



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



**Université Amar Telidji- Laghouat**

**FACULTE : Technologie**

**DEPARTEMENT : Electrotechnique**

**MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par : BENGUESMIA Amina Isra  
BENSAYAH Nadjla**

**DOMAINE : Sciences et Technologie**

**FILIERE : Electrotechnique**

**OPTION : Réseaux Electriques**

**Thème**

---

**Les Techniques de Prevention des Blackouts  
dans les Réseaux Electriques**

---

Jury de soutenance :

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
Mr. ARIF Salem	Prof	Président
Mr. OUBATI Youcef	MCA	Examineur
Mr. LAHDEB Mohamed	MCB	Rapporteur
Mme. MIZAT Leila Lalia	Doc	Co- rapporteur

**Promotion : 2022-2023**

## ملخص

تلعب فصل أحمال الجهد المنخفض دورًا حيويًا في الحفاظ على استقرار أنظمة الطاقة ومنع انقطاع التيار الكهربائي. تتضمن هذه التقنية فصل الأحمال غير الحرجة بشكل انتقائي عندما تنخفض مستويات الجهد إلى ما دون عتبة محددة مسبقًا. من خلال تقليل الطلب على الطاقة خلال فترات الجهد المنخفض، يضمن فصل أحمال ذات الجهد المنخفض إمدادًا غير منقطع الأحمال الحرجة ويعمل على استقرار النظام. في هذه الدراسة، تم استخدام نظام 33 عقدة كنظام طاقة قيد التحقيق، وأجريت دراسات طوارئ لتقييم تأثير الانقطاعات الحرجة لخط النقل باستخدام ETAP كبرنامج. تم تنفيذ مخطط فصل الأحمال بنجاح، مما يدل على قدرته على الحفاظ على الجهد ضمن حدود التشغيل، سواء في وجود أو عدم وجود التوليد الموزع (DG). أظهرت النتائج أداءً فائقًا مقارنةً بأنظمة فصل الأحمال التقليدية، مما يؤكد أهمية هذه التقنية في الحفاظ على استقرار الشبكة.

الكلمات المفتاحية: فصل أحمال الجهد المنخفض، انقطاع التيار الكهربائي، الاستقرار، نظام الطاقة، فصل الأحمال، التوليد الموزع

## Résumé

Le délestage sous-tension joue un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité des systèmes électriques et la prévention des pannes. Cette technique consiste à déconnecter sélectivement les charges non critiques lorsque les niveaux de tension chutent en dessous d'un seuil prédéfini. En réduisant la demande de puissance pendant les périodes de basse tension, le délestage en sous-tension assure une alimentation ininterrompue des charges critiques et stabilise le système. Dans cette étude, le système à 33 nœuds a été utilisé comme système d'alimentation à l'étude, et des études de contingence ont été menées pour évaluer l'impact des pannes de ligne de transmission critiques en utilisant ETAP comme logiciel. Le schéma de délestage a été mis en œuvre avec succès, démontrant sa capacité à maintenir la tension dans les limites de fonctionnement, à la fois en présence et en l'absence d'un système de distribution. Les résultats ont montré des performances supérieures par rapport aux schémas de délestage conventionnels, soulignant ainsi l'importance de cette technique dans le maintien de la stabilité du réseau.

**Mot clé :** Délestage en sous-tension, Blackout, stabilité, réseau électrique, délestage, génération distribuée (DG), ETAP.

## Abstract

Undervoltage load shedding plays a vital role in maintaining the stability of power systems and preventing blackouts. This technique involves selectively disconnecting non-critical loads when voltage levels drop below a predefined threshold. By reducing power demand during periods of low voltage, Undervoltage load shedding ensures uninterrupted supply to critical loads and stabilizes the system. In this study, the 33-bus system was used as the power system under investigation, and contingency studies were conducted to assess the impact of critical transmission line outages by using ETAP as software. The load-shedding scheme was successfully implemented, demonstrating its ability to maintain voltage within operating limits, both in the presence and absence of a Distributed Generation (DG). The results showcased superior performance compared to conventional load-shedding schemes, thereby emphasizing the significance of this technique in maintaining grid stability.

**Key word:** Undervoltage load-shedding, Blackouts, stability, power system, load-shedding, Distributed Generation (DG), ETAP.

# Remerciements

*Tout d'abord, nous remercions le bon dieu tout puissant de nous avoir*

*Donner le courage et la force de réaliser ce mémoire.*

*Nous tenons à remercier également :*

*Nos chers parents pour leur soutien moral et matériel.*

*Notre encadreur, Lahdeb Mohamed et notre Co-encadreur, Mizat*

*Leila Pour leur dévouement ainsi que leurs multiples directives et conseils précieuses, Sans lesquels notre travail serait inachevé, sans oublier la motivation*

*Permanente qu'ils nous ont apporté tout au long*

*De la réalisation de ce projet.*

*L'ensemble des membres du jury qui nous feront l'honneur de juger ce travail*

*Tous les enseignants qui ont participé à notre formation.*

# Dédicace

*C'est avec profonde gratitude et sincères mots, que nous dédions ce modeste*

*travail de fin d'étude à :*

*Nos chers parents, pour leurs sacrifices, leurs précautions, leurs instructions*

*et leurs conseils si précieuses et si judicieuses.*

*Nous espérons qu'un jour, nous pourrions leur rendre un peu de ce qu'ils ont  
fait pour nous, que Dieu le tout puissant les protège et leurs prête bonheur et longue  
vie.*

*Nous dédions aussi ce travail, à nos frères et sœurs, nos familles, nos amis et à  
tous ceux qui nous sont chers.*

BEN GUESMIA Amina Isra

# Dédicace

*Je tiens à dédier ce travail :*

*A ma chère mère et mon père ainsi que mes sœurs et mes*

*frères qui m'ont toujours encouragé le long de ma carrière.*

*A mes amis*

*A ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.*

<b>Plan De Travail</b>	
Abstract	
Remerciements .....	<b>i</b>
Dédicace .....	<b>ii</b>
Sommaire .....	<b>iv</b>
Liste des figures .....	<b>vi</b>
Liste des tableaux .....	<b>vii</b>
Liste des abréviations .....	<b>Viii</b>
Introduction générale	<b>1</b>

## **Chapitre I : Généralité sur blackout**

I.1	Introduction .....	4
I.2	Réseau de transport .....	4
I. 2.1	Lignes aériennes et souterraines.....	5
I.3	Réseau de distribution.....	5
I. 4	Sécurité des réseaux électriques.....	7
I. 4.1	Sécurité statique.....	7
I. 4.2	Sécurité dynamique.....	8
I.5	Définition de la stabilité des réseaux électriques.....	8
I.5.1	Types de stabilités des réseaux électriques.....	9
I.5.1.1	Stabilité de la fréquence.....	9
I.5.1.2	Stabilité de la tension .....	10
I.5.1.3	Stabilité de l'angle du rotor (stabilité de l'angle) .....	10
I.5.1.4	Stabilité transitoire .....	10
I. 6	Blackouts électrique .....	11
I. 6.1	Impact des blackouts .....	12
I. 6.2	Evolution des blackouts .....	12-14
I.6.3	Mécanismes de développement des blackouts .....	15
I.7	Black-out Algérien .....	15
I.7.1	Origines et d'écroulement chronologique du black-out Algérie .....	16-18
I.7.2	Evolution de la fréquence .....	18
I.8	Analyse du Blackout .....	19
I.9	Conclusion .....	20

## **Chapitre II : Les préventions de blackout<Délestage>**

II. 1	Introduction .....	21
II. 2	Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques .....	21
II. 2.1	Plan de défense .....	21
II.2.1.1	Délestage automatique à base de fréquence .....	22
II.2.1.2	Ilotage .....	23
II.2.1.3	Délestage automatique à base de transit de puissance active .....	24

II.3	Le délestage dans les réseaux de distribution .....	24
II.3.1	Classification du délestage .....	24
II.3.2	Technique de délestage.....	27
II.3.2.1	Délestage Conventionnel .....	27
II.3.2.2	Délestage Intelligent .....	29
II.3.2.3	Architecture Délestage adaptatif .....	30
II.3.2.4	Délestage à base d'indices de stabilité de tension.....	31
II.4	Hiérarchisation des nœuds .....	32
II.4.1	Présence des sources d'énergies renouvelables vis-à-vis du délestage .....	32
II.5	Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution .....	33
II.5.1	Généralités sur les sources d'énergie renouvelable .....	33
II.5.2	Impact des sources renouvelables sur les réseaux de distribution .....	34
II.5.3	Condition de raccordement dans le réseau .....	35
II.6	Conclusion .....	36

### **Chapitre III : Simulation et résultats**

III.1	Introduction .....	37
III.2	Logiciel ETAP .....	37
III.2.1	Interface de Logiciel .....	38
III.2.2	Barres d'outils ETAP .....	39
III.2.3	Analyse de stabilité transitoire ETAP .....	41
III.2.4	Les fonctions de logiciel étape .....	42
III.3	Principes de base du relais de surveillance de tension .....	43
III.3.1	Relais de sous tension .....	43
III.3.2	Principe de fonctionnement de la protection contre les sous-tensions 27 .....	44
III.3.3	Causes de la sous-tension .....	46
III.3.4	Principe de fonctionnement de la protection contre les sous-tensions 27.....	47
III.3.5	Paramètres de relais sous tension .....	47
III.3.6	Protection contre les surtensions (ANSI 59).....	47
III.4	Simulation et Résultats .....	48
III.4.1	Le système étudié Réseau de test IEEE 33-bus .....	48
III.4.2	Modélisation sous ETAP .....	49
III.4.3	L'écoulement de puissance .....	50
III.5	Les résultats de simulation .....	51
III.5.1	Les résultats et discussions .....	52
III.5.2	Discussion des résultats .....	57
III.6	Conclusion .....	57

# Liste des figures

## Chapitre I : Généralité sur blackout

<b>Figure I.1</b>	Schéma du réseau de transport	5
<b>Figure I.2</b>	distribution d'électricité	6
<b>Figure I.3</b>	Classification des types de stabilité des réseaux électriques	9
<b>Figure I.4</b>	Phases d'évolution des blackouts électriques	12
<b>Figure I.5</b>	Zones touchées par le black-out du 03 février 2003.	18
<b>Figure I.6</b>	Evolution du Blackout	19

## Chapitre II : Les préventions de blackout<Délestage>

<b>Figure II.1</b>	Sur et sous-délestage	25
<b>Figure II.2</b>	Délestage Centralisé /Décentralisé	26
<b>Figure II.3</b>	Délestage Adaptatif en terme statique (par nœuds)	30
<b>Figure II.4</b>	Délestage Adaptatif en terme dynamique (par seconde)	31
<b>Figure II.5</b>	Impact de présence des générateurs distribués sur le profil de tension	34

## Chapitre III : Simulation et résultats

<b>Figure III.1</b>	Réseau IEEE 33 nœud Présentation des fonctionnalités ETAP	38
<b>Figure III.2</b>	Interface utilisateur basée sur ETAP	39
<b>Figure III.3</b>	Barres d'outils du mode ETAP pour diverses analyses du système d'alimentation	40
<b>Figure III.4</b>	Éditeur d'études de cas sur la stabilité transitoire	42
<b>Figure III.5</b>	les réglages des relais de tension	44
<b>Figure III.6</b>	Réseau IEEE 33 nœud	49
<b>Figure III.7</b>	Modélisation du réseau IEEE 33 nœud sous ETAP sans DG	49
<b>Figure III.8</b>	Modélisation du réseau IEEE 33 nœud sous ETAP avec DG	50
<b>Figure III.9</b>	Profils de tension du réseau de distribution 33 nœud sans et avec DG	51
<b>FigureIII.10</b>	Système étudié avec un défaut entre les nœuds 6 et 7 avec DG	51
<b>FigureIII.11</b>	Système étudié avec un défaut entre les nœuds 6 et 7 sans DG	52
<b>FigureIII.12</b>	Condition d'étude et réponse du relais de tension dans ETAP (Cas 01)	52
<b>FigureIII.13</b>	Profils de tension des nœuds sans DG pendant le défaut	54
<b>FigureIII.14</b>	Condition d'étude et réponse du relais de tension dans ETAP (Cas02)	55
<b>FigureIII.15</b>	Profils de tension des nœuds avec DG pendant le défaut	56

# Liste des tableaux

## Chapitre I : Généralité sur blackout

<b>Tableau I.1</b>	Niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite	6
<b>Tableau I.2</b>	Impacts des blackouts électriques	12
<b>Tableau I.3</b>	Période de chaque phase des blackouts analysés.	13
<b>Tableau I.4</b>	Evénements initiaux des blackouts analysés	14
<b>Tableau I.5</b>	Principales pannes qui touche le monde ces dernières années	14
<b>Tableau I.6</b>	Bilan de puissance Algérien. 19h03 l'instant de l'initiation du black-out	16

## Chapitre II : Les préventions de blackout<Délestage>

<b>Tableau II.1</b>	Plan de délestage à minimum de fréquence	23
<b>Tableau II.2</b>	Ilotage par minimum de fréquence	23
<b>Tableau II.3</b>	Délestage sur la base de transit de puissance active	24

## Chapitre III : Simulation et résultats

<b>Tableau III .1</b>	les paramètres du réseau étudié	48
-----------------------	---------------------------------	----

## Liste des Abréviations

<b>DG</b>	Générateurs distribué (Distributed generation)
<b>RD</b>	Réseaux de distribution
<b>ST</b>	Stabilité transitoire
<b>CCT</b>	Contingence critique
<b>SBS</b>	Step by step
<b>UVLS</b>	Délestage en tension (Under Voltage Load Shedding)
<b>UFLS</b>	Délestage en fréquence (Under Frequency Load Shedding)
<b>GA</b>	Algorithme génétique
<b>PTSI</b>	Power transfer stability index
<b>FVSI</b>	Indice de stabilité de tension rapide
<b>SI</b>	Indice stabilité
<b>ER</b>	Energie renouvelable
<b>AVR</b>	Régulateurs de tension automatique
<b>DC</b>	Direct current
<b>ANSI59</b>	Protection contre les surtensions
<b>DPF</b>	Distribution power flow



**INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

L'énorme croissance démographique et les progrès technologiques rapides au cours du siècle dernier ont alimenté la demande mondiale d'électricité, nécessitant une expansion du réseau. Cette expansion se manifeste par une augmentation de la taille du réseau et de ses charges, par la diversité des architectures et par le besoin d'équipements de mesure, de contrôle et de protection du réseau plus efficaces.

Pour maintenir la fiabilité et assurer la bonne qualité de cette source d'énergie vitale, les gestionnaires de réseau prennent des mesures défensives contre les pannes catastrophiques qui menacent le fonctionnement normal et la stabilité du réseau, en fonction des événements subis par le réseau.

La stabilité du système électrique est définie comme la capacité du système à continuer à fonctionner après une perturbation, en maintenant ses variables dans les limites autorisées [1]. Ces variables sont une image de l'état du réseau et sont la fréquence et la tension. Les limites de stabilité sont spécifiées par les codes de grille [2].

Ce travail traite de la stabilité des réseaux de distribution radiaux connectés aux réseaux de transmission (appelés réseaux infinis). Dans ce cas, une telle architecture garantit que le réseau de transmission maintient déjà la stabilité de fréquence [3]. L'existence de réseaux infinis a pour conséquence de limiter la grandeur représentative à la seule tension. Ce dernier représente une des propriétés des réseaux radiaux, connue sous le nom de chutes de tension et de perturbations fréquentes dues au comportement brusque et aléatoire de la charge.

Lorsque toutes les mesures de défense n'arrivent pas à rétablir le réseau dans son état stable, une manœuvre d'urgence dite "délestage" est nécessaire, afin de sauver le système d'effondrement total (blackout). Le principe du délestage est de soulager le réseau de la quantité de charge, responsable du déséquilibre du système, par une coupure d'électricité prédéfinie en termes de temps, d'emplacement et de quantité.

D'un autre côté, la présence de la production distribuée (DG), issue de sources à énergie renouvelable, offre de nombreux avantages en termes de stabilité de la tension dans le réseau de distribution. Par conséquent, la nécessité du délestage concerne les cas de surcharges les plus sévères ; la quantité de délestage en puissance admissible est réduite et son emplacement limité. Néanmoins, le rendement des DG est limité par la nature de la source et les conditions climatiques.

Le premier chapitre est consacré à quelques généralités sur les blackouts dans

## **INTRODUCTION GENERALE**

Réseaux électriques et plus particulièrement à l'étude des réseaux de distribution,

Le deuxième chapitre présente un aperçu des techniques de prévention des pannes de courant, telles que le délestage de charges dans les réseaux de distribution d'énergie électrique. Le délestage de charges consiste à déconnecter temporairement les charges non essentielles afin d'éviter les pannes de courant prolongées.

Le troisième chapitre se consacre à l'aperçu du logiciel ETAP utilisé et détaille minutieusement les résultats des simulations, ainsi que les discussions qui en découlent. Ce chapitre constitue une présentation rigoureuse de toutes les données analysées.

Enfin, nous concluons notre mémoire en présentant les principales conclusions ainsi que quelques perspectives pour des recherches futures.

# *Chapitre I*

## *Généralité sur blackout*

## **I.1 Introduction**

Un réseau électrique est l'un des outils pour la conversion et le transport de l'énergie qui joue un rôle important dans le cadre de ces défis. L'industrie de l'énergie est ainsi la plus importante de toutes les industries du monde. Il est composé de centrales électriques et de lignes de transport et des lignes de distribution. Les centrales électriques sont souvent proches des sources d'énergie et dans la plupart des cas sont dans les zones reculées et loin de la population.

Les stations sont généralement portées à une très haute tension avant d'être connectées aux lignes de transmission. Les réseaux de transport couvrent de très longues distances, de sorte qu'ils peuvent relier les pays jusqu'à ce qu'ils atteignent finalement le client de gros - généralement une entreprise. Une fois les hautes tensions atteintes, ils sont raccordés à des sous-stations qui réduisent les efforts de transmission (3 kV, par exemple) à des efforts de distribution (1 kV, par exemple), puis ils sont raccordés aux fils de distribution, ensuite passent aux postes basse tension qui le réduiront aux courants suivants 110 et 10 et 80 volts, par la suite finiront par atteindre les domiciles des particuliers.

## **I.2 Réseau de transport**

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs. Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés à savoir les condensateurs en série, les réactances shunts, les systèmes de compensation et les systèmes de protection.

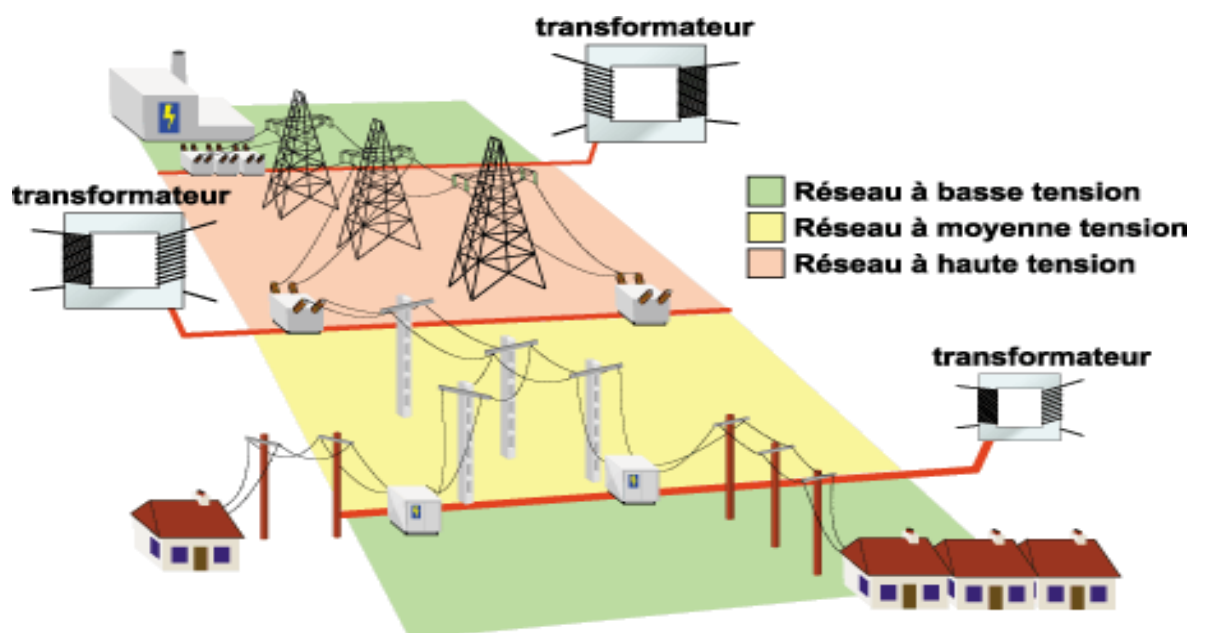
Pour la modélisation de notre système de puissance, nous nous intéressons à établir les modèles de transformateurs, de lignes de transmission et de la charge [4]

### I.2.1 Lignes aériennes et souterraines

Le parcours d'une ligne électrique aérienne suit rarement une ligne droite, car il tient compte de différents paramètres environnementaux (forêts, parcs naturels, villages, exploitations agricoles, etc...).

Les lignes peuvent aussi être souterraines ou enfouies. La mise en souterrain des lignes de transport présente notamment l'avantage de protéger les lignes des effets du climat (tempêtes, chutes de neige, foudre...) et de respecter certaines exigences environnementales [4].

Le réseau de transport représenté par la figure I.1.



*Figure I.1 : Schéma du réseau de transport*

### I.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution (RD) représentent un élément fondamental dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et se termine chez des consommateurs de différents types : résidentiel, commerciale, industriel, etc..[5]

La fonction des RD est de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers des abonnés en adaptant si nécessaire le niveau de tension. L'architecture d'un RD industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

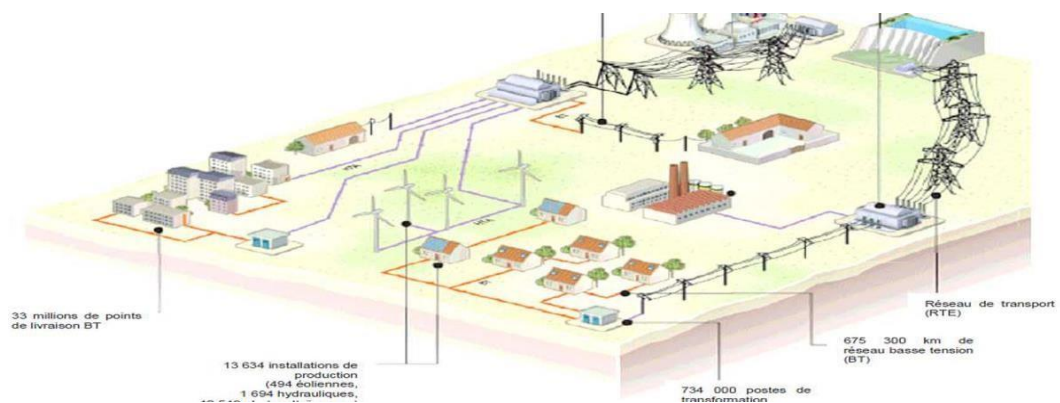
Les valeurs de la tension d'un RD sont comprises entre 1 et 50 kV [6 ,7]

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison. *Le tableau I-1* indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en fonction de la puissance souscrite.

**Tableau 1-1** : niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite

tension d'alimentation	puissance de livraison			
	0	250 kVA	10000 kVA	40000 kVA
BTA	[Bar chart showing range from 0 to 250 kVA]			
HTA	[Bar chart showing range from 250 kVA to 10000 kVA]			
HTB 63 kV ou 90 kV	[Bar chart showing range from 10000 kVA to 40000 kVA]			
HTB 225 kV	[Bar chart showing range from 40000 kVA to beyond]			

Les puissances associées aux différentes tensions résultent d'études technico-économiques globales qui prennent en compte l'intérêt du client et du distributeur. Les caractéristiques locales du réseau de distribution ou les particularités de l'installation électrique du client peuvent entraîner des modifications à ces choix de niveau de tension [5].



**Figure I-2** : distribution d'électricité

## I.4 Sécurité des réseaux électriques

Le niveau de sécurité d'un réseau est considéré comme satisfaisant si les conditions suivantes sont remplies [4] :

- D'une part, il est capable d'assurer un équilibre entre production et consommation tout en respectant certaines limites Valeurs admissibles liées au flux de puissance dans la ligne, tension à chaque nœud et point Lefonctionnement du groupe de production. Dans ce cas, nous parlons de sécurité statique.
- En revanche, il est capable de "survivre" à des perturbations plus ou moins violentes.
- Cette affaire implique Sécurité maximale du réseau dynamique [8].

### I.4.1 Sécurité statique

La sécurité statique concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent. Elle ne peut être garantie que si

- ☞ L'équilibre entre les puissances produites et les puissances consommées dans chaque nœud du réseau est assuré à chaque moment. Cet équilibre est nécessaire pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale.
- ☞ Les tensions en tous les nœuds du réseau sont comprises entre les limites maximales et minimales admissibles. En effet, des tensions trop basses peuvent conduire à un écroulement généralisé du réseau et des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements ou dégrader leur fonctionnement (vieillesse prématurée des isolants, saturation des transformateurs).
- ☞ Les transits dans les lignes et les transformateurs sont inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants (limite thermique pour l'échauffement des conducteurs) ou pour les puissances (limite de stabilité).
- ☞ Les points de fonctionnement en puissance active et réactive des groupes de production restent à l'intérieur d'un diagramme appelé "diagramme de groupe", qui permet de garantir que le courant nominal n'est pas dépassé.

En pratique, le réseau est dit en état de sécurité N, s'il respecte les contraintes de sécurité énoncées ci-dessus alors qu'il ne subit pas d'incident [8].

### **I.4.2 Sécurité dynamique**

La sécurité dynamique concerne la capacité du réseau à répondre de manière stable après une panne Émeute. Si la perturbation est forte et soudaine, comme la perte d'un bâtiment ou d'une structure court-circuit, qui mène vers un problème de stabilité transitoire. A l'inverse, si la perturbation est faible, comme un changement de charge progressif, nous aborderons la stabilité dynamique.

En pratique, les termes le transitoire et la dynamique caractérisent les phénomènes à différentes échelles de temps. Les transitoires impliquent le moment (milli secondes à quelques milli secondes à quelques secondes), tandis que l'état dynamique spécifie la période de temps après l'état transitoire jusqu'à le système revient à l'équilibre (quelques secondes à dizaines de secondes), ou Il ne deviendra pas instable [8].

## **I.5 Définition de la stabilité des réseaux électriques**

La stabilité d'un réseau est la propriété qui lui permet de maintenir un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de revenir à un état d'équilibre acceptable après une perturbation [9].

Les réseaux électriques sont fréquemment soumis à des perturbations de nature et de gravité variables, telles que :

- La variation de la charge au cours de la journée ;
- La manœuvre d'un ouvrage de couplage ;
- Le déclenchement d'une unité de production ou d'une charge ;
- La foudre atteignant une ligne ;
- Un court-circuit en réseau.

Ces perturbations ou événements imprévus font plus ou moins dévier le réseau de son point de fonctionnement initial, ce qui peut conduire à une instabilité du réseau. Une définition intéressante de la stabilité du réseau selon la norme IEEE :

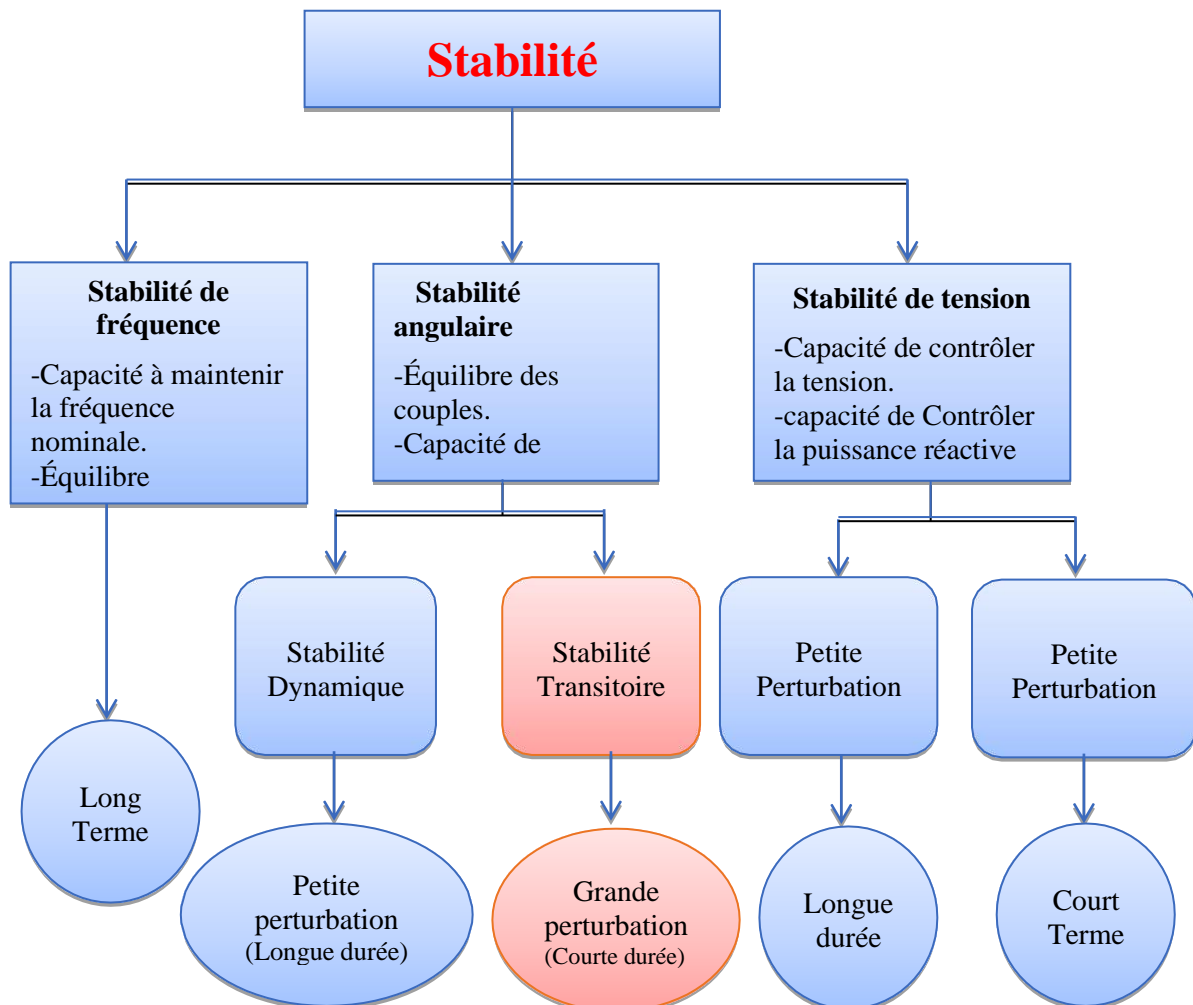
« La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation » [10].

### I.5.1 Types de stabilités des réseaux électriques

Il existe plusieurs types de stabilité du réseau, en fonction principalement de la nature et de la gravité des perturbations qui se produisent. Dans le travail de classification le plus important sur ces types de stabilité [9], la Figure I.3 présente les catégories de stabilité du réseau.

#### I.5.1.1 Stabilité de la fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité du système électrique à maintenir une fréquence stable après que la charge et la production soient gravement déséquilibrées. Les phénomènes dynamiques d'intérêt dans ce cas peuvent être de courte durée (secondes) ou de longue durée (minutes).



**Figure I.3** : Classification des types de stabilité des réseaux électriques

### **I.5.1.2 Stabilité de la tension**

La stabilité de la tension est la capacité du réseau à maintenir une tension stable sur toutes ses barres après une perturbation, ici aussi il en existe deux types :

1. Stabilité de la tension avec de petites perturbations : dans ce cas, nous parlons de la capacité du réseau à maintenir une tension stable sur toutes ses barres après un événement à petite échelle (comme un petit changement de charge). Un temps utile pour étudier ce phénomène est de l'ordre de la seconde .

2. Stabilité de la tension lors de grosses perturbations : on parle ici de la capacité du réseau à maintenir la stabilité de la tension sur tous les pôles après un événement majeur (tel que : perte de ligne, court-circuit triphasé, etc.). Le temps utile pour les études de stabilité varie dans ce cas de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

### **I.5.1.3 Stabilité de l'angle du rotor (stabilité de l'angle)**

La stabilité de l'angle du rotor est liée à la capacité des machines du réseau à rester synchronisées après une perturbation. Cette perturbation peut prendre deux formes :

1. Petites perturbations : dans ce cas on parle de petite stabilité du signal, un temps utile pour étudier ce phénomène dynamique se situe entre 10 et 20 secondes après une perturbation.

2. Grandes perturbations : dans ce cas on parle de stabilité transitoire (ST), où le temps utile d'apprentissage varie typiquement entre 3 et 5 secondes après la contingence.

### **I.5.1.4 Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire fait partie de la stabilité angulaire du rotor en cas de perturbations sévères telles qu'une perte de ligne ou un court-circuit triphasé sur une barre du réseau. La plupart des travaux sur la stabilité du réseau se sont intéressés à ce type de stabilité. L'objectif de la stabilité transitoire est d'informer si les machines de notre réseau reviennent à des fréquences synchrones avec de nouveaux angles d'état stable après de graves perturbations [9]. Cette forme de stabilité est également intéressante pour déterminer la durée de contingence critique (CCT), au-delà de laquelle le réseau devient instable, ainsi que le temps et l'angle correspondant au moment de perte de stabilité. Ces

informations joueront un rôle important dans la planification du réseau et le dimensionnement des systèmes de protection appropriés.

Cette stabilité dépend essentiellement du point de fonctionnement initial du réseau ainsi que de la sévérité de la perturbation.

L'évaluation de la stabilité transitoire joue un rôle très important dans la planification et l'exploitation des systèmes d'énergie électrique. Il est bien connu que la méthode d'intégration numérique par simulation temporelle ou pas-à-pas (SBS : Step By Step) est la méthode la plus fiable et la plus précise pour évaluer la stabilité transitoire puisque cette méthode peut accommoder n'importe quel degré de modélisation des systèmes électriques. Mais le principal inconvénient de la méthode SBS standard est sa lourde charge de calcul. Cela rend la méthode lente et donc inadaptée aux applications en ligne, même avec une représentation classique des systèmes d'alimentation. Un certain nombre de méthodes ont donc été proposées dans la littérature pour l'évaluation en ligne.

## **I.6 Blackouts électrique**

Le terme blackout désigne une coupure d'électricité à large échelle concernant plusieurs régions, voire la totalité d'un pays. Lorsqu'un blackout à grande échelle se produit, il peut causer des dommages économiques importants et il touche également d'autres infrastructures importantes qui fournissent des services essentiels tels que la communication, l'internet, le transport, l'eau et les services d'urgence. Au cours des deux dernières décennies, plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde. Le tableau ci-dessous fournit un bref aperçu de certaines des principales pannes qui touche le monde depuis les années 2000 pour lesquels nous avons obtenu des informations relativement détaillées (tableau 1.2). Une panne decourant est la suspension de la distribution du courant électrique dans une régionattribuée. Ceci peut provenir d'un défaut dans la centrale électrique, de l'équipement de distribution endommagé (par exemple, par une tempête de neige ou de pluie verglaçante), un court-circuit ou une surcharge du système [11, 12].

### I.6.1 Impact des blackouts

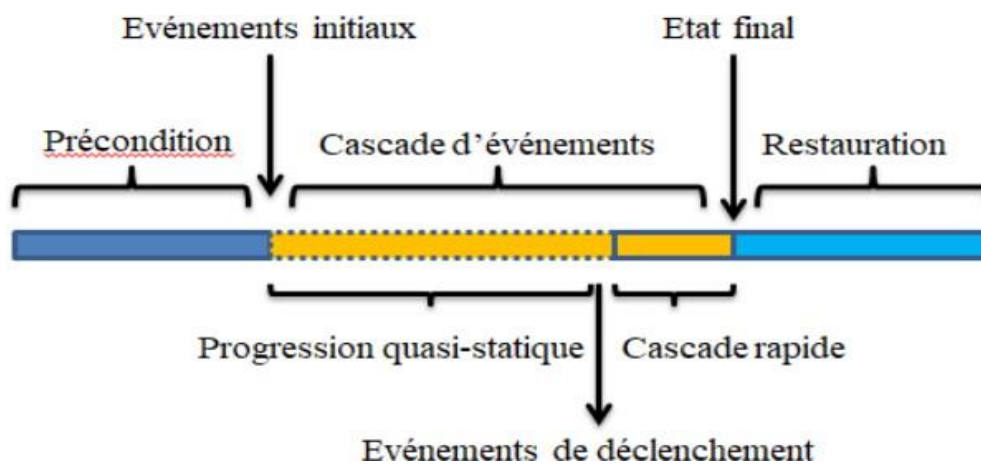
Généralement, les blackouts électriques ont causé d'énormes pertes économiques et plongent dans un laps de temps très court des millions de personnes dans l'obscurité totale comme, le montre le tableau 1.2

**Tableau 1.2 : Impacts des blackouts électriques**

Lieu du Blackout	Population affectée	Charge Perdue
Algérie	25 million	4476 MW
Italie	56 million	177 GWH
Suède/Danemark	1.6 million in Sweden and 2.4 million in Denmark	4700 MW à la Suède 1850MW en Danemark
Nord Est États-Unis et canada	50 millions de personnes	62000MW
Grèce	5 millions	4500 MW
Europe, Allemagne et Nord Ouest de l'Europe	15 millions	14GW
Nord et à l'Est de l'Inde	620 millions	48000MW
Turquie	76 millions	33 450 MW

### I.6.2 Evolution des blackouts

D'après les résultats de l'analyse de quelques blackouts, les phases d'évolution des blackouts électriques peuvent être décrites par la figure ci-dessous [13] :



**Figure I.4 : Phases d'évolution des blackouts électriques**

Les phases de développement d'un blackout sont les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements et la restauration. La cascade d'événements peut en outre être subdivisée en deux phases dans le processus de certains blackouts : la progression quasi statique et la cascade rapide comme indiqué sur la figure.I.4. Dans la période de progression quasi-statique, la progression de la cascade

d'événements est lente, et le système peut maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Dans la période de la cascade rapide, il est généralement trop tard pour que le gestionnaire de réseau puisse prendre des actions curatives, car la progression du blackout est généralement très rapide. Le tableau suivant résume la période de chaque phase des blackouts analysés.

**Tableau 1.3 :** Période de chaque phase des blackouts analysés.

<b>Blackouts</b>	<b>Cascade lente</b>	<b>Cascade rapide</b>	<b>Restauration</b>
<b>Algérie</b>	<b>Sans</b>	15 secondes	06 heures
<b>Italie</b>	<b>24 min</b>	2.5 minutes	18- 24 heures
<b>Suède/Danemark</b>	<b>5 min</b>	90 secondes	6 heures
<b>Nord Est États-Unis et canada</b>	<b>1 h 05 min</b>	03 minutes	24 heures
<b>Grèce Europe</b>	<b>13 min</b>	02 minutes 19secondes	3 heures 02 heures
<b>Nord et à l'Est de l'Inde</b>		15 secondes 1 min 36 s	16 heures pour 30 Juillet 2012 21:30 heures pour 31 Juillet 2012
<b>Turquie</b>	—	15 secondes	7 Heures et 18 Minutes

Les événements initiaux sont divers et variés dans les différents blackouts. Ces événements peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver les conditions du réseau qui pourront mener indirectement au blackout. Le court-circuit, la surcharge et la défaillance d'une protection sont des événements initiaux habituels. D'autres événements comme la perte d'un générateur peuvent aussi parfois être les événements initiaux. Les événements initiaux des blackouts analysés ici sont présentés dans le tableau 1.4.

**Tableau 1.4 :** Evénements initiaux des blackouts analysés

Blackouts	Evènements initiaux			
	Court-circuit	Surcharge	Défaillance d'une protection	Perte de générateur
Algérie				*
Italie	*	*	*	
Suède/Danemark				*
Nord Est États-Unis et canada	*			
Grèce	*			*
Réseau interconnecté européen		*		
Nord et à l'Est de l'Inde		*	*	
Turquie		*		

**Tableau 1.5 :** Principales pannes dans le monde ces dernières années

Blackouts	Année
Algérie	03/02/2003
Italie	28/09/2003
Suède/Danemark	23/09/2003
Nord Est États-Unis et canada	14/08/2003
Grèce	12/07/2004
Europe	04/11/2006
Nord et à l'Est de l'Inde	30 et du 31 juillet 2012
Turquie	31/03/2015

### **I.6.3 Mécanismes de développement des blackouts**

Le mécanisme ou l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement Lié aux processus de perte de la stabilité des réseaux électriques. Cette perte de stabilité se manifeste principalement à travers quatre types de phénomènes [13] :

1. Cascades de surcharges ;
2. Ecoulement de la tension ;
3. Ecoulement de la fréquence ;
4. Ruptures de synchronisme.

## **I.7 Black-out Algérien**

R.Touileb [10] a prédit l'arrêt du 3 février 2003, qui s'est produit au moment de la demande de pointe au niveau de la centrale de Hamma, suite à une série d'événements initialement associés à l'arrêt de deux turbines à gaz de 350 MW et à l'expansion du gaz panne de ligne [14].

Situation du réseau Algérien avant le Blackout : Le réseau algérien était en régime permanent avant 19h 04mn avec un gradient d'augmentation de charge de 16 MW/min. Le tableau 1.5 ci-dessous montre l'équilibre des pouvoirs à 19h 03mn le3 février 2003, où chaque puissance réside. Fournir la configuration, l'invocation et débogage.[14]

**Tableau1.6:** Bilan de puissance à Algérien 19h03 l'instant de l'initiation du black-out

Puissance disponible	5226 MW
Puissance disponible à l'arrêt	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 123 MW (hassi-messaoud )</li> <li>➤ 14MW (é-rraguene) :nom utilisable (problème d'évacuation)</li> </ul>
Puissance en service	5089MW (129MW nom évacuable pour contraintes réseau)
Puissance développable	4960MW
Puissance produite à 19h03	4876MW
Réserve tournante	84MW
Apport réseau de Hassi-berkine (sonatrach)	40MW
Importation	Tunisie=2MW en réception UCTE=85MW en réception
Puissance appelée	5003MW
Puissance appelée prévue	5150MW

### I.7.1 Origines et d'écroulement chronologique du black-out Algérie

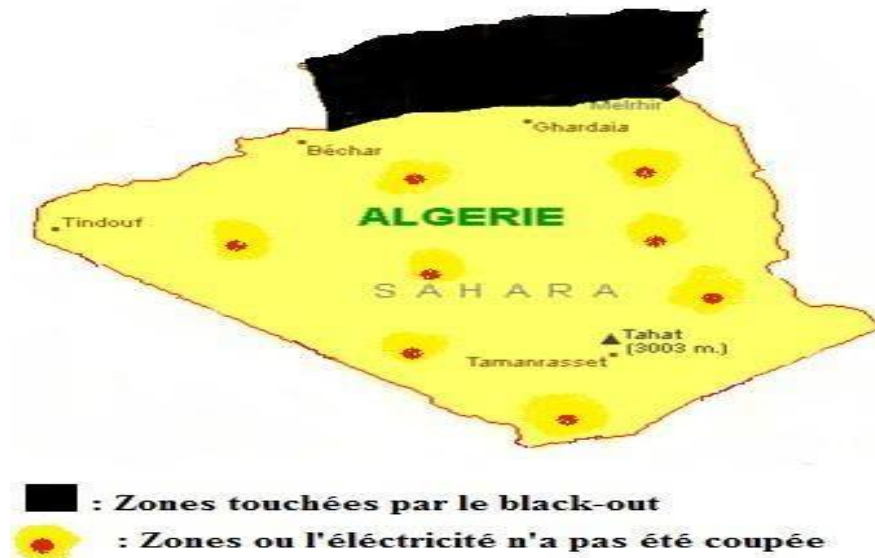
À 19h 04mn, le lundi 3 février 2003, une panne d'électricité généralisée a touché presque tout le pays, à l'exception du sud, où des millions de foyers étaient privés d'électricité. Au total, 38 provinces ont été plongées dans l'obscurité. Un accident technique à la centrale de Hamma à Alger a entraîné l'arrêt de toutes les centrales. Cette rupture est due à des incidents, initialement deux turbines à gaz se sont déclenchées selon Sonelgaz, de 350 MWh, la pression d'air minimale est dépassée (panne à la station-service). Le courant a été progressivement rétabli "sur une période de 12 minutes à 4 heures et 30 minutes". Le déficit créé par la perte de 350 MW a nécessité immédiatement une alimentation électrique équivalente sur l'interconnexion avec le réseau marocain.

Cela a entraîné l'ouverture automatique de l'interconnexion avec le Maroc Surcharge (réglage : 300 MW instantané). La séparation des réseaux algérien et marocain s'est traduite par

une diminution significative de la fréquence du groupe interconnecté constitué des réseaux algérien et tunisien. Ainsi, le groupe de production du réseau Algérie a réagi à la baisse de fréquence de la manière suivante : – Déclencher une autre production de 120 MW au centre du pays, – La ligne 220 kV reliant le réseau sud-est au réseau nord a été surchargée puis déclenchée. Le déficit de puissance s'intensifie après ces trajets consécutifs [14].

Atteindre près de 800 mégawatts. La fréquence continue à diminuer jusqu'à 49 Hz et il est donc nécessaire de faire fonctionner le relais de délestage à minimum de fréquence. Malgré l'implication du réseau tunisien, la puissance effectivement dégagée n'a pas suffi à stabiliser la baisse de fréquence. Déclenché en raison d'une surcharge. Cela a conduit à l'isolement du réseau algérien.

La conjugaison des deux derniers événements ci-dessus a eu un effet inhibant et la fréquence continue à décroître jusqu'à atteindre 48,5 Hz, moment auquel un autre seuil de délestage est activé. Ce second délestage ralentit légèrement la chute de fréquence, mais ne la stabilise pas, car le niveau de délestage n'était pas suffisant. Quelque 10 secondes après le début de la perturbation, la fréquence atteint le 48,2 Hz et provoque un fonctionnement en îlot entre les réseaux centre sud et nord, entraînant l'isolement du réseau centre sud du réseau nord, réduisant ainsi l'apport de 100 MW du réseau vers le réseau d'interconnexion nord à partir de ce moment, du fait de la forte sous-production du réseau et de l'instabilité des fréquences, les événements se sont accélérés. Par conséquent, la fréquence chute rapidement et à 47,5 Hz le déficit de puissance va encore augmenter après un arrêt de la turbine à gaz 500 MW (protégée par vitesse mécanique) sur le réseau nord. La conséquence en a été la réduction du schéma de tension puis la surcharge de l'interconnexion Moyen-Orient et son déclenchement. Ce déclenchement provoque un transfert de charge momentané vers d'autres lignes d'interconnexion centrales et provoque leur déclenchement en raison d'une surcharge. Ceci accélère la dégradation de l'équilibre offre/demande, entraînant le déclenchement en avalanche de la centrale turbines à vapeur nord.



**Figure1.5** : Zones touchées par le black-out du 03 février 2003.

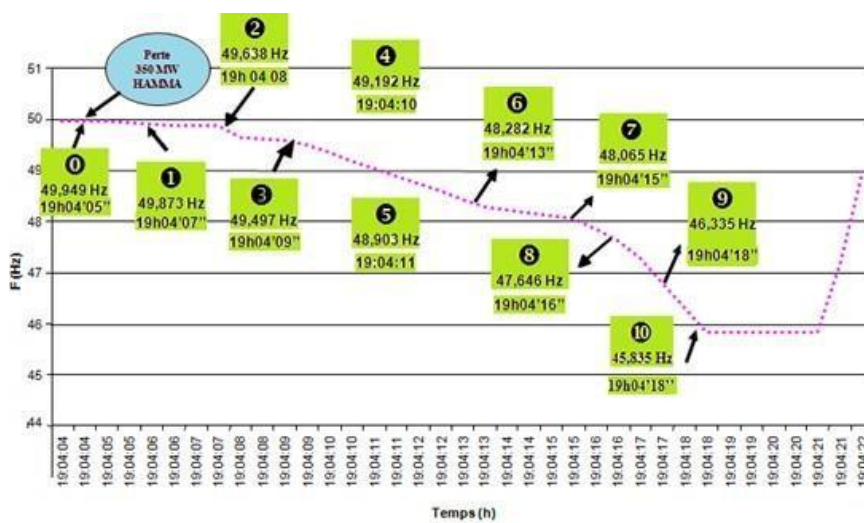
### Reprise de service après l'incident

Le dispatch national et les quatre grands centres de contrôle du réseau régional alimentent le réseau sud-est via le réseau sud. Quatre minutes plus tard, une partie du réseau ouest a été réapprovisionnée à partir de l'interconnexion avec le Maroc. De 19h20 à 22h05, le réseau national est progressivement rétabli et la reconstruction globale du réseau est achevée [9]. Après reconstruction et interconnexion des différentes îles régionales à travers les différentes parties du réseau de couplage, le lieu se présente comme suit :

- 19h50 : Réseau UCTE couplé à la centrale de Tiaret au poste de Tiaret,
- 21h : Réseau Hassi-Mesaoud couplé au réseau Moyen-Orient au poste de Batna,
- 21h47 : Couplage entre les réseaux Centre-Ouest et Centre-Est à l'est d'Alger. Le reste de l'exercice de récupération de charge continue Terminé dans toutes les structures jusqu'à ce que tous les approvisionnements des clients reviennent à 100 % vers 23h00

### I.7.2 Evolution de la fréquence

La figure I.6 : présente l'évolution de la fréquence pendant le black-out.



*Figure 1.6 : Evolution du Blackout*

### I.8 Analyse du Blackout

L'analyse du black-out du 03 février a montré que l'incident est dû à la conjonction de plusieurs facteurs défavorables que sont :

L'absence de réserve de puissance sur le réseau compte tenu du différé d'un certain nombre de décisions d'équipement de production eu égard à la nouvelle réorganisation du secteur, le fonctionnement aux limites techniques du réseau de transport, en particulier de certaines lignes d'interconnexion régionales, l'insuffisance des puissances délestées en automatique par minimum de fréquence, suite au mauvais fonctionnement du plan de sauvegarde du réseau (Fonctionnement à 48%), l'insuffisance de capacité d'interconnexion avec les réseaux voisins et entre certaines régions du réseau national (ex : Centre - Est). Les mesures prises juste après l'incident ont consisté à :

- ☞ Mesures immédiates
- ☞ Remise en conformité du plan de défense.
- ☞ Révision des seuils et des niveaux de délestage par minimum de fréquence
- ☞ Coordination des réglages entre l'ilotage des groupes et le plan de délestage de charge.

- ☞ Mise en place d'un plan de défense basé sur les transits de puissance en particulier sur les interconnexions internationales et régionales.
- ☞ Mesures a court et moyen termes
- ☞ Reconstitution de la réserve de puissance du parc de production a` moyen terme pour assurer une bonne sécurité de fonctionnement, par le lancement de la réalisation de nouvelles centrales de production.

### **I.9 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous décrivons les principales pannes des réseaux électriques et on propose quelques contributions pour analyser les blackouts électriques récents. A partir des leçons tirées des blackouts électriques passés, quelques contributions pour éviter ces blackouts ont été apportées.



***Chapitre II***  
***Les préventions de blackout***

## II.1 Introduction

En pratique, pour améliorer la sécurité des réseaux électriques, les entreprises électriques adoptent d'autres moyens qui complètent les règles courantes de planification et d'exploitation. En effet, ces seules mesures peuvent ne pas être suffisantes à protéger le réseau d'aléas à des conséquences graves telles que le court-circuit, moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques pour garantir une qualité de service à leurs clients.

## II. 2 Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques

Pour garantir une qualité de service à leurs clients, les compagnies d'électricités ont mis des règles de planification et d'exploitation de sorte que le réseau électrique soit capable de faire face à chaque instant aux aléas courants, tels que la perte d'un ou plusieurs ouvrages ou une mauvaise estimation du profil de consommation. En effet, ces seules de mesures peuvent ne pas être suffisantes à protéger le réseau d'aléas à conséquences graves tels que le court-circuit mal éliminé [15]. En pratique, pour améliorer la sécurité des réseaux électriques, les compagnies électriques adoptent d'autres moyens qui complètent les règles courantes de planification et d'exploitation.

### II.2.1 Plan de défense

Un plan de défense est un ensemble de mesures automatiques coordonnées destiné à s'assurer que les réseaux électriques sont protégés contre les perturbations impliquant des événements imprévus. Il est donc la barrière ultime de protection du réseau lors d'un incident majeur, quand toutes les autres mesures telles que, les systèmes de protection et les dispositifs de régulation des groupes, ne sont pas parvenus à stopper l'enchaînement des incidents et à limiter ses conséquences [16].

Un plan de défense a pour objectifs :

- ✓ Détecter que le réseau électrique est dans un état dégradé.
- ✓ Prendre les mesures curatives adaptées afin de stopper l'extension des incidents et leur propagation au reste du réseau électrique :
  - ☞ Suspension si nécessaire l'alimentation de clients non prioritaires ;
  - ☞ Planifiant le découpage du réseau pour sauver les parties saines ;
  - ☞ Permettre le retour rapide à la situation stable du réseau ;
  - ☞ favorisant, en dernier ressort, la reconstitution ultérieure du système, généralement un plan de défense est constitué de deux lignes dont le domaine d'action n'est pas pris en compte par les règles de planification et d'exploitation [17]. La première ligne de

défense est composée d'un certain nombre de mesures prises par les opérateurs du réseau électrique dans les centres de conduite lors d'incidents, quand la dynamique du phénomène le permet. Les mesures prises permettent de rétablir au plus tôt le réseau dans une situation stable. Généralement, ces mesures sont [18] :

- Changement des consignes de production active et/ou réactive des groupes de production ou on demande aux groupes de produire le maximum de puissance active et/ou de puissance réactive possible, pour tenir au mieux la tension du réseau de transport ;
- Délestage manuel d'une partie de la consommation. La seconde ligne de défense est constituée d'un ensemble de protections spécifiques à action automatique installées sur le réseau électrique. Elles permettent de lutter contre les incidents majeurs à dynamique rapide, tels que les chutes de fréquence ou les ruptures de synchronisme. En Algérie, la compagnie Sonelgaz adopte les mesures suivantes [19].

### **II. 2.1.1 Délestage automatique à base de fréquence**

Le délestage est l'action par laquelle une partie prédéterminée de la charge du réseau est déclenchée quand la fréquence de celui-ci devient assez basse, c'est-à-dire quand les moyens de production sont insuffisants. Le délestage est opéré sélectivement, principalement sur les départs de distribution, sur critère de fréquence et/ou de sa dérivée. Pour les phénomènes soudains, il s'agit d'un délestage complètement automatisé via des relais de mesure de la fréquence installés à divers endroits du réseau. Le temps de réponse à ce genre de phénomènes doit être inférieur à 200 ms afin d'éviter le risque de blackout. Le délestage permet donc d'éviter la détérioration des équipements tournants tant dans les centrales de production que chez les usagers. Il permet également d'éviter l'écoulement complet du réseau en rétablissant la fréquence dans des limites compatibles avec la tenue des matériels [20].

En Algérie, Le délestage automatique de charge par minimum de fréquence sera actionné en cas de baisse importante de fréquence du système provoquée par des pertes de production engendrant la séparation des systèmes électriques Maghrébin et Européen (Interconnexion Espagne Maroc). Le plan de délestage comporte quatre stades [19] :

**Tableau II. 1** Plan de délestage à minimum de fréquence

1 <sup>er</sup> Stade	49.3 Hz, 0.2 sec
2 <sup>ème</sup> stade rapide	49.0 Hz, 0.2 sec
2 <sup>ème</sup> stade temporisé	49.0 Hz, 10sec
Ouverture des interconnexions internationales	48.7 Hz, 0.2 sec
3 <sup>ème</sup> stade	48.5 Hz, 0.2 sec
4 <sup>ème</sup> stade	48.0Hz, 0.2 sec

### II. 2.1.2 Ilotage

L'îlotage est l'ultime action qui consiste à isoler du réseau la partie déficiente de manière à sauvegarder la partie saine. Actuellement, Le plan d'îlotage par minimum de fréquence s'articule sur la base des seuils comme suit [19] :

**Tableau II.2** Ilotage par minimum de fréquence

Ouverture des interconnexions internationales	48.7 Hz, 0.2 sec
Îlotages des réseaux Sud	48.2 Hz, 0.2 sec
Îlotage interrégional	47.8Hz, 0.2 sec

Si, en dépit des premières actions de délestage automatique, la fréquence du réseau continue à chuter, une séparation du réseau doit se produire. Cette séparation soit capable, pas seulement, d'arrêter la chute de fréquence, mais aussi d'assurer sa remontée, tout en évitant le déclenchement des centrales et l'effondrement du réseau par intervention des relais à minimum de fréquence

### II. 2.1.3 Délestage automatique à base de transit de puissance active

Le principe de délestage sur la base de transit de puissance active consiste à délester une quantité de la charge au niveau de certains postes en vue de :

- \* Préserver les interconnexions internationales (le Maroc et la Tunisie) ;
- \* Préserver certaines sections critiques du réseau national lors de la perte de grandes quantités de production. Pour effectuer ce délestage, des relais d'asservissement de puissance (watt métrique) surveillent les transits de puissance active sur les lignes de transmission.

Dans le cas où il y a dépassement des valeurs de consigne des relais (seuils de puissance active), des ordres de déclenchement vont ouvrir soit la ligne de transmission sur laquelle sont installés les relais, soit d'autres lignes de transmission.

Les relais d'asservissement de puissance installés au niveau du réseau de transport de l'Algérie sont résumés dans le tableau ci-dessous [19].

*Tableau II.3 Délestage sur la base de transit de puissance active*

Ligne à surveiller	Seuils de réglage (MVA/Sec)	Charge à délester en MVA par poste
Tlemcen-Oujda	- 120/ 0,1 secs	Départs 60 KV Sebdou à Tlemcen)
Ghazaouet-Oujda	- 120/ 0,1 secs	Départ 60 KV Maghnia à Ghazaouet
Sidi Belabbes-Tlemcen	- 100/ 0,3 secs	Sidi Bel Abbes Poste
Beni Mered-Khemis	- 100/ 0,2 secs	Beni Mered
Oued Sly-Khemis 1	100/ 0,2 sec	Oued Sly
Khemis-Oued Sly 2	- 100/ 0,2 secs	Khemis
Tizi Ouzou-Si Mustapha	-100/ 0,2 secs	53 (Tizi ousou et Draa Ben Kedda)

### II.3 Le délestage dans les réseaux de distribution

Le délestage est défini par l'arrêt temporaire et volontaire de la fourniture d'électricité à une partie des clients finaux dans certaines parties du réseau électrique [24-25]. Cette manœuvre permet de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation afin d'éviter un effondrement partiel ou total du réseau électrique.

Le délestage est approuvé par les experts et les universitaires comme l'une des mesures de contrôle d'urgence pour préserver la stabilité du système [26].

#### II.3.1- Classification du délestage

La littérature offre plusieurs terminologies ayant relation avec le délestage, on cite :

☞ *Manuelle /automatique* : Le délestage peut se produire :

#### Suite à des phénomènes soudains

Tempêtes, conditions météorologiques extrêmes, incidents, etc. ... peuvent provoquer des variations de fréquence ou de tension électrique, qui entraîneraient un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité pouvant entraîner un délestage automatique [27].

#### En cas de risque de pénurie d'électricité de longue durée

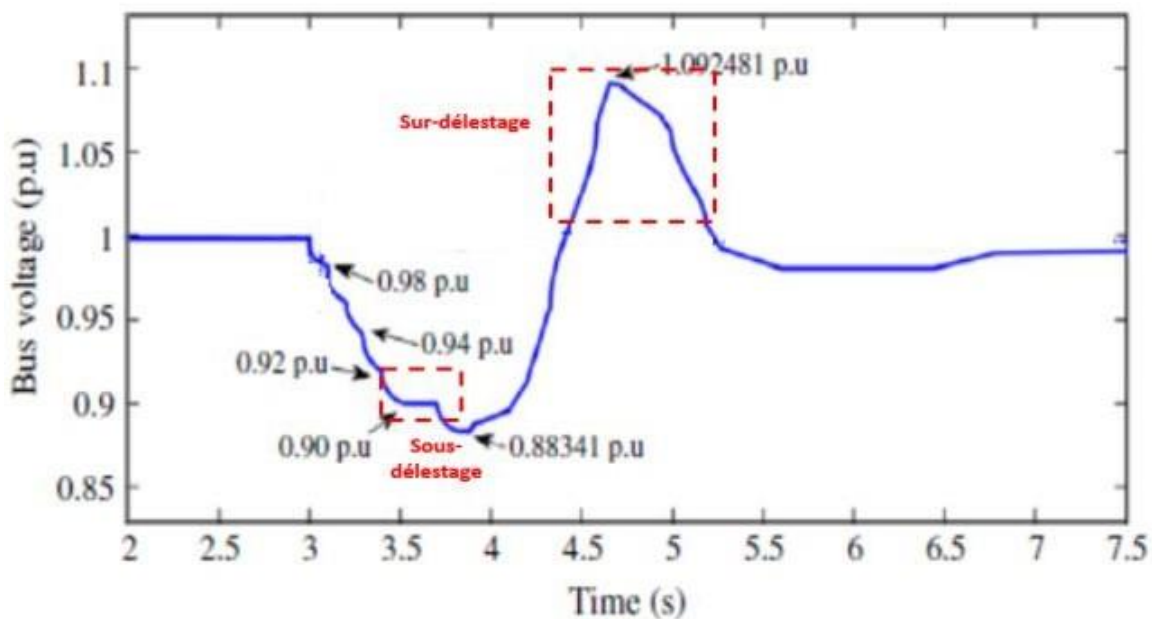
Une pénurie peut se produire si des capacités de production et/ou d'importation sont indisponibles, et donc s'il y a trop peu d'électricité pour répondre à la demande. Dans un tel cas, on recourt dans un premier temps à des mesures de sensibilisation et/ou de restriction

visant à limiter la demande d'électricité. Si ces mesures sont insuffisantes, un délestage annoncé peut être mis en place. On parle alors de délestage manuel [27].

### ☞ *Tension / Fréquence*

Délestage sous tension est spécifiquement conçu comme une mesure de sécurité afin d'éviter un effondrement de la tension en cas de déficit grave des réserves de puissance réactive locale ou à l'échelle du système [28]. Un délestage fréquence-métrique ou bien délestage sous fréquence est appliqué dans le cas d'un défaut, diminution plus rapide de la fréquence due à la perte des générateurs. Selon les normes de l'Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (IEEE), « un délestage sous fréquence doit être effectué pour arrêter rapidement la baisse de fréquence du réseau électrique en diminuant la charge du système électrique en fonction de la capacité de production disponible » [49].

### ☞ *Sous et sur-délestage*



**Figure II.1** : *Sur et sous-délestage* [29]

Par rapport au comportement de la tension et/ou fréquence du réseau électrique suite au délestage, la quantité de charge à délester est le paramètre primordial qu'il faut contrôler d'une manière adaptative avec toute sorte d'événements, c'est pour cela, qu'une quantité fixe de délestage pourrait être insuffisante dans le cas où le système ne maintient pas sa stabilité c'est ce qu'on appelle 'sous-délestage' (figure II.1). En revanche, la quantité peut-être au-delà de ce qui est nécessaire, la stabilité du système est assurée, mais avec une taille d'interruptions exagérée (dit 'sur-délestage').

### ☞ *Centralisé/ décentralisé*

On rencontre généralement deux types de schémas de délestage : centralisés et décentralisés (figure I.3). Un système centralisé possède des relais UVLS ou UFLS installés à des emplacements clés du système dans une zone et les signaux de déclenchement sont transmis à partir d'un centre de contrôle, pour délester la quantité de charge appropriée à divers endroits. Ces dispositions sont appelées schéma de protection spéciale, et schéma de protection étendu. En revanche, dans les régimes décentralisés, les relais fonctionnent à l'emplacement sélectionné lorsque la tension chute en dessous d'une valeur seuil sans avoir besoin d'une prise de décision [30].

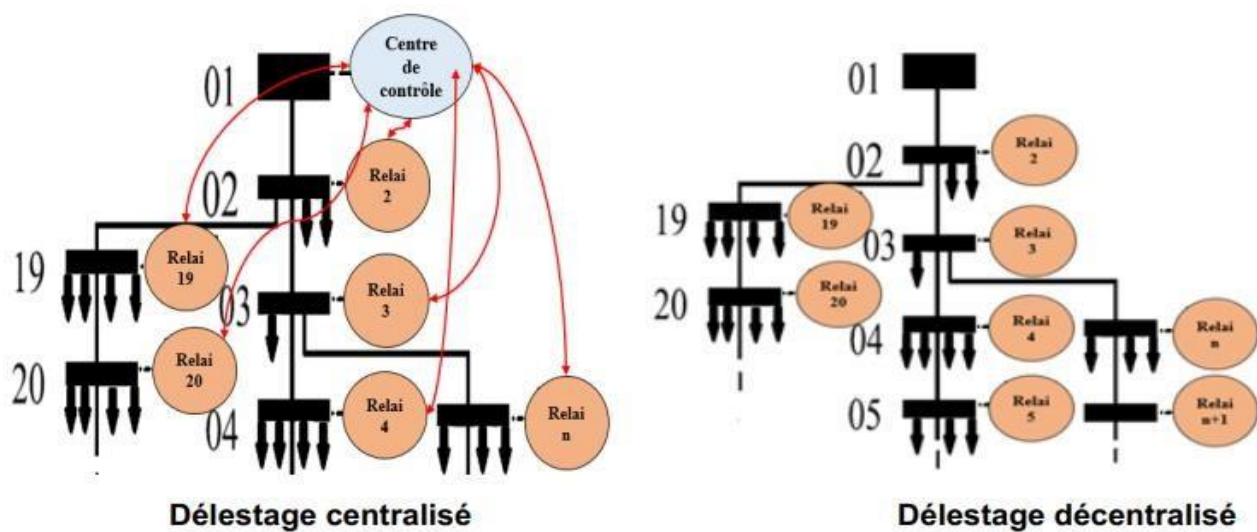


Figure II.2 :: Délestage Centralisé /Décentralisé [30]

### ☞ *Délestage Statique/dynamique*

Une quantité fixe de délestage se produit dans l'approche statique à chaque étape. Cependant, l'approche dynamique dépend du type de perturbation et des performances fluctuantes du système à chaque étape et elle peut changer avec le temps [30].

### ☞ *Délestage en Boucle ouverte/fermée (online/offline)*

Le délestage en boucle fermée est destiné à fonctionner pendant de nombreuses périodes, et chaque action dépend de la solution calculée d'une action antérieure, ou il peut également envisager de travailler sur la rétroaction du système. L'action de contrôle d'urgence en boucle ouverte est basée sur des simulations hors ligne des scénarios prédéfinis et ne réajuste pas son action à la hauteur de la progression du système [30].

### ☞ *Délestage basé sur la réponse/sur l'événement*

Le schéma basé sur la réponse dépend du type de perturbation et de l'amplitude du niveau de tension. La tension de bas niveau affecte le fonctionnement du réseau électrique. Des mesures correctives peuvent, en conséquence, être prises pour ces situations. De même, un schéma de délestage basé sur les événements fonctionne sur l'identification d'occasions précises [30].

### **II.3.2- Technique de délestage**

Les techniques de délestage en tension sont mises en œuvre pour protéger le réseau électrique contre une chute de tension. Les principales coupures de courant qui se produisent dans le monde sont causées par des problèmes d'instabilité de tension.

L'instabilité de tension se produit généralement en raison d'une panne forcée du générateur, de la ligne ou d'une surcharge. Dans cette situation, la demande de puissance réactive est augmentée dans le système électrique et la marge de stabilité diminue. Il a été rapporté par les chercheurs que la stabilité de la tension est la contrainte principale et critique dans la conception d'une approche de délestage en tension. En raison de ce fait, une action rapide doit être entreprise pour éviter une nouvelle baisse de l'amplitude de la tension dans le système. Les gestionnaires des réseaux électriques effectuent généralement des techniques de délestage pour éviter l'instabilité de la tension et restaurer la tension à sa valeur nominale.

Dans cette section, des travaux antérieurs sur le délestage en tension sont présentés. En cas d'urgence, une instabilité de tension généralisée peut être évitée dans le réseau électrique en appliquant une approche de délestage en tension.

#### **II.3. 2.1- Délestage Conventionnel**

Les services d'électricité à travers le monde appliquent généralement les techniques de délestage dites "conventionnelles". Le principe est d'utiliser des seuils de tension/fréquence, une temporisation fixe et une quantité fixe de charges à délester. Cependant, cela peut entraîner un sur-délestage ou sous-délestage pour un événement mineur ou grave, respectivement.

Cette approche est organisée par étapes, à chaque étape (définie par une valeur de mesure de tension) un pourcentage de la charge totale du nœud est délesté (figure I.4).

Lorsque la tension diminue jusqu'au premier seuil, un premier pourcentage prédéfini du total de la charge est délesté, s'il y a une nouvelle diminution de la tension et qu'elle atteint le deuxième point seuil, un autre pourcentage prédéfini de la charge totale sera délesté. Ce processus continuera à se répéter (équation I.1), jusqu'à ce que la tension augmente au-dessus de sa limite ou atteigne le nombre maximum d'étapes.

Certains auteurs [30,31] proposent des étapes typiques d'un délestage conventionnel en imposant les seuils décrits ci- dessous :

- Si la tension du nœud chute en dessous de 90% de la tension nominale durant 3,5 secondes, délester 5% de la charge.
- Lorsque la tension du nœud chute en dessous de 92% de la tension nominale pendant 5,0 secondes, délester 5% de charge supplémentaire.
- Lorsque la tension du nœud chute en dessous de 92% de la tension nominale durant 8,0 secondes, délester 5% de charge supplémentaire.
- Malgré sa simplicité de réalisation, le délestage conventionnel présente certaines limites séparées [24] mentionne le manque d'informations sur l'ampleur des perturbations, l'incapacité d'estimer la valeur réelle du déséquilibre de puissance à cause du délestage, une quantité fixe de charge, ce qui ne convient pas aux systèmes électriques modernes et complexes.

*P.Lakra et M.Kirar* [32] quant à eux, ont noté qu'en schéma conventionnel, les seuils de tension ne distinguent pas les nœuds en termes de priorité ou d'importance.

Les seuils prédéfinis restent les mêmes après le délestage et la charge suivante ne peut être délestée qu'après avoir atteint le seuil de tension critique suivant. Ce qui remet en question l'efficacité du schéma de délestage conventionnel.

Pour une meilleure performance, le délestage doit adapter la quantité de charge à délester à la gravité de l'événement et à l'emplacement du nœud. Pour cette raison, les Chercheurs et les ingénieurs travaillent pour trouver de nouvelles stratégies robustes et flexibles et intelligentes de délestage.

### II.3.2.2- Délestage Intelligent

Les techniques informatiques intelligentes sont dérivées d'algorithmes méta-heuristiques qui imitent le cerveau humain et l'intelligence naturelle. Ces dernières années, les techniques d'intelligence informatique ont été largement mises en œuvre dans les réseaux électriques. Cela est dû au fait que ces algorithmes sont robustes et flexibles et permettent de résoudre des problèmes non linéaires. Des algorithmes méta-heuristiques ont été proposés dans la littérature pour déterminer la quantité minimale de délestage dans la marge de chargement souhaitée ; l'algorithme génétique (GA) [33], l'évolution différentielle [34], l'optimisation de l'essaim de particules et une optimisation évolutive de l'essaim de particules [64], optimiseur de colonie de fourmis [35] et mixed integer [36].

L'auteur [64], propose une méthode hybride basée sur la combinaison de l'AG et du réseau neuronal (NN) pour réduire la quantité de délestage de charge, et l'auteur dans celle de logique floue [39].

*Yasin et al* dans [40] établit une programmation évolutive - réseau de neurones artificiels pour prédire la quantité d'énergie délestée dans un réseau de distribution.

Ces techniques offrent plus de robustesse et de flexibilité que les techniques conventionnelles.

*J.A. Laghari et al* dans [29] résument les avantages de l'utilisation des méthodes intelligentes dans le délestage ; connaissance de l'état physique du réseau en général et la charge du nœud à délester en particulier, ce qui minimise les erreurs et permet la mise à jour de la hiérarchisation. D'autres auteurs [32] constatent que l'introduction des techniques intelligentes permettent d'optimiser la charge à délester, ce qui constitue une meilleure efficacité de délestage par rapport aux techniques conventionnelles. Elles restent, toutefois, inadaptées à la prise en charge de la tension et de la fréquence simultanément.

### II.3.2.4 Architecture Délestage adaptatif

Tel que son nom l'indique, un délestage adaptatif est une technique qui force et adapte le système à se stabiliser quelle que soit la sévérité de l'événement ; statique ou dynamique (figures I.5 et I.6). Cela est possible grâce au délestage d'une quantité de charge non fixe (contrairement au conventionnel où elle est fixe) assurant ainsi que la fréquence et/ou tension maintienne leur marge de stabilité.

De nombreux auteurs [40-45] ont proposé plusieurs façons de développer un délestage adaptatif. Parmi lesquels, *Amraee et al* [43] utilisent un contrôle de modèle prédictif de protection du réseau électrique contre l'instabilité de tension. Ils considèrent que la vitesse et la quantité de délestage sont adaptées à la gravité de la contingence dans la région touchée. D'autre part [44-45], un délestage optimal peut minimiser les pertes financières résultant d'une panne du système. Les auteurs proposent un schéma intégrant l'effet technique et économique du délestage.

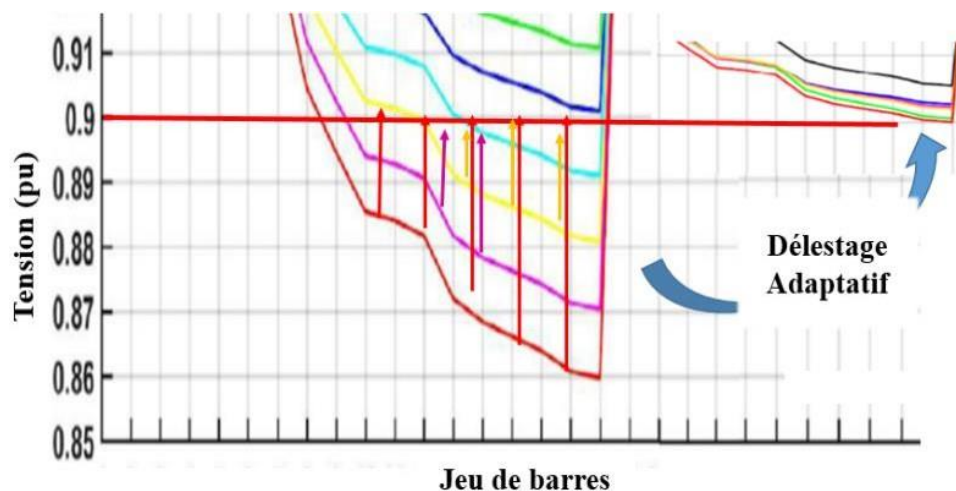
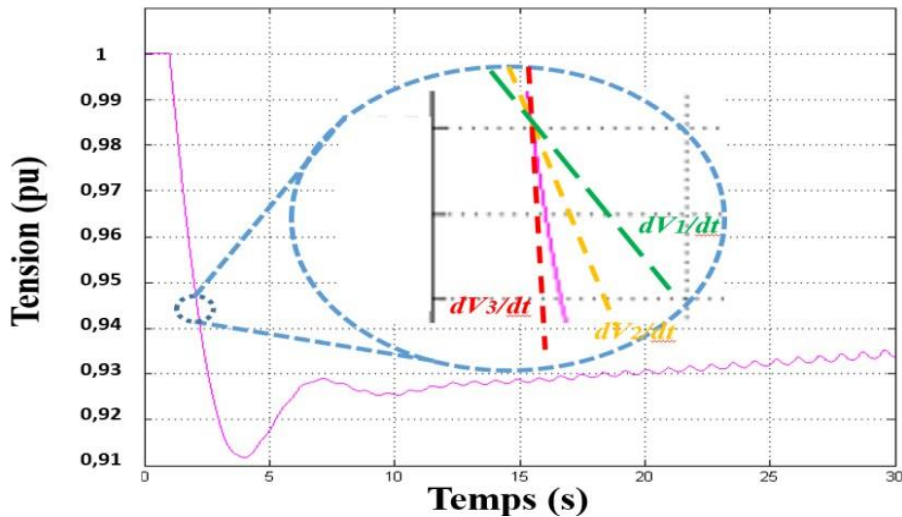


Figure II.3 : Délestage Adaptatif en terme statique (par nœuds) [40]



*Figure II.4 : Délestage Adaptatif en terme dynamique (par seconde) [59]*

#### II.3.2.4 Délestage à base d'indices de stabilité de tension

Actuellement, certaines recherches mettent en évidence l'importance des indices de stabilité de tension en tant qu'indicateur pour identifier la stabilité de l'ensemble du réseau dans des conditions dynamiques.

Un indice de stabilité de tension a été utilisé pour prédire les pannes des lignes [46], un autre indice pour prédire la taille et l'emplacement optimal des DG [47], d'autre améliore les performances, la détection des instabilités de tension au niveau des lignes ou nœuds [48-49]. La philosophie de ces indices a également été appliquée pour le délestage dans un réseau électrique. Dans [50], les auteurs ont proposé le délestage optimal pour éviter les instabilités de tension en situation d'urgence.

L'auteur a proposé le Power Transfer Stability Index (PTSI) pour délester la charge avec le temps minimum autorisé [51]. À partir de là, l'indice PTSI est utilisé comme indicateur pour déterminer le nœud le plus faible du système à délester.

La valeur la plus élevée de l'indice de stabilité de tension rapide (FVSI) a été proposée afin d'indiquer le nœud le plus faible et la priorité donnée à être délestée [52,65].

Bien que des recherches approfondies sur le délestage de charge soient basées sur l'indice de stabilité de tension [50,52-55,57], ces schémas proposés sont principalement mis en œuvre pour le réseau de transport. Cependant, une contribution relativement faible est rapportée sur l'application du délestage appliqué dans le réseau de distribution. Cela est dû au

fait que par rapport au réseau de transport, les réseaux différents, telles qu'une structure radiale et un rapport  $R / X$  élevé, ce qui rend l'analyse plus difficile. Certains travaux rapportés dans [58-59] ont été réalisés pour proposer le délestage basé sur ces indices pour le réseau de distribution. Les auteurs dans ces travaux ont proposé l'indice de stabilité (SI) basé sur la puissance active et réactive transférée pour la ligne de distribution radiale [58]. L'auteur a affirmé que l'indice proposé est robuste et pourrait être utilisé sur le nœud le plus faible à n'importe quel point de fonctionnement du réseau de distribution linéaire.

## **II.4 Hiérarchisation des nœuds**

Convient de noter qu'avant de réaliser n'importe quel schéma de délestage, les charges sont classées en 3 types selon leur importance qui sont les non vitales, les semi-vitales et les vitales [63], [60]. La charge vitale est une charge importante pour laquelle la perturbation de l'électricité est inacceptable, c'est le cas d'un hôpital. Combien même l'instable que subit le nœud vital est importante, on ne peut lui infliger un délestage, en raison de son importance dans la société. Pour cela, une charge vitale n'est jamais délestée quel que soit son état. Les charges non vitales, telles que les charges purement résidentielles ou les départs d'éclairage rural, considérées n'ont vitales, seront les premières à être délestées, suivies des charges semi-vitales.

Les charges sont aussi classées en 5 types selon le secteur d'utilisation [61-62] : les grands utilisateurs, les industriels, les commerciaux, l'agriculture et le Résidentiel. Pour chaque secteur, il est convenu d'un temps limite de délestage, faute de quoi le coût d'interruption devient très conséquent.

### **II.4.1 Présence des sources d'énergies renouvelables vis-à-vis du délestage**

En raison de ces préoccupations environnementales, chaque pays vise à réduire ses émissions de carbone en remplaçant les combustibles fossiles par une production distribuée (DG) basée sur des ressources d'énergie renouvelable [24]. Ce type de DG a un grand potentiel pour atteindre les faibles émissions de carbone en raison de son fonctionnement respectueux de l'environnement et de ses avantages.

Sur la base de ces avantages, l'interconnexion de DG aux réseaux de distribution se déroule rapidement dans le monde entier. La pénétration de la DG dans le réseau électrique entraîne certains problèmes techniques qui doivent être résolus. Parmi ces problèmes, l'îlotage est l'un des principaux défis pour une pleine utilisation de la DG basée sur les ER.

Lorsque l'îlotage se produit, la production d'énergie doit être capable de maintenir la stabilité, la fiabilité et la qualité de l'alimentation, pour garantir des tensions et des fréquences dans la plage acceptable. Dans le cas contraire, le réseau en îlot connaîtra des coupures de courant dues au déclenchement des DG pour des raisons techniques et de sécurité. L'îlotage peut se produire aussi bien involontairement qu'intentionnellement. Les îlots non intentionnels peuvent rencontrer un déficit de puissance active ou réactive, ce qui peut entraîner des instabilités de fréquence, d'angle ou de tension. Cela exposera le réseau de distribution à des risques et des dangers, en particulier à l'équipement, aux problèmes de responsabilité des services publics et à la réduction de la fiabilité et de la qualité de l'énergie. Cependant, ce problème peut être résolu grâce à une stratégie efficace d'îlotage intentionnel.

Un autre facteur important pour une opération d'îlotage intentionnelle réussie est de garantir que la production d'électricité à partir des DG répond aux demandes de charge. Dans le cas où la production d'électricité est incapable de faire face aux demandes de charge pendant le fonctionnement, le dernier recours consiste à appliquer un délestage de charge en supprimant une partie de la charge du système jusqu'à ce que l'équilibre entre les demandes de production et de charge soit atteint. Un délestage inefficace peut entraîner le délestage d'un grand nombre de charges ou entraîner un effondrement total de la puissance. Par conséquent, un schéma de délestage de charge efficace est nécessaire pour déconnecter la quantité correcte de charge et éviter une panne du réseau électrique. Le schéma de délestage de distribution a des caractéristiques

## **II.5 Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution**

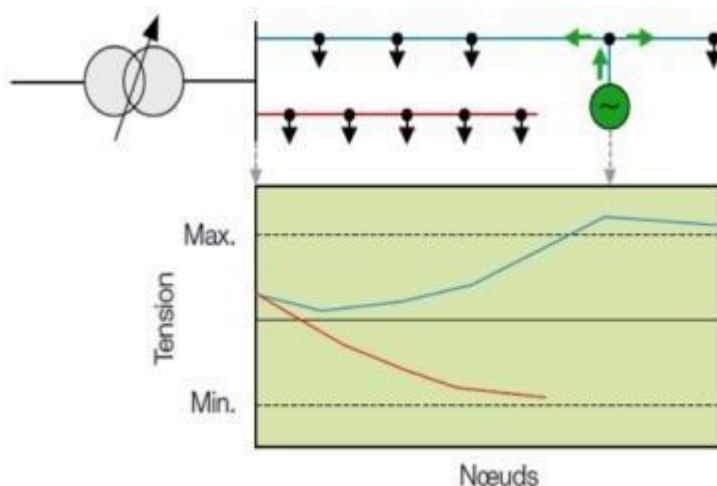
### **II.5.1 Généralités sur les sources d'énergie renouvelable**

Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, dites productions décentralisées ou distribuées, de puissance allant de 1 à 10 MW sont souvent connectées au réseau de distribution. Elles comprennent : centrales éoliennes, hydroélectriques, solaires, géothermiques, électriques aux biocarburants (biomasse issue de la sylviculture, de l'agriculture et de la transformation du bois, biogaz issu des cultures agricoles et résidus organiques et déchets des industries agricoles et agro-alimentaires, ainsi que déchets industriels), piles à combustible ou centrales électriques utilisant d'autres sources renouvelables (vagues, marées etc. ...)[21]. A noter qu'une centrale de 10 MW peut être directement insérée dans le réseau de transport.

### II.5.2 Impact des sources renouvelables sur les réseaux de distribution

Le raccordement de la production distribuée transforme un réseau de distribution alimenté unilatéral passif en un réseau actif à double alimentation (la source elle-même et le nœud infini). Les principaux impacts des sources sur un tel réseau sont [22] :

- ☞ Les modifications du profil de tension du réseau (Figure II.1)
- ☞ L'apparition de transitoires lors du démarrage et de l'arrêt sources,
- ☞ L'augmentation des courants de court-circuit,
- ☞ L'évolution des pertes en fonction de la production consommation
- ☞ La congestion des lignes individuelles,
- ☞ L'impact sur la qualité et la fiabilité de l'alimentation,
- ☞ Dysfonctionnement du plan de protection,
- ☞ Le besoin de coordination de la protection.



**Figure II.5 :** Impact de présence des générateurs distribués sur le profil de tension [23]

La demande croissante de sécurité, de fiabilité et de qualité de l'alimentation donne un nouveau poids à la planification et au développement.

L'intégration de la production distribuée est un défi en soi concernant les questions relatives à la qualité de l'alimentation, à la stabilité du réseau, à l'équilibre du système, à la régulation de la tension, à la protection, aux pannes (mode isolé) et à la fiabilité.

Une variété de sources renouvelables est la caractéristique la plus importante qui

définit leur fonctionnement, en termes d'incertitude dans la prévision de la puissance disponible, l'amplitude des changements dans la puissance de sortie et la vitesse des changements [23].

### II.5.3 Condition de raccordement dans le réseau

Le raccordement, d'une source électrique distribuée au réseau de distribution, peut se faire à basse tension (0,4 kV) et à la moyenne tension (10, 20, 30, 35 kV), selon la puissance de la centrale, les circonstances du réseau de distribution, le mode de fonctionnement des centrales électriques pour des puissances de 0,5 MW, la source peut être connectée à la basse tension, au-delà, elle est directement reliée à la moyenne

tension. Une possibilité de raccordement de la centrale au réseau de distribution est déterminée par une analyse technico-économique détaillée pour définir la solution optimale en termes de coûts de raccordement et de l'impact des installations de production sur le réseau de distribution. L'évaluation finale des capacités et du mode de connexion des sources distribuées au réseau de distribution a été adoptée au regard de l'état et du développement attendu du réseau de distribution, et après calcul des chutes de tension, de l'écoulement de puissance, du courant de court-circuit et du taux de distorsion harmonique.

Les bonnes conditions de raccordement au réseau de distribution garantissent la fiabilité du réseau électrique et le bon fonctionnement de l'installation de l'utilisateur, et évite en même temps des effets néfastes inacceptables entre eux. Les exigences techniques pour le raccordement des unités de production au réseau de distribution sont fournies par le gestionnaire du réseau de distribution. Les règles du système de réseau définissent les caractéristiques de base au point de connexion au réseau de distribution et les exigences générales pour le raccordement des utilisateurs au système de distribution, ainsi que les conditions spéciales à remplir par toutes les unités de production connectées au réseau de distribution en fonctionnement normal.

Le gestionnaire de réseau de distribution définit des exigences techniques de base très pertinentes pour la conception des centrales de production :

- La Capacité à installer,
- La coordination de l'isolation,
- Le Concept de,
- La Puissance de court-circuit maximale et minimale,

- Les Conditions de fonctionnement en parallèle avec les réseaux électriques,
- Le Pouvoir de coupure pour la tension nominale correspondante du réseau de transport,
- Le Mode de mise à la terre,
- La Tension de fonctionnement continu maximale et minimale, durée et niveau du découvert à court terme,
- Les Profils de charge typiques,
- La Nature et l'étendue de l'échange de puissance réactive, et réserve de puissance réactive installée chez l'utilisateur. Pour la production et la fourniture d'énergie, la centrale doit générer suffisamment de puissance réactive. La production de puissance réactive doit être comprise entre  $\cos \varphi = 0,85$  inductif et  $\cos \varphi = 1$ , sauf pour les centrales solaires, où une telle affirmation ne se présente pas, et les parcs éoliens avec des générateurs asynchrones pour lesquels elle est exprimée en termes supplémentaires de Règles du système de grille,
- La Mise d'un plan de défense,
- La Participation à la sécurisation des services annexes,
- Le Comportement lors de perturbations à grande échelle (capacité à passer par un état de défaillance),
- La méthode de mesure et de calcul,
- L'Intégration au système de télécommande et de télécommunication.

## II.6 Conclusion

Ce chapitre présente les types de réseaux électriques, ils ne manquent pas de dispositifs de protection, que ce soit pour les appareils ou les travailleurs, tout en travaillant pour assurer la continuité de leur travail

Les sources d'énergie renouvelables fournissent une énergie importante, mais son problème ne peut être maîtrisé s'il est soumis à des changements naturels, ce qui provoque des perturbations dans la production et même la distribution

La perturbation du courant électrique en tant qu'énergie non stockable provoque une baisse ou une augmentation de la tension qui constitue une menace pour les systèmes, ce qui a fait les techniciens conçoivent les moyens pour protéger ces derniers, ou du moins les leur font prévoir avant qu'ils n'arrivent à prendre les mesures appropriées entre eux Indicateurs de stabilité de tension ou indicateurs d'amélioration de la performance.

# *Chapitre III*

## *Simulation et résultats*

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre et dans un premier volet, nous présenterons les principes de base du relais de surveillance de tension et le principe de fonctionnement de la protection contre les sous-tensions dans réseaux de distribution d'énergie électrique avec le délestage sous tension pour maintenir un meilleure profile de tension. Pour réaliser ces objectifs, plusieurs simulations ont été effectuées. Les différentes analyses réalisées, telles que l'évaluation de la charge, l'équilibre de puissance, la stabilité du système, etc., sont soigneusement abordées.

Résultats de simulations sont ensuite présentés en détail, accompagnés d'une discussion approfondie qui mettent en évidence les principaux points saillants et les conclusions tirées de l'analyse. Les problèmes identifiés, le cas échéant, sont minutieusement exposés et des suggestions d'amélioration sont proposées en fonction des implications des résultats obtenus.

### III.2 Logiciel ETAP

ETAP (Electric al Transigent Analysais Program) est un logiciel de simulation de systèmes d'alimentation électrique qui permet de modéliser et d'analyser le comportement des systèmes électriques en temps réel. Il est utilisé pour concevoir, modéliser, simuler et analyser les réseaux électriques de toutes tailles, du système de distribution local à grande échelle jusqu'au réseau de transmission interconnecté.

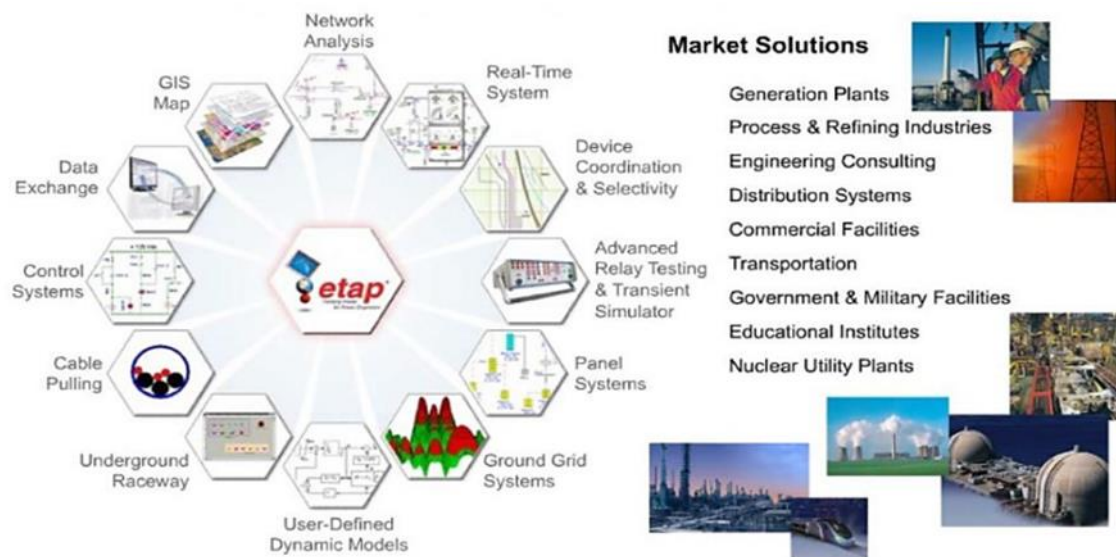
ETAP fournit une gamme complète d'outils de modélisation et d'analyse pour la planification, la conception, l'analyse de la stabilité, la protection et la coordination des équipements électriques. Il permet également de simuler les transitoires électromécaniques, les transitoires de tension, les perturbations harmoniques et les déséquilibres de tension.

En somme, ETAP est un logiciel de simulation très avancé utilisé par les ingénieurs en électricité pour concevoir et analyser les systèmes d'alimentation électrique dans diverses applications, y compris les centrales électriques, les industries, les infrastructures et les réseaux de transport.

Fondée en 1986 et basée à Irvine, en Californie, [<http://etap.com/> ETAP] est une société spécialisée dans la modélisation, la conception, l'analyse, l'optimisation et les solutions prédictives en temps réel des réseaux électriques. À ce jour, plus de 50 000 licences des produits ETAP et ETAP Real-Time de la société ont été utilisées dans des projets de production, de transmission, de distribution et de systèmes électriques industriels dans le monde entier .

### III.2.1 Interface de Logiciel

Le programme d'analyseur de transitoires électriques (ETAP) est un logiciel d'ingénierie analytique à spectre complet développé par Operation Technology Inc. (OTI). Le logiciel spécialisé dans l'analyse, la simulation, la surveillance, le contrôle, l'optimisation et l'automatisation des systèmes d'alimentation électrique. ETAP offre la suite la plus complète et la plus intégrée de solutions d'entreprise pour systèmes d'alimentation qui s'étend de la modélisation à l'exploitation.



**Figure III.1** : Présentation des fonctionnalités ETAP

Le logiciel ETAP fournit une bonne interface pour effectuer une analyse rigoureuse des systèmes d'alimentation et est l'un des meilleurs logiciels d'analyse des transitoires électriques. C'est l'intégration à Microsoft Excel est également l'une de ses nombreuses fonctionnalités étonnantes. Le logiciel ETAP fournit un environnement facile à utiliser et convivial ainsi qu'un manuel d'utilisation complet qui aide l'utilisateur à résoudre tout problème rencontré lors de la simulation. L'interface de base d'ETAP est illustrée dans la figure ci-dessous.

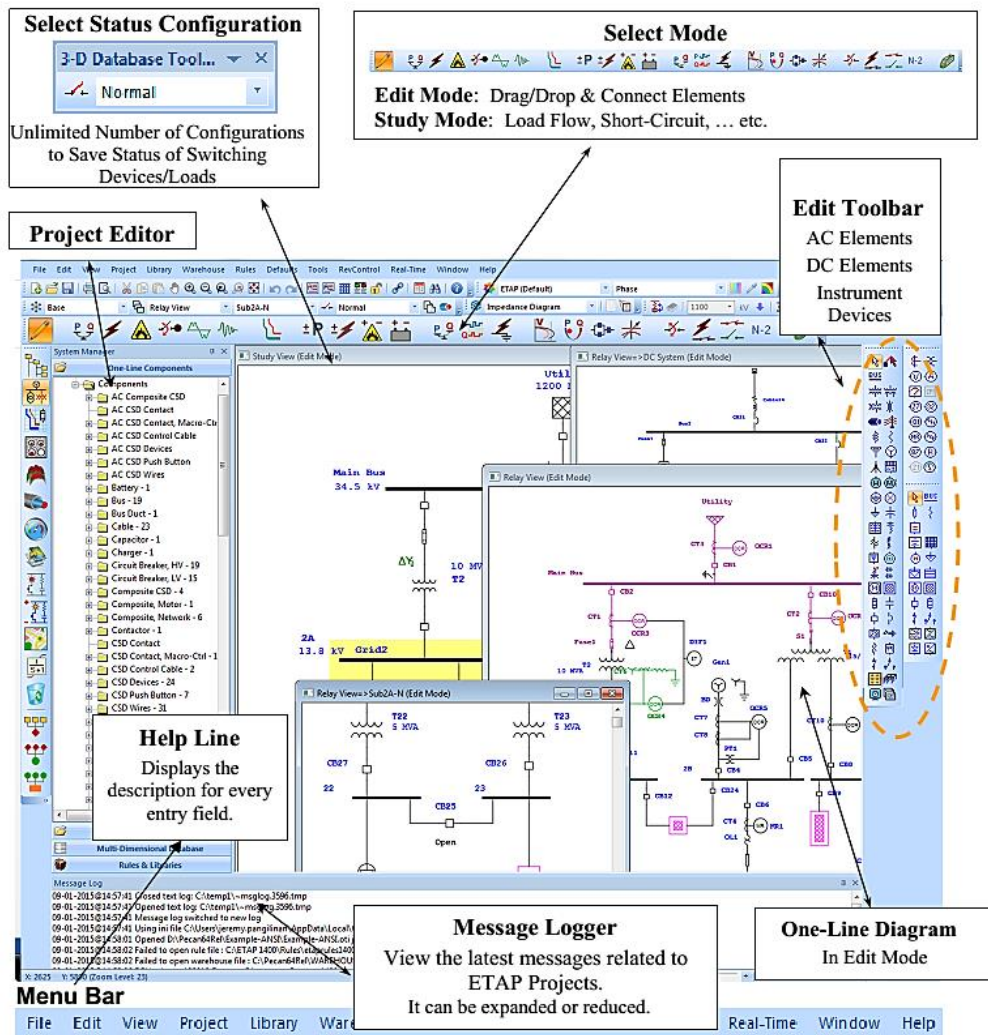


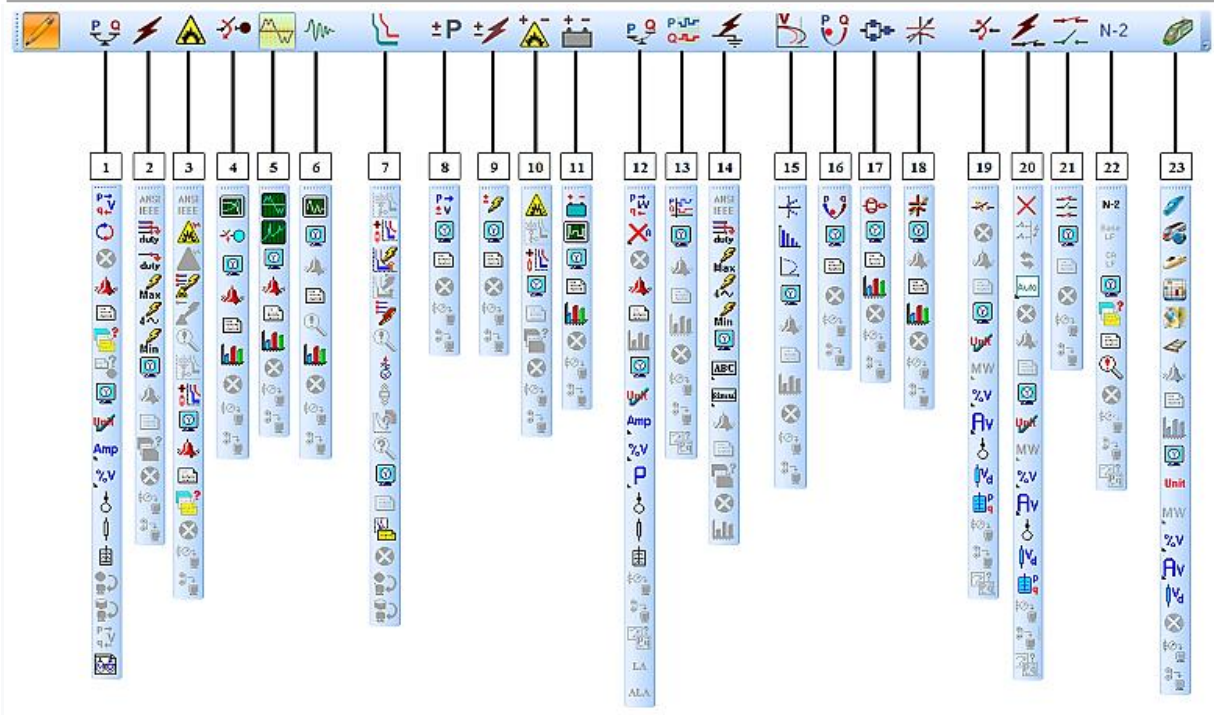
Figure III.2 : Interface utilisateur basée sur ETAP

### III.2.2 Barres d'outils ETAP

Le logiciel ETAP est intelligemment divisé en différentes barres d'outils en fonction de leur fonctionnalité. L'utilisateur peut facilement accéder à chaque barre d'outils tout en créant un schéma linéaire d'un modèle de système d'alimentation. Outre les barres d'outils, différentes options sont disponibles pour effectuer des analyses sur le modèle de système via des études de cas, des configurations, des barres d'outils d'édition.

La barre d'outils Mode est située au-dessus de l'interface graphique, juste en dessous du menu Fichier. Différents modes d'analyse peuvent être sélectionnés à partir de cette barre d'outils de mode en fonction des exigences du projet.

Dans ETAP, un ensemble complet d'analyses a été fourni via la barre d'outils du mode, comme indiqué dans la liste ci-dessous :



**Figure III.3 :** Barres d'outils du mode ETAP pour diverses analyses du système d'alimentation

Il existe au total 23 modes d'étude dans ETAP, comme la montre la Figure III.3. Chacun d'eux est brièvement décrit dans l'ordre de gauche à droite :

1. Analyse du flux de charge
2. Analyse de court-circuit
3. Analyse des arcs électriques
4. Analyse de l'accélération du moteur
5. Analyse harmonique
6. Analyse de stabilité transitoire
7. Étoile – Coordination des dispositifs de protection
8. Analyse du flux de charge CC
9. Analyse des courts-circuits CC
10. Analyse d'arc électrique CC
11. Dimensionnement de la batterie et calculs de décharge
12. Analyse de flux de charge déséquilibrée
13. Analyse du flux de charge dans le domaine temporel
14. Analyse de court-circuit déséquilibré
15. Analyse de stabilité de tension

16. Analyse optimale du flux de puissance
17. Évaluation de la fiabilité
18. Placement optimal des condensateurs
19. Optimisation de la commutation
20. Analyse FMSR
21. Gestion des séquences de commutation
22. Analyse de contingence
23. Puissance de traction ferroviaire

### **III.2.3 Analyse de stabilité transitoire ETAP**

Le programme ETAP est conçu pour étudier les réponses dynamiques du système et les limites de stabilité d'un système électrique avant, pendant et après les modifications ou les perturbations du système. Le programme modélise les caractéristiques dynamiques d'un système électrique, implémente les événements et les actions définis par l'utilisateur, résout l'équation du réseau du système et les équations différentielles de la machine de manière interactive pour découvrir les réponses du système et de la machine dans le domaine temporel. Ces réponses peuvent être utilisées pour déterminer le comportement transitoire du système, effectuer une évaluation de la stabilité, définir les paramètres du dispositif de protection et appliquer la solution ou l'amélioration nécessaire pour améliorer la stabilité du système. L'éditeur de cas d'étude de stabilité transitoire est illustré à la Figure.4.

Transient Stability Study Case

Info Events Plot Dyn Model Adjustment

Study Case ID  
TS

Initial Load Flow  
 Adaptive Newton-Raphson  
 Newton-Raphson  
 Accelerated Gauss-Seidel  
 Apply XFMR Phase-Shift  
 Max Iteration: 9999  
 Solution Precision: 0,001

Loading Category: Design  
 Operating P, Q

Generation Category: Design  
 Operating P, Q, V

Charger Loading  
 Loading Category  
 Operating Load

Load Diversity Factor  
 None  
 Bus Maximum  
 Bus Minimum  
 Global

Initial Voltage Condition  
 Bus Initial Voltages  
 User-Defined Fixed Value

Report  
 Skip Tabulated Plots

Study Remarks

≤ TS ≥ Help OK Cancel

*Figure III.4 : Éditeur d'études de cas sur la stabilité transitoire*

### III.2.4 Les fonctions de logiciel étape

La fonction principale du logiciel ETAP est de permettre aux ingénieurs en électricité de concevoir, modéliser, simuler et analyser les systèmes d'alimentation électrique en temps réel.

Les fonctionnalités spécifiques du logiciel comprennent :

- La modélisation des équipements électriques tels que les générateurs, les transformateurs, les moteurs, les disjoncteurs, les interrupteurs, les compensateurs statiques et les compensateurs de réseau.
- L'analyse de la stabilité électromécanique, y compris la simulation de transitoires électromécaniques.
- L'analyse de la stabilité de tension, y compris la simulation de transitoires de tension.
- L'analyse de la protection et de la coordination des équipements électriques.

- L'analyse des perturbations harmoniques et des déséquilibres de tension.
- La planification de l'expansion et de l'optimisation des systèmes électriques.
- La simulation des systèmes de production d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie.

En somme, la fonction d'ETAP est de permettre aux ingénieurs en électricité de réaliser des analyses avancées des systèmes d'alimentation électrique pour garantir la fiabilité, la stabilité et l'efficacité énergétique des installations électriques.

### **III.3 Principes de base du relais de surveillance de tension**

Un relais de surveillance de tension est un relais utilisé pour détecter et réagir aux variations de tension dans les réseaux électriques. Ces relais sont disponibles en monophasés ou triphasés. Lorsque les tensions dans un système électrique dépassent la plage requise, cela peut causer des problèmes majeurs, par exemple, si la tension est trop basse, des dispositifs tels que les moteurs peuvent s'arrêter, tirer plus de courant, voire drainé. En revanche, si la tension est trop élevée, cela peut endommager l'équipement ou provoquer un incendie. En ce moment interviennent les relais commandés en tension, ils sont installés dans les systèmes électriques pour surveiller la tension et assurer l'arrêt sûr de l'équipement en cas de conditions de tension anormales. [67].

#### **III.3.1 Relais de sous tension**

Un relais de délestage en cas de sous-tension est un dispositif de protection qui déconnecte les charges non essentielles d'un système électrique lorsque la tension chute en dessous d'un niveau prédéterminé, contribuant ainsi à maintenir la stabilité du système.

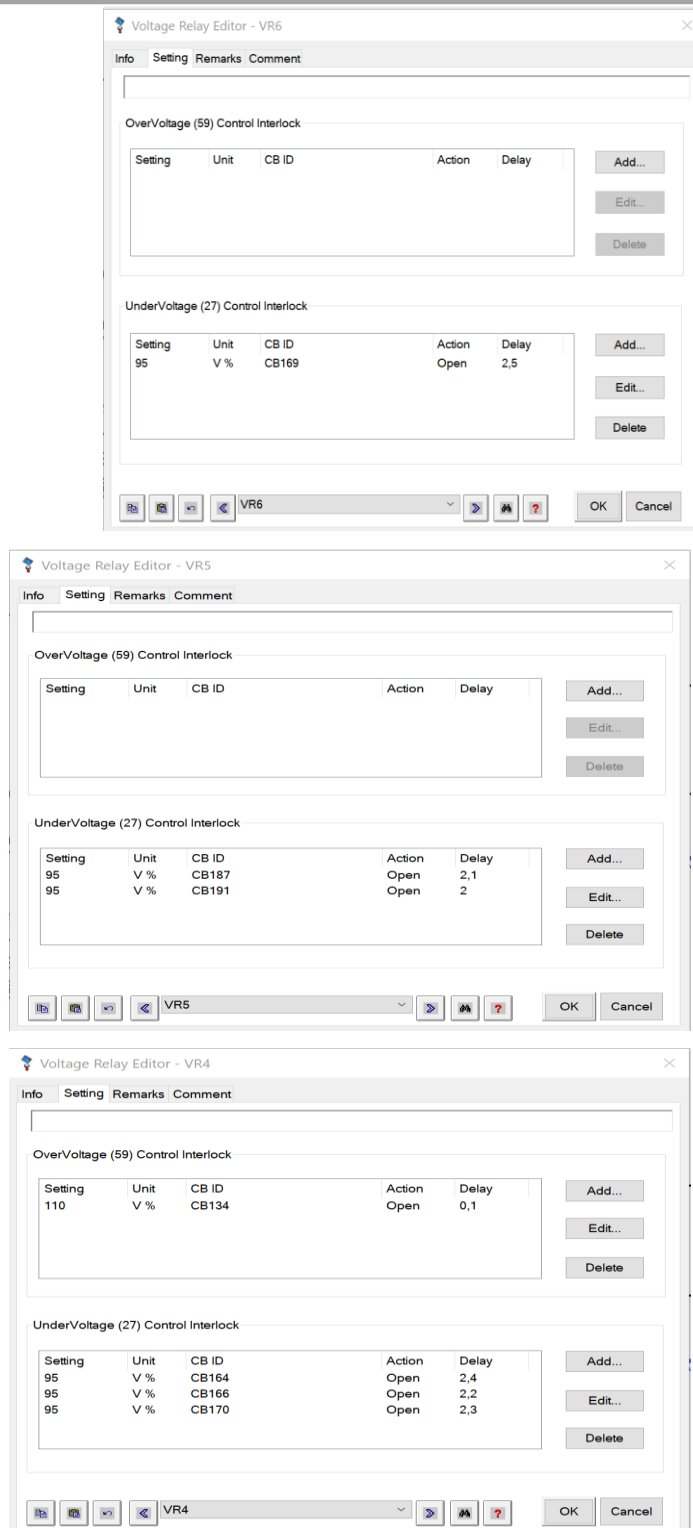


FIGURE III.5: les réglages des relais de tension

### III.3.2 Principe de fonctionnement de la protection contre les sous-tensions 27

La sous-tension est une condition de défaut dans le système d'alimentation qui endommage les équipements du système tels que les alternateurs, les générateurs, les transformateurs, etc. Ainsi, le système de

protection utilisé pour protéger l'équipement du système d'alimentation contre le fonctionnement à basse tension est appelé protection contre les sous-tensions.

La condition de sous-tension dans le système est déterminée à l'aide d'un transformateur d'instrument (transformateur de potentiel). Ce transformateur de potentiel.

Détecte la tension phase à phase de l'alternateur ou du transformateur, et si cette tension tombe en dessous de la tension nominale, généralement 90 % pour l'étape 1 et 85 % pour l'étape 2, le système de protection contre les sous-tensions est activé. Dans ce cas, les relais de protection contre les sous-tensions donnent une indication de déclenchement.

### III.3.3 Causes de la sous-tension

Les principales causes de l'apparition de la sous-tension dans le système d'alimentation sont :

- Une sous-tension peut survenir en raison de tout défaut électrique dans le système.
- Une sous-tension peut se produire en raison d'une augmentation de la charge sur le système.
- Une sous-tension peut se produire en raison de la perte d'un transformateur entrant.
- Une sous-tension peut également se produire en raison d'une défaillance de la mise à la terre du transformateur et d'une surcharge du transformateur.

Dans des conditions de fonctionnement normales, la tension du système est ajustée dans les limites de tension standard par les changeurs de prises en charge du transformateur et les régulateurs de tension automatiques (AVR) des alternateurs.

En pratique, la valeur de la sous-tension est fixée à 85% de la tension normale de fonctionnement, si la tension de fonctionnement descend en dessous de ce niveau pendant un temps de réglage du relais, alors le relais émet une commande de déclenchement pour couper le circuit. La temporisation du relais permet d'éviter les déclenchements dus aux transitoires.

Le système de protection contre les sous-tensions 27 surveille en permanence la tension du système, si elle tombe en dessous d'une limite acceptable, les informations fournies par la protection contre les sous-tensions sont utilisées pour prendre les mesures appropriées afin que le système puisse être restauré dans de bonnes conditions de fonctionnement.

Les réglages de la protection contre les sous-tensions sont utilisés pour générer une alarme et déclencher le disjoncteur si nécessaire. La protection contre les sous-tensions 27 nécessite une alimentation externe de 24 V DC.

### III.3.4 Principe de fonctionnement de la protection contre les sous-tensions<sup>27</sup>

Il existe deux types de la protection contre les sous-tensions <sup>27</sup> [68] :

*ANSI 27-1* – Dans ce système, chaque tension est surveillée indépendamment. La protection s'enclenche lorsque l'une des trois tensions surveillées tombe en dessous du seuil  $V_{min1}$ .

*ANSI 27-2* – Dans cette protection, les trois tensions sont surveillées ensemble. La protection s'enclenche lorsque les trois tensions surveillées tombent en dessous du seuil  $V_{min2}$

### III.3.5 Paramètres de relais sous tension

Les réglages suivants doivent être effectués dans le relais de protection contre les sous-tensions <sup>27</sup>.

*Étape 1* – Si la tension de fonctionnement atteint 90 % de la tension nominale, émettez une commande de déclenchement au disjoncteur du réseau.

*Étape 2* – Si la tension de fonctionnement atteint 85 % de la tension nominale, émettez une commande de déclenchement au disjoncteur du générateur.

Caractéristiques de la protection contre les sous-tensions. Voici les caractéristiques de la protection contre les sous-tensions. Il a un délai défini :

- La protection contre les sous-tensions a un temps de réinitialisation instantané.
- Il a une hystérésis fixe de 98 %.
- Il a un temps de coupure minimum de 50 ms.
- Il a un temps de coupure maximum de 140 ms (avec une temporisation de 0 sec).
- Important - Parfois, la sous-tension peut également être due à une panne d'excitation de l'alternateur, si c'est le cas, vérifiez et corrigez le système d'excitation du générateur

### III.3.6 Protection contre les surtensions (ANSI 59)

La protection contre les surtensions (ANSI 59) surveille en permanence le niveau de tension des alimentations. Si le niveau de tension d'une installation sort de ses limites acceptables, l'information fournie par la protection contre les surtensions

peut être utilisée pour déclencher une action appropriée afin de rétablir de bonnes conditions de fonctionnement dans l'installation.

Les informations fournies par la protection contre les surtensions sont utilisées pour générer des alarmes et déclencher le disjoncteur si nécessaire. De plus, la surveillance permanente des tensions composées ou simples permet d'initier les actions appropriées pour sécuriser le fonctionnement de l'installation lors de situations anormales ou critiques, par exemple délestage, changement de source, et démarrage du générateur d'urgence.

NOTE : La sélection des tensions à surveiller (entre phases ou entre phases et neutre) s'applique aux protections à minimum et à maximum de tension. Il n'est pas possible de sélectionner des paramètres différents pour chaque type de protection. La sélection est faite pour les quatre types de protection : ANSI 27-1, ANSI 27-2, ANSI 59-1 et ANSI 59-2.[69]

### III.4 Simulation et Résultats

#### III.4.1 Le système étudié Réseau de test IEEE 33-bus

Le réseau choisi pour les tests est le modèle standard *IEEE 33* nœuds. Il est conçu en utilisant le DPF (Distribution Power Flow). Le système est composé de 33 bus et de 32 nœuds. Les paramètres de base du système sont présentés dans le Tableau 1 (réf: intégration optimale). Le diagramme monophasé est présenté dans la Figure *III.1*. La tension de base et la puissance apparente de base sont respectivement de 12,66 kV et 100 MVA.

**Tableau III.1** : les paramètres du réseau étudié

Paramètre	Valeur	Unité
Niveau de tension	12.66	kV
Fréquence	60	Hz
Puissance active nominale du réseau externe	3917.7	kW
Puissance réactive nominale du réseau externe	2435.2	kVAr
Pertes de puissance active totale nominale sur les lignes	202.7	kW

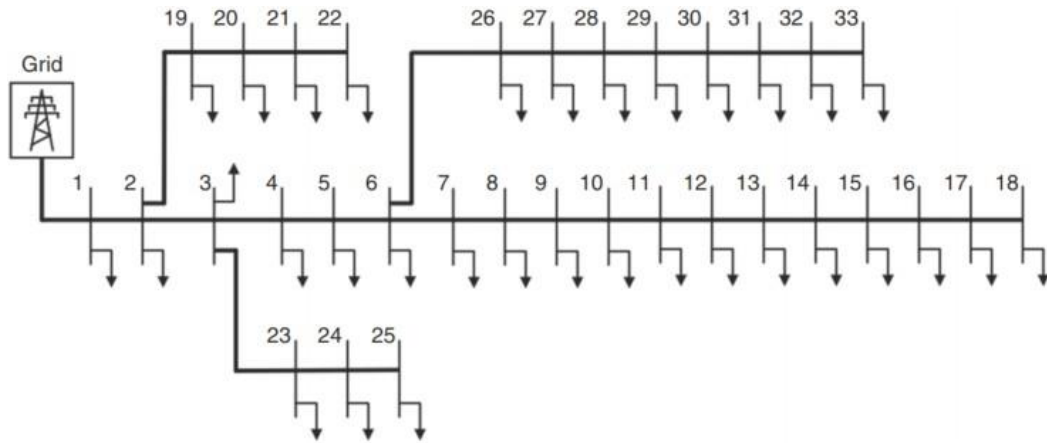


Figure III.6 : Réseau IEEE 33 nœud

### III.4.2 Modélisation sous ETAP

a

Sans DG

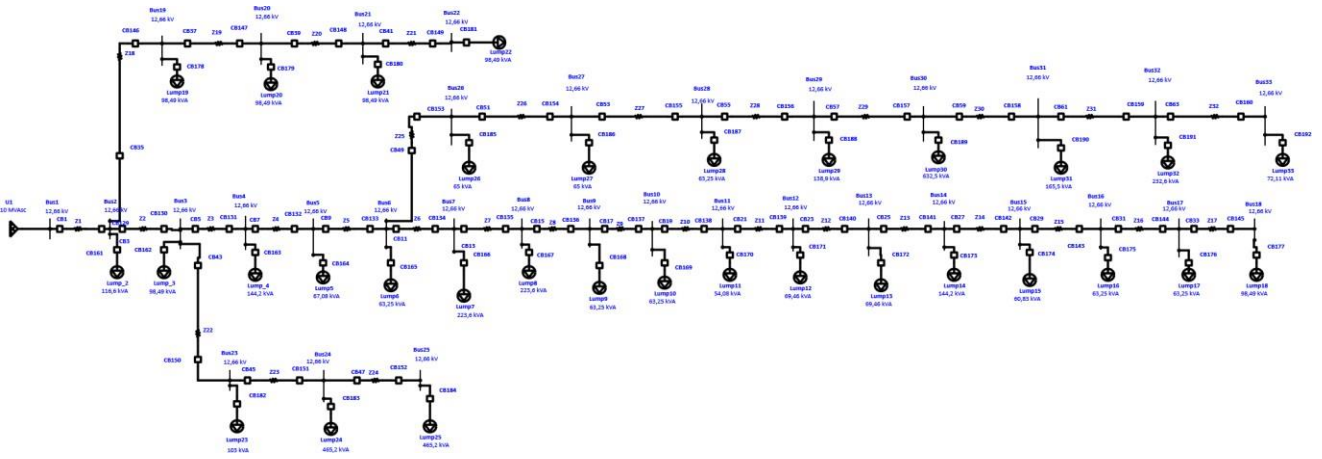
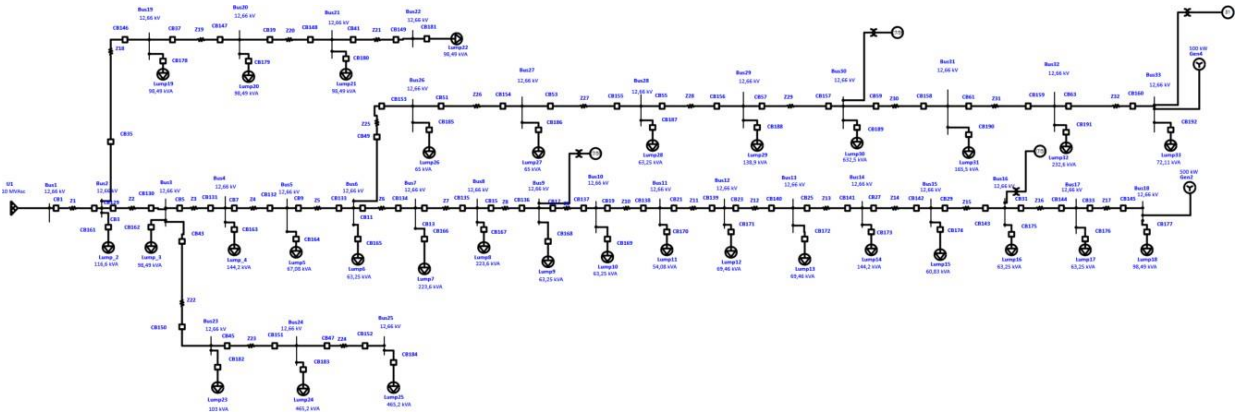


Figure III.7 : Modélisation du réseau IEEE 33 nœud sous ETAP sans DG

### b Avec DG au nœud 18 et 33



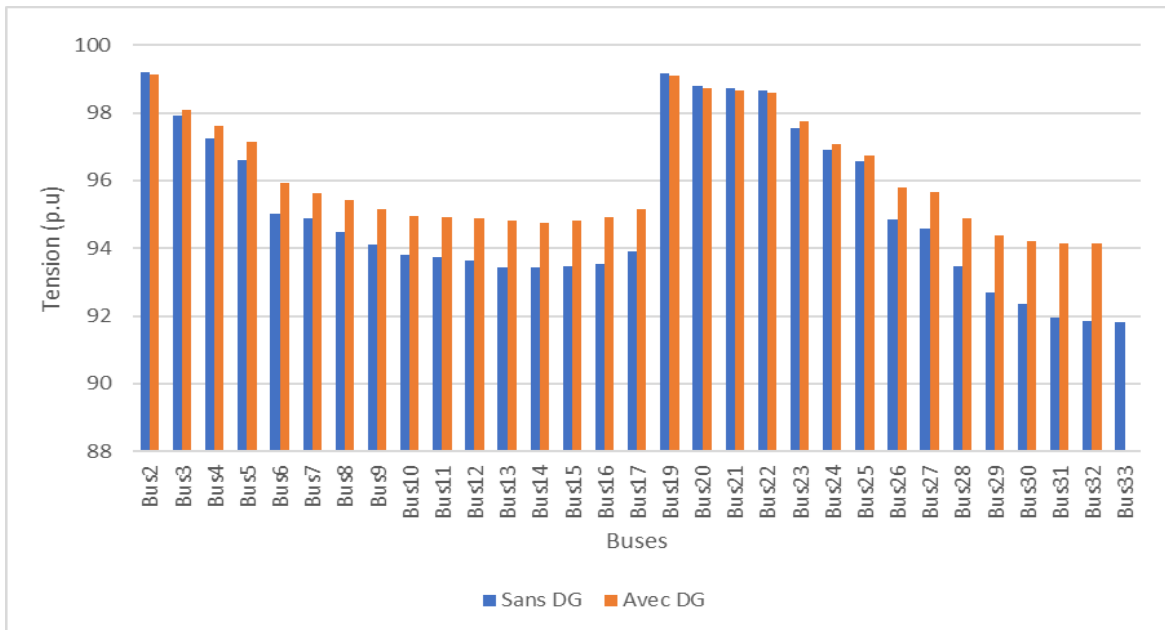
**Figure III.8 :** Modélisation du réseau IEEE 33 nœuds sous ETAP avec DG

### III.4.3 L'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance, est une méthode utilisée pour étudier la distribution de l'énergie électrique dans un réseau électrique. Elle consiste à déterminer la quantité de puissance active circulant à travers chaque branche du réseau et la quantité de puissance réactive nécessaire pour maintenir la tension dans le réseau à un niveau acceptable.

L'analyse de l'écoulement de puissance est utilisée pour optimiser l'efficacité du réseau électrique et pour s'assurer que les capacités de production et de transport sont utilisées de manière optimale. Elle est également utilisée pour détecter les congestions potentielles dans le réseau et pour planifier les futures expansions du réseau.

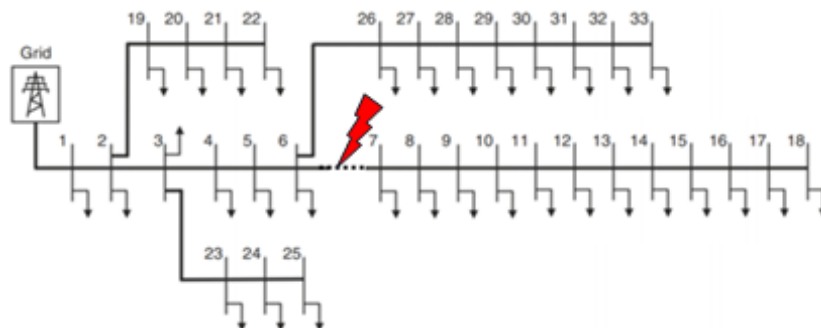
Dans le cadre de notre étude, la figure 4 présente le schéma du système de distribution radiale de test comprenant 33 bus, où des générateurs distribués (DG) sont connectés aux bus 18 et 33. L'estimation de la puissance générée par ces DG indique qu'elle représente approximativement 30 % de la puissance active totale du système correspondant. Nous avons également obtenu le profil de tension du système en comparant les cas avec et sans les unités DG, comme illustré dans la figure 5.



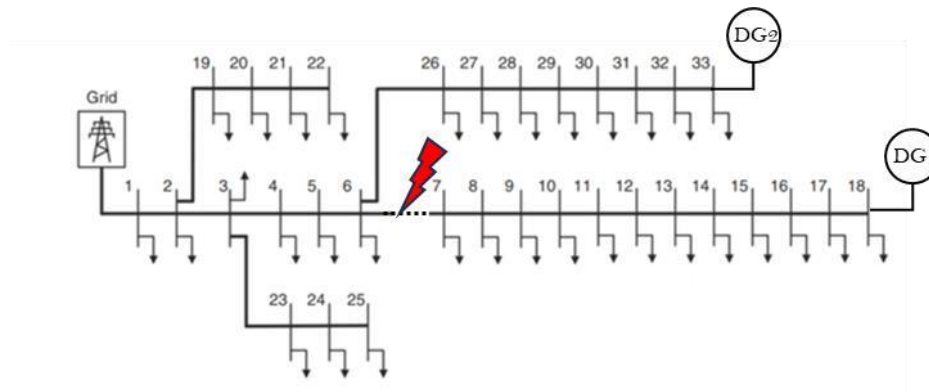
**Figure III.9 :** Profils de tension du réseau de distribution 33 nœud sans et avec DG

### III.5 Les résultats de simulation

Cette section expose les résultats de l'étude qui met en évidence l'effet des délestages des charges sur l'augmentation de la fiabilité du système, en prenant en considération toutes les configurations possibles des îlots. Il est pertinent de souligner que le bon fonctionnement des relais de tension entraîne une amélioration significative de la fiabilité du système. Les résultats seront discutés en termes de contingences entre les bus 6 et 7, En outre, le choix de l'emplacement des défauts dans ce réseau est également pris en compte, comme illustré dans les figures (III.10, III.11).



**Figure III.10 :** Système étudié avec un défaut entre les nœuds 6 et 7 avec DG.



**Figure III.11** : Système étudié avec un défaut entre les nœuds 6 et 7 sans DG.

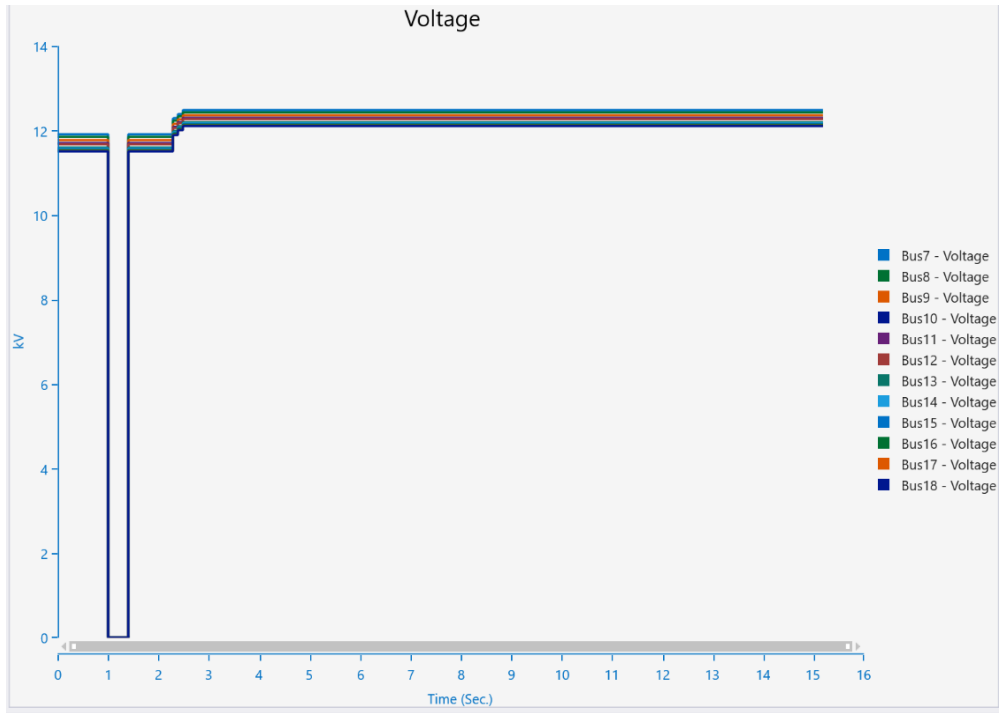
### III.5.1 Les résultats et discussions

#### a Cas 01 (sans DG)

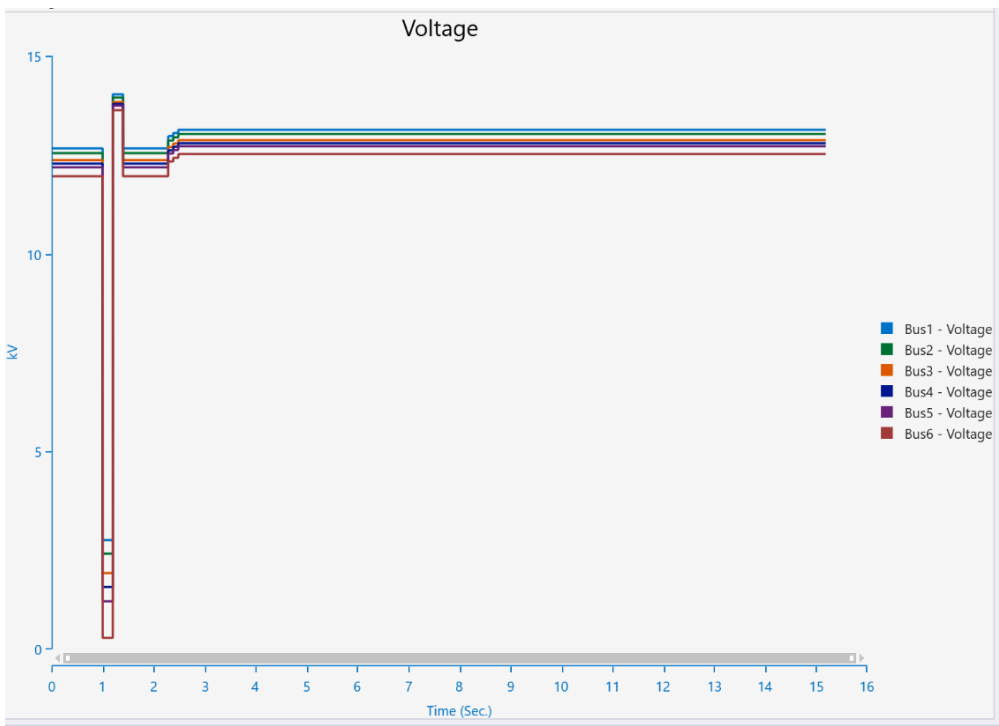
Les conditions de cas d'étude dans ETAP font référence aux paramètres et aux réglages utilisés pour analyser divers scénarios électriques dans un système électrique. Les relais de tension dans ETAP sont des dispositifs de protection qui surveillent les niveaux de tension et réagissent aux conditions anormales. Pour comprendre la réponse du relais de tension, vous effectuerez des simulations dans ETAP en fonction des conditions du cas d'étude, en analysant la façon dont les relais réagissent à des situations de tension spécifiques. La réponse est montrée dans la figure ci-dessous.

Time	Event	Device ID	Action	Acti...
1,000	1	Z6	Fault	Stud...
1,200	2	CB11	Open	Stud...
1,200	2	CB134	Open	Stud...
1,300	3	Z6	Clear F...	Stud...
1,400	4	CB11	Close	Stud...
1,400	4	CB134	Close	Stud...
2,284	Volta...	CB166	Open	Volt...
2,384	Volta...	CB170	Open	Volt...
2,484	Volta...	CB164	Open	Volt...

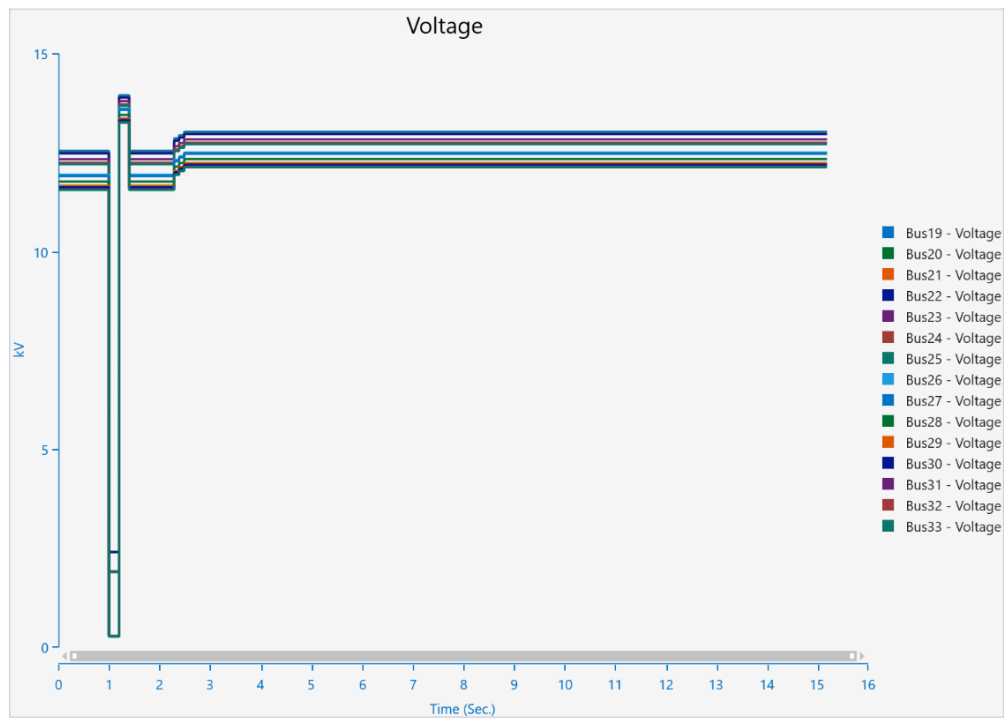
**Figure III.12** : Condition d'étude et réponse du relais de tension dans ETAP (Cas 01)



(a)



(b)



(c)

**Figure III.13 :** Profils de tension des nœuds sans DG pendant le défaut

Il est important de noter que le profil de tension est réajusté par le délestage conventionnel. Les niveaux de tension dans chaque nœud se rapprochent des limites acceptables. Cependant, le schéma de délestage conventionnel déleste une quantité de charge insuffisante, ce qui peut entraîner l'instabilité du système. En raison de la structure en réseau radial de la distribution, les charges délestées sont principalement concentrées. La courbe de tension réagit aux défauts comme indiqué sur la figure III.8, où la tension mesurée chute en dessous de la marge de stabilité. Il convient de noter cependant que pour le nœud 18, les trois niveaux de délestage ont été activés.

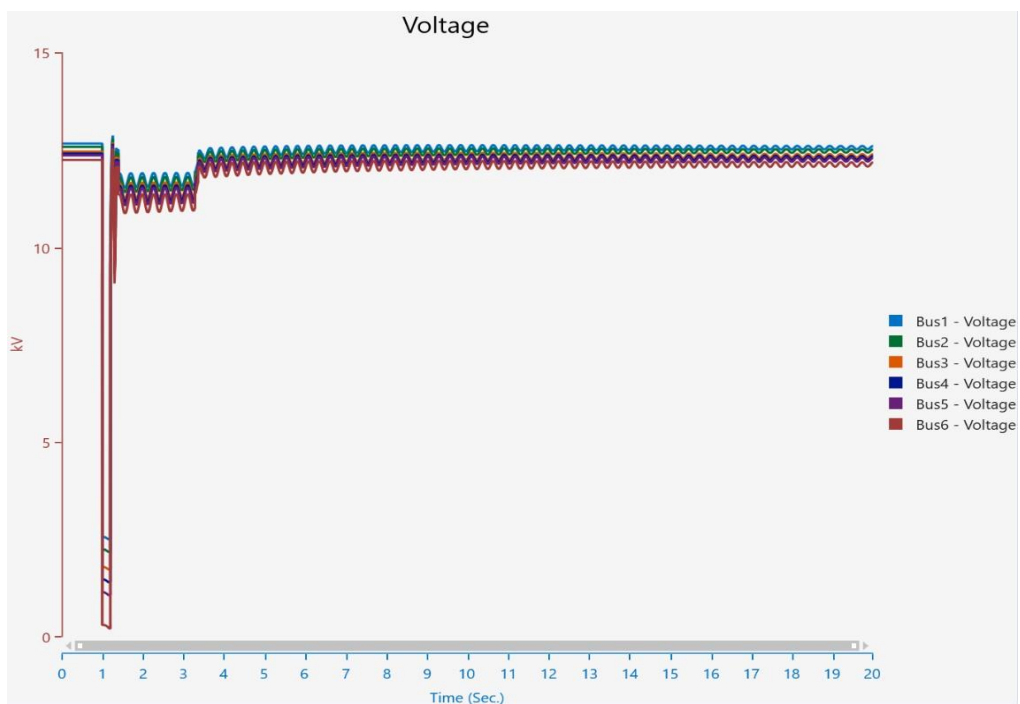
#### **b Cas 01 (Avec 2 DG)**

Dans ETAP, les conditions de l'étude font référence aux paramètres et aux réglages utilisés pour analyser différentes situations électriques au sein d'un système de puissance. Les relais de tension dans ETAP sont des dispositifs de protection qui surveillent les niveaux de tension et réagissent aux conditions anormales. Pour comprendre la réponse des relais de tension, on effectue des simulations dans ETAP en

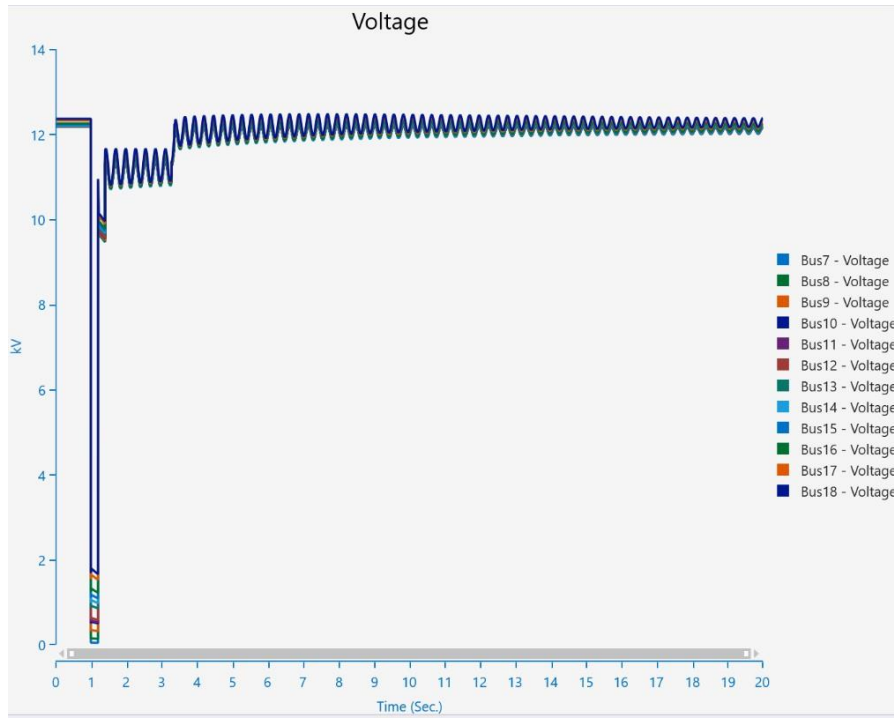
Utilisant les conditions de l'étude spécifiées, ce qui permet d'analyser comment les relais réagissent à des situations de tension particulières. La figure III.9 nous montrent les conditions de l'étude et la réponse des relais de tension dans ETAP.

Time	Event	Device ID	Action	Acti...
1,000	1	Z6	Fault	Stud...
1,200	2	CB11	Open	Stud...
1,200	2	CB134	Open	Stud...
1,300	3	Z6	Clear F...	Stud...
1,400	4	CB11	Close	Stud...
1,400	4	CB134	Close	Stud...
3,284	Volta...	CB166	Open	Volt...
3,362	Volta...	CB191	Open	Volt...
3,384	Volta...	CB170	Open	Volt...
3,462	Volta...	CB187	Open	Volt...

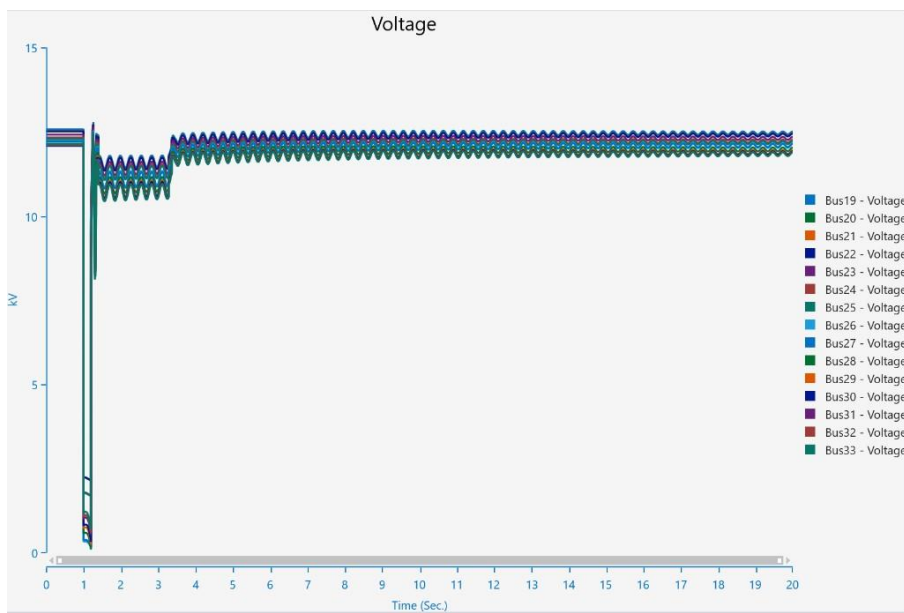
Figure III.14 : Condition d'étude et réponse du relais de tension dans ETAP (Cas 02)



(a)



(b)



(c)

Figure III.15 : Profils de tension des nœuds avec DG pendant le défaut

### III.5.2 Discussion des résultats

Lorsqu'un générateur de distribution (DG) est présent dans le réseau, il est important de noter que le profil de tension est réinitialisé par un délestage conventionnel. Cela signifie que la gestion de la charge électrique est ajustée pour maintenir les niveaux de tension à des valeurs acceptables. Cependant, le délestage traditionnel crée une charge insuffisante, ce qui peut entraîner une instabilité du système.

En raison de la structure du réseau de distribution qui est de type radial, les charges délestées se concentrent principalement au nœud 5, 7, 11 la réponse de profile de tension pondent le défaut est représentée dans le figure III.15. C'est à ces endroits que la tension mesurée chute en dessous du niveau de la stabilité recommandée.

Cependant, après avoir effectué le délestage des charges, on obtient une amélioration du profil de la tension dans tous les nœuds du réseau qui s'accompagnent de peu d'oscillations.

### III.6 Conclusion

Dans ce travail on a utilisé le logiciel ETAP suite a son importance dans l'analyse des réseaux de distribution d'énergie électrique. Les résultats des simulations ont été détaillés et accompagnés d'une discussion approfondie, couvrant plusieurs analyses telles que l'évaluation de la charge, l'équilibre de puissance et la stabilité du système.

Les discussions des résultats ont permis de mettre en évidence les principaux points saillants de l'analyse. Grâce aux simulations réalisées, des conclusions ont été tirées quant aux performances du réseau de distribution étudié. De plus, les problèmes éventuellement identifiés ont été exposés en détail, démontrant une compréhension approfondie des implications des résultats obtenus.

En tenant compte des résultats et de leurs implications, des suggestions d'amélioration ont été formulées pour résoudre les problèmes identifiés. Cela permet d'optimiser les performances du réseau de distribution d'énergie électrique et d'assurer sa stabilité et sa fiabilité.

# Conclusion générale

## Conclusion générale

L'objet de cette étude consiste en l'analyse des différents scénarios de blackouts et le développement de méthodes de délestage optimal basées sur le problème de l'écoulement de puissance optimale. Dans une première phase, une analyse approfondie a été entreprise afin de comprendre et d'analyser les divers événements susceptibles de provoquer des incidents majeurs tels que des vents violents, des orages, des tempêtes, des glissements de terrain, des agressions extérieures et des surcharges, entre autres. Les compagnies d'électricité doivent réagir rapidement pour éviter les perturbations sur les autres lignes disponibles. Le délestage est l'une des méthodes employées pour prévenir l'effondrement de tension et garantir la stabilité du système électrique.

La deuxième phase de cette étude se concentre sur l'analyse du problème de délestage optimal visant à prévenir l'effondrement de tension dans un réseau électrique de transport. L'approche de l'écoulement de puissance optimale présente des avantages car elle prend en compte les contraintes techniques et économiques propres au réseau. Ainsi, en abordant le délestage de manière optimale, il devient possible d'aborder indirectement le problème de la surcharge des lignes, en évitant une cascade de surcharges et en réduisant le risque de black-out.

Dans le cadre du développement d'un délestage adaptatif dans les réseaux de distribution équipés de sources d'énergies renouvelables, cette étude propose une stratégie de délestage prenant en considération l'emplacement et l'ampleur des délestages nécessaires pour faire face aux défauts majeurs impactant la stabilité du réseau de distribution. Basée sur le principe d'un délestage conventionnel et en respectant les contraintes propres aux réseaux électriques radiaux, cette recherche vise à garantir la stabilité et la sécurité du réseau électrique. La solution proposée doit être robuste et dynamique pour faire face aux événements sévères auxquels un réseau électrique peut être confronté tout au long de la journée.

La contribution de cette étude est structurée autour de deux idées principales. La première concerne l'aspect technique du problème de délestage, en mettant l'accent sur la hiérarchisation des nœuds et des charges à délester. La seconde idée repose sur la minimisation de la quantité de charge à délester, qui constitue le problème fondamental dans tout processus de délestage.

L'emplacement du délestage est un problème intrinsèquement lié à l'architecture du réseau, déterminé par la position du nœud concerné par le délestage. Dans le cadre de cette recherche, une solution est proposée en prenant en compte les indices de stabilité et de sensibilité de tension afin de donner la priorité aux nœuds devant être délestés. Minimiser la quantité de charge à délester représente l'objectif central de tout processus de délestage.

L'impact des sources d'énergies renouvelables sur les réseaux de distribution fait l'objet de nombreuses discussions. Leur contribution à la stabilité du réseau lors de périodes de forte demande en énergie est particulièrement mise en évidence. Il est important de souligner que le délestage est une fonction en temps réel qui doit s'adapter aux conditions du réseau en termes de charge et de production. Le délestage intervient lorsque ces conditions sont satisfaites, indépendamment de toute autre considération. Les générateurs décentralisés (DG) sont initialement intégrés au réseau, ce qui signifie que leur emplacement est fixe et leur injection de puissance varie uniquement en fonction des variations climatiques. La présence de DG favorise les nœuds raccordés à ces générateurs en termes de délestage. Par conséquent, le délestage se produit au niveau des nœuds non raccordés à ces centrales. En l'absence de DG, le réseau de distribution est plus susceptible de se déstabiliser en cas de faibles surcharges.

### **Perspectives et travaux futurs**

Dans le cadre de travaux futurs, les points suivants peuvent être proposés :

- ✓ Application à d'autres réseaux plus complexes en termes d'architecture.
- ✓ L'application est sur un vrai réseau de distribution tel que le réseau algérien.
- ✓ D'autres indicateurs de stabilité ou de sensibilité peuvent être testés.
- ✓ Intégration d'autres types de support de DG et de stockage d'énergie.
- ✓ Utiliser d'autres logiciels.

## Bibliographie

[1]	Vicente, W. C. B. (2012). Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes(Doctoral dissertation, Université de Grenoble).
[2]	MINISTÈRE DE L'ENERGIE (2009), RÈGLES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT ET RÈGLES DE CONDUITE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE, Algérie
[3]	Yusof, N. A., Mohd Rosli, H., Mokhlis, H., Karimi, M., Selvaraj, J., & Sapari, N. M. (2017). A new under-voltage load shedding scheme for islanded distribution system based on voltage stability indices. <i>IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering</i> , 12(5), 665-675.
[4]	« A Primer on Electric Utilities, Deregulation, and Restructuring of U.S. Electricity Markets », United States Department of Energy Federal Energy Management Program (FEMP), mai 2002 ( <a href="http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/primer.pdf">http4 images of ://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/primer.pdf</a> [PDF], consulté 12 mars 2023
[5]	Gotzig, B. (1997). Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau dedistribution électrique (Doctoral dissertation, Institut national Polytechnique deGrenoble-INPG).
[6]	Christophe PRÉVÉ et Robert JEANNOT, « Guide de conception des réseaux électriques industriels», Document Schneider Electric,
[7]	Schneider Electric « Guide d'installation électrique», Edition 2010
[8]	Y. Besanger, “ Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance ”, Habilitation à Diriger des Recherches en Energie électrique . Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
[9]	MIZAT Leila Lalia <<Estimation des Paramètres de l'équivalent Dynamique d'un Réseau Électrique par une Méthode Métaheuristique>>,, Amar Telidji- Laghouat University, MEMOIRE DE MASTER 2017-2018
[10]	
[11]	U.S.-Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada, Causes and Recommendations”, April 2004, Available at website: <a href="https://www3.epa.gov/region1/npdes/merrimackstation/pdfs/ar/AR-1165.pdf">https://www3.epa.gov/region1/npdes/merrimackstation/pdfs/ar/AR-1165.pdf</a>
[12]	F. Boussadia , S. Belkhiat, “ Analysis of February 3, 2003 Blackout In Algerian power

## Bibliographie

	system”, International conference on processing information and electrical Engineering ,Tebessa, Algérie, January 2014
[13]	W. Lu, Y. Bésanger , E. Zamaï, D. Radu1, “ Blackouts: Description, Analysis and Classification ” Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Power Systems, Lisbon, Portugal,September 22-24, 2006
[14]	R. Touileb, blackout du 03 février 2003 sur le réseau algérien, société algérienne de l’électricité et du gaz.
[15]	M. Crappe , “ Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques ”, Hermes Science Publications , janvier 2003, ISBN : 2746206072,
[16]	J.J Paserba, “How FACTS controllers benefits AC transmission system,” IEEE transmission on Power Engineering Society, Vol.3,,pp 949-956. September 2003.
[17]	P.Bornard, “ Conduite d’un système de production-transport”,10 nov. 2000,Réf : D4080 v1.
[18]	P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “ Réseaux d’interconnexion et de transport : fonctionnement”, 10 août 2005, D4091 v1
[19]	Technical document SONELGAZ, “ Defense plan against Major Disturbances on the AlgerianPower System”, 1999.
[20]	Y. Xue, “ Defense schemes against power system blackouts in China with high load growth”,15th Power Systems Computation Conference (PSCC'05), Liege, 22-26 August 2005.
[21]	N.G. Hingorani , L. Gyugyi, “ Understanding FACTS : Concepts and Technology of Flexible AC Transmission systems, ” IEEE Power Engineering Society, IEEE press, Delhi 2001.
[22]	R. K Bindal, “A Review of Benefits of FACTS Devices in Power System”, International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT) ISSN: 2249 – 8958, Volume-3, Issue-4, April 2014.
[23]	D. Radu, Y. Besanger, “ Blackout prevention by optimal insertion of FACTS devices in power system,” International Conference on Future Power Systems, pp.1–6, Amsterdam, 18 November 2005
[24]	Sapari NM, Mokhlis H, Laghari JA, Bakar AHA, Dahalan MRM. Application of load shedding schemes for distribution network connected with distributed generation: a review. Renew Sustain Energy Rev. 2018;82:858-867.
[25]	Lu, W. (2009). Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes

## Bibliographie

	d'électricité (Doctoral dissertation, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG).
[26]	Al-Yazidi, H., Tang, Y., Zhao, P., Li, W., & Li, C. (2017, November). Load shedding control strategy for power system voltage regulation in distribution networks. In 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2) (pp. 1-5).IEEE.
[27]	Imai, S. (2005, June). Undervoltage load shedding improving security as reasonable measure for extreme contingencies. In IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005 (pp. 1754-1759). IEEE.
[28]	Verayiah, R., Mohamed, A., Shareef, H., &Abidin, I. Z. (2014). Review of under-voltage load shedding schemes in power system operation. <i>Prz.Elektrotechniczny</i> , 90(7), 99-103.
[29]	Laghari JA, Mokhlis H, Bakar AHA, Mohamad H. Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: a review. <i>EnergConver Manage.</i> 2013;75:130-140. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.010">https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.010</a> .
[30]	Larik RM, Mustafa MW, Aman MN. A critical review of the state-of-art schemes for under voltage load shedding. <i>International Transactions on Electrical Energy Systems.</i> 2019;29(5):e2828. <a href="https://doi.org/10.1002/2050-7038.2828">https://doi.org/10.1002/2050-7038.2828</a> .
[31]	Larik RM, Mustafa MW, Qazi SH, Mirjat NH, Shaikh S, Bhatti AR, EESD. Under voltage load shedding scheme to provide voltage stability. Bruges, Belgique: Paper presented at: 4th International Conference on Energy, Environment and Sustainable Development 2016 (EESD 2016); 2016.
[32]	Yusof NA, MohdRosli H, Mokhlis H, Karimi M, Selvaraj J, Sapari NM. A new under-voltage load shedding scheme for islanded distribution system based on voltage stability indices. <i>IEEJ Trans Electr Electron Eng.</i> 2017;12(5):665-675.
[33]	Seifi AR, Malekpour AR. An Optimal Load Shedding Approach for Distribution Networks with DGs Considering Capacity Deficiency Modelling of Bulk Power Supply. Shiraz, Iran: Department of Electrical & Electronic Eng. School of Engineering, Shiraz University; 2009.
[34]	Pandey B, Titare LS. Optimal undervoltage load shedding in a restructured environment. <i>International Journal of Interdisciplinary Research and Innovations.</i> 2014;2(1):54-62.
[35]	Yasin ZM, Salim NA, Sam'on IN, Wahab NA, Aziz NFA, Rahmat NA. Optimal

## Bibliographie

	undervoltage load shedding using multiobjective ant lion optimizer. <i>Journal of Fundamental and Applied Sciences</i> . 2018.10(5S):426–443.
[36]	Javadi M, Amraee T. Mixed Integer Linear Formulation for Undervoltage Load Shedding to Provide Voltage Stability. <i>IET Generation, Transmission &amp; Distribution</i> . 2018;12(9):2095–2104.
[37]	Tamilselvan V, Jayabarathi T. A hybrid method for optimal load shedding and improving voltage stability. <i>Ain Shams Eng J</i> . 2016;7(1): 223-232. <a href="https://doi.org/10.1016/j.asej.2015.11.003">https://doi.org/10.1016/j.asej.2015.11.003</a> .
[38]	Haidar AMA, Mohamed A, Hussain A. Vulnerability control of large scale interconnected power system using neuro-fuzzy load shedding approach. <i>Expert Syst Appl</i> . 2010;37(4):3171-3176. <a href="https://doi.org/10.1016/j.eswa.2009.09.065">https://doi.org/10.1016/j.eswa.2009.09.065</a> .
[39]	Nemouchi, H., Tiguercha, A., &Ladjici, A. A. (2021). An adaptive Sugeno Fuzzy logic based decentralized UVLS in distribution networks. <i>DZENERGY 2021</i> , Hassi Messaoud, Ouargla, Algeria.ISBN: 978-1-912532-21-6
[40]	Abedini M, Sanaye-Pasand M, Azizi S. Adaptive load shedding scheme to preserve the power system stability following large disturbances. <i>IET GenerTransmDistrib</i> . 2014;8(12):2124-2133. <a href="https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0937">https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0937</a> .
[41]	Nemouchi, H., Tiguercha, A., &Ladjici, A. A. (2020). An adaptive decentralized under voltage load shedding in distribution networks. <i>International Transactions on Electrical Energy Systems</i> , 30(11), e12592.
[42]	Shekari T, Aminifar F, Sanaye-Pasand M. An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances. <i>IEEE Trans Power Syst</i> . 2015;31(5):8885-8950.
[43]	Amraee T, Ranjbar AM, Feuillet R. Adaptive under-voltage load shedding scheme using model predictive control. <i>Electr Pow Syst Res</i> . 2011;81(7):1507-1513. <a href="https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.03.006">https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.03.006</a> .
[44]	Amraee T, Ranjbar AM, Feuillet R. Adaptive under-voltage load shedding scheme using model predictive control. <i>Electr Pow Syst Res</i> . 2011;81(7):1507-1513. <a href="https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.03.006">https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.03.006</a> .
[45]	Fu X, Wang X. Determination of load shedding to provide voltage stability. <i>Int J Electr Power Energy Syst</i> . 2011;33(3):515-521. <a href="https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.11.006">https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.11.006</a> .
[46]	Moghavvemi M, Faruque M. Power system security and voltage collapse: a line

## Bibliographie

	outage based indicator for prediction. <i>Int J Electr Power Energy Syst</i> 1999;21:455–61
[47]	Abdel-Akher M, Ali A, Eid A, El-Kishky H. Optimal size and location of distributed generation unit for voltage stability enhancement. In: Proceedings of the energy conversion congress and exposition (ECCE) IEEE; 2011.
[48]	Valujerdi AC, Mohammadian M. A novel load shedding method to improve transmission line performance and voltage stability margin. <i>Int J Tech PhysProblEng</i> 2012;4:110–8.
[49]	[49]Kessel P, Glavitsch H. Estimating the voltage stability of a power system. <i>Power Deliv, IEEE Trans</i> 1986;1:346–54.
[50]	El-Sadek M, Mahmoud G, Dessouky M, Rashed W. Optimum load shedding for avoiding steady-state voltage instability. <i>Electr Power Syst Res</i> 1999;50:119–23.
[51]	Nizam M, Mohamed A, Hussain A. An adaptive undervoltage load shedding Against voltage collapse based power transfer stability index. <i>J ElectrEngTechnol</i> 2007;2:420–7.
[52]	Musirin I, Rahman TA. Estimating maximum load ability for weak bus identification using FVSI. <i>IEEE Power Eng Rev</i> 2002;22:50–2.
[53]	Kanimozhi R, Selvi K, Balaji K. Multi-objective approach for load shedding based on voltage stability index consideration. <i>Alex Eng J</i> 2014;53:817–25.
[54]	Sadati N, Amraee T, Ranjbar A. A global particle swarm-based-simulated annealing optimization technique for under-voltage load shedding problem. <i>ApplSoftwComput</i> 2009;9:652–7.
[55]	Sasikala J, Ramaswamy M. Fuzzy based load shedding strategies for avoiding voltage collapse. <i>ApplSoftwComput</i> 2011;11:3179–85.
[56]	Echavarren F, Lobato E, Rouco L. A corrective load shedding scheme to mitigate voltage collapse. <i>Int J Electr Power Energy Syst</i> 2006;28:58–64.
[57]	Arya L, Pande V, Kothari D. A technique for load-shedding based on voltage stability consideration. <i>Int J Electr Power Energy Syst</i> 2005;27:506–17.
[58]	Eminoglu U, Hocaoglu M. A voltage stability index for radial distribution networks. In: Proceedings of the 42nd international universities power engineering conference, 2007. UPEC 2007; 2007.
[59]	[59]Yusof N, Mokhlis H, Karimi M, Laghari J, Illias H, Sapari N. Under-voltage load

	shedding scheme based on voltage stability index for distribution network. In: Proceedings, of the 3rd IET international conference on clean energy and technology (CEAT), ; 2014.
[60]	[60]. Yusof, N. A., Mokhlis, H., Karimi, M., Laghari, J. A., Illias, H. A., & Sapari, N. M. (2014). Under-voltage load shedding scheme based on voltage stability index for distribution network.
[61]	Ojaghi, M., Azari, M., & Valujerdi, A. C. (2014, February). Robust UVLS scheme to improve transmission line performance considering interruption cost and voltage stability index. In 2014 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT) (pp. 541-546). IEEE.
[62]	Valujerdi, A. C., & Mohammadian, M. (2012). A novel load shedding method to improve transmission line performance and voltage stability margin. Int. J. Tech. Phys. Probl. Eng, 4(13), 110-118.
[63]	Amrane, Y, Boudour, M., & Belazzoug, M. (2015). A new optimal reactive power planning based on differential search algorithm. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 64, 551-561.
[64]	Usman M, Amin A, Azam MM, Mokhlis H. Optimal under voltage load shedding scheme for a distribution network using EPSO algorithm. Jammu and Kashmir, Pakistan: Paper presented at: 2018 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG); 2018.
[65]	Kessel P, Glavitsch H. Estimating the voltage stability of a power system. Power Deliv, IEEE Trans 1986;1:346–54.
[67]	<a href="https://www.geya.net/fr/what-is-the-voltage-monitoring-relay-working-principle/">https://www.geya.net/fr/what-is-the-voltage-monitoring-relay-working-principle/</a>
[68]	<a href="https://www.electricalvolt.com/2022/11/under-voltage-protection-working-principle-27/">https://www.electricalvolt.com/2022/11/under-voltage-protection-working-principle-27/</a>
[69]	<a href="https://product-help.schneider-electric.com/ED/MTZ/Micrologic_X_User_Guide/EDMS/DOCA0102EN/DOCA0102xx/ProtectionFunctions/ProtectionFunctions-16.htm">https://product-help.schneider-electric.com/ED/MTZ/Micrologic_X_User_Guide/EDMS/DOCA0102EN/DOCA0102xx/ProtectionFunctions/ProtectionFunctions-16.htm</a>

--	--