entre l'université de Bejaia et l'entreprise SPE (société de production d'électricité) SONELGAZ, Bejaia. Ce travail est une étude par laquelle non seulement nous voulons montrer le fonctionnement des éléments constituant une centrale de production électrique et leurs dispositifs de protection. En effet sur le plan de l'organisation de notre recherche, on a subdivisé cette dernière en quatre chapitres principales pour traiter ses variables voire les généralités sur le système électrique de puissance, la description et fonctionnement de la centrale TG d'Amizour, étude des dispositifs de protection mis en œuvre dans la centrale et la description et paramètre des fonctions du relai M-3425A.

Dans le premier chapitre nous avons commencé par un aperçu sur les généralités du système électrique de puissance, ce qui nous a conduits vers la notion du système électrique et de multiples composantes où on a bien détaillé sur les différents moyens de production d'électricité (les types centrales) comme on a traité aussi les structures et la topologie des réseaux électriques et dans l'ultime composante qui est bien la consommation d'électricité dans les variantes de celle-ci.

Dans le second chapitre on a collecté assez d'informations sur le fonctionnement du groupe (moteur) turbine FT8, le générateur brushless et le transformateur de puissance utilisés dans la centrale, et leurs caractéristiques techniques et électriques de chacun, et comment sont couplés l'un à l'autre et bien sûr avec les autres composantes auxiliaires existants à l'intérieure et même entre tous ces machines.

Concernant le troisième chapitre, une étude sur le fonctionnement des équipements électriques comme le générateur et le transformateur de puissance dans le chapitre ci avant nous a permis de mieux cerner les problèmes existants sous formes des défauts électriques, qui peuvent survenir sur l'alternateur et le transformateur. Une analyse complète des anomalies susceptibles de se produire et leurs conséquences sur le fonctionnement de ces machines, nous ont permis de déterminer les points essentiels à protéger. Nous avons vu les différents types de dispositifs de protections (des relais, des disjoncteurs, des sectionneurs... etc.) qui interviennent pour assurer une protection efficace contre tous types de défauts qui peuvent causer des dégâts importants dans la centrale.

## Conclusion Générale

Dans le quatrième chapitre grâce au boîtier du relais M-3425A qu'on a pu obtenir les paramètres des fonctions de protection c'est-à-dire les plages (les intervalles) où on peut régler les courants, les tensions et les cycles pour les consignes et les sorties de chaque fonction de protection, cela avec les deux logiciels IPScom et IPSlogic.

## Références Bibliographiques

- [1] Luc. Lasne, « électrotechnique et énergie électrique », Duond, paris, 2008,2013
- [2] Mr Bensalem Ahmed, « Analyse et Gestion de la production des centrales électriques liées aux réseau électrique de grand taille ».Thèse de doctorat d'état, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 28 juin 2007.
- [3] Messaoudi Abdelmoumene, « Dispatching Economique Des Réseaux Electriques Par Les Méthodes Numériques » Thèse de magister en électrotechnique, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 2001
- [4] <http://www.climamaison.com/energie-thermique.php>
- [5] Electrotechnique, Théodor Wildi, 3me édition, 2000.
- [6] Bendali Salhi « identification du désaccordage et des couplages aéroélastiques dans les roues de turbines » thèse de doctorat, université de Franche-Comté, 28 mars 2008.
- [7] M. Angel Cid Pastor « Conception et Réalisation de Module Photovoltaïques Electroniques ». Thèse de doctorat en Conception des Circuits Microélectroniques et Microsystèmes, Institut National des Sciences Appliquées, Toulouse, 29 septembre 2006.
- [8] Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités » Thèse de doctorat en génie électrique, L'institut national des sciences appliquées, Lyon, 03 mai 2005.
- [9] Anne Labouret. Michel Villosz, « Energie Solaire Photovoltaïque », 2ème édition, DUNOD
- [10] Haritza Camblong « Minimisation De L'impact Des Perturbation D'origine Eolienne Dans La Génération D'électricité Par Des Aérogénérateurs A Vitesse Variable », Ecole Nationale Supérieur d'Art et Métier, Centre de Bordeaux, 2003
- [11] Mohamed E. El-Hawary, « Electrical Energy Systems », Dalhousie University, 2000
- [12] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de doctorat INPG, 2006
- [13] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [14] Vincent Courtecuisse, Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique, Sciences de l'ingénieur [physics], Arts et Métiers Paris Tech, 2008. Français. <NNT : 2008ENAM0027>. <pastel-00004513>
- [15] Louis Devatine, « postes à hautes et très hautes tension-rôle et structure », technique de l'ingénieur, traité par génie électrique D4570, 2009.
- [16] Guillaume Rami « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées D'énergies connectées au réseau électrique de distribution», Thèse de doctorat INPG, 2006

## Références Bibliographiques

- [17] « Cahier des charges général – Lignes aériennes HTB – Ouvrages neufs », RTE consulté le 28 janvier 2015
- [18] Nouredine Hadj Saïd, « la distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée », Hermes science, Lavoisier, 2010
- [19] Schneider Electric SA - 01/1996 « guide de la protection »
- [20] Sathyajith Mathew «Wind Energies, Fundamentals, Resource Analysis and Economics » 2006.
- [21] Ethos Energiy. Pratt et withney power system Inc. Edition publiée en AOÛT 2009
- [22] J.C Mauclerc hachette, technique, « guide technicien en Electrotechnique ».
- [23] Gilbert Ruelle, technique ingénieur, traité génie électrique, D4705
- [24] document technique de la centrale, transformateur ABB
- [25] Piere. Mayé « Aide-mémoire, électrotechnique », Duond, paris, 2006, ISBN20
- [26] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [27] Malden Kezunovic, « Fundamentals of power system protection », Academic Press, 2005.
- [28] Christophe Prévé, « Protection des Réseaux Electriques », Hermes, Paris, 1998.
- [29] « Network Protection et Automation Guide », Areva T et D Ltd, 2002.
- [30] C. Claude & D. Pierre, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [31] S.G. Aquiles Perez, « Modeling of Relays for power Systems Protection Studies », PHD Thesis, department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Canada, 2006.
- [32] S.M. Madani, “ Analysis and Design of power Systems Protections Using Graph Theory”, PHD Thesis, Department of Electrical Engineering, Eindhoven University of technology, The Netherland, 1999
- [33] Schneider Electric SA - 01/1996, « guide de la protection »
- [34] Merlin Gerin, « protections de courant », fonctions de sepam serie 20.
- [35] Merlin Gerin, « protections de courant », fonctions de sepam serie 10
- [36] technique d'ingénieur D4805 «Électricité de France Production Transport Système Électrique et Production Régionale » 2011.

## Références Bibliographiques

- [37] M. Mehddeb, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- [38] GRP Relais et configuration détails de Kadana HEP Unité NO. 04/03 Détail de relais.
- [39] ABB Italy S.p.A, Division High Voltage Product
- [40] Powell electrical manufacturing company 8550 Mosley drive. Houston, Texas 77075 USA.
- [41] Beckwith Electric Co. Tous droits réservés. Imprimé aux États-Unis, 2001
- [42] Beckwith Electric Co. Tous Droits réservés. Imprimé aux Etats-Unis, 1998

## ANNEXE A

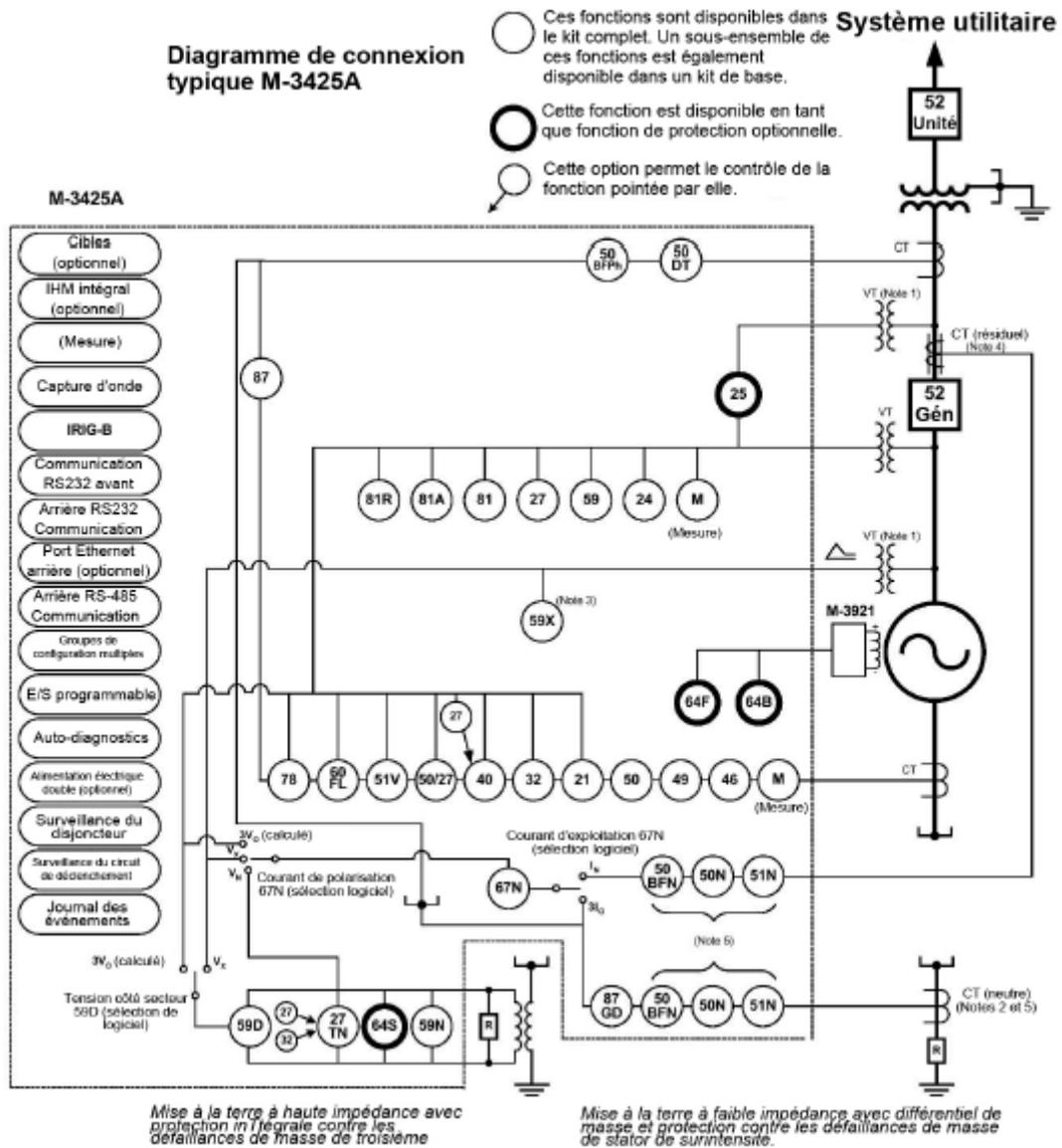


Figure A-1 : schéma fonctionnel unifilaire de connexion typique de M-3425A

### Les fonctions de protection de relais M-3425A

CODES (ANSI)	Fonction de protection
21	Distance de phase (caractéristiques mho trois zones)
24	Volts/Hz (temps inverse et défini)

## ANNEXE

<b>27</b>	Sous-tension de phase
<b>27TN</b>	Sous-tension de troisième harmonique, neutre
<b>32</b>	Puissance directionnelle
<b>40</b>	Perte de champ (décalage de double zone- caractéristique mho)
<b>46</b>	Surintensité de séquence négative
<b>49</b>	Protection de surcharge du stator (surintensité de séquence positive)
<b>50</b>	Surintensité de phase instantanée
<b>50BF</b>	Défaillance du disjoncteur
<b>50DT</b>	Surintensité du temps défini
<b>50N</b>	Surintensité neutre instantanée
<b>50/27</b>	Mise sous tension intempestive
<b>51N</b>	Surintensité neutre de temps inverse
<b>51V</b>	Surtension de phase de temps inverse avec contrôle ou limitation de tension
<b>59</b>	Surtension de phase
<b>59D</b>	Différentiel de tension du troisième harmonique
<b>59N</b>	Surtension neutre
<b>59X</b>	Surtension polyvalente
<b>60FL</b>	Détection de perte de fusible VT
<b>67N</b>	Surintensité directionnelle résiduelle
<b>78</b>	Décalage (caractéristiques mho)
<b>81</b>	Fréquence

## ANNEXE

<b>81A</b>	Accumulation de fréquence
<b>81R</b>	Taux de changement de fréquence
<b>87</b>	Courant différentiel de phase
<b>87GD</b>	Différentiel (séquence zéro) de mise à terre
<b>IPS</b>	IPSlogic
<b>BM</b>	Surveillance du disjoncteur
<b>TC</b>	Surveillance du circuit de déclenchement
<b>25</b>	Contrôle de synchronisation
<b>64F/64B</b>	Protection en masse de terrain/détection de soulèvement de brosse
<b>64S</b>	Protection de mise à terre du stator par injection

Tableau A-2 : fonctions du dispositif M-3425A

# ANNEXE

## ANNEXE B

### Les caractéristiques de quelque fonction de protection

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>27</b>	sortie 1, 2, 3	5 à 180 V	1V	±0,5 V ou 0,5% (±0,8V ou ±0,75%*)
	Délais 1, 2, 3	1 à 8160 cycles	1 cycle	±1 cycle ou ±0,5%**

\*Lorsque RMS et connexion ligne-mise à la terre à ligne-ligne VT sont choisis.

\*\*En cas de sélection de RMS (forme d'onde totale), la précision temporelle est inférieure ou égale à 20 cycles ou ±1%

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>49</b>	Constante de temps 1, 2	1,0 à 999,9 minutes	0,1 minute	
	Intensité de surcharge maximum	1,00 à 10,00A (0,20 à 2,00A)	0,1A	±0,1A ou ± 2%

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>51N</b>	sortie	0,25 à 12,00A (0,05 à 2,40A)	0,1 A	±0,1A ou ±1% ±0,02A ou ±1%
	Courbe des caractéristiques	Courbes du délai précis/inverse/très Inverse		
	Cadran de temporisation :	Cycles 0,5 à 11,0 Cycles 0,05 à 1,10 (courbes IEC) Cycles 0,5 à 15,0 (Courbes IEEE)	0,1 0,01 0,01	Cycles ±3 ou ±3*

\*pour les courbes IEC, la précision de temporisation est de ±5%.

## ANNEXE

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>59</b>	sortie 1, 2, 3	5 à 180 V	1V	±0,5 V ou 0,5% (±0,8V ou ±0,75%*)
	Délais 1, 2, 3	1 à 8160 cycles	1 cycle	±1 cycle ou ±1%**
	Sélectionner la tension d'entrée	Phase, séquence positive ou négative		

\*lorsque RMS et ligne-mise à la terre à ligne sont sélectionnés.

\*\*En cas de sélection de RMS (forme d'onde), la précision temporelle est inférieure ou égale à 20 cycles ou ±1%.

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>87GD</b>	Capteur	5 à 180 V	0,01A	±0,1 A ou ±5% (±0,02A ou ±5%)
	Délai de temporisation correction du ratio CT (Rc)	0,20 à 10,00A (0,04 à 2,00A) 1 à 160 cycles* 0,1 à 7,99	1 cycle 0,01	Cycle +1 à -2 ou ±1%

\*Le paramètre de retard ne pas être inférieur à 2 cycles.

Numéro de dispositif	Fonction	Plages de valeurs de consigne	Incrément	Précision
<b>64BF</b>	Capteur 1,2	5 à 100 kΩ 1 à 8160 cycles	1kΩ 1 cycle	±0,1 A ou ±5% (±0,02A ou ±5%)
	Fréquence d'injection (IF)	0,10 à 1,00 Hz	0,01 Hz	Cycle +1 à -2 ou ±1%
	Détection de soulèvement de balai sortie Délai de temporisation	0 à 5000 mV 1 à 8160 cycles	1 mV 1 cycle	

