



N° d'ordre:

N° de série:



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

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued
Faculté de Sciences et de La Technologies Filière: Genie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En : Réseaux Electrique

Thème

**Les Systèmes Energétiques de Futur et la
Protection de Réseau Electrique**

Par :

 BEN AMARA Salsabile.

 LAICHE Besma.

 ZOUAD Asma.

Devant le jury composé de :

Mr. MAAAMRI Oussama.
Mr. LABBI Yacin.
Mr. BOUGOUFFA Lazhar.

Président
Examineur
Encadreur

2021-2022



Remerciement

En premier lieu, nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce travail. Nous remercions Dr. BOUGOUFFA Lazher qui nous a suivis et aidés pour ses conseils et orientations pendant la réalisation de notre travail. Adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire. Nous remercions aussi toutes les amis et collègues qui nous ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre démarche. Tienne à témoigner notre gratitude à nos parents pour leur confiance et leur support inestimable.



Dédicace

Je dédie ce travail

À mon père qui m'a beaucoup encouragé,

À ma mère, pour son amour et sa douceur.

À ma grand-mère, pour sa patience et ses encouragements.

À tout ma famille, surtout Abla et Fatma qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail.

À ma sœur Bouthaina et mes frères Mounir et Salah pour leur soutien.

Sans oublier bien sur mes chers amies et camarades.

LAICHE Basma



Dédicace

à zineb ma fille chérie, tu as rendu les
choses plus difficiles que prévu

BEN AMARA Salsabil



Dédicace

*Je dédie ce travail
à ma chère mère a moi ..
à mes frères mon soutien dans la vie
à mes sœurs, mes compagne et mes meilleures amies*

ZOUAD Asma

Sommaire

Sommaire

Remerciements

Dédicace

Sommaire	II
Liste de figures	V
Liste de tableaux	VI
Résumé	VII
Introduction générale	1

CHAPITRE I

Généralités sur la Production Décentralisée et le Réseau intelligent.

I.1. Introduction	3
I.2. La production décentralisée	3
I.2.1. Définition	3
I.2.2. Différents types de la production décentralisée	4
I.2.2.1. Les énergies non renouvelables	4
I.2.2.2. Ressources énergétiques renouvelables.....	5
I.2.3. Intégration de la GED sur les réseaux de distribution	7
I.2.3.1 Impact de l’insertion de GED sur les grandeurs électriques	7
I.2.3.2 Impact de l’insertion de GED sur la planification et l’exploitation	12
I.3. Le Réseau intelligent	13
I.3.1. Définition du réseau intelligente (smart grid)	13
I.3.2. Structure moderne ou Intelligent d’un réseau électrique	14
I.3.3. Comparaison entre les réseaux électriques anciens et actuels	15
I.3.4. Objectifs et avantages des réseaux intelligents	16
I.4. Conclusion	17

CHAPITRE II

Schémas de Protection des Réseaux Electrique.

II.1. Introduction	18
II.1.1. Rôle des protections	18
II.1.2. L’étude des protections d’un réseau	18
II.2. La protection à distance	19
II.2.1. Rôle d’une protection de distance	19
II.2.2. Relais de protection à distance	19
II.2.3. Principe de mesure de l’impédance.....	19
II.2.4. Réglage des zones de protection	21
II.2.4.1. Relation entre temps – distance	21
II.2.4.2. Réglage des zones aval.....	22
II.2.4.3. Réglage des zones amont	22
II.3. Protection différentielle	23
II.3.1. Principe de fonctionnement	23
II.3.2. Condition de base de la protection différentielle	24
II.3.3. Les types de protection différentiel	25
II.3.4. Avantage de la protection différentielle	25
II.4. Protection à max de courant	25
II.4.1. Principe de fonctionnement	25
II.4.2. Les différents types de protection	26

II.4.2.1. Protection à maximum de courant phase	26
II.4.2.2. Protection à maximum de courant terre	27
II.4.2.3. Protection à maximum de courante phase directionnelle	27
II.5. Conclusion	28

CHAPITRE III

Les Relais de Protection Numérique

III.1.Introduction	30
III.2.Définition.....	30
III.3.Principe de fonctionnement d'un relais numérique	31
III.4.Description des différentes fonctions du relais numérique	32
III.4.1.Traitement des entrées.....	32
III.4.2.Traitement logique	32
III.4.3.Paramétrage	33
III.4.4. Enregistrement d'événement.....	33
III.4.5.Affichage des données	33
III.5.Schéma bloc d'un relais numérique	33
III.5.1.Transformateurs de courant.....	34
III.5.2.Transformations de tension	34
III.5.3.Filtre anti-repliement.....	35
III.5.4.L'échantillonnage	35
III.5.5.Multiplexage.....	36
III.5.6.Conversion analogique / numérique	36
III.5.7.Microprocesseur.....	37
III.6 .Les avantages d'un relais numérique.....	37
III.7.Les inconvénient d'un relais numérique.....	38
III.9.Conclusions	38

CHAPITRE IV

Analyse Mathématique et Résultats de Modélisation et de Simulation

IV.1.introduction.....	40
IV.2.Schéma électrique du réseau étudié	40
IV.2.1.Les données	40
IV.3.Les équations pour calculer la contribution de court-circuit sans DG	41
IV.3.1.Court-circuit au JB-2	41
IV.3.2.Court-circuit au JB-3	41
IV.3.3.Court-circuit au JB-4	41
IV.3.4.Court-circuit au JB-5	42
IV.4.Les équations pour calculer la contribution de court-circuit avec DG	42
IV.4.1.Court-circuit au JB-1	42
IV.4.2.Court-circuit au JB-2	43
IV.4.3.Court-circuit au JB-3	43
IV.4.4.Court-circuit au JB-4	43
IV.5. Analyse des Résultats.....	44
IV.5.1.courant de court-circuit au JB-3	44
IV.5.2.le temps de déclenchement du relais.....	45
IV.5.3.Calcule les courants de court-circuit dans le réseau	46

IV.6.Conclusion 48
Conclusion générale 50
Bibliographie..... 52

Liste de figures :

Figures	page
<u>CHAPITRE I : Généralités sur la Production Décentralisée et le Réseau intelligent</u>	
Figure I-1 Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED.	8
Figure I-2 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de dans le réseau test.	9
Figure I-3 : Exemple de surtension provoquer par l'insertion de GED .	9
Figure I-4 : Transit des puissances dans le réseau test sans GED.	10
Figure I-5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud5	10
Figure I-6 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.	11
Figure I-7 : Problème d'aveuglement de protections.	12
Figure I-8 : Problème du déclenchement intempestif de protections.	13
Figure I-9 : Représentation horizontale (bidirectionnelle) des réseaux électriques actuels.	15
<u>CHAPITRE II : Schémas de protection des réseaux électrique.</u>	
Figure II.1.protection a distance en absence d'un défaut	20
Figure II.2 Protection à distance en présence d'un défaut	20
Figure II.3 Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance	21
Figure II.4. Principe de réglage des zones de protection	21
Figure II.5. Sélectivité chronométrique	22
Figure II.6. Fonctionnement de protection différentielle	23
Figure II.7. Caractéristique temps courant d'une protection (a-Temps indépendant, temps dépendant).	26
Figure II.8. Réseau à double alimentation affecte par un court-circuit.	28
<u>CHAPITRE III : Les relais de protection numérique.</u>	
Figure III.1.Eléments de base d'un relais numérique	34
Figure III.2.Transformateur de courant	34
Figure III.3.Transformateur de tension.	35
Figure III.4.Filtre anti-repliement analogique	35
Figure III.5.Conversion analogique / numérique	36

Figure III.6-schéma bloc de Microprocesseur.	37
<u>CHAPITRE IV: Analyse Mathématique et résultats de modélisation et de simulation</u>	
Figure. IV.1. Schéma unifilaire du réseau étudié avec DG.	40
Figure. IV.2. Courant de court-circuit dans le JB-3 avec et sans DG	44
Figure. IV.3. Contribution de court-circuit dans le réseau avec et sans DG	45
Figure. IV.4. contribution de court-circuit en présence de DG	45
Figure. IV.5. Coordination des relais R3 et R4 en présence de DG	46
Figure. IV.6. Courant de court-circuit dans le réseau avec et sans DG	47
Figure. IV.7. Contribution de court-circuit dans le réseau avec et sans DG	47
Figure. IV.8. contribution de court-circuit en présence de DG	48

Liste de tableau :

Tableaux	page
<u>CHAPITRE I : Généralités sur la Production Décentralisée et le Réseau intelligent</u>	
Tableau I.1.Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent.	15
<u>CHAPITRE IV: Analyse Mathématique et résultats de modélisation et de simulation</u>	
Tableau IV.1 : données de réseaux d'étude	41

Résumé

Résumé

Résumé :

Dans cette thèse, nous parlons des perspectives du monde de la distribution d'énergie électrique. On donne une idée sur la production décentralisée et les réseaux intelligents : les types, les objectifs, les avantages et une comparaison entre les réseaux intelligents et les réseaux anciens. Dans le deuxième chapitre on parle sur la protection de ces réseaux. Le rôle de cette protection et les différents types de la protection électrique : la protection à distance, différentiel et à max de courant. Le troisième chapitre on nous concentrons sur la protection numérique, les relais numériques précisément : le rôle, le principe de fonctionnement, les types et les avantages...etc.

En fin le quatrième chapitre est une simulation d'un réseau de distribution protégé par des relais à max de courant et on calcule le temps de déclenchement avec et sans DG.

Mots clés : Réseau Intelligent, Systèmes de Protections, production décentralisée, Court-circuit.

المخلص:

في هذه الرسالة نتحدث عن آفاق عالم توزيع الطاقة الكهربائية، نعطي فكرة عن شبكات التوزيع الكهربائية و خاصة الشبكات الذكية: النوع والأهداف والمزايا والمقارنة بين الشبكات الذكية والشبكات القديمة. في الفصل الثاني نتحدث عن حماية هذه الشبكات. دور هذه الحماية وأنواع الحماية الكهربائية المختلفة: الحماية عن بعد و الحماية التفاضلية وحماية التيار القصوى. الفصل الثالث يركز على الحماية الرقمية، المرحلات الرقمية على وجه التحديد: دورها و مبدأ التشغيل و أنواعها و مزاياها... إلخ.

و أخيرًا وليس آخرا، الفصل الرابع عبارة عن محاكاة لشبكة توزيع محمية بواسطة مرحلات التيار القصوى حيث نعمل على حساب وقت التعثر مع وبدون DG.

الكلمات المفتاحية:

الشبكة الذكية، أنظمة الحماية، الإنتاج اللامركزي، الدارة المقصورة.

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité est une énergie non-stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. « L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite ». Mais les systèmes d'énergies électriques sont développés avec une grande rapidité au cours du dernier siècle. Puisque la demande de l'énergie électrique a été augmentée, le système d'alimentation est devenu très complexe et difficile à contrôler. En effet, les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. De ce fait, les experts dans ce domaine ont développé de nouvelles techniques de distribution de cette énergie, appelées réseaux intelligents, qui communiquent entre eux et avec la source pour assurer une information permanente entre tous les éléments du réseau et rendre le meilleur service, mais cela n'empêche pas les défauts qui représentent une menace pour les opérations et la sécurité du réseau s'ils ne sont pas pris en charge et corrigés. De ce fait, les experts dans ce domaine ont développé de nouvelles techniques de distribution de cette énergie, appelées réseaux intelligents, qui communiquent entre eux et avec la source pour assurer une information permanente entre tous les éléments du réseau et rendre le meilleur service, mais cela n'empêche pas les défauts qui représentent une menace pour les opérations et la sécurité du réseau s'ils ne sont pas pris en charge et corrigés.

Les réseaux électriques nécessitent un système auxiliaire destiné à prendre en charge les actions correctives lors de l'apparition d'un défaut donné. Ce système est connu sous le générique de «Système de Protection ». C'est dans ce contexte que s'articule notre projet de fin d'étude, qui a comme objectif principal l'étude et la protection des réseaux intelligents. Le premier chapitre présente une généralité sur les réseaux intelligents. Le deuxième chapitre présente la chaîne générale d'un système de protection, les différents types de protection tels que la protection à maximum de courant. Le troisième chapitre présente l'étude de la protection numérique telle que les relais numérique et le quatrième chapitre consacré à la simulation d'un réseau de distribution qui est protégé par des relais maximum de courant afin de calculer le temps de déclenchement.

CHAPITRE I

**Généralités sur la Production
Décentralisée et le Réseau
intelligent.**

CHAPITRE I

Généralités sur la Production Décentralisée et le Réseau intelligent.

I.1- Introduction

Dans nos jours, l'électricité est l'énergie la plus utilisée au monde, et pour l'utiliser il faut d'abord la produire dans des unités de production de haute tension, puis nous devons la transmettre et la distribuer aux consommateurs. Nous avons opté dans ce présent chapitre 2 parties, nous avons traité dans la 1^{er} partie la production décentralisée (définition, différents types de production décentralisée et Intégration de la GED sur les réseaux de distribution...), alors que la 2^{eme} partie traite la généralité sur le réseau intelligent (Définition, Structure moderne ou intelligents, Comparaison entre les RE et RI, Technologies des réseaux de communications utilisées dans les réseaux de distribution intelligents et Objectifs et avantages).

I.2- La production décentralisée

I.2.1- Définition

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandés de manière centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, et assurer un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Ces unités centralisées sont dites "dispatchables". Par rapport aux unités classiques, les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW, ne sont pas planifiées de manière centralisée, ni actuellement coordonnées, elles sont généralement raccordées au réseau de distribution (<15 MW) et ne sont pas non plus actuellement destinées à assurer des services systèmes [1].

Cette production décentralisée se développe dans tous les pays, sur base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installée par des producteurs indépendants.

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes :

- la technologie disponible actuellement offre les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW

CHAPITRE I: Généralités sur la Production Décentralisée et le Réseau intelligent.

- les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver ;
- la production est réalisée à proximité de son utilisation, de manière à réduire les frais de transport ;
- le gaz naturel, vecteur énergétique souvent utilisé en production décentralisée, est supposé être facilement disponible dans la plupart des centres de consommation et conserver un prix stable ;
- les systèmes basés sur le gaz sont construits en beaucoup moins de temps et représentent des investissements nettement moins importants en comparaison avec les grosses centrales classiques utilisant un autre vecteur d'énergie primaire ;
- les rendements énergétiques supérieurs des systèmes de cogénération ou à cycle combiné (gaz et vapeur) permettent une réduction des frais de fonctionnement ;
- les politiques des états pour promouvoir des technologies propres afin de réduire les émissions de CO₂, et promouvoir les énergies renouvelables par des subsides et des interventions dans les tarifs, qui conduisent à des conditions économiques intéressantes

Tout générateur destiné à être raccordé au réseau triphasé à courant alternatif 50/60 Hz doit constituer une source de trois forces électromotrices triphasées symétriques, de même ordre de succession que les tensions du réseau.

De nombreux types de GED existent qui utilisent des technologies matures ou en phase de développement. Les énergies primaires utilisées sont également très variées, d'origine renouvelable ou fossile [2].

I.2.2- Différents types de la production décentralisée

I.2.2.1- Les énergies non renouvelables

Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole) : les technologies utilisant ces énergies primaires sont nombreuses et bien éprouvées, ce qui leur confère un grand intérêt économique.

Les principales technologies sont [1] :

- **Le thermique à flamme** : basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur.
- **Les moteurs à combustibles fossiles** : Les turbines à gaz et les groupes diesel sont des moyens de productions utilisant une génératrice synchrone pour transformer l'énergie mécanique développée par celles-ci en énergie électrique. Ce type de production est le plus souvent envisagé pour des cogénérations de quelques mégawatts.
- **Hydrogène** : Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve

pas sous forme directement exploitable dans la nature ; il faut en effet de l'énergie pour le produire. Les puissances disponibles de ce type de source varient en fonction de la technologie d'électrolyte considéré, de quelques kilowatts à quelques mégawatts.

I.2.2.2- Ressources énergétiques renouvelables

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux [1].

Les générateurs d'origine renouvelable sont les générateurs dont la source primaire est inépuisable ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires. L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateau à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire. L'avantage principal de ces énergies est le fait qu'elles soient propres, c'est-à-dire, qu'elles supposent avoir un faible impact environnemental [2].

Leur principale limitation est leur caractère intermittent car la puissance de sortie dépend tout instant de la disponibilité de la source primaire. On peut citer l'hydro-électricité, la biomasse, la valorisation des déchets et sous-produits industriels, la géothermie, etc. mais les générateurs d'origine renouvelable les plus répandus (sources primaire réparties et disponible largement) et les mieux adaptés sont les générateurs éoliens et les générateurs photovoltaïques. Les principales technologies sont :

- **Hydraulique** : Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil de l'eau. L'énergie

hydraulique est de loin l'énergie renouvelable la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée. [1]

- **Eolien** : Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000. [1].
- **Géothermie**. Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique. [1]
- **Solaire photovoltaïque**. Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage. [1]
- **Solaire thermique**. Les centrales solaires thermiques sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, celle-ci étant produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en utilisant le rayonnement solaire concentré sur un échangeur par des miroirs paraboliques. [1]
- **Biomasse et déchets**. Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques. [1]
- **Marémotrice**. Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. Cette source d'énergie, malgré sa disponibilité considérable, reste anecdotique car elle nécessite la construction de barrages qui modifient les sites côtiers (protégés en France par la loi Littoral du 3 janvier 1986) en causant un ensablement ou un envasement du site. [1]
- **Hydrolienne**. Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique de la houle dont l'énergie provient du vent. De nombreuses solutions techniques ont été imaginées, mais l'hostilité du milieu sous-marin compromet sérieusement leur développement à l'heure actuelle. [1]

I.2.3- Intégration de la GED sur les réseaux de distribution

Le raccordement aux réseaux de distribution HTA d'unités de production décentralisées doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir des unités de production. Des précautions sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation de la fréquence et la tension.[3]

Ces règles, actuellement en vigueur, sont prévues pour garantir le bon fonctionnement du réseau de distribution tel qu'il est actuellement. Si les réseaux de distribution évoluent vers d'autres architectures et d'autres modes d'exploitation, ces règles sont susceptibles d'être modifiées. [4]

Le concept actuel des réseaux de distribution n'étant pas adapté à la production décentralisée, l'augmentation, dans l'avenir, de ce type de production laisse penser que des modifications de l'architecture de la distribution pourraient être avantageuses dans la mesure où une structure plus adaptée pourrait permettre une meilleure exploitation de ces unités de production pour le fonctionnement du réseau :

- Une topologie comportant des boucles fermées.
- L'utilisation des GED en tant que secours ou soutien du poste source.

Ces mesures pourraient améliorer la fiabilité du réseau de distribution. Mais il faut considérer les coûts de ces innovations et la rentabilité d'un tel système. [4]

I.2.3.1- Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques

➤ Impact sur le plan de tension [5] :

Le réseau de distribution fonctionne sous une tension de 20 kV. L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie aux consommateurs est responsable d'une chute de tension c'est-à-dire que la tension relevée aux noeuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur. Ainsi un compromis technico-économique exige que la tension sur le réseau de distribution doive rester dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale ce qui donne en France l'intervalle [19 ; 21] kV.

Pour pallier ce problème, on utilise des transformateurs régulateurs en charge au niveau du poste source HTB/HTA. Ces sont des transformateurs dont on peut changer les prises c'est-à-dire faire varier le rapport de transformation et donc soit diminuer soit augmenter la tension.

On rappelle pour mémoire que la chute de tension en régime triphasé s'exprime par la formule suivante:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times L \times P_{ri} + x \times L \times Q_{ri}}{U^2} \quad (I.1)$$

On constate donc que la chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. Ainsi la connexion de GED sur le réseau peut faire varier le plan de tension. La tension peut alors dépasser les limites admissibles même avec le fonctionnement des régulateurs en charge.

Pour montrer les effets de la GED sur le plan de tension, prenons l'exemple de la Figure (I-1). Le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5 km consommant au total 10 MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section de 150 mm². Les paramètres des conducteurs sont donc $r = 0,206 \Omega/\text{km}$ et $x = 0,1 \Omega/\text{km}$. Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63 kV/20 kV) doté d'un régulateur en charge.

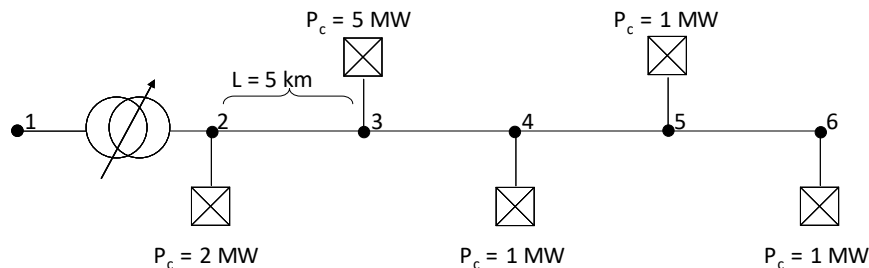


Figure I-1 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED.

La Figure (I-2) illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GED sur la tension. On peut constater qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régulateur en charge. En connectant une GED de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GED. La puissance active injectée étant moins importante au nœud 3, 4, 5, la chute de tension est moins importante.

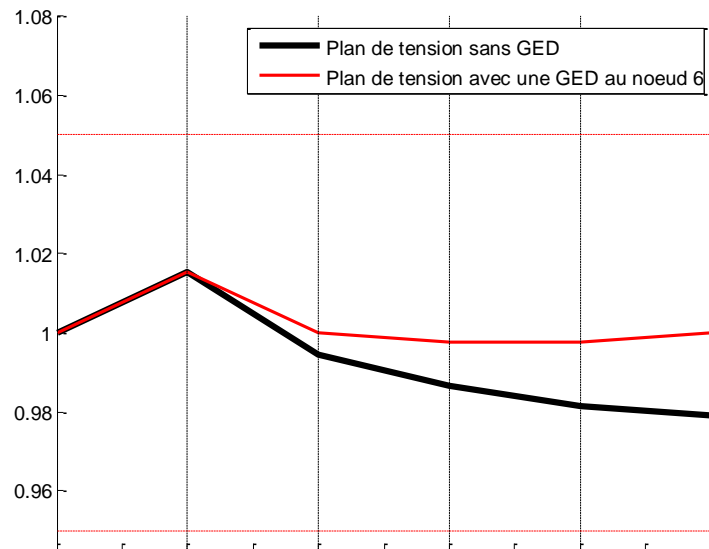


Figure I-2 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de dans le réseau test.

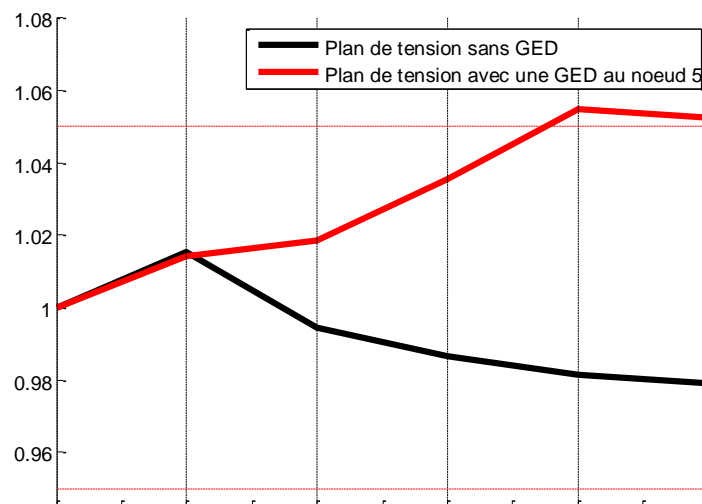


Figure I-3 : Exemple de surtension provoquer par l'insertion de GED.

Le plan de tension avec une GED connectée permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles. Ceci est bénéfique pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes.

En revanche, l'insertion de GED peut provoquer des surtensions comme l'illustre la Figure (I-3). Une GED de 10 MW est connectée au nœud 5. L'export de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

Les GED connectées à un départ peuvent provoquer le changement de prises du régulateur en charge. Ainsi, d'autres départs de ce régulateur en charge peuvent voir leur tension diminuer en raison du changement de prises du régulateur, avec la logique de compoundage appliquée au régulateur en charge.

➤ **Impact sur les transits de puissances:**

La connexion de GED sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Nous reprenons l'exemple de la Figure II-1. La Figure (I-4) montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GED. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

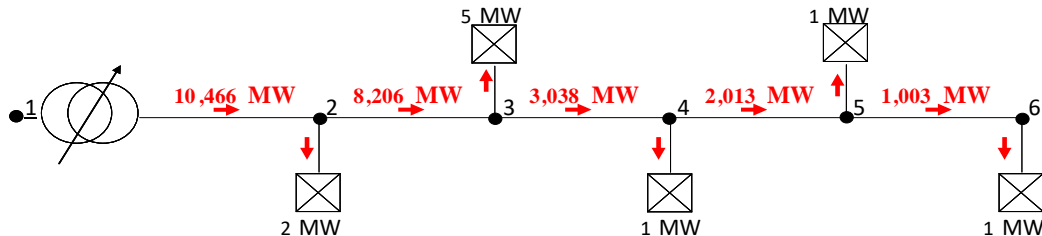


Figure I-4 : Transit des puissances dans le réseau test sans GED.

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la Figure (I-5). On suppose que cette GED fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GED connectée au nœud 5, les pertes sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GED a donc diminué les pertes sur le réseau d'un facteur 3,8. Au chapitre I, nous avons vu que les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante :

$$\text{pertes} = \frac{R}{U^2} \times (p^2 + Q^2) \tag{I.2}$$

Ainsi grâce à la production locale de cette GED, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

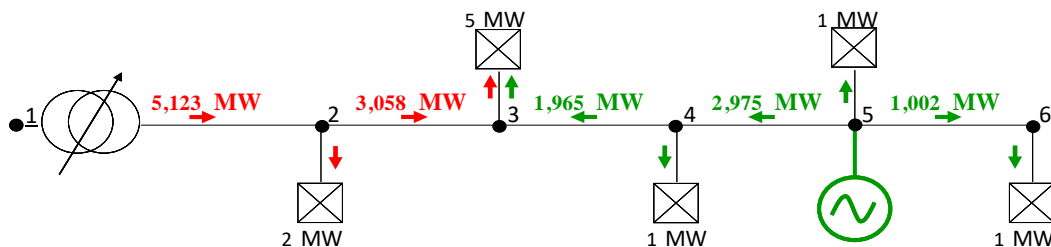


Figure I-5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5.

Selon le nombre et la taille des GED connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La Figure (I-6) illustre un exemple de cas d'export de puissance si on connecte, par exemple, 1 GED au nœud 3 de 5 MW et 1 GED au nœud 5 de 6 MW.

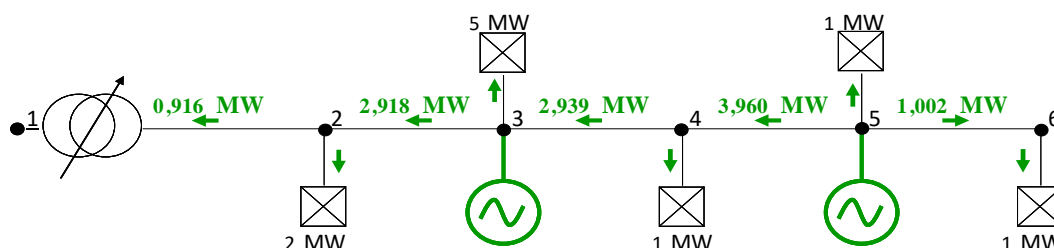


Figure I-6 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.

➤ Impact sur les courants de court-circuit:

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. Ainsi il est possible que le courant de court-circuit soit modifié et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres).

➤ Impact sur la qualité de la tension

La connexion de GED sur le réseau de distribution peut également altérer la qualité de l'onde de tension. Celle-ci est déterminée grâce à un ensemble d'indices.

•Le « flicker »

Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Il provient du fonctionnement de certaines machines comme les fours à arcs par exemple. Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels. Cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des GED si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques.

•Les creux de tension

Il s'agit d'une diminution brutale de la tension qui peut aller jusqu'à 90 % de la tension nominale pendant une durée comprise entre 10 ms et 1 minute. Le fonctionnement des protections limite la durée des creux de tension suite à des défauts polyphasés. Ils peuvent intervenir également lorsqu'une GED se couple au réseau.

•Les harmoniques

Les harmoniques sont une déformation de l'onde de tension ou de courant. Certaines GED (photovoltaïque entre autres) peuvent avoir des interfaces d'électronique de puissance. Or ce sont ces dispositifs d'électronique de puissance qui sont responsables de la création d'harmoniques plutôt hautes fréquences qui peuvent provoquer un vieillissement prématuré des matériels. Par ailleurs, elles sont responsables de gênes acoustiques dans les transformateurs et de vibrations dans les machines tournantes.

•Les déséquilibres du système triphasé

Le déséquilibre du système triphasé est dû à un mauvais équilibrage des phases et peut provoquer des déséquilibres de tension (diminutions ou élévations). Ces déséquilibres au niveau de la moyenne tension peuvent apparaître lors du raccordement de GED monophasées sur le réseau basse tension, au même titre que les charges monophasées classiques.

I.2.3.2- Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation [5]:

➤ **Impact sur le plan de protection:**

• **Problème d'aveuglement des protections:**

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED. Ce problème est illustré sur la Figure (I-7). En effet, en l'absence de GED, le seuil de la protection P2 est réglé à $I_{seuil\ P2} = I_{df\ 1}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GED, alors la GED va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont, $I_{df\ 2}$, est alors plus faible que $I_{df\ 1}$ est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement.

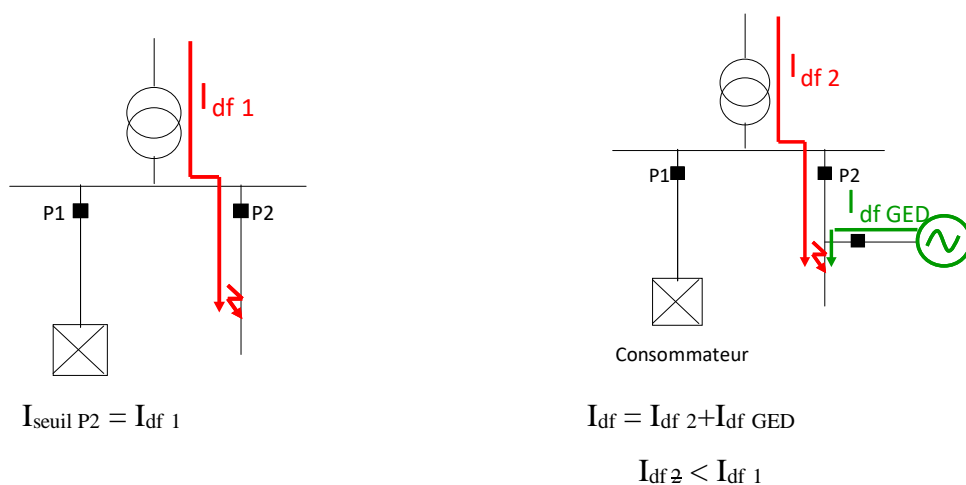


Figure I-7 : Problème d'aveuglement de protections.

- **Problème du déclenchement intempestif des protections**

Le problème de déclenchement intempestif (illustré sur la Figure I-8) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED. En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection P2.

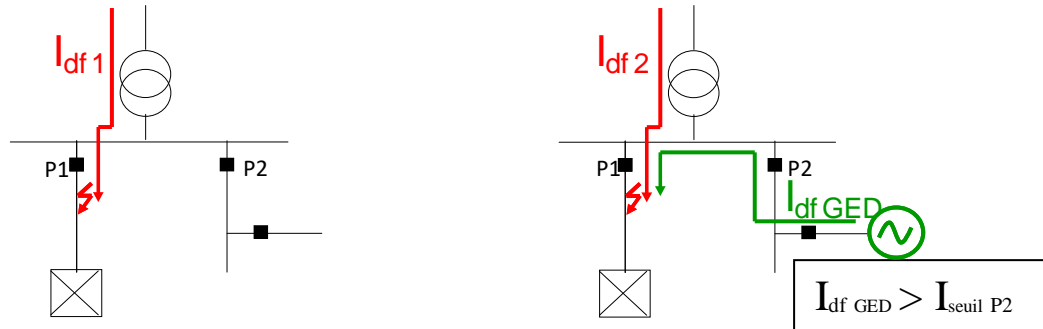


Figure I-8 : Problème du déclenchement intempestif de protections.

➤ **Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification**

L'introduction de production décentralisée dans le réseau modifie les transits de puissance et le plan de tension. Ainsi, c'est un paramètre qui doit être introduit dans les études de planification. Par exemple, une décision de renforcement de réseau sans GED et avec GED n'aura pas les mêmes coûts actualisés. Il est en effet possible que selon qu'il y ait une GED ou non, les parties du réseau à renforcer changent. Les coûts actualisés des pertes, ou encore de l'énergie non distribuée, peuvent donc être très différents.

I.3- Le Réseau intelligent

I.3.1- Définition du réseau intelligent (smart grid)

Un réseau électrique intelligent est un réseau électrique capable d'intégrer au meilleurs coût les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois , l'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de fourniture »

Le réseau électrique intelligent intègre et interconnecte à cette fin des technologies (produites services) et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne énergétique, depuis la production d'énergie jusqu'aux équipements du consommateur. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation de capteurs et d'équipements numériques de protection, de mesure et de communication en interface avec les centres de contrôle et de pilotage.

Le réseau électrique intelligent offre à tous les consommateurs la possibilité d'obtenir des informations précises sur leurs usages électriques. Cela permet au consommateur de mieux connaître et piloter son propre consommation, son éventuelle autoproduction et d'améliorer son efficacité énergétique en liaison avec le réseau et ses opérateurs [6].

Une autre définition: Ces nouveaux réseaux intelligents (smart grids ou encore SG) peuvent se définir de deux manières. La première, définition que nous appellerons « européenne », indique que les smart grids sont des réseaux électriques qui peuvent intégrer intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui leur sont connectés – producteurs, consommateurs et ceux qui exercent les deux activités – dans le but de fournir l'électricité de manière efficace, soutenable, économiquement viable et sûre. Une deuxième définition, du Département de l'énergie américain, précise davantage les objectifs qui sont assignés à un réseau intelligent, à travers le fil conducteur qu'est la sécurité du système. Selon cette définition, un réseau smart grid doit intégrer les caractéristiques ou permettre d'atteindre les performances suivantes [7]

- être auto-cicatrisant vis-à-vis des événements perturbateurs ;
- permettre la participation active des consommateurs au travers de la modification de leur demande (Demand side management ou demand response) ;
- réagir et se protéger contre les attaques physiques et les piratages ;
- fournir une électricité de qualité adaptée à tous les besoins ;
- accueillir toutes les technologies de production ou de stockage ;
- permettre l'émergence de nouveaux produits, services et marchés ;
- optimiser l'utilisation et la gestion des actifs.[7]

I.3.2- Structure moderne ou Intelligent d'un réseau électrique [6]:

La figure (I.6) présente quelques changements significatifs dans la structure actuelle du réseau électrique par rapport à celle classique. Les réseaux électriques actuels ou réseaux intelligents permettent le transfert de l'énergie dans les deux sens, afin de donner l'occasion d'intégration à d'autres sources parmi lesquelles les sources d'énergies de type renouvelable. Aussi les réseaux intelligents permettent l'insertion des nouvelles formes disponibles dans la vie quotidienne comme les véhicules électriques.

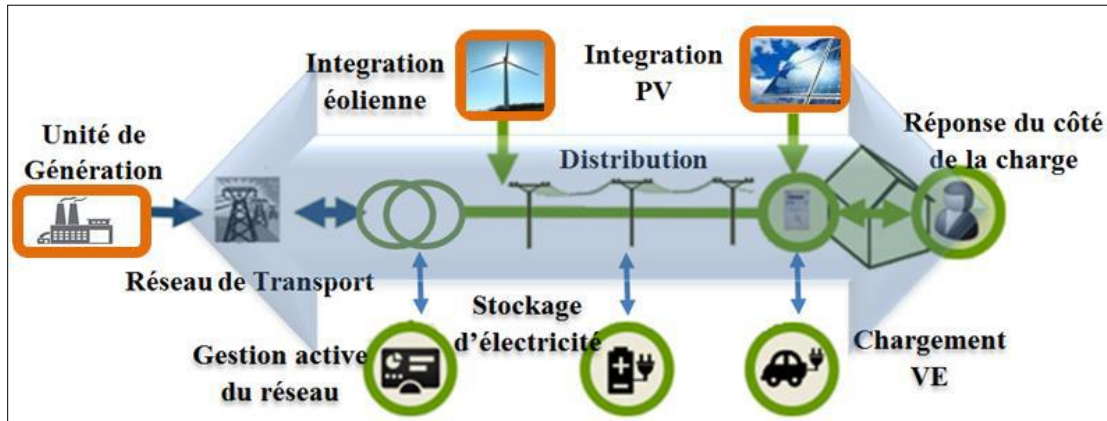


Figure I.9 Représentation horizontale (bidirectionnelle) des réseaux électriques actuels.

I.3.3- Comparaison entre les réseaux électriques anciens et actuels [6]

Les principales différences entre un réseau électrique intelligent et un réseau électrique classique sont présentées dans le tableau I.1.

Tableau I.1. Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent.

Réseau traditionnel	Smart Grid
Electromécanique, état solide	Digitale/Microprocesseur
Une seule direction et communication localisée.	Bidirectionnel, réseau de communication étendue.
Génération centralisée.	Adopte une génération distribuée et mixte (décentralisée).
Protection, surveillance et contrôle limités.	WAMPAC, protection adaptative plus fiable.
Surveillance manuelle et localisée.	Surveillance autonome, et à distance (utilisation du système SCADA)
Restauration manuelle lente.	Automatique, et Self-Healing
Vérification manuelle des équipements.	Surveillance des équipements à distance.
Systèmes de contrôle des défauts limités (quelques détecteurs).	Pénétration des systèmes de contrôle de défauts(détections à grande échelle du réseau électrique)
Fiabilité estimée.	Fiabilité prédictive du réseau, plus efficacement améliorée
Besoin en réserve très limité	Permet la réponse de la charge (DR), et la Gestion du cote charge DSM.

I.3.4- Objectifs et avantages des réseaux intelligents

Les systèmes de distribution d'électricité en place au niveau local sont conçus pour fournir de l'énergie et l'envoyer dans un sens, mais ils n'ont pas les capacités intelligentes leur permettant d'optimiser la fourniture. De ce fait, les entreprises de distribution d'énergie doivent mettre en place une capacité de production suffisante pour faire face aux pics de consommation d'énergie, bien que ces pics ne se produisent que quelques jours par an et que la demande moyenne soit largement inférieure. Dans la pratique, cela signifie que les jours où on attend une demande supérieure à la moyenne, les entreprises de distribution d'énergie redémarreront des générateurs peu utilisés, moins efficaces et plus coûteux. L'Union européenne, le Congrès des Etats-Unis¹², l'Agence internationale de l'énergie ainsi que de nombreux chercheurs et de nombreuses entreprises de services collectifs sont convaincus que les réseaux intelligents représentent une technologie essentielle pour améliorer la fiabilité et réduire l'impact environnemental de la consommation d'électricité. Selon les estimations de l'EPRI, la distribution d'électricité par des réseaux intelligents pourrait permettre de réduire la consommation d'électricité de 5 à 10% et les émissions de dioxyde de carbone de 13 à 25%. [8]

I.4- Conclusion

Nous avons traité dans ce premier chapitre la généralité sur la production décentralisée et le réseau intelligent. Ce travail a abordé ce sujet sous différents aspects, et il a clarifié quelques concepts importants dans ce même champ.

CHAPITRE II

**Schémas de protection des réseaux
électrique.**

CHAPITRE II

Schémas de protection des réseaux électrique.

II.1- Introduction

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

La Commission électrotechnique 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.

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes. [9]

II.1.1- Rôle des protections

Les fonctions de protection d'un réseau sont destinées à surveiller un ou plusieurs paramètres de l'installation, par exemple : les courants, la tension, la température, la fréquence...etc. Ces grandeurs sont mesurées en permanence et comparées à des consignes ou à des seuils au-delà desquels la situation est définie comme anormale et dangereuse. En présence d'un défaut, la protection donne des ordres de déclenchement bien sûr, et pour isoler durablement la partie en défaut, elle interdit le ré-enclenchement. Elle peut aussi délivrer une alarme pour informer le personnel de maintenance et lui permettre d'intervenir. [9]

II.1.2- L'étude des protections d'un réseau

L'étude des protections d'un réseau se décompose en deux étapes distinctes :

- ✓ La définition du système de protection, appelée plan de protection
- ✓ La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections ou sélectivité.

Dans un système de transport d'énergie électrique, les lignes sont les éléments les plus exposés aux différentes perturbations à cause de plusieurs facteurs. Pour maintenir le fonctionnement normal du système, il faut équiper les lignes par des relais de protection et des disjoncteurs. [9]

II.2- La protection à distance : [10]

Les protections de distances sont destinées à protéger les lignes hautes et très haute tension contre les courts-circuits. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps-distance de la protection.

II.2.1- Rôle d'une protection de distance : [10]

Alimentée localement par des réducteurs de mesure qui lui fournissent l'image du réseau, en cas de présence de défaut électrique dans sa zone de surveillance, le rôle d'une protection est de détecter celui-ci et de commander le disjoncteur qui éliminera le défaut.

II.2.2- Relais de protection à distance : [10]

Les lignes de transport d'énergie électrique à haute et très haute tension 220 et 400 kV sont des lignes principales du réseau du transport électrique. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou sous-marines. Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques, ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques. Pour cela il faut protéger ces lignes contre les différentes anomalies surtout le court-circuit par l'utilisation de la protection de distance

II.2.3- Principe de mesure de l'impédance: [10]

La protection à distance utilise pour localiser un défaut une mesure de distance entre ce dernier et le point où elle est installée. Elle est déterminée grâce à une mesure de l'impédance directe, qui varie de $0,33\Omega$ à $0,42\Omega$ au kilomètre en fonction du type de ligne très haute tension. Cette mesure doit présenter un caractère dirigé. La prise en compte de la partie réactive de l'impédance directe (Z_d) permet d'affranchir la mesure de distance et de la résistance de défaut.

En absence de défaut (voir la Figure II.1), la protection de distance ne voit qu'une impédance apparente de réseau, dépendante du transit effectué sur la ligne, mais aucunement assimilable à l'impédance directe de la ligne.

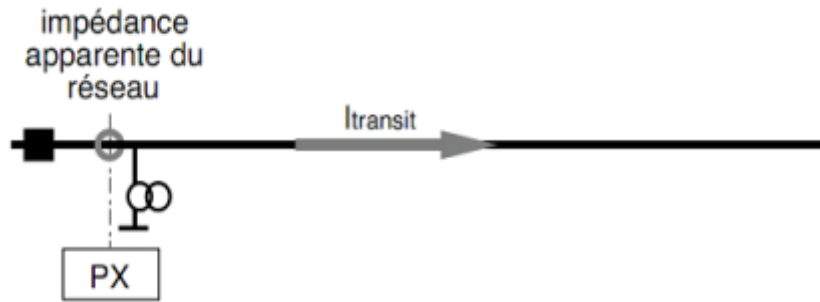


Figure II.1. protection a distance en absence d'un défaut

La protection à distance doit donc séparer la situation avec défaut de la situation normale sans défaut : c'est l'un des rôles de la mise en route. On entre alors dans le domaine de validité des formules ci-dessus, encore faut-il savoir laquelle utiliser.

En présence d'un défaut (voir la Figure II. 2), l'impédance directe entre le point de défaut et le point où est située la protection peut être déterminée à partir des tensions et des courants.

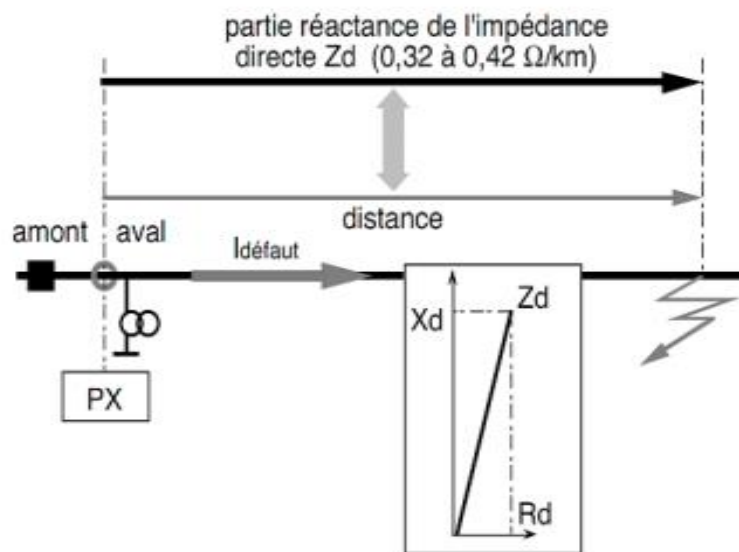


Figure II.2. Protection à distance en présence d'un défaut

Les protections les plus sophistiquées possèdent une mesure par type de défaut et utilisent des critères permettant la validation de la mesure correspondant au défaut réel. Ce sont les protections multi-chaînes de mesure, le plus souvent à six chaînes, utilisées sur les réseaux 220 et 400 kV. La (Figure II .3) illustre le principe d'installation de différents équipements lié à la protection à distance.

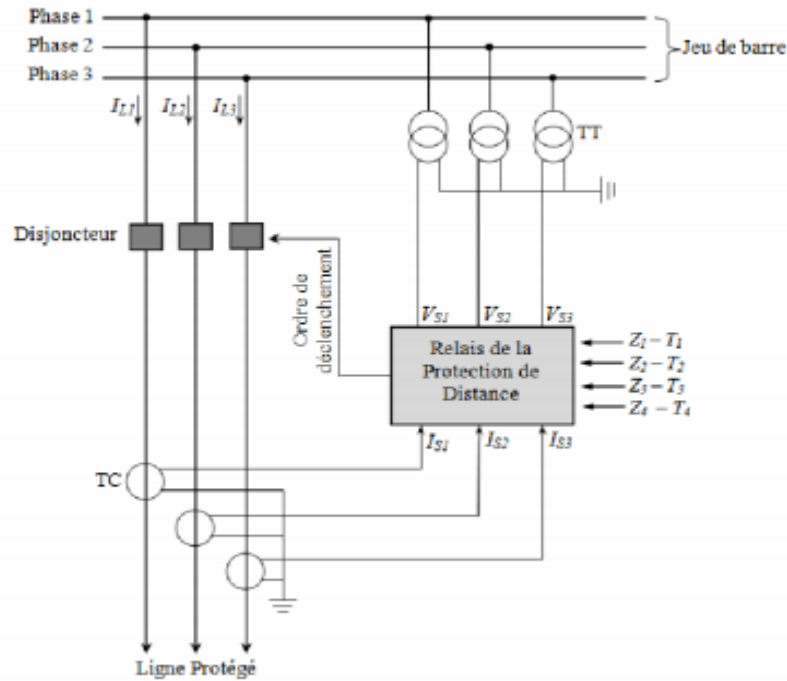


Figure II.3 Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance

II.2.4- Réglage des zones de protection : [10]

II.2.4.1- Relation entre temps – distance :

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sone gaz sont réglés pour trois zones de protection en aval (Z_1 , Z_2 et Z_3) et une seule zone de protection en amont (Z_4) comme indiqué par la (figure II.4) avec une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la (figure II.5).

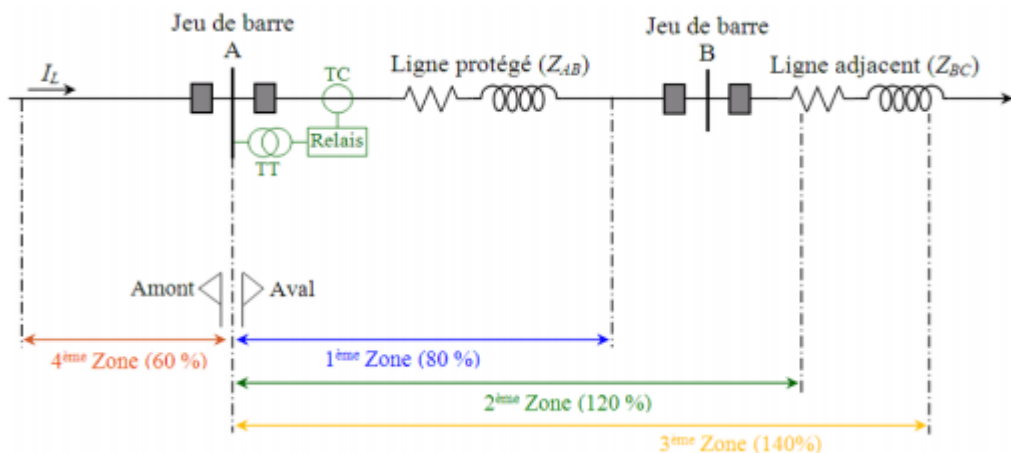


Figure II.4. Principe de réglage des zones de protection.

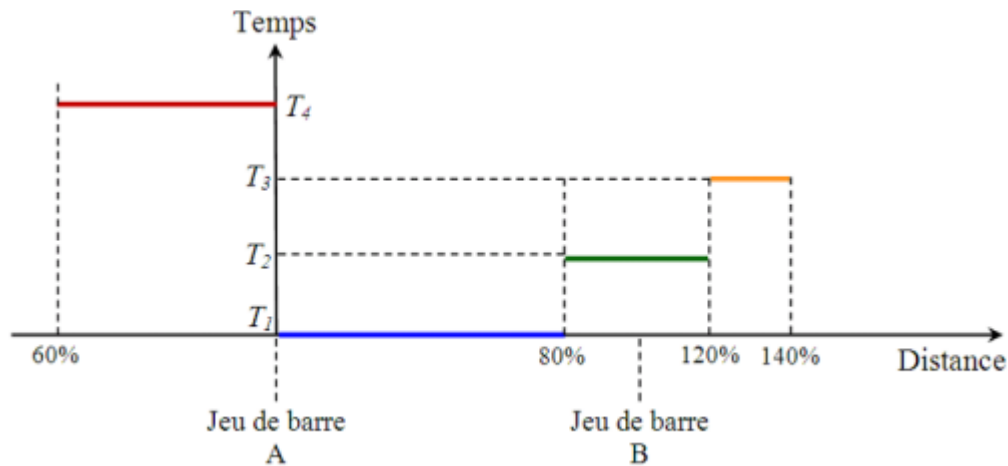


Figure II.5. Sélectivité chronométrique

II.2.4.2- Réglage des zones aval

La zone Z1 est réglée entre 80 à 90 % de l'impédance totale de la ligne protégé AB (ZAB) avec un temps instantané ($T_1 = 0$ sec) de déclenchement de disjoncteur HT. La zone Z2 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de ZAB) plus une partie de l'impédance totale de la ligne adjacente (20 % de ZBC), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_2 = 0,3$ sec). Cette zone est une zone de secours pour le relais à distance installé sur la ligne adjacent BC, elle est caractérisée par :

- Un paramètre de fonctionnement minimal désiré qui est l'impédance au jeu de barres éloigné multiplié par un facteur de sécurité de 1,2.
- Un temps de retard minimal associé à chaque relais de distance installé qui doit assurer la coordination avec la zone T_2 de tous ses relais. La zone Z3 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de ZAB) plus une partie de l'impédance totale de la ligne BC adjacente (40 % de ZBC), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_3 = 1,5$ sec).

En même temps c'est une zone de secours pour le relais de distance installé sur la ligne adjacente BC.

II.2.4.3- Réglage des zones amont :

La zone Z4 doit protéger la ligne AB en cas de changement du sens de la puissance de transit entre les jeux de barre (de B vers A). Elle est réglée à 60 % de l'impédance totale ZAB, avec un temps de déclenchement temporisé ($T_4 = 0,6$ sec). Les équations de calcul des réglages des zones sont [26] :

Première Zone (Z1)

$$Z_1 = 80\% Z_{AB} = 0,8 [R_{AB} + j X_{AB}]$$

(II.1)

Deuxième Zone (Z2)

$$Z2 = ZAB + 20\% ZBC = [RAB+j XAB] + 0,2 [RBC+j XBC] \quad (\text{II.2})$$

Troisième Zone (Z3)

$$Z3 = ZAB + 40\% ZBC = [RAB+j XAB] + 0,4 [RBC+j XBC] \quad (\text{II.3})$$

Quatrième Zone (Z4)

$$Z1 = -60\% ZAB = -0,6 [RAB+j.XAB] \quad (\text{II.4})$$

II.3- Protection différentielle : [11]

Une protection différentielle consiste à comparer les courants entrants et les courants Sortants dans la zone protégée, à l'état normal les deux courants sont égaux et si un Défaut apparait les deux courants seront différents, cette protection doit opérer Rapidement quand le courant différentiel mesuré est supérieur à des valeurs déjà Programmées (seuil).

II.3.1- Principe de fonctionnement :

La particularité de la protection différentielle dans le transformateur c'est qu'elle doit S'adapter aux conditions de fonctionnement, ou le courant primaire est différent du secondaire et le déphasage entre les phases qui est dû aux types de couplages, ces deux facteurs importants sont pris en considération et le relais est adapté à ces deux conditions de fonctionnement en effectuant le réglage approprié.

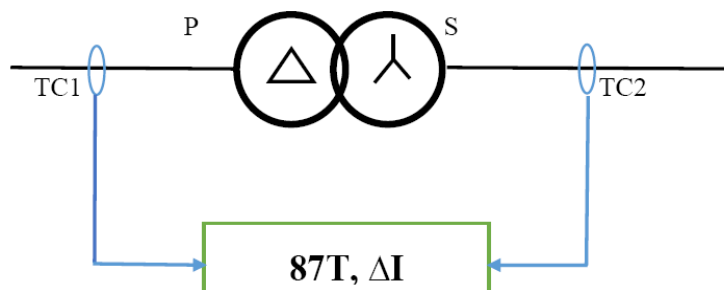


Figure II.6. Fonctionnement de protection différentielle

Le relais ne peut pas mesurer les courants réels traversant le transformateur, on utilise deux transformateurs de courant pour donner une image parfaite et réduite des courants primaires et secondaires, étant donné que le courant primaire est supérieure à celui au secondaire, la différence des courants à l'état normale, n'est plus nulle (ΔI), pour résoudre cette contrainte, des transformateur de courant à rapport différent sont utilisés.

Cela maintient le courant mesuré (courant différentielle) proche du zéro en fonctionnement normal, par contre lors d'un défaut entre les TC, ou la présence d'un déséquilibre du courant, les deux courants seront différents « courant différentiel », l'élément différentiel calcul cette différence est la compare avec les conditions de fonctionnement

programmées afin de provoquer un déclenchement. Le fonctionnement de la protection différentielle du transformateur doit faire face aux différentes contraintes durant le fonctionnement normal du système, ou on doit éviter toute déclenchement intempestif de l'élément, les contraintes en question sont :

- Courant d'enclenchement.
- Saturation transitoire de noyau.
- Mode de couplage de transformateur.
- Rapport de transformation différent.
- Inexactitude inhérente au TC [11]

II.3.2- Condition de base de la protection différentielle :[11]

Les conditions de base du système de protection différentielle sont comme suivent :

Fiabilité : Elle peut être définie comme la capacité de fonctionnement du système de protection quand le défaut se produit sur le système. Ici nous avons deux aspects différents, le premier est la fiabilité (ou disponibilité) du système de protection qui signifie que le système de protection doit fonctionner dans des conditions de panne. Le second est la sécurité qui signifie que le système de protection ne doit pas fonctionner dans les conditions normales où le défaut est externe La fiabilité peut être réalisé en choisissant les composants fiables pour toute la chaîne à savoir :

- Transformateur.
- Relais protecteurs.
- Câblage du système de protection.
- Circuits de commande.
- Approvisionnements de puissance auxiliaire.

Sélectivité : C'est la capacité du système de protéger et d'isoler seulement la partie défectueuse de sorte que la pièce restante reliée toujours au système selon cette condition que le système d'alimentation continuera la fourniture d'énergie à toutes les parties saines du système.

Sensibilité : C'est la capacité du système de protection de détecter la réponse à tout défaut à un point quelconque sur la zone protégée dans toutes les conditions de fonctionnement.

Vitesse : Le système de protection doit se déclencher pour les défauts instantanément (c.-à-d. sans retard de temps) sur tout pour les courants graves de court-circuit. Pour réduire au minimum les dommages dans le système d'alimentation. Pour fournir la stabilité pour le système d'alimentation.

Simplicité : Un système de relais protecteur devrait être maintenu simple et direct tout en accomplissant ses buts prévus. Chaque unité ou composant supplémentaire, peuvent offrir l'amélioration de la protection mais n'est pas nécessairement à la base des conditions de protection. Chaque addition fournit une source possible de problème et d'entretien supplémentaire.

Économie : Il est fondamental qu'il faut obtenir une protection maximale pour un coût minimum. Le système qui à coût de protection minimum peut ne pas être le plus fiable ; en outre, il peut entraîner de plus grandes difficultés dans l'installation et l'opération, aussi bien que des coûts de maintenance plus élevés. Des coûts de protection sont considérés haute une fois qu'ils devraient être évalué à l'encontre du coût élevé de l'équipement qu'ils se protègent, et du coût d'une panne ou d'un équipement protégé par la protection inexacte [12]

II.3.3- Les types de protection différentielle : [11]

a. Protection différentielle de pourcentage

Pour résoudre les problèmes d'application des TC, le relais calcul deux valeurs de courant [11] :

- Un courant différentiel I_d
- Un courant de retenu I_r

Le rapport entre les deux courants (I_d/I_r) calculé est exprimé en pourcentage, cette quantité représente une pente de la droite qui spécifie la plage de fonctionnement du différentielle, d'où cette méthode appelée la protection différentiel à pourcentage.

b. Protection différentielle instantanée

Cette protection agit comme une surintensité répondant à l'amplitude de courant différentiel mesuré, Si le relais mesure un courant différentiel plus grand que le seuil de la fonction différentielle instantanée il va provoquer un déclenchement sans délais.

II.3.4- Avantage de la protection différentielle :[12]

La protection différentielle est avantageuse parce qu'elle peut détecter des courants de court-circuit inférieurs au courant nominal, elles présentent aussi l'avantage d'être rapides et indépendantes des autres protections en termes de sélectivité.

II.4- Protection à max de courant :

II.4.1- Principe de fonctionnement : [13]

Mesure la variation de courant de transit et fonctionne au delà du seuil de courant admissible maximum affiché. Elle peut être à temps constante ou inverse.

II.4.2- Les différents types de protection : [13]

II.4.2.1- Protection à maximum de courant phase :

Cette protection est destinée pour détecter les surintensités dans une installation électrique mono ou triphasés, la protection est activée lorsque la valeur du courant contrôle dépasse le seuil de réglage communément appelé le seuil de fonctionnement impose par l'exploitant de l'installation. Cette protection peut être temporisée, est la protection ne sera activée qu'après le dépassement du courant le seuil de réglage au moins égale à la temporisation sélectionnée.

a. Protection a temps indépendant

Dans ce cas la temporisation est constante et n'a aucune relation avec la valeur du courant mesure. La figure sous dessous explique le fonctionnement de cette dernière où I_s est le seuil de réglage de courant de coupure, et T est le retard de fonctionnement de la protection ou la temporisation

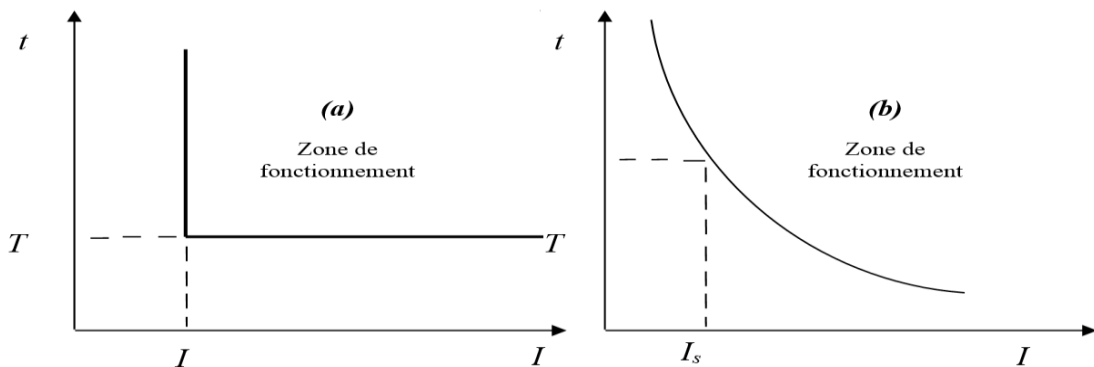


Figure II.7. Caractéristique temps courant d'une protection (a-Temps indépendant, temps dépendant).

b. Protection a temps dépendant

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesure et le seuil de fonctionnement, plus le courant est élevé plus la temporisation est faible. Le fonctionnement de la protection a temps dépendant est défini par les normes CEI 255-3 et BS 142 elles définissent plusieurs types de protections a temps dépendant qui se différencient par leur pente de leurs courbes on trouve protection a temps inverse, très inverse, ou extrêmement inverse.

Le choix d'une telle courbe est lié aux contraintes thermiques et électrodynamiques de l'installation et à la sélectivité employée entre les protection. la courbe suivante indique la relation entre la temporisation et la valeur du courant détectée.

II.4.2.2- Protection à maximum de courant terre :

Cette protection joue un rôle vitale pour protéger nos installation contre la circulation du courant terre lors d'un défaut d'isolement, la protection est activée lorsque le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ dépasse le seuil de réglage pendant une durée égale a la temporisation choisie dans le cas normal ou aucun défaut n est apparu on peut confirmer que la somme des trois courants phase est nul qui reflète par la suite les caractéristiques d'un système triphasés

II.4.2.3- Protection à maximum de courant phase directionnelle :

Cette protection a deux objectifs, le premier est de protéger l'installation contre les forts courants, le deuxième est pour détecter leur sens. Pour mieux comprendre le rôle et le principe de fonctionnement de cette dernière il est bel et bien d'analyser l'exemple suivant.

Soit l'installation schématisée par la figure suivante :

Avec :

P1,P4 : Protection à maximum de courant phase.

P3,P4 : Protection à maximum de courant phase directionnel.

Icc1, Icc2 : court-circuit alimente par les sources 1,2 respectivement

Lors de défaut en point A, les deux courant de court-circuit Icc1 ICC2 s'établissent simultanément, les quatre protections P1, P2, P3, P4 sont traverses par un courant de court-circuit.

Or pour éliminer le défaut sans couper l'alimentation des départs, seuls les disjoncteurs D1, D2 doivent déclencher. Pour y parvenir, on installe des protections à maximum de courant phase directionnel en P1 et P2.

Le système de protection se comporte de la façon suivante :

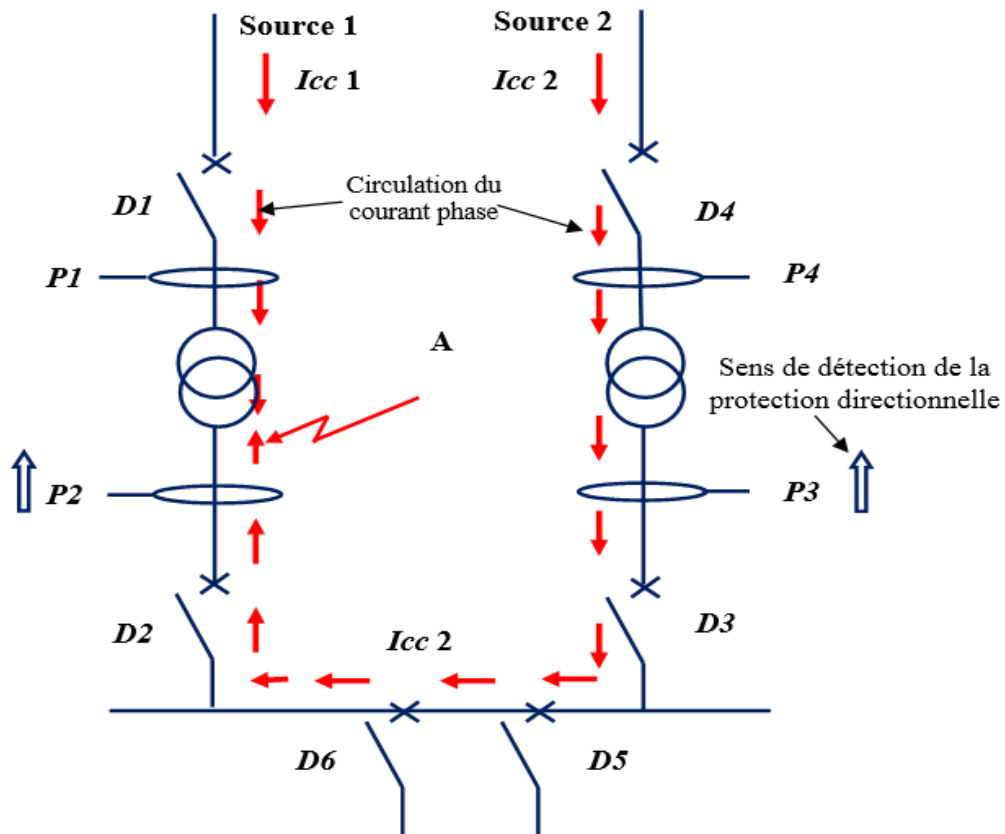


Figure II.8. Réseau à double alimentation affecté par un court-circuit.

- La protection P3 n'est pas active car elle est traversée par un courant circulant dans un sens opposé de sa sens de détection.
- La protection P2 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection, elle provoque le déclenchement du disjoncteur D2 est le courant ICC2 sera coupe.
- Un système d'inter-déclenchement provoque l'ouverture de D1, le courant ICC1 est donc coupe.
- La protection P4 n'est pas activée car elle est temporisée.
- Le tronçon en défaut est donc isole.

On dit que la protection détecte le sens du courant mais en réalité elle détecte le signe de la puissance active dans une installation

II.5- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté Le plan de protection d'une ligne de transport et l'étude des différent types de protection tel que ; la protection à distance, différentielle et a max de courant.

Afin de simuler dans le quatrième chapitre la protection a max de courant d'une ligne choisie pour être utilisée comme un exemple plus précis.

CHAPITRE III

**Les relais de protection
numérique.**

CHAPITRE III

Les relais de protection numérique.

III.1- Introduction

Tout réseau nécessite d'être protégé contre les surtensions, surintensités, court-circuite, mises à la terre, etc. Cette fonction est assurée par un ensemble d'appareillages localisés dans les postes tels que les relais. L'utilisation de microprocesseurs performants ouvre un nouveau chapitre dans la technique de protection des réseaux. Grâce à leurs capacités de calcul de valeurs de mesure, d'opérations arithmétiques et de décisions fonctionnement logiques, les relais numériques constituent un avantage considérable sur les relais analogiques statiques.[14]

III.2- Définition

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Relais numériques La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telle que :

- **Economique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques premièrement, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deuxièmement, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
- **Autocontrôle** : les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent .
- **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégrés dans un relais protecteur

simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.

- **Temps mise en marche réduit** : la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

- **Economie de temps et d'effort** : la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduit le temps de coupure électrique considérablement.

- **Flexibilité**: les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.

- **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.

- **Remplacement facile** : si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations [15]

III.3- Principe de fonctionnement d'un relais numérique

Les relais numériques sont équipés de logiciels (communication et programmation possibles) et de matériel. Ce dernier est constitué d'un ou plusieurs microprocesseurs. Toutes les opérations depuis l'acquisition jusqu'à la sortie des grandeurs de mesure (U, I, etc.) Les commandes du disjoncteur sont traitées numériquement. Le fonctionnement est réparti comme suit: [14]

- Acquisition des mesures (U, I etc.)
- Adaptation des signaux au niveau interne avec:
- Découplage galvanique
- Suppression des bruits (filtrage).
- Obtention de signaux analogiques prêts au traitement.
- Amplification.
- Échantillonneurs-bloqueurs
- Multiplexage
- Conversion analogique-numérique.
- Modules de mémoires.
- Transmission des données au bus du micro-processeur

- Traitement des signaux par les algorithmes de calcul et de filtrage numérique.
- Traitement des signalisations (contacts, leds).
- Traitement des entrées binaires
- Traitement des ordres de commandes.

Le signal d'entrée est filtré, puis échantillonné, et des algorithmes efficaces (stockés en EPROM) sont développés pour mesurer la topologie d'état du disjoncteur (ouvert, fermé) et réduire la résolution. Cela peut dépendre des tensions et courants donnés. être fait (Disjoncteur ouvert). [14]

III.4- Description des différentes fonctions du relais numérique

Le relais numérique utilise un microprocesseur pour analyser les tensions, les courants ou d'autres quantités de processus, pour Le but de la détection des défauts dans un réseau électrique Ou système de processus industriel. Un relais de protection numérique peut également appelé « relais de protection numérique ». Il est également appelé relais numérique [16].

III.4.1- Traitement des entrées

Signaux à basse tension et à faible courant (c'est-à-dire au secondaire de transformateurs de tension et de courant) sont amenés dans un filtre passe-bas qui supprime le contenu de fréquence au-dessus environ 1/3 de la fréquence d'échantillonnage. Le signal AC est alors échantillonné par le convertisseur analogique-numérique du relais de 4 à 64 (varie selon le relais) échantillons par cycle de système d'alimentation. minimum, magnitude de, habituellement en utilisant les concepts de transformation de Fourier (RMS et une certaine forme de moyenne) serait utilisée dans une fonction de relais simple. Plus une analyse avancée peut être utilisée pour déterminer les angles de phase, puissance active , puissance réactive, impédance, distorsion de forme d'onde et d'autres quantités complexes.

III.4.2- Traitement logique

Ensuite, il analyse les sorties résultantes du convertisseur A/N pour Déterminer si une action est requise sous sa protection Algorithme(s). Les algorithmes de protection sont un ensemble d'équations en partie conçues par l'ingénieur protection, et en Pièce conçue par le fabricant de relais. Le relais est capable D'appliquer une logique avancée. Il est capable d'analyser si Il doit trébucher ou empêcher de trébucher en fonction de Paramètres définis par l'utilisateur, par rapport à de nombreux Fonctions des entrées analogiques, entrées contact relais, temporisation Et l'ordre des séquences d'événements. Si une condition de défaillance

est détectée, Les contacts de sortie fonctionnent pour déclencher le circuit associé Disjoncteur(s).

III.4.3- Paramétrage

La logique est configurable par l'utilisateur et peut varier de simplement Changement des interrupteurs du panneau avant ou déplacement du circuit imprimé Ca va lire pour accéder au paramétrage interne du relais Page Web via un lien de communication sur un autre ordinateur À des centaines de kilomètres. Il peut avoir une vaste collection de paramètres, Au-delà de ce qui peut être saisi via les boutons et les cadrans du panneau avant, Et ces paramètres y sont transférés via un interface avec (ordinateur personnel),et ce même PC L'interface peut être utilisée pour collecter les rapports d'événements du relais.

III.4.4- Enregistrement d'événement

Dans certains relais, un bref historique de l'ensemble des données échantillonnées est conservé pour les enregistrements oscillographiques. Inclure quelques moyen permettant utilisateur devoir le horaire de la clé les décisions logiques, les changements d'E/S de relais (entrée/sortie), et voir, dans un mode oscillographique, au moins le fondamental composant des paramètres analogiques entrants.

III.4.5- Affichage des données

Des relais numériques fournissent un affichage sur le panneau avant, ou Afficher sur un terminal via une interface de communication. Ceci est utilisé pour afficher les paramètres de relais et en temps réel Valeurs de courant/tension, etc. Ont des ports de protocole de mesure et de communication, permettant Le relais devienne un élément d'un système SCADA. Les ports de communication peuvent inclure RS232/RS485 ou Ethernet (cuivre ou fibre optique). Les langues de communication peuvent Inclure les protocoles Modbus, DNP3 ou IEC61850

III.5- Schéma bloc d'un relais numérique

Les relais numériques sont des dispositifs basés sur un microprocesseur qui utilisent un logiciel.Traiter le signal échantillonné et implémenter la logique de relais. Tellement de nombreuses recherches sur la protection des relais numériques se concentrent sur le développement d'algorithmes pour des applications spécifiques. Éléments de base de résumé du relais numérique sur la figure : [14]

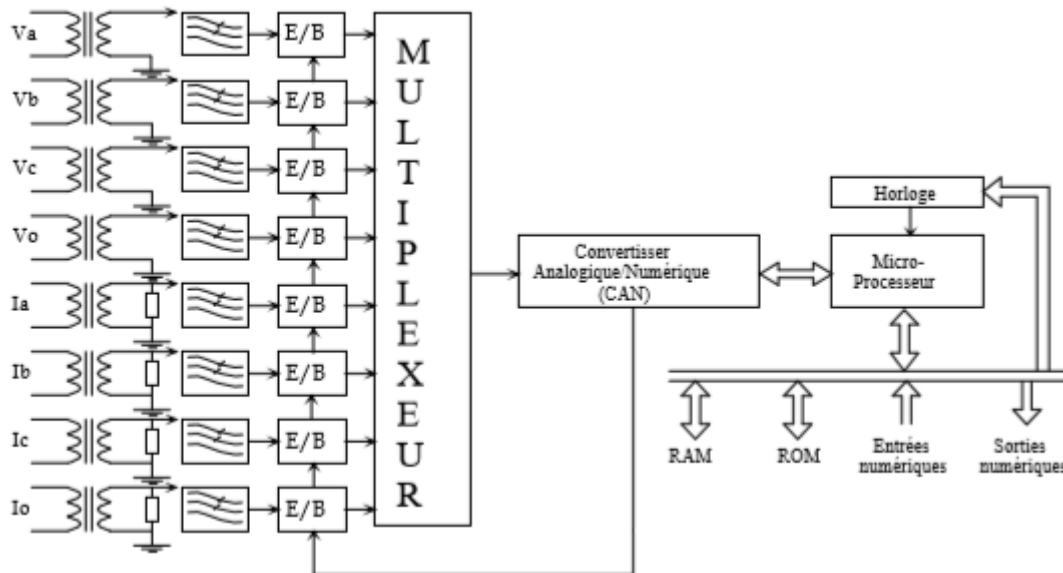


Figure III.1 : Eléments de base d'un relais numérique

III.5.1- Transformateurs de courant

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) "Un transformateur de courant est un transformateur de mesure traversé par un courant secondaire. Dans des conditions normales de fonctionnement, il est essentiellement proportionnel au débit initial. la phase est décalée d'un angle proche de zéro pour une meilleure compréhension Lien".



Figure III.2. Transformateur de courant

III.5.2- Transformations de tension :

La fonction d'un convertisseur de tension est de fournir à son côté secondaire l'image de la tension appliquée à travers lui au côté primaire. L'utilisation est autant une question de

mesure que de mesure Sécurité. Le transformateur de tension (VT ou TP) se compose de deux enroulements Primaire et secondaire couplés par un circuit magnétique.



Figure III.3-Transformateur de tension.

III.5.3- Filtre anti-repliement

Les convertisseurs analogique-numérique (CAN) sont « aveugles », sauf pendant la conversion, car il existe des limites pratiques à la fréquence d'échantillonnage des relais numériques. Lorsqu'il reçoit le top (impulsion) de l'horloge, l'ADC effectue la conversion presque immédiatement. Par conséquent, les informations contenues entre les impulsions sont perdues. Le crénelage spectral est le phénomène de modification de l'identité d'un signal lorsqu'il Échantillonné à un taux trop faible.

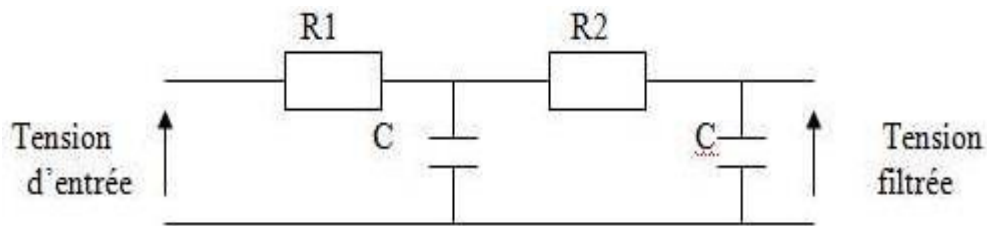


Figure III.4-Filtre anti-repliement analogique.

III.5.4- L'échantillonnage

L'échantillonnage est nécessaire pour protéger le microprocesseur pour :Produire le nombre dont l'unité de traitement a besoin pour effectuer les calculs et Attribution des décisions. Le courant et/ou la tension, par exemple du système, ne sont pas contrôlés En continu, mais comme toutes les autres grandeurs, elles sont prises une à une. L'échantillonnage est le processus par lequel des formes d'onde continues peuvent être obtenues L'affichage en tant que valeurs séparées s'appelle l'échantillonnage.

III.5.5- Multiplexage

Le CAN étant relativement coûteux, les multiplexeurs sont utilisés pour n'utiliser qu'un seul convertisseur. Le multiplexage est une technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur le même circuit ou câble. Le multiplexage (temporel) consiste, par exemple, à diviser le temps toutes les secondes en intervalles de temps plus petits et à attribuer à chaque signal un intervalle de temps spécifique. Le multiplexeur est la sortie centrale. Il alimente le signal de chaque canal en série avec le convertisseur pendant un temps très court à chaque impulsion d'horloge (qui peut être considérée comme nulle au premier arrondi). Le reste du temps, ou presque en permanence, il agit comme un interrupteur ouvert, chargeant chaque voie dans l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais s'assurant qu'il n'y a pas de connexion physique entre la voie et le convertisseur.

III.5.6- Conversion analogique / numérique

La conversion du signal numérique vers analogique consiste à échantillonner ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une période appelée période d'échantillonnage, qui est le temps entre deux valeurs convergentes. Cette période doit être suffisamment courte pour que l'échantillon soit significatif. Il ne doit pas non plus être si petit que la quantité d'informations ne devienne pas très importante. Un circuit qui remplit cette fonction est appelé un échantillonnage/résistance (E/B) car il doit se déplacer (masse) pendant la période La valeur du signal d'entrée. A la sortie E/B, le signal est toujours analogique et ne cesse de s'élargir. Une tension (en volts) peut prendre n'importe quelle valeur. Le signal est ensuite numérisé par un convertisseur analogique-numérique (ADC).

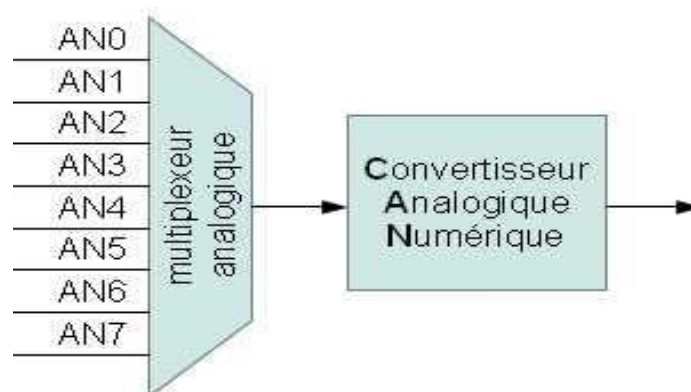


Figure III.5-Conversion analogique / numérique

III.5.7-Microprocesseur

Microprocesseur, également appelé M.P.U. (Unité à microprocesseur) ou C.P.U. Le (CPU) est un circuit intégré complexe appartenant à la famille VLSI (Very Large Scale Integration) capable d'exécuter séquentiellement et automatiquement l'enchaînement des opérations élémentaires.

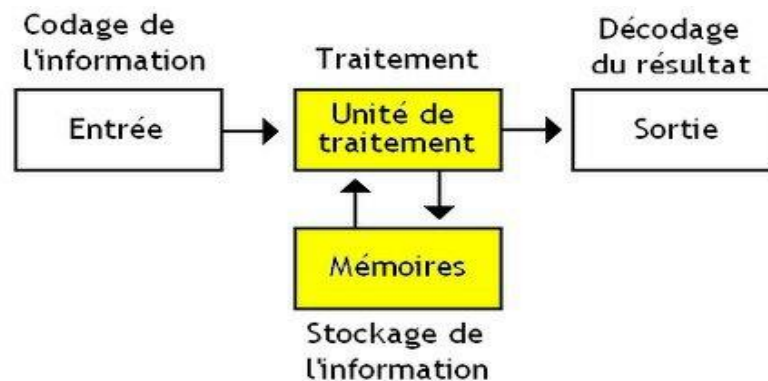


Figure III.6-schéma bloc de Microprocesseur.

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique et est un programme qui implémente l'algorithme de choix pour détecter ou détecter les erreurs. Un microprocesseur est un petit composant électronique, souvent en silicium, qui contient un certain nombre de transistors principaux ensemble. Un microprocesseur exécute les tâches d'une unité centrale de traitement (CPU). Interpréter les commandes et traiter les données d'application.

III.6- Les avantages d'un relais numérique [14]

La localisation précise des défauts, même sur les lignes en parallèle, avec les autres renseignements sur les défauts, permet de réduire la durée d'indisponibilité. Les renseignements précis sur les défauts permettent leur analyse approfondie. Une simple commande permet de passer d'un groupe de réglage à un autre. La fonction d'autodiagnostic réduit les coûts de maintenance. Le relais peut être interfacé avec des protections existantes. Le relais remplit également le rôle de base d'un **SCADA**, sans coût supplémentaire.

- Intégration de plusieurs fonctions de protection dans un boîtier compact.
- Haute précision de mesure par le procédé numérique.
- Réglage numérique vaste et nombreux paliers précis.
- Paramétrage facile grâce à l'affichage, aux diodes et aux touches.
- Indication des données de mesure et des défauts par l'afficheur alphanumérique.
- Echange de données avec le contrôle commande au moyen de ports sériels.
- Une large gamme de modèles permet une adaptation précise à chaque application.

- L'interrogation à distance évite les déplacements trop fréquents sur le site.
- La localisation précise des défauts, même sur les lignes en parallèle, avec les autres renseignements sur les défauts, permet de réduire la durée d'indisponibilité.
- Les renseignements précis sur les défauts permettent leur analyse approfondie.
- Une simple commande permet de passer d'un groupe de réglage à un autre.
- La fonction d'autodiagnostic réduit les coûts de maintenance.
- Le relais peut être interfacé avec des protections existantes.
- Le relais remplit également le rôle de base d'un SCADA, sans coût supplémentaire.

III.7- Les inconvénients d'un relais numérique

- Courte durée de vie en raison du développement continu des nouvelles technologies.
- Les appareils deviennent rapidement obsolètes.
- Sensibilité aux transitoires du système d'alimentation.
- Alors que les systèmes numériques deviennent de plus en plus complexes ils ont besoin d'un personnel spécialement formé pour leur fonctionnement.
- Maintenance appropriée des données de réglage et de surveillance [16]

III.8-Conclusions

Nous avons parlé dans ce chapitre sur un sujet très important dans le domaine électrique qui est Les relais de protection. Ce dernier devient un part obligatoire dans nos jours, car la protection des réseaux électrique dépend sur l'existence de ces relais.

Il y a plusieurs types de ces relais de protection, et le type le plus utilisé dans nos jours sont les relais de protection numérique car il est le type des relais le plus précis en mesurèrent, il a aussi nombreux fonctions de protection dans un boîtier compact en plus de sa rapidité et plusieurs autre avantages.

Nous souhaitons que ce travail contribue dans l'amélioration de l'efficacité des relais de protection numérique.

CHAPITRE IV

**Analyse Mathématique et résultats
de modélisation et de simulation**

CHAPITRE IV

Analyse Mathématique et résultats de modélisation et de simulation

IV.1- Introduction

Nous avons vu dans les chapitres précédents les fonctionnements des protections et les énergies distribuées connectent au réseau de distribution d'énergie électrique. Aussi dans cette partie nous présentons le modèle mathématique, puis les équations des calcule des courant de court-circuit.

Toujours dans ces lois de calcule qui sont étudiés pour l'application sur le réseau étudié, nous présenterons le réseau, qui est un réseau réel, sa tension est de 13 KV, associé à un système d'énergie distribuées, les simulations sont également présentés sur la base d'un programme élaboré sur MATLAB, à la fin de ce chapitre on présentera les résultats de simulation obtenus.

IV.2- . Schéma électrique du réseau étudié

Le réseau étudié est constitué d'une sous-station avec une source de 13 kV est délivrant 320 MVA à ses charges. Figure IV.1.

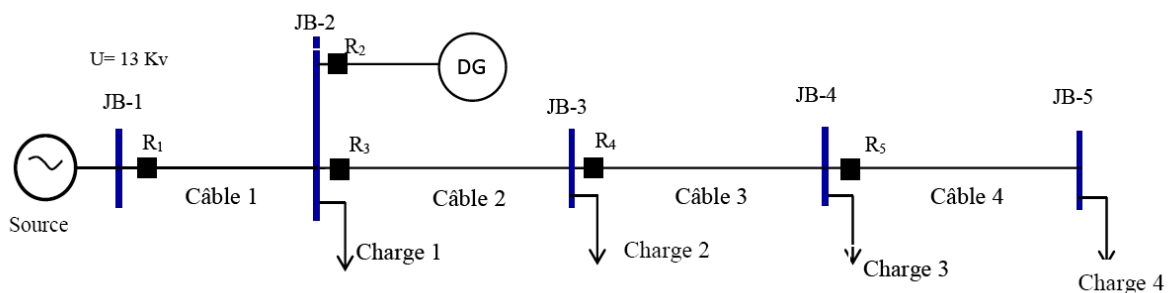


Figure. IV.1. Schéma unifilaire du réseau étudié avec DG.

Le réseau se compose de 5-JB, 4 charges et 4 relais de surintensité de type normal inverseurs (NI), lorsqu'un défaut survient sur le réseau, une protection contre le courant inverse maximal ou le réseau ci-dessous fait partie du réseau de distribution Figure. IV.2.

Représenté par :

IV.2.1- Les données :

Le Tableau IV.1 montre Les données de réseaux d'étude avec un système d'énergie distribuée DG :

Tableau IV.1 : données de réseaux d'étude

Éléments	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	Longueur (Km)	Puissance (MVA)	Tension (Kv)
Source				320	13
DG				2,7	13
Cable1	0.0683	0.0417	2,5		
Cable2	0.2050	0.1250	5,0		
Cable3	0.2050	0.1250	7,5		
Cable4	0.2050	0.1250	10		

IV.3- Les équations pour calculer la contribution de court-circuit sans DG

IV.3.1- Court-circuit au JB-2

IV.3.1.1 Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = Z_{\text{réseau}} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{défaut}} \quad (\text{IV. 1})$$

$$Z_{\text{défaut}} = 0 \quad (\text{IV. 2})$$

IV.3.1.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$Z_{\text{th}} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 3})$$

$$I_{\text{CC3ph}} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{\text{th}}} \right) \quad (\text{IV. 4})$$

IV.3.2- Court-circuit au JB-3

IV.3.2.1- Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = Z_{\text{réseau}} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{défaut}} \quad (\text{IV. 5})$$

IV.3.2.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$Z_{\text{th}} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 6})$$

$$I_{\text{CC3ph}} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{\text{th}}} \right) \quad (\text{IV. 7})$$

IV.3.3- Court-circuit au JB-4:

IV.3.3.1 Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = Z_{\text{réseau}} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{cable3}} + Z_{\text{défaut}} \quad (\text{IV. 8})$$

IV.3.3.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$Z_{th} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 9})$$

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (\text{IV. 10})$$

IV.3.4- Court-circuit au JB-5:

IV.3.4.1- Calculer l'impédance équivalente :

$$Z_{\text{défaut location}} = Z_{\text{réseau}} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{cable3}} + Z_{\text{cable4}} + Z_{\text{défaut}} \quad (\text{IV. 11})$$

IV.3.4.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$Z_{th} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 12})$$

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (\text{IV. 13})$$

IV.4- Les équations pour calculer la contribution de court-circuit avec DG

IV.4.1- Court-circuit au JB-1

IV.4.1.1- Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = \left(\frac{Z_{DG} \times (Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}})}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} + Z_{\text{défaut}} \right) \quad (\text{IV. 14})$$

$$Z_{th} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 15})$$

IV.4.1.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (\text{IV. 16})$$

IV.4.1.3- Calculer la contribution de court-circuit de DG et du réseau

$$I_{\text{réseau}} = I_{CC3ph} \times \left| \left(\frac{Z_{DG}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 17})$$

$$I_{dg} = I_{CC3ph} \times \left| \left(\frac{Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 18})$$

$$I_{\text{défaut}} = I_{CC3ph} \quad (\text{IV. 19})$$

IV.4.2- Court-circuit au JB-2

IV.4.2.1- Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = \left(\frac{Z_{DG} \times (Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}})}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{défaut}} \right) \quad (\text{IV. 20})$$

$$Z_{\text{th}} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 21})$$

IV.4.2.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$I_{\text{CC3ph}} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{\text{th}}} \right) \quad (\text{IV. 22})$$

IV.4.2.3- Calculer la contribution de court-circuit de DG et du réseau

$$I_{\text{réseau}} = I_{\text{CC3ph}} \times \left| \left(\frac{Z_{DG}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 23})$$

$$I_{\text{dg}} = I_{\text{CC3ph}} \times \left| \left(\frac{Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 24})$$

$$I_{\text{défaut}} = I_{\text{CC3ph}} \quad (\text{IV. 25})$$

IV.4.3- Court-circuit au JB-3

IV.4.3.1- Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = \left(\frac{Z_{DG} \times (Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}})}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{cable3}} + Z_{\text{défaut}} \right) \quad (\text{IV. 26})$$

$$Z_{\text{th}} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 27})$$

IV.4.3.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$I_{\text{CC3ph}} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{\text{th}}} \right) \quad (\text{IV. 28})$$

IV.4.3.3- Calculer la contribution de court-circuit de DG et du réseau

$$I_{\text{réseau}} = I_{\text{CC3ph}} \times \left| \left(\frac{Z_{DG}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 29})$$

$$I_{\text{dg}} = I_{\text{CC3ph}} \times \left| \left(\frac{Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} \right) \right| \quad (\text{IV. 30})$$

$$I_{\text{défaut}} = I_{\text{CC3ph}} \quad (\text{IV. 31})$$

IV.4.4- Court-circuit au JB-4

IV.4.4.1- Calculer l'impédance équivalente

$$Z_{\text{défaut location}} = \left(\frac{Z_{DG} \times (Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}})}{Z_{DG} + Z_{\text{cable1}} + Z_{\text{réseau}}} + Z_{\text{cable2}} + Z_{\text{cable3}} + Z_{\text{cable4}} + Z_{\text{défaut}} \right) \quad (\text{IV. 32})$$

$$Z_{\text{th}} = |Z_{\text{défaut location}}| \quad (\text{IV. 33})$$

IV.4.4.2- Calculer le courant de court-circuit triphasé

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (IV. 34)$$

IV.4.4.3- Calculer la contribution de court-circuit de DG et du réseau

$$I_{réseau} = I_{CC3ph} \times \left| \left(\frac{Z_{DG}}{Z_{DG} + Z_{cable1} + Z_{réseau}} \right) \right| \quad (IV. 35)$$

$$I_{dg} = I_{CC3ph} \times \left| \left(\frac{Z_{cable1} + Z_{réseau}}{Z_{DG} + Z_{cable1} + Z_{réseau}} \right) \right| \quad (IV. 36)$$

$$I_{défaut} = I_{CC3ph} \quad (IV. 37)$$

IV.5. Analyse des Résultats

IV.5.1 courant de court-circuit au JB-3

La figure IV. 2 présente la valeur de courant de court-circuit dans le JB-3 avec et sans DG.

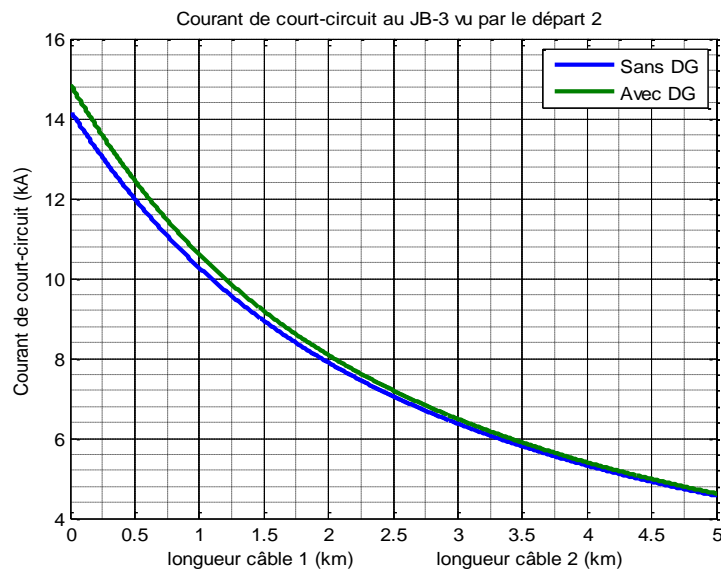


Figure. IV.2. Courant de court-circuit dans le JB-3 avec et sans DG

Le courant de court-circuit total sur le point de défaut est la somme vectorielle des composants symétriques de courant de défaut en présence de DG connectée au réseau de distribution dans le JB-2.

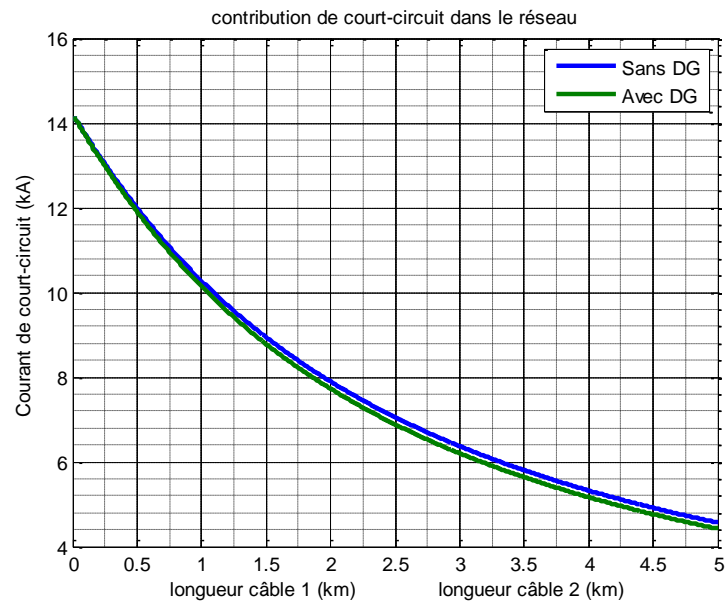


Figure. IV.3. Contribution de court-circuit dans le réseau avec et sans DG

La figure IV.4 montre la contribution du court-circuit au Jb-3 avec une unité DG installée au JB-2.

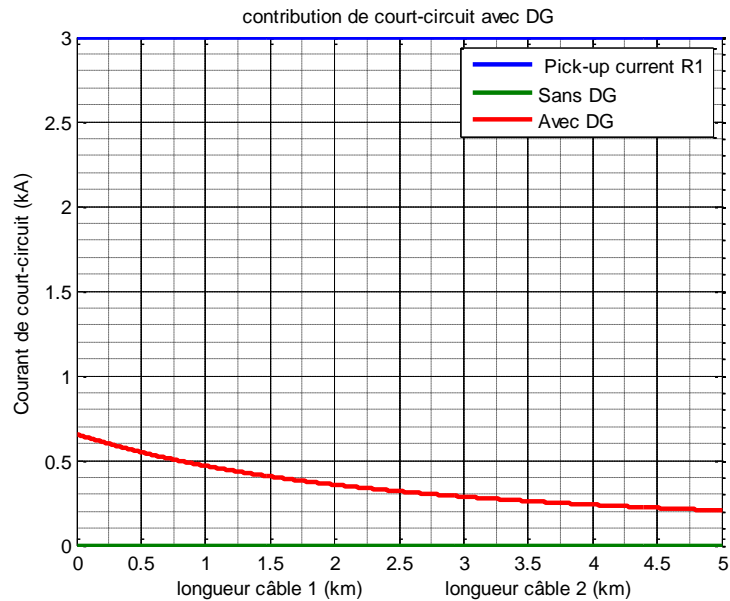


Figure. IV.4. contribution de court-circuit en présence de DG

Les résultats de simulation montrent l'influence de système d'énergie distribuée sur les courants de court-circuit, les résultats comparés sans et avec DG.

IV.5.2 le temps de déclenchement du relais

Les équations pour calculer le temps de déclenchement du relais :

$$t = TDS \times \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right) \quad (IV. 38)$$

$$M = \frac{I_m}{I_p} \quad (IV. 39)$$

$$I_m = \frac{I_{CC}}{K_{TC}} \quad (IV. 40)$$

La figure IV.5 montre l'impact de l'installation du DG sur le réglage de temps de déclenchement de chaque relais et la coordination. On voit que l'insertion de DG modifie les valeurs d' I_p pour chaque relais. Par conséquent, les autres paramètres de réglage du relais doivent être recalculés afin d'éviter tout dommage dans le système en cas de défaut.

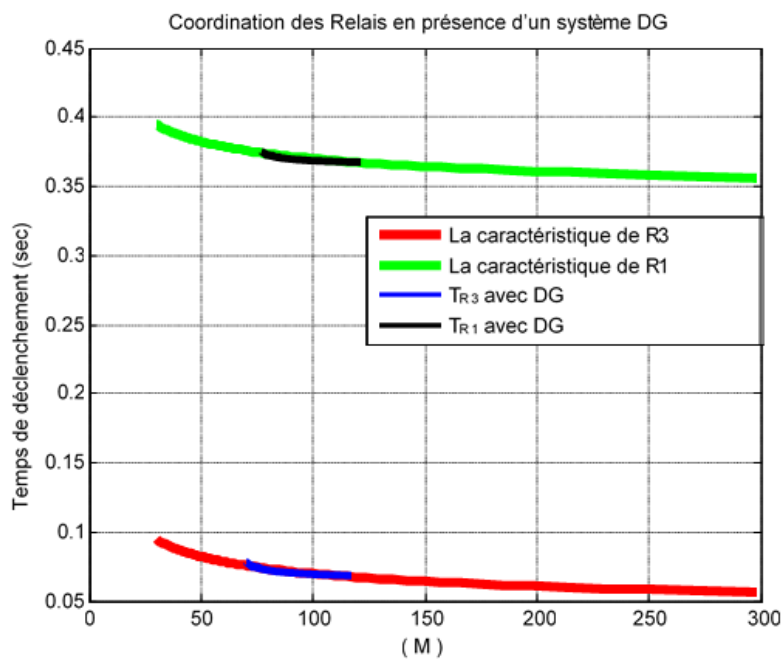


Figure. IV.5. Coordination des relais R3 et R4 en présence de DG

IV.5.3 Calcule les courants de court-circuit dans le réseau

La figure IV.6 illustre les valeurs du courant de défaut sur chaque Jeu de Barre pour les deux cas sans DG et avec DG installée au JB-2.

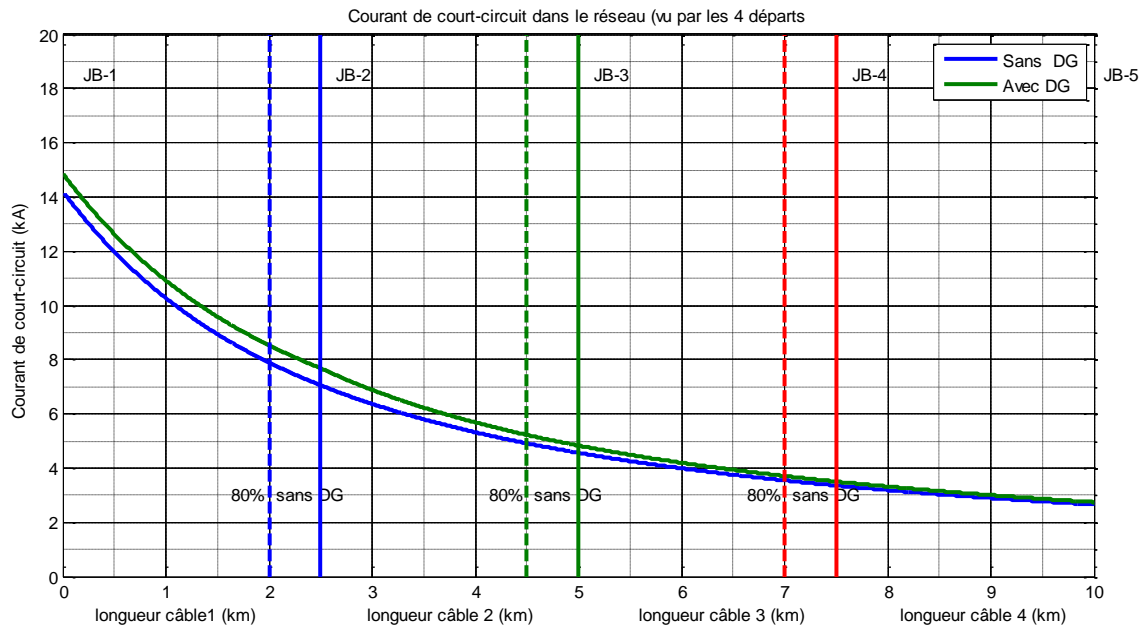


Figure. IV.6. Courant de court-circuit dans le réseau avec et sans DG

L'installation d'un DG dans n'importe quel système d'alimentation affectera certainement la quantité de courant de court-circuit en cas d'apparition de court-circuit dans le système. La figure IV.7 montre la quantité de courant de défaut sur chaque Jeu de Barre du système sans et avec DG.

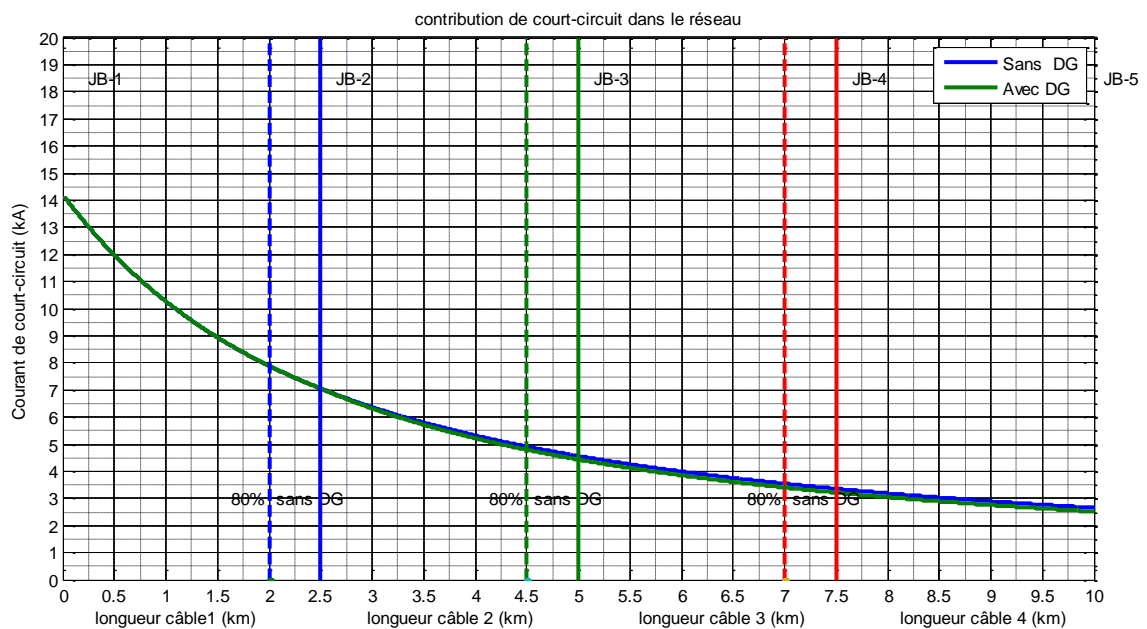


Figure. IV.7. Contribution de court-circuit dans le réseau avec et sans DG

Selon la figure IV.7, il est très évident que le courant de défaut augmente à mesure que nous nous rapprochons de la source de génération. En d'autres termes, le JB-2 a le courant de défaut le plus élevé tandis que le JB-5 a le plus faible. D'un autre côté, lorsqu'un générateur

est inséré dans le système, cela augmentera la quantité de courant de défaut sur chaque Jeu de Barre. La quantité d'incrément est liée à la valeur nominale du GED inséré, c'est-à-dire que si la GED a une valeur plus élevée, la quantité d'incrément de courant de défaut sera plus élevée et vice versa.

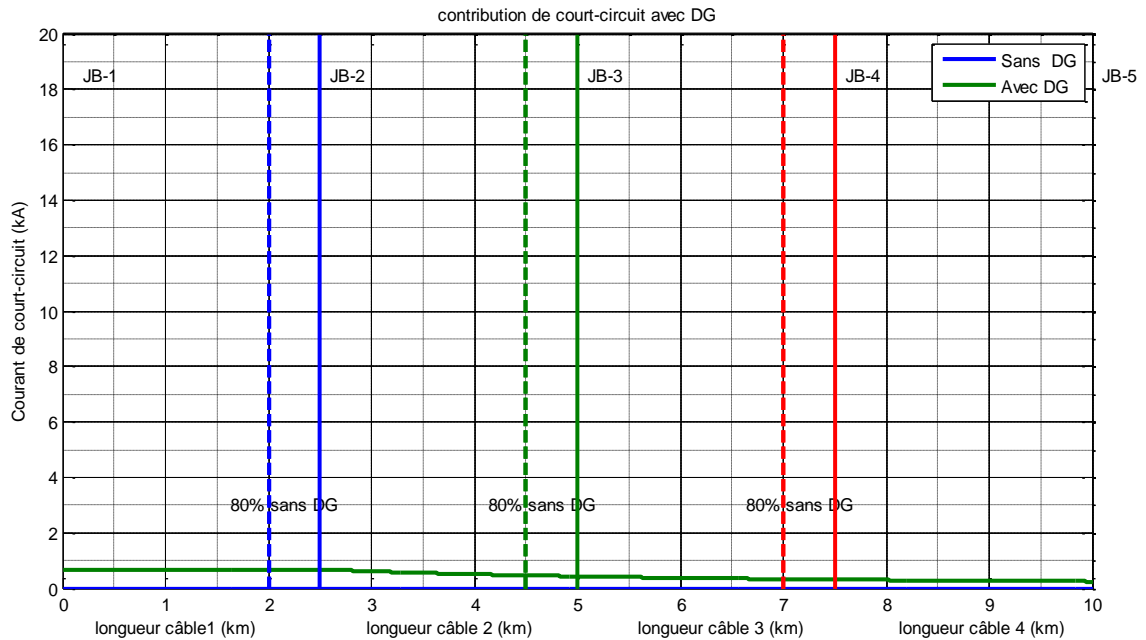


Figure. IV.8. contribution de court-circuit en présence de DG

Cette figure montre que la contribution du court-circuit avec une unité DG. L'amplitude du courant de court-circuit augmentera au début du départ 2 et à la fin du départ 3.

IV.6. Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons présenté le réseau étudié par son schéma électrique, nous avons aussi présenté le schéma équivalent du réseau étudié. Enfin nous avons fait des simulations sous l'environnement MATLAB. Les résultats obtenus par les deux simulations effectuées d'une manière générale le modèle mathématique avec et sans systèmes d'énergie distribuée associé à un réseau de distribution d'énergie électrique.

Conclusion générale

Conclusion générale

Au cours des prochaines années, une plus grande flexibilité du système de distribution sera nécessaire en raison de la mise en œuvre de la génération décentralisée d'énergie par des sources d'énergie renouvelables (vent et solaire) et le changement de consommation d'énergie avec l'introduction de la voiture électrique. Donc ce travail porte sur l'étude des réseaux de distribution intelligent et la protection appropriée des lignes électriques contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits. On étudie des différentes fonctions de protection : à distance, différentielle et à max de courant. Mais mettons en avant la protection numérique précisément les relais numériques. L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances de système de protections en présence d'un système de production décentralisée sur un réseau d'énergie électrique à travers des résultats de simulation des plusieurs court-circuit.

Pour réaliser ces objectifs, des algorithmes de protection et des méthodes de détection de défaut ont été développés afin de déterminer les éventuels problèmes pouvant mener à des instabilités ou même à l'écroulement du système.

Dans un premier temps, l'étude de la production décentralisée et les réseaux intelligents la communication et économie d'énergie. L'étude des différents types de protection, nous donne une bonne indication sur les possibilités et les choix possibles pour protéger une ligne de distributions. En effet, pour assurer la protection des lignes de transport on utilise, généralement, la protection à max de courant ; les relais numériques à max de courant.

La simulation MATLAB présente le modèle mathématique de la protection par des relais à max de courant d'un réseau de distribution avec et sans systèmes d'énergie distribuée associé à un réseau de distribution d'énergie électrique et on trouve que le courant de défaut augmente à mesure que nous nous rapprochons de la source de génération. et lorsqu'un générateur est inséré dans le système, cela augmentera la quantité de courant de défaut sur chaque jeu de barre. La quantité d'incrément est liée à la valeur nominale du GED inséré d'une façon plus générale; si la GED a une valeur plus élevée, la quantité d'incrément de courant de défaut sera plus élevée et vice versa.

Cette étude sera appliquée aux réseaux électriques réels du groupe Sonelgaz et IEEE.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Dr.Mekki Mounira «étude de l'impact du raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution» mémoire de fin d'études, université Larbi Ben M'hindi de Oum el bouaghi 2019/2020.
- [2] Kouadra Foued «Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production Décentralisée dans un réseau MT» mémoire de magistère, Constantine.
- [3] N.AOUZELLAG et M.KHIARI «Impact de la production décentralisée sur le plan de protection dans les réseaux de distribution» Mémoire de Master, Université A.MIRA-BEJAIA, 2019
- [4] Cong Duc PHAM « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée » Thèse de doctorat INPG, 19 septembre 2005.
- [5] Marie-Cécile ALVAREZ-HÉRAULT «ARCHITECTURES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE» l'Ecole Doctorale - Électronique, Électrotechnique, Automatique et Traitement du Signal-, 10 décembre 2009
- [6] SEBAAH addi «Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid) » Thèse de doctorat ,UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1, 2019.
- [7] Cédric Clastres «Les réseaux intelligents : régulation, investissement et gestion de la demande électrique» HAL Id: halshs-00539818, 25 Nov 2010.
- [8] «Systèmes de gestion des réseaux intelligents pour services collectifs » Rapport UIT-R SM.2351-1 (08/2016)
- [9] BENDENIDINA ATTIA «Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit » mémoire magister Université des Mohamed Boudiaf année 2015
- [10] NOUIOUA MABROUK et ADOUI MERWAN «Protection des réseaux électriques HTB en utilisant des relais de distance» mémoire master UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA 2017
- [11] Djaouti Saad Allah Et Serradj Mohamed «Etude de la protection d'un transformateur principal 533MVA» mémoire master Université SAAD DAHLAB de BLIDA 2017
- [12] AZZOUZ Mohamed Amine et MERALET Bilal «Étude de la protection du transformateur de puissance élévateur 13KV/235KV du poste de transformation de la central thermique de Marsat El Hadjadj.» mémoire master Université des Mohamed Boudiaf année 2020

- [13] Mr. MANCER Nabil «Contribution à l'Amélioration de l'Eccéité de la Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Electriques par les Méthodes Meta heuristiques» Thèse de Doctorat Université Mohamed Kheider Biskra 2017
- [14] BENDENIDINA ATTIA<<Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit >> mémoire de MAGISTER, Université d'Oran MOHAMED BOUDIAF, 2015.
- [15]BousnaneMerouane<<Optimisation de la coordination des relais a maximum de courant directionnels >> mémoire de master , Université Mohamed Khider de Biskra, 2018 / 2019.
- [16] Shriansh Jain et Sandeep Kumar<<power system protection>> LNCT group of colleges.