



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



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE DEPARTEMENT DE

GÉNIE ÉLECTRIQUE

Projet de fin de cycle

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Électrique

Spécialité : Réseaux Électriques

Évaluation de la fiabilité d'un système électrique en présence de défauts multiples

Présenté Par:

🎓 Laouini Abdeldjalil

🎓 Lagoubi Mohammed Rachad

Dirigé Par:

Dr. Zobeidi Messaoud

Promotion: Juin 2026

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

À mes très chers parents, sources de ma vie, de mon bonheur et de ma réussite. Aucun mot ne saurait exprimer l'amour et la gratitude que je vous porte. Merci pour vos sacrifices, vos prières et votre soutien inconditionnel tout au long de mon parcours. Que Dieu vous protège.

À mes frères et sœurs, pour leur présence constante, leurs encouragements et les moments précieux que nous partageons.

À toute ma famille, pour son affection et son soutien moral.

À tous mes amis et camarades de promotion, avec qui j'ai partagé les joies et les difficultés de la vie étudiante.

À mon binôme et frère, **Laouini Abdeldjalil**, pour son dévouement, son esprit d'équipe et l'excellent travail que nous avons accompli ensemble.

Lagoubi Mohammed Rachad

Remerciements

Avant tout, nous remercions Allah, le Tout-Puissant, de nous avoir accordé la santé, la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à notre directeur de mémoire, Monsieur **Zobeidi Messaoud**, pour avoir accepté de diriger ce travail. Ses orientations précieuses, sa rigueur scientifique, sa disponibilité constante et ses conseils avisés ont été le pilier de la réussite de ce mémoire.

Nos vifs remerciements s'adressent également à l'ensemble des enseignants du département de Génie Électrique de la Faculté de Technologie de l'Université d'El-Oued, pour la qualité de l'enseignement qu'ils nous ont prodigué durant toutes nos années d'études.

Nous remercions anticipativement les membres du jury qui nous feront l'immense honneur d'évaluer et de juger ce travail.

Enfin, nous tenons à remercier chaleureusement toutes les personnes, familles, amis et collègues, qui ont contribué de près ou de loin, par leurs encouragements et leur soutien moral, à la réalisation de ce mémoire.

Résumé

Ce mémoire porte sur l'analyse de la fiabilité et de la sécurité statique des réseaux électriques en présence de contingences multiples (N-k). Contrairement aux recherches traditionnelles centrées sur les défauts de courts-circuits, cette étude se concentre sur les déconnexions imprévues d'équipements (outages) et leur fonction initiatrice dans les phénomènes en chaîne et les défaillances en cascade. Au moyen du logiciel PowerWorld Simulator 24 et du réseau de test standardisé IEEE à 30 nœuds, nous avons examiné la redistribution immédiate des flux de puissance ainsi que la détérioration du profil de tension en dessous du seuil critique de 0,90 p.u. Le recours aux facteurs de répartition de coupure de ligne (LODF) a permis de détecter avec efficacité les corridors présentant un état de pré-congestion. Les résultats démontrent que les lignes soumises à une charge élevée en conditions normales représentent les maillons les plus fragiles du système, ce qui accroît considérablement la vulnérabilité du réseau face à des perturbations topologiques majeures.

Mots-clés : Fiabilité, Contingences N-k, Effet domino, PowerWorld Simulator, LODF, Sécurité statique, Réseau IEEE à 30 nœuds.

Abstract:

This thesis addresses the reliability and static security assessment of electrical power systems under multiple contingency scenarios (N-k). In contrast to traditional studies concentrating on short-circuit faults, our research highlights the unforeseen disconnection of equipment (outages) and their initiating role in the domino effect and cascading failures. Utilizing the PowerWorld Simulator 24 software and the standardized IEEE 30-bus test system, we examined the instantaneous redistribution of power flows and the deterioration of the voltage profile (falling below the critical threshold of 0.90 p.u.). The application of Line Outage Distribution Factors (LODF) successfully pinpointed pre-congested corridors. The findings indicate that heavily loaded lines under normal operating conditions represent the system's weak links, rendering the network highly susceptible to major topological disturbances.

Keywords: Reliability, N-k Contingencies, Domino Effect, PowerWorld Simulator, LODF, Static Security, IEEE 30-Bus System.

الملخص :

تتناول هذه المذكرة تقييم موثوقية والأمن الثابت للشبكات الكهربائية في ظل ظروف الأعطال المتعددة (N-k) على عكس الدراسات الكلاسيكية التي تركز على أعطال الدارات المقصورة، يركز بحثنا على الانقطاع المفاجئ للمعدات (خطوط النقل) ودورها في إحداث ظاهرة "تأثير الدومينو" والانهيئات التسلسلية. باستخدام برنامج المحاكاة PowerWorld Simulator 24 وشبكة الاختبار المعيارية IEEE 30-bus، قمنا بتحليل إعادة التوزيع اللحظي لتدفقات الطاقة وتدهور منحنى الجهد (تحت الحد الحرج 0.90p.u). سمح استخدام عوامل التوزيع لانقطاع الخطوط (LODF) بتحديد المسارات المكتظة مسبقاً بشكل فعال. تؤكد النتائج أن الخطوط ذات التحميل العالي في حالة التشغيل العادية تشكل أضعف الحلقات في النظام، مما يجعل الشبكة شديدة التأثر بالاضطرابات الطوبولوجية الكبيرة.

الكلمات المفتاحية : الموثوقية، أعطال N-k، تأثير الدومينو، PowerWorld Simulator، عوامل

LODF، الأمن الثابت، شبكة IEEE 30-bus.

SOMMAIRE

Dédicaces	
Remerciements	
Liste des Tableaux	
Liste des Figures	
Introduction Générale	1

Chapitre I : Concepts fondamentaux et fiabilité des systèmes électriques

I.1 Introduction	4
I.2 Évolution des réseaux électriques modernes	5
I.2.1 Transition vers les réseaux intelligents (Smart Grids).....	5
I.2.2 Intégration des énergies renouvelables et défis dynamiques	7
I.2.3 Complexité croissante et risque de défaillances en cascade.....	9
I.3 Concepts de fiabilité	10
I.3.1 Continuité de service et qualité de l'onde	11
I.3.2 L'Adéquation (Adequacy) du système	12
I.3.3 La Sécurité (Security) et la robustesse face aux contingences.....	13
I.4 Modélisation des composants	15
I.4.1 Modélisation des unités de production	15
I.4.2 Modélisation du réseau de transport	15
I.4.3 Modélisation probabiliste des pannes	16
I.5 Défauts dans les systèmes électriques et analyse de contingence.....	16
I.5.1 Défauts simples (critère N-1)	17
I.5.2 Contingences multiples (N-k)	17
I.5.3 Défaillances en cascade	18
I.6 États de fonctionnement du système	19
I.6.1 État normal	19
I.6.2 État d'alerte	19
I.6.3 État d'urgence	19
I.6.4 État d'effondrement	19

I.7 Méthodes d'évaluation de la fiabilité	19
I.7.1 Les méthodes analytiques.....	20
I.7.2 Les méthodes de simulation (Monte Carlo)	20
I.8 Conclusion	21

Chapitre II : Écoulement de puissance et analyse de sensibilité aux défauts

II.1 Introduction du chapitre	23
II.2 Formulation du problème d'écoulement de puissance (Load Flow)	24
II.2.1 Modélisation des composants du réseau (Matrice d'admittance nodale Y_{bus})..	24
II.2.2 Équations non-linéaires de puissance	24
II.3 Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance	25
II.3.1 Méthode de Newton-Raphson détaillée	26
II.3.2 La matrice Jacobienne : Dérivation et importance	26
II.4 Analyse de la sécurité statique	27
II.4.1 Concept de surveillance du réseau et analyse de contingences	28
II.4.2 Critères de sécurité et surcharge des lignes	28
II.5 Théorie des facteurs de sensibilité	29
II.5.1 Facteurs de décalage de la production (Generation Shift Factors - GSF)	29
II.5.2 Facteurs de répartition des coupures de lignes LODF.....	30
II.5.3 Dérivation mathématique des facteurs par calcul matriciel	31
II.6 Application des facteurs de sensibilité à l'analyse des défauts multiples	31
II.6.1 Interaction mutuelle lors de pannes simultanées.....	32
II.6.2 Formulation matricielle des défauts N-k.....	32
II.6.3 Intégration dans l'analyse de sécurité.....	33
II.7 Conclusion du chapitre	34

Chapitre III : Simulation et analyse des défauts multiples à l'aide de PowerWorld

III.1 Introduction du chapitre	36
III.2 Logiciel PowerWorld Simulator 24	37

III.2.1 Outils disponibles pour l'analyse de contingences(Contingency Analysis Tool)	37
III.3 Description du réseau test IEEE 30-bus	39
III.3.1 Architecture et caractéristiques techniques	40
III.4 Méthodologie d'étude des défauts multiples	41
III.4.1 Processus de simulation et indices de vulnérabilité	41
III.4.2 Critères de performance et limites de sécurité	42
III.5 Présentation et analyse des résultats pour le réseau IEEE 30-bus	42
III.5.1 Cas de fonctionnement normal et état initial du système (Cas de Base)	43
III.5.2 Simulation des contingences doubles (N-2) et déclenchement du Black-out	47
III.5.3 Analyse des contingences mixtes et des pertes de production multiples (N-k)	49
III.5.4 Identification des éléments critiques du réseau (Cartographie de vulnérabilité)	53
III.6 Comparaison des résultats et discussion générale	54
III.7 Conclusion	55
Conclusion Générale	57
Annexe	60
Bibliographie	66

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Comparaison architecturale entre le réseau électrique classique et le réseau intelligent (Smart Grid). [14]	6
Figure I.2	Évolution de la fréquence post-perturbation en fonction de l'inertie du système (Courbe de Nadir). [15]	7
Figure I.2	Illustration de la redistribution des flux de puissance et de l'effet domino : (a) Régime normal, (b) Régime post-contingence.	10
Figure I.3	Subdivision fondamentale de la fiabilité d'un système électrique et classification de l'évaluation de la sécurité.	10
Figure I.4	Déformation de l'onde sinusoïdale illustrant un creux de tension ou une micro-coupure.	11
Figure I.5	Modèle conceptuel de la fiabilité basé sur l'interaction entre la capacité de génération disponible et la charge fluctuante. (Source : [5, p. 190])	12
Figure I.6	Évolution topologique des flux de puissance sous PowerWorld Simulator : (a) Régime normal, (b) Régime post-contingence menant au blackout.	13
Figure I.7	Modèle de Markov à deux états pour un composant réparable	14
Figure I.8	Mécanisme de propagation des défaillances en cascade. (Source : Élaboré par l'auteur sur la base	16
Figure I.9	Figure I.9 : Mécanisme de propagation des défaillances en cascade (Source : Élaboré par l'auteur sur la base	18
Figure III.1	Interface graphique globale de PowerWorld Simulator en mode exécution (Run Mode)	37
Figure III.2	Boîte de dialogue principale de l'outil d'analyse de contingences (Contingency Analysis Tool)	38
Figure III.3	Fenêtre de configuration pour l'insertion automatique des contingences multiples (Auto Insert)	39
Figure III.4	Schéma unifilaire topologique du réseau test IEEE 30-bus	41
Figure III.5	Écoulement de puissance du réseau IEEE 30-bus en état normal (Cas de base)	43
Figure III.6	Profil des tensions pour l'ensemble des nœuds du réseau IEEE 30-bus en régime normal (La ligne rouge en pointillés indique la limite de sécurité critique de 0.90 p.u)	45

LISTE DES TABLEAU

Tableau I.1	Structure hiérarchique du réseau électrique et domaines de tension	5
Tableau I.2	Synthèse des données statistiques majeures illustrant la dynamique du réseau	8
Tableau I.3	Stratégie de déploiement des réseaux intelligents (Smart Grids) [8], [9]	9
Tableau I.4	Comparaison entre les critères de sécurité N-1 et N-k [4]	17
Tableau I.5	Comparaison des approches analytique et de simulation [5]	20
Tableau III.1	État de chargement des lignes de transmission les plus sollicitées (Cas de Base)	46
Tableau III.2	Violations thermiques post-contingence (N-2) évaluées par le modèle DC	48
Tableau III.3	Violations thermiques suite à la perte du Générateur 1 et de la ligne (1-3)	50
Tableau III.4	Violations thermiques suite à la perte des Générateurs 2 et 5	52
Tableau III.5	Évolution du profil de tension au niveau de la zone vulnérable (Bus 30)	52
Tableau III.6	Redistribution des flux actifs vers le nœud 30	52

Introduction Générale

Introduction Générale

L'énergie électrique représente la base essentielle au progrès socio-économique et technologique contemporain. En raison de l'accroissement démographique et de l'industrialisation accélérée, la demande énergétique mondiale croît de manière continue, contraignant les réseaux électriques interconnectés à fonctionner de plus en plus près de leurs seuils thermiques et de stabilité. Dans ce contexte de demande élevée, assurer la continuité, la qualité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique constitue un enjeu technique majeur pour les gestionnaires de réseaux.

Néanmoins, la complexité structurelle inhérente à ces systèmes les expose à de multiples perturbations. Si les recherches traditionnelles se sont principalement concentrées sur l'étude des courants de court-circuit, la problématique principale actuelle en sécurité des réseaux concerne plutôt l'évaluation de leur fiabilité en cas de défaillance brutale des équipements de puissance. Effectivement, la défaillance imprévue d'une ou de plusieurs lignes de transmission, ou d'un ensemble de production (contingences N-k), entraîne une répartition immédiate des flux de puissance. Les lignes intactes, fonctionnant déjà avec une marge de sécurité restreinte (en contexte de pré-congestion), sont susceptibles de connaître des surcharges importantes. Ce transfert de charge non maîtrisé constitue fréquemment le facteur initial d'une série de déclenchements successifs induits par l'activation des relais de protection, entraînant le phénomène redouté d'effet domino et, en dernière analyse, l'effondrement complet du système (black-out).

Notre recherche s'intègre dans cette démarche axée sur la prévention ainsi que sur l'évaluation de la sûreté statique. L'objectif principal de ce mémoire consiste à analyser la fiabilité d'un système électrique exposé à des conditions de défaillances multiples. Il convient de déterminer les vulnérabilités de la topologie du réseau et d'évaluer la sévérité des contingences au moyen d'indices de sensibilité rigoureux, afin de prévoir la dégradation du profil de tension ainsi que les dépassements des limites thermiques.

Afin de réaliser cette analyse, une simulation numérique avancée a été employée à l'aide du logiciel professionnel Power World Simulator 24. Le réseau de test standardisé IEEE à 30 bus a été sélectionné comme modèle d'application dans le but de valider nos méthodes théoriques. Pour atteindre les objectifs fixés, ce manuscrit est organisé en trois chapitres complémentaires :

Le premier chapitre est dédié à une synthèse critique de la littérature existante ainsi qu'aux

bases théoriques sous-jacentes. Il présente les notions essentielles relatives à la fiabilité, à la sûreté de fonctionnement ainsi qu'à la catégorisation des modes d'exploitation d'un réseau électrique.

Le deuxième chapitre expose de façon détaillée la modélisation mathématique ainsi que les instruments d'analyse. Il présente les méthodes de calcul du flux de puissance (Load Flow) et introduit les facteurs de sensibilité, en particulier les coefficients de distribution de coupure de ligne (LODF), essentiels à l'évaluation rapide des contingences.

Le troisième chapitre représente la partie appliquée de cette recherche. Il introduit l'environnement de simulation PowerWorld et décrit en détail l'analyse des résultats obtenus sur le réseau IEEE à trente nœuds, en soulignant l'incidence des défauts multiples ainsi que la progression vers l'effet domino.

En définitive, une synthèse complète des résultats de cette recherche sera présentée, accompagnée de recommandations pour des études ultérieures.

Chapitre I : Concepts fondamentaux et fiabilité des systèmes électriques

I.1 Introduction

L'énergie électrique constitue le pilier fondamental de la stabilité socio-économique moderne. Comme le soulignent Glover et al. [1], l'infrastructure électrique peut être considérée comme l'artère la plus importante de notre société, sans laquelle aucun développement n'est envisageable. L'objectif premier de tout système de puissance est de satisfaire la demande énergétique au moindre coût, tout en garantissant des niveaux stricts de qualité et de continuité d'approvisionnement [2]. L'infrastructure d'un réseau électrique moderne repose sur une organisation hiérarchique stricte, conçue pour acheminer l'énergie des centres de production massive vers les points de consommation finale. Cette architecture se décompose en trois segments majeurs, souvent gérés par des entités distinctes dans le cadre de la restructuration des marchés de l'énergie :

La Production : Assurée par des centrales électriques où les alternateurs génèrent une tension comprise entre quelques kV pour les installations anciennes et 20 kV pour les unités les plus récentes.

Le Transport : Ce segment assure la livraison massive d'énergie et l'interconnexion entre les services publics. Pour minimiser les pertes, la tension est élevée à des niveaux de Très Haute Tension (THT), typiquement entre 230 kV et 765 kV en courant alternatif.

La Distribution : Ce segment final s'étend du poste de transformation jusqu'à l'abonné. Il comprend la distribution primaire (Moyenne Tension - MT), opérant entre 2,2 kV et 46 kV, et la distribution secondaire (Basse Tension - BT), délivrant l'énergie aux tensions d'utilisation finale (120 V à 480 V).

Entre les réseaux de transport et de distribution se trouve souvent un réseau de répartition (ou sous-transmission), agissant comme un lien intermédiaire avec des niveaux de tension situés entre 69 kV et 138 kV [1].

Le tableau suivant récapitule ces données techniques de manière structurée :

Tableau I.1 : Structure hiérarchique du réseau électrique et domaines de tension [1]

Segment du Réseau	Rôle Principal	Niveaux de Tension Typiques
Production	Transformation de l'énergie primaire en électricité.	MT : Jusqu'à 20 kV (unités récentes).
Transport (AC)	Interconnexion et transport massif longue distance.	THT : 230 kV à 765 kV.
Répartition	Lien entre transport et distribution.	HT : 69 kV à 138 kV.
Distribution Primaire	Acheminement vers les transformateurs locaux.	MT : 2,2 kV à 46 kV (Classe 15 kV courante).
Distribution Secondaire	Livraison aux clients résidentiels et commerciaux.	BT : 0,12 kV à 0,48 kV (120 V - 480 V).

I.2 Évolution des réseaux électriques modernes

Historiquement, l'architecture des systèmes électriques était basée sur un modèle unidirectionnel et passif : la production provenait de grandes centrales synchrones et l'énergie se déplaçait à travers les réseaux de transport et de distribution vers les utilisateurs. Cependant, face à la double contrainte des exigences écologiques et des progrès technologiques, ce modèle traditionnel a connu une évolution profonde.

I.2.1 Transition vers les réseaux intelligents (Smart Grids)

L'apparition du réseau intelligent, ou "Smart Grid", représente la révolution technologique essentielle de ce siècle. À la différence du réseau traditionnel, désigné comme un conduit passif, le Smart Grid incorpore les technologies de l'information et de la communication (TIC) à chaque niveau du système [1]. Cette numérisation favorise un échange d'informations et d'énergie dans les deux sens « bidirectionnel », rendant le réseau réactif [1].

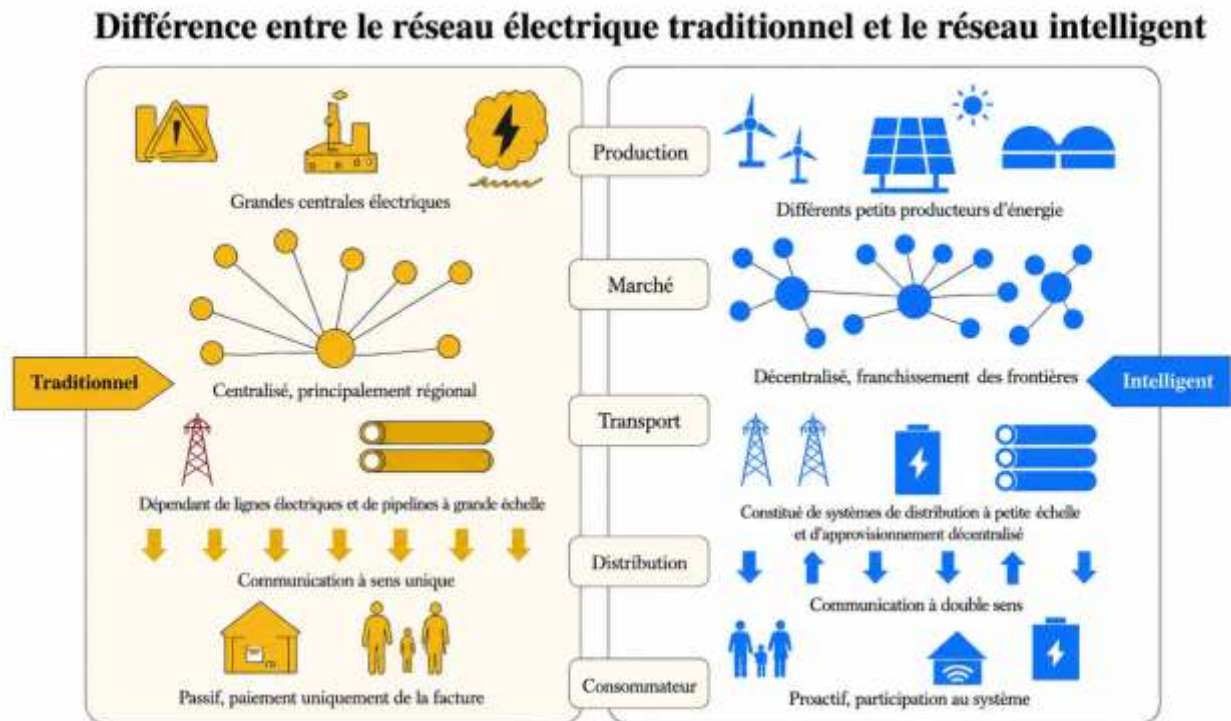


Figure I.1 : Comparaison architecturale entre le réseau électrique classique et le réseau intelligent (Smart Grid). [14]

En matière de surveillance, le système SCADA traditionnel, même s'il est efficace pour un contrôle centralisé, présente des limites face à la rapidité dynamique du réseau contemporain. Pour résoudre ce problème, la technologie des synchrophaseurs utilisant des unités de mesure de phase (PMU) a été mise en œuvre. Ces appareils, synchronisés via GPS, facilitent l'observation des effets dynamiques et la mesure du taux de changement de fréquence (ROCOF) en temps réel. Les informations provenant des PMU sont ensuite combinées dans des systèmes de mesure à grande échelle (WAMS), ce qui améliore significativement l'observabilité et l'estimation de l'état du réseau.

En outre, cette évolution reconfigure la fonction du consommateur final. Le consommateur classique se transforme en « Prosumer » (consomm'acteur), capable de générer de l'énergie (à travers des installations photovoltaïques par exemple) et de l'enjecter sur le réseau [1]. Cette implication active s'associe à l'instauration de la réponse à la demande (Demand Response), un dispositif stratégique permettant d'ajuster la consommation en temps réel pour harmoniser la production, démontrant l'idée qu'il est financièrement plus avantageux d'économiser un « Négawatt » que de générer un Mégawatt supplémentaire [1], [5].

I.2.2 Intégration des énergies renouvelables et défis dynamiques

L'incorporation massive des ressources énergétiques décentralisées (DER), notamment éoliennes et photovoltaïques, modifie radicalement la dynamique des réseaux. Bien que ces ressources présentent des atouts environnementaux, elles engendrent de fortes limitations techniques dues à leur caractère non-régulable [1], [7].

Le défi le plus important est sans doute la diminution de l'inertie générale du système. Classiquement, l'énergie cinétique accumulée dans les volants d'inertie des alternateurs synchrones offre une réponse d'inertie instantanée, ralentissant la baisse de fréquence durant une perturbation. Cependant, la majorité des générateurs renouvelables (comme les éoliennes de types 3 et 4) sont connectés au réseau par le biais de convertisseurs d'électronique de puissance, les rendant indépendants de la dynamique du système. Cette diminution d'inertie accélère considérablement la baisse de la fréquence (augmentation du ROCOF) et détériore le nadir de fréquence, augmentant le risque de déclenchement des relais de coupure [1], [5].

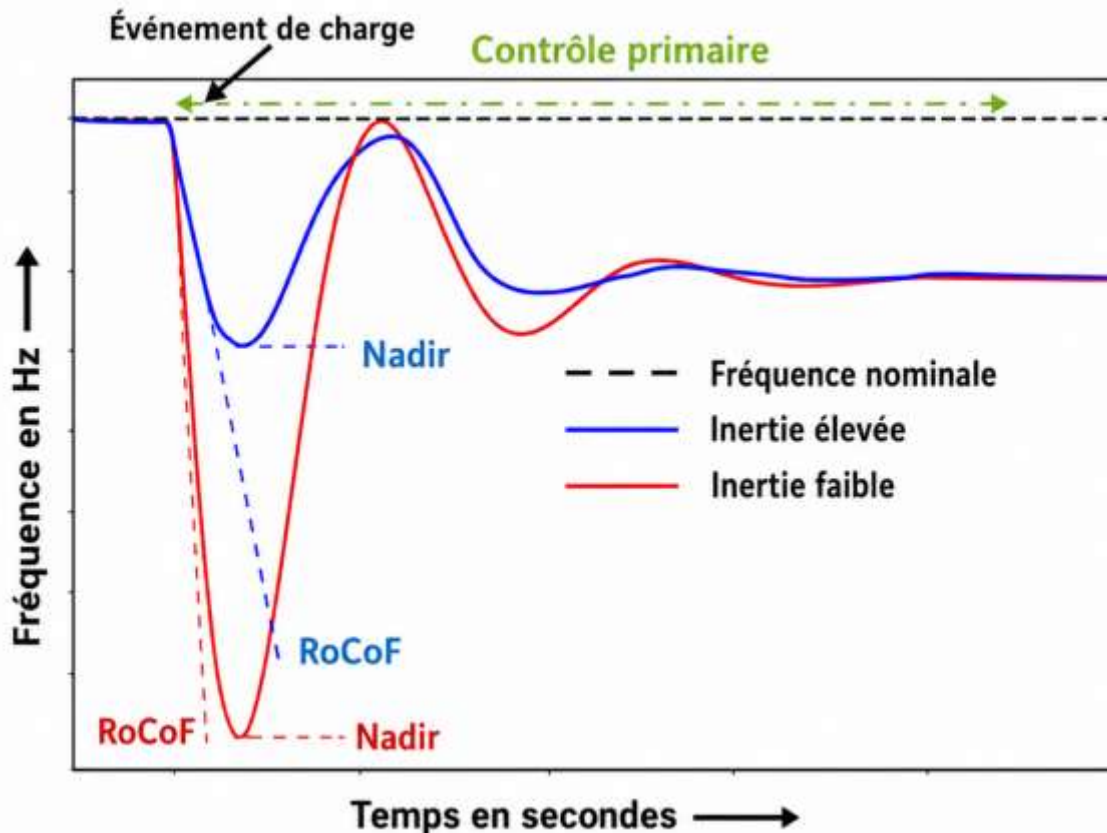


Figure I.2 : Évolution de la fréquence post-perturbation en fonction de l'inertie du système. [15]

Pour y remédier, la création de commandes d'« inertie synthétique » s'avère essentielle [1].

De plus, l'incorporation des DER rend la régulation de tension plus complexe, initialement pensée pour des flux radiaux. L'injection locale de puissance crée des courants inversés susceptibles de causer des surtensions à l'extrémité de la ligne, obligeant les régulateurs (tels que les changeurs de prises) à intensifier leurs interventions, voire à entrer en oscillation instable (phénomène de pompage) [1], [6].

I.2.2.1 Statistiques de la transition énergétique et adoption des Smart Grids

Afin de cerner l'ampleur des défis dynamiques mentionnés précédemment, il est impératif d'analyser la situation statistique mondiale et nationale :

A. Évolution des capacités et part des énergies renouvelables

Statistiques Mondiales :

À la fin de l'année 2023, les énergies renouvelables ont franchi un cap historique en représentant 43 % de la capacité électrique mondiale installée. L'année 2023 a enregistré l'ajout record de 473 GW de capacités renouvelables (soit 86 % de l'ensemble des ajouts mondiaux), dominées aux trois quarts par le solaire photovoltaïque [8].

Statistiques de l'Algérie : Contrairement à la tendance mondiale, la production en Algérie reste massivement dominée à 99 % par les énergies fossiles (essentiellement le gaz naturel). À fin 2023, la capacité renouvelable installée était d'environ 590 MW (soit 2,1 % de la puissance totale). Toutefois, pour réduire la consommation interne de gaz, le programme indicatif prévoit un développement massif ciblant une capacité allant jusqu'à 9100 MWc d'ici 2032 [9].

Tableau I.2 : Statistiques de la capacité électrique et des énergies renouvelables [8], [9]

Indicateur Énergétique	Données Mondiales	Données Algérie
Source de production dominante	Mixte énergétique global	Gaz Naturel (~ 99 % de la production)
Part des Énergies Renouvelables (EnR)	43 % de la capacité installée	2,1 % de la capacité installée
Puissance EnR installée	Ajout record de 473 GW en 2023	590 MW (à fin 2023)
Technologie EnR dominante	Solaire photovoltaïque	Solaire photovoltaïque
Objectifs de développement	Tripler la capacité d'ici 2030	Atteindre 9100 MWc d'ici 2032

B. Adoption des réseaux intelligents (Smart Grids)

L'intégration de ces nouvelles capacités renouvelables impose une transition inévitable vers les réseaux intelligents :

Adoption Mondiale :

gérer la variabilité des capacités renouvelables mondiales, les investissements s'orientent massivement vers la numérisation des réseaux et les infrastructures de comptage avancé (AMI), permettant aux régulateurs de suivre en temps réel les indicateurs de fiabilité [8].

Adoption en Algérie :

L'Algérie amorce également cette numérisation sous l'égide de la CREG, qui a finalisé un « code de comptage » spécifique pour le solaire afin de fiabiliser les données. La stratégie nationale donne la priorité aux clients industriels (HTB), qui représentent 50 % de la consommation globale, en déployant des solutions de comptage intelligent pour sécuriser la facturation et à préparer le réseau de distribution à l'intégration de l'autoproduction décentralisée [9].

Tableau I.3 : Stratégie de déploiement des réseaux intelligents (Smart Grids) [8], [9]

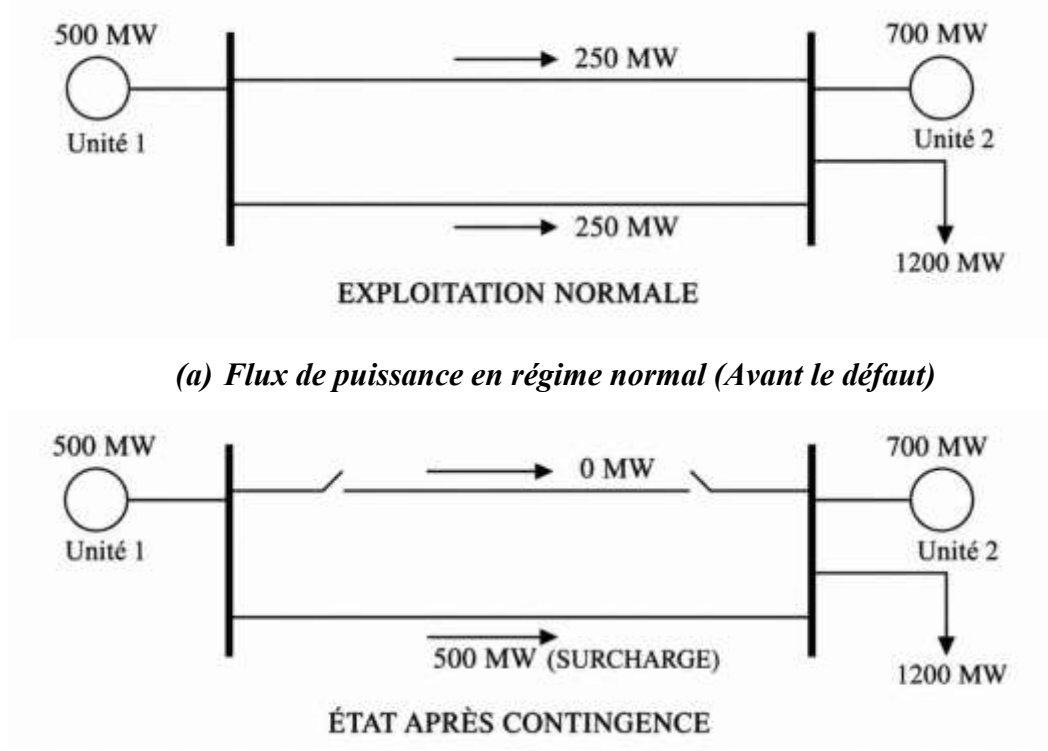
Axe de Déploiement	Échelle Mondiale	Échelle Algérienne
Infrastructure de Base	Numérisation massive et déploiement AMI.	Mise en place d'un « code de comptage » spécifique.
Cible du Comptage Avancé	Généralisation progressive.	Priorité aux clients industriels (50% de la consommation).
Objectif Opérationnel	Gestion de l'intermittence des EnR.	Fiabilisation des données et de la facturation.

I.2.3 Complexité croissante et risque de défaillances en cascade

L'accroissement de la consommation et la réorganisation des marchés de l'énergie ont amené les responsables à interconnecter les réseaux de manière significative. Bien que l'interconnexion offre des bénéfices économiques et renforce la redondance, elle crée une complexité topologique qui expose le système à des risques de propagation catastrophique [6]. Au sein d'un réseau maillé et non régulé, les transactions d'énergie suivent les principes physiques de Kirchhoff plutôt que les contrats commerciaux, entraînant des flux de voies parallèles souvent inattendus [7].

C'est dans ce contexte qu'émerge le risque principal des pannes en chaîne. Le processus débute fréquemment par un événement imprévu (perte d'un transformateur, court-circuit)

provoquant l'ouverture d'une ligne de transmission [4], [7]. En raison de cette déconnexion, la puissance se déplace inévitablement vers les lignes voisines. Si cette réaffectation excède les seuils thermiques, les relais de protection activent à leur tour ces lignes surchargées, entraînant de nouveaux transferts de puissance [4].



(a) Flux de puissance en régime normal (Avant le défaut)

(b) Redistribution des flux et surcharge thermique (Post-contingence)

Figure I.3 : Illustration de la redistribution des flux de puissance et de l'effet domino

: (a) Régime normal, (b) Régime post-contingence. [7]

Ce phénomène, désigné par Zobeidi [4] comme étant un « effet domino », s'accélère de manière exponentielle et peut entraîner, en quelques secondes, un effondrement partiel ou complet du système (blackout).

I.3 Concepts de fiabilité

L'évaluation de la fiabilité est une nécessité absolue pour garantir une alimentation électrique optimale et ininterrompue aux consommateurs. D'une manière générale, la fiabilité est définie comme la probabilité qu'un dispositif exécute une fonction prévue au cours d'une période donnée, dans des conditions de fonctionnement bien déterminées [2], [5]. Appliquée aux réseaux électriques, elle représente la capacité du système à fournir un approvisionnement raisonnable en énergie tout en respectant les limites de capacité de ses composants [3].

Le but fondamental de la fiabilité est de répondre à la demande énergétique au coût le plus bas possible, tout en maintenant des niveaux acceptables de qualité et de continuité [2]. Pour analyser les réseaux de grande taille, ce concept multidimensionnel est traditionnellement subdivisé en deux aspects complémentaires : l'adéquation (Adequacy) et la sécurité (Security) [5], [7].

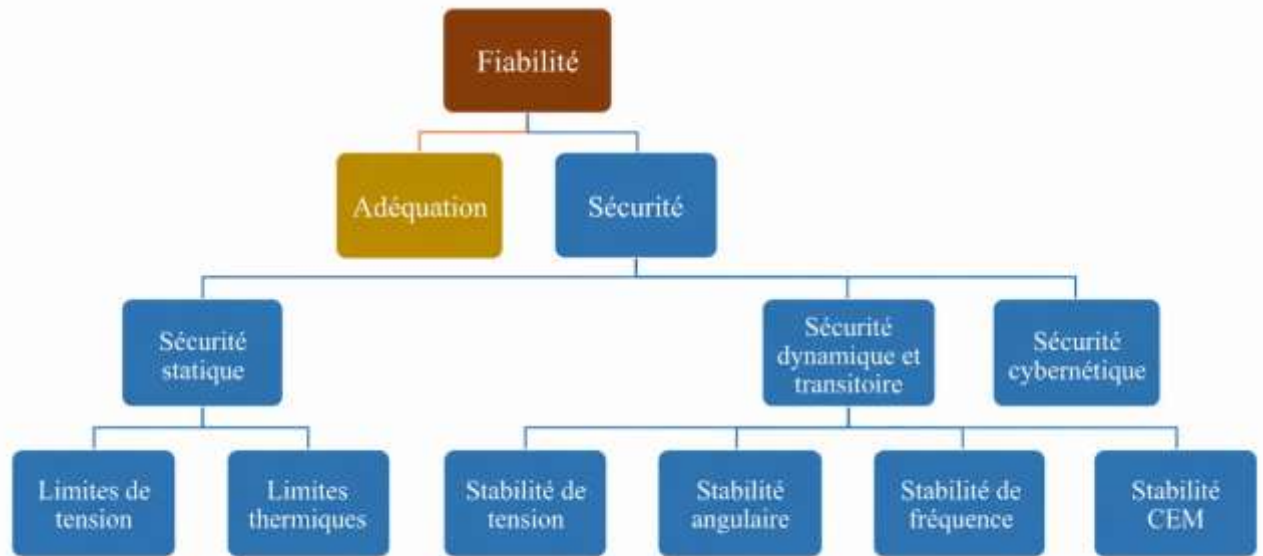


Figure I.4 : Subdivision fondamentale de la fiabilité d'un système électrique et classification de l'évaluation de la sécurité. [16]

I.3.1 Continuité de service et qualité de l'onde

La fiabilité s'articule autour de deux objectifs de performance fondamentaux. D'une part, la continuité de service se concentre sur la minimisation des interruptions d'approvisionnement [2]. Elle est évaluée par des indices de fréquence et de durée des coupures, tels que le SAIFI et le SAIDI [3]. D'autre part, la fiabilité exige une qualité de l'onde électrique irréprochable. Un système n'est considéré comme fiable que s'il maintient des grandeurs électriques (tension, fréquence) stables. En effet, toute déviation par rapport à une onde sinusoïdale parfaite lors de perturbations peut provoquer des dysfonctionnements majeurs chez les consommateurs [6].

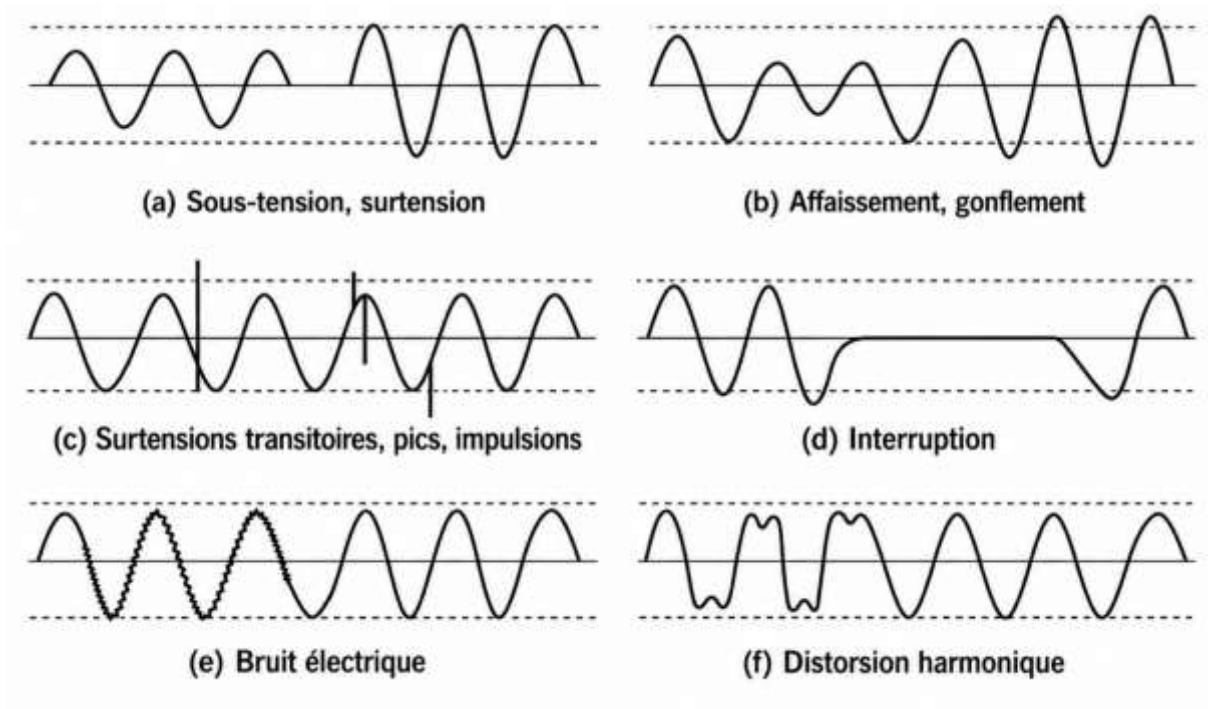


Figure I.5 : Déformation de l'onde sinusoïdale illustrant un creux de tension ou une micro-coupure.[11]

I.3.2 L'Adéquation (Adequacy) du système

L'adéquation, ou suffisance, est un concept statique lié à l'existence et à la disponibilité des infrastructures. Elle vérifie que le système dispose de la capacité de production et des infrastructures de transmission nécessaires pour satisfaire la demande totale des charges à tout moment [2], [3].

Pour qu'un système soit déclaré adéquat, la capacité de production doit être supérieure à la somme de la charge et des pertes, et le réseau doit pouvoir acheminer cette puissance sans surcharger les équipements [2].

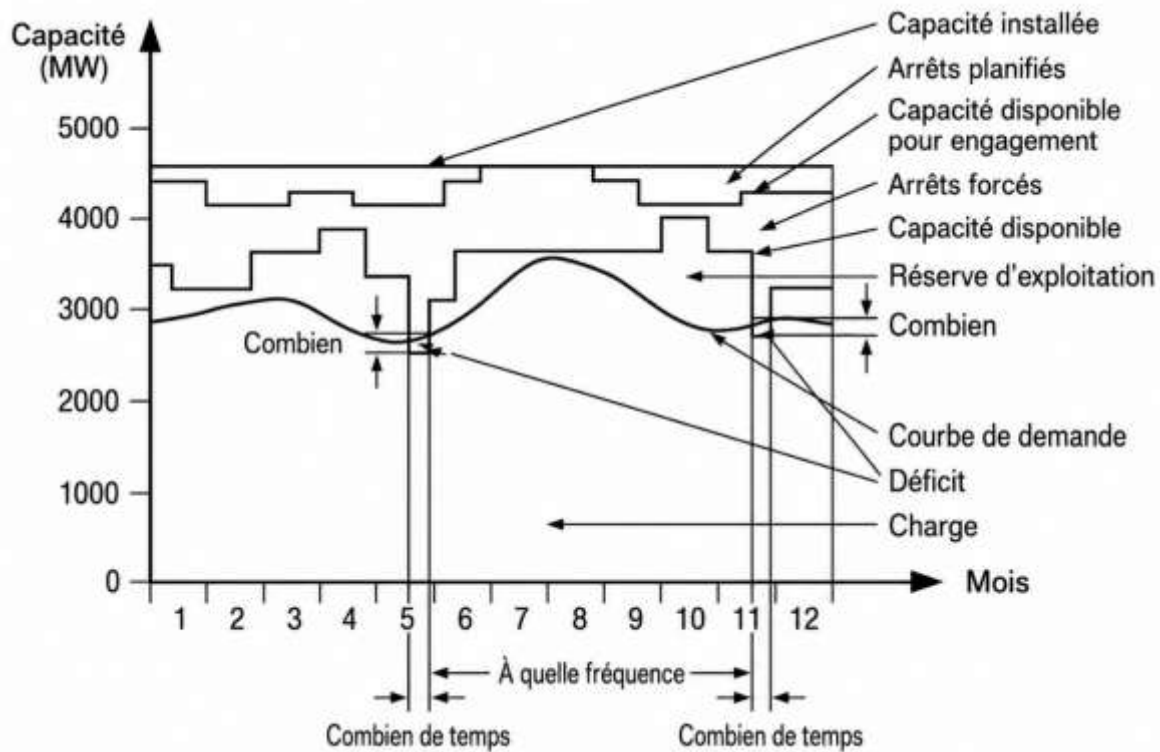


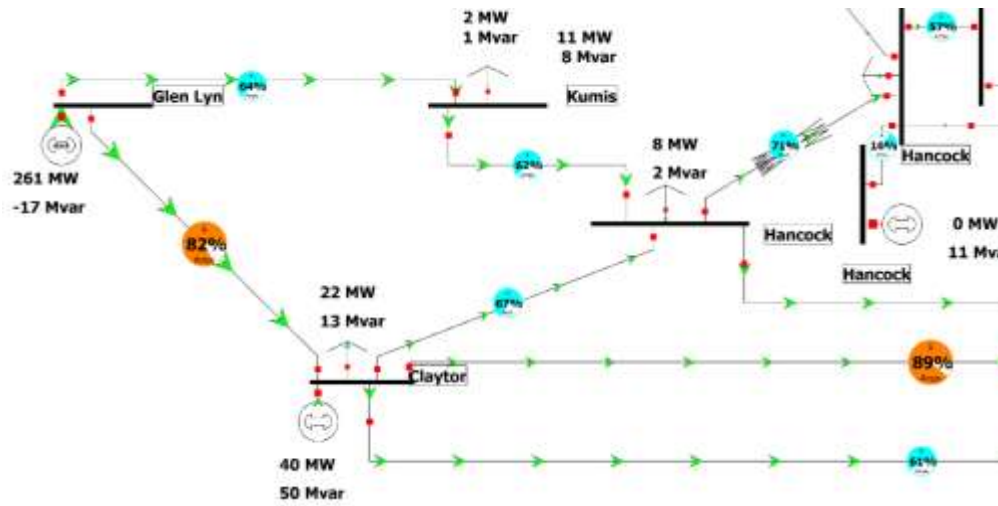
Figure 1.6 : Modèle conceptuel de la fiabilité basé sur l'interaction entre la capacité de génération disponible et la charge fluctuante. (Source : [5, p. 190])

Les études distinguent la capacité statique, liée à la planification à long terme, de la capacité d'opération, qui évalue la réserve tournante à court terme pour faire face aux variations de la demande. L'évaluation de l'adéquation est de nature probabiliste et repose sur des indices tels que la probabilité de perte de charge (LOLP) et l'énergie non desservie (EENS) [5].

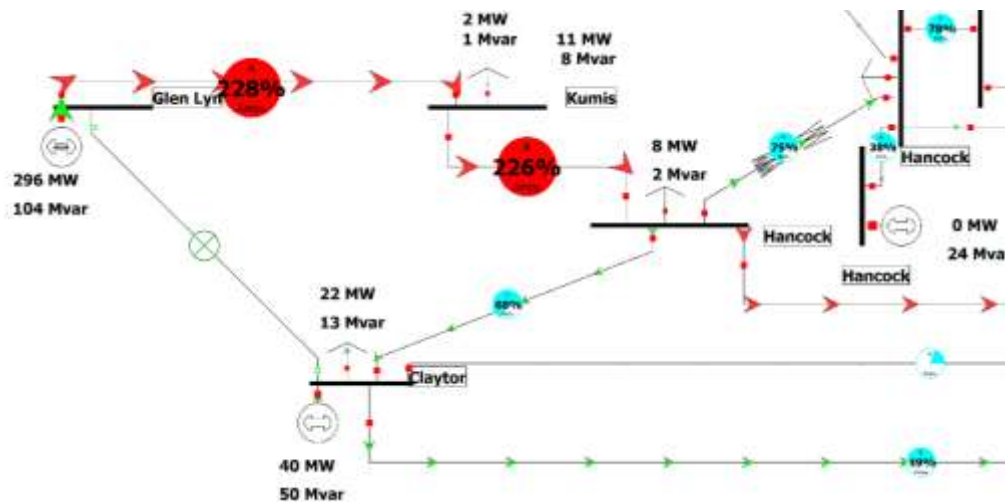
I.3.3 La Sécurité (Security) et la robustesse face aux contingences

Contrairement à l'adéquation qui s'interroge sur la suffisance des ressources, la sécurité est une notion dynamique et opérationnelle [7]. Elle traduit la capacité du réseau à maintenir un état d'équilibre pendant et après d'éventuelles perturbations soudaines (contingences), sans que ces dernières n'évoluent vers une instabilité ou des défaillances en cascade [5], [7].

La sécurité reflète la robustesse du réseau, souvent dictée par la règle déterministe N-1 : le système doit respecter toutes les contraintes de sécurité même après la perte inattendue d'un ouvrage (ligne ou générateur) [4].



(a) Flux de puissance en fonctionnement normal (Avant le défaut)



(b) *Redistribution critique des flux et effondrement du système (Blackout)*

Figure I.7 : Évolution topologique des flux de puissance sous PowerWorld Simulator : (a) Régime normal, (b) Régime post-contingence menant au blackout.

L'analyse se concentre particulièrement sur la sécurité statique, ignorant les phénomènes transitoires très rapides pour évaluer le régime permanent post-perturbation [4].

Lorsqu'une ligne est perdue, le flux de puissance qu'elle transportait se redistribue sur les circuits restants selon les lois physiques [7]. L'enjeu critique de la sécurité statique est de s'assurer que ces nouveaux transits n'excèdent pas les limites thermiques admissibles (échauffement des conducteurs) [4]. Le non-respect de ces limites entraîne l'ouverture des lignes par leurs relais de protection, initiant un mécanisme de déclenchements en cascade menant potentiellement à la panne généralisée [4], [7].

I.4 Modélisation des composants

L'évaluation de la fiabilité d'un système électrique nécessite une représentation mathématique précise du comportement de ses éléments. Cette modélisation s'articule autour de trois axes fondamentaux :

I.4.1 Modélisation des unités de production :

Les unités de production (comme les Groupes-Turbo-Alternateurs - GTA) sont modélisées par deux états simples au sein d'un processus binaire de « marche ou panne ». Le paramètre clé utilisé est l'indisponibilité (p), estimée à partir du traitement statistique de l'historique des pannes. Pour évaluer la capacité globale du système de production, on utilise le concept de calcul des probabilités des états de capacités (souvent appelé COPT - Capacity Outage Probability Table). Puisque les unités sont connectées en parallèle, leurs différents niveaux de production possibles sont combinés. Les résultats forment une table qui liste, pour chaque état combiné, la capacité en service, la capacité hors service et sa probabilité individuelle [3].

I.4.2 Modélisation du réseau de transport :

Les composants de transport et de distribution (lignes, transformateurs) sont caractérisés par un taux de défaillance (λ) et un temps de réparation (T). Pour les lignes aériennes, le taux de défaillance est intrinsèquement lié à leur géométrie : il s'exprime en unités par kilomètre (1/km), ce qui signifie que la probabilité de panne augmente proportionnellement à la longueur de l'ouvrage. Pour évaluer la fiabilité d'un réseau complexe, on utilise des techniques de réduction basées sur les équivalences de connexion [3] :

Pour n composants en SÉRIE : Le système tombe en panne si un seul composant défaille. Le taux de défaillance équivalent et le temps de réparation équivalent sont :

$$\lambda_{eq} = \sum \lambda_{\alpha} \quad T_{eq} = \frac{\sum \lambda_{\alpha} T_{\alpha}}{\sum \lambda_{\alpha}} \dots\dots\dots \text{I.1}$$

Pour deux composants (β et γ) en PARALLÈLE : Le système ne tombe en panne que si les deux composants sont indisponibles simultanément (défaillance chevauchante). Les indices équivalents s'écrivent :

$$\lambda_{eq} = \lambda_{\beta} \lambda_{\gamma} (T_{\beta} + T_{\gamma}) \quad T_{eq} = \frac{T_{\beta} T_{\gamma}}{T_{\beta} + T_{\gamma}} \dots\dots\dots \text{I.2}$$

I.4.3 Modélisation probabiliste des pannes :

Pour les composants réparables, le modèle le plus largement adopté est le processus de Markov à deux états, qui décrit la transition stochastique entre une période de bon fonctionnement et une période de panne [2].

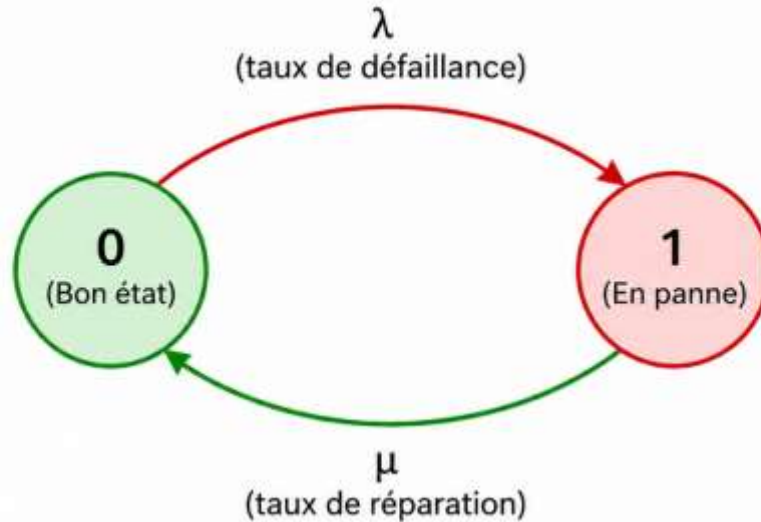


Figure I.8 : Modèle de Markov à deux états pour un composant réparable [2]

Ce modèle repose sur le taux de défaillance (λ) et le taux de réparation (μ). À partir de ces taux, on définit les temps moyens caractéristiques :

MTTF (Mean Time To Failure) : Le temps moyen de bon fonctionnement :

$$\text{MTTF} = 1/\lambda$$

MTTR (Mean Time To Repair) : Le temps moyen de réparation

$$\text{MTTR} = 1/\mu \quad \text{..... I.3}$$

La probabilité que le composant se trouve dans l'un des deux états en régime permanent est définie par la Disponibilité (A) et l'Indisponibilité (U ou FOR) [2] :

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \text{..... I.4}$$

I.5 Défauts dans les systèmes électriques et analyse de contingence

La sécurité statique et dynamique d'un réseau électrique repose sur sa capacité à survivre à des perturbations imprévues sans interruption majeure de service. L'évaluation de cette robustesse s'effectue à travers l'analyse de contingence, qui examine le comportement du système face à différents niveaux de sévérité de pannes :

1.5.1 Défauts simples (critère N-1) :

Un réseau est initialement dit en "état de sécurité N" s'il respecte toutes les contraintes de fonctionnement (équilibre charge-production, limites de tension et capacités thermiques des lignes). Le critère N-1 est le standard de base pour l'exploitation des réseaux. Il stipule que le système doit rester capable de respecter toutes ces contraintes de sécurité suite à la perte imprévue et soudaine d'un seul composant (une ligne de transmission, un transformateur ou un groupe de production). Ce critère préventif garantit qu'une défaillance unique n'entraîne pas de violations immédiates (surcharges ou chutes de tension) mettant en péril l'intégrité du système [4].

1.5.2 Contingences multiples (N-k) :

Ce concept généralise la règle de sécurité à la perte simultanée ou successive de k composants. Dans les réseaux modernes, qualifiés de larges et fortement interconnectés, le critère N-1 s'avère souvent insuffisant. L'analyse des défauts multiples (N-k) devient alors critique, car les incidents majeurs résultent presque toujours de la combinaison de plusieurs événements défavorables (pertes multiples de lignes couplées à des variations soudaines de charge) [4]. C'est précisément l'étude de ces contingences multiples qui permet d'évaluer la véritable vulnérabilité d'un réseau électrique face à des conditions de stress extrêmes.

Tableau I.4 : Comparaison entre les critères de sécurité N-1 et N-k [4]

Caractéristique	Critère N-1 (Défaut simple)	Critère N-k (Contingences multiples)
Définition	Perte d'un (01) seul composant.	Perte de k composants (simultanée ou successive).
Objectif visé	Standard minimum de sécurité préventive.	Évaluation de la vulnérabilité sous stress extrême.
Conséquences si non respecté	Surcharges locales, baisse de tension.	Risque majeur de défaillances en cascade (Blackout).
Complexité d'analyse	Faible à modérée.	Très élevée (nécessite des outils de simulation avancés).

I.5.3 Défaillances en cascade :

Si un réseau n'est pas suffisamment robuste face à des contingences multiples, une perturbation locale peut se propager et mener à un effondrement total du système (Blackout) via un mécanisme d'effet domino [3], [12] :

L'aléa initiateur et la redistribution : Tout commence par la défaillance d'un composant (ex. chute d'un arbre sur une ligne). La puissance qui y transitait est instantanément redistribuée sur les lignes saines adjacentes selon les lois de Kirchhoff [12].

L'effet domino : Si cette redistribution provoque le dépassement de la capacité thermique des lignes voisines, leurs relais de protection les déconnectent à leur tour. Ces nouvelles déconnexions modifient brutalement la topologie du réseau, provoquant d'autres reports de charge.

L'accélération et l'écroulement : La dynamique de ce phénomène s'accélère dramatiquement, passant de quelques minutes à quelques secondes. Outre la cascade de surcharges, le système subit des écroulements de tension (aggravés par l'action des régulateurs en charge) et des chutes de fréquence sévères [3]. Ce processus mène inévitablement à la perte de synchronisme des générateurs, à la fragmentation du réseau en îlots isolés, et finalement, à l'extinction totale (Blackout) [3], [12].

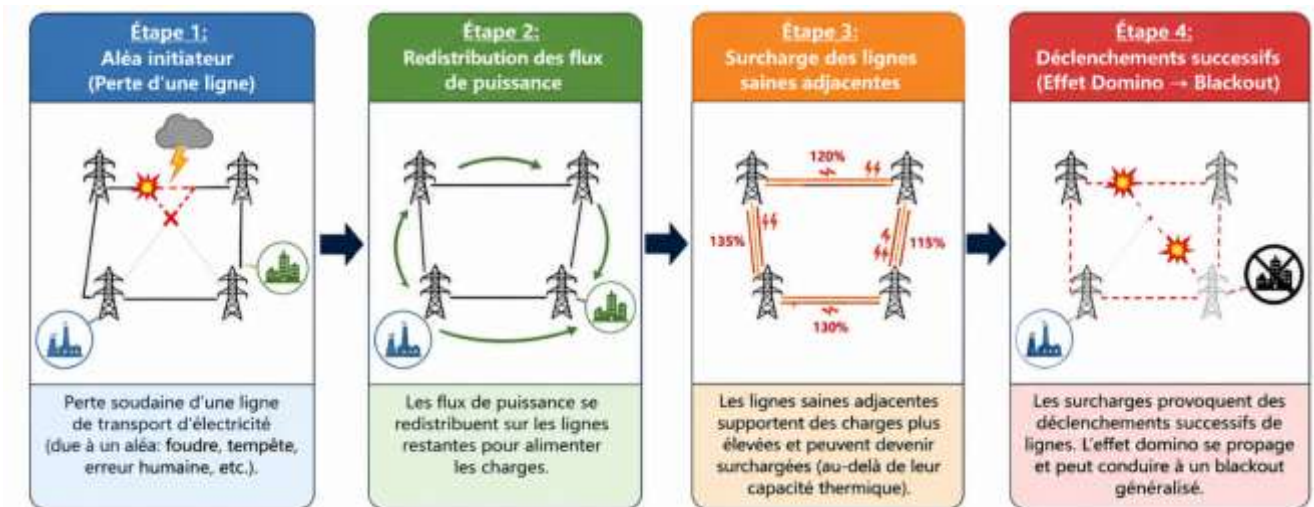


Figure I.9 : Mécanisme de propagation des défaillances en cascade [3] ,[12])

I.6 États de fonctionnement du système

La sécurité d'un système électrique est définie par sa capacité à maintenir un fonctionnement stable et continu face aux perturbations. Selon la classification classique de Dy Liacco, largement détaillée par Wood et al., le système peut se trouver dans l'un des quatre états suivants, définis par le respect des contraintes opérationnelles et la robustesse face aux contingences :

I.6.1 État normal (Normal State) : Dans cet état, le système fonctionne de manière sécurisée. Aucune alarme n'est signalée et l'analyse de sécurité confirme qu'aucune contingence (panne prévisible) ne provoquerait de surcharges ou de violations des limites de tension. La charge est intégralement satisfaite et les marges de sécurité sont respectées.

I.6.2 État d'alerte (Alert State) : Le réseau devient vulnérable. Bien que la charge soit toujours satisfaite et les limites respectées, une alarme a été déclenchée ou l'analyse des contingences a détecté qu'un incident futur pourrait entraîner des violations critiques. L'opérateur doit alors prendre des mesures préventives pour ramener le système vers l'état normal.

I.6.3 État d'urgence (Emergency State) : Cet état est caractérisé par des violations réelles et critiques des limites d'exploitation. Des messages d'alerte graves exigent une action immédiate des opérateurs pour éviter l'arrêt majeur d'équipements ou de sections entières du système. L'intégrité globale du réseau est menacée.

I.6.4 État d'effondrement et Restauration (In Extremis / Restorative State) : Cet état survient après la défaillance effective d'équipements majeurs, menant potentiellement à un black-out partiel ou total. La phase de restauration consiste à inspecter les composants, à les remettre progressivement sous tension et à rétablir les charges déconnectées par blocs successifs pour reconstruire l'équilibre du système [7].

I.7 Méthodes d'évaluation de la fiabilité

L'évaluation de la fiabilité d'un système nécessite de déterminer comment les pannes aléatoires de ses composants affectent sa performance globale. Pour ce faire, deux grandes familles de méthodes sont couramment utilisées :

I.7.1 Les méthodes analytiques :

Ces approches reposent sur des modèles mathématiques rigoureux. Elles sont très efficaces et doivent toujours être privilégiées lorsqu'il est possible de développer des modèles qui représentent raisonnablement le système physique et qui peuvent être résolus. Les méthodes mathématiques fournissent des résultats exacts (sous réserve des hypothèses posées). Cependant, certains problèmes sont trop complexes pour être résolus de cette manière, ce qui rend l'utilisation des techniques de simulation indispensable.

I.7.2 Les méthodes de simulation (Monte Carlo) :

La simulation de Monte Carlo consiste à imiter le comportement stochastique (aléatoire) d'un système physique (son nom s'inspire de la ville de Monte Carlo à Monaco en raison de sa ressemblance avec les jeux de hasard). Le système est divisé en éléments dont le comportement est dicté par des distributions de probabilité. L'approche emploie un modèle mathématique sur lequel on réalise des expériences d'échantillonnage (tirages aléatoires) pour générer un historique artificiel.

Contrairement à l'approche analytique, la simulation ne fournit que des estimations des résultats exacts. Bien qu'elle puisse être coûteuse en termes de temps de calcul (notamment pour l'analyse de sensibilité où l'expérience doit être répétée), elle constitue une approche extrêmement flexible et vitale pour l'étude des systèmes vastes et complexes (large and complex systems) [5].

Tableau I.5 : Comparaison des approches analytique et de simulation [5]

Caractéristique	Méthodes Analytiques	Simulation de Monte Carlo
Nature des résultats	Exacts (selon le modèle)	Estimations statistiques
Modélisation	Rigide / Mathématique	Flexible / Probabiliste
Complexité système	Limitée (systèmes simples)	Adaptée aux grands réseaux
Temps de calcul	Rapide pour petits modèles	Long (dépend du nombre de tirages)

I.8 Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'établir les fondements théoriques indispensables à l'étude de la fiabilité et de la sécurité des réseaux électriques. À travers cette revue, deux axes majeurs ont été dégagés :

Récapitulatif des concepts essentiels :

Nous avons d'abord défini l'architecture des systèmes d'énergie et modélisé le comportement de leurs composants (générateurs, lignes, transformateurs) en utilisant des approches mathématiques telles que les processus de Markov. Ensuite, l'analyse des différents états de fonctionnement du réseau a mis en évidence la vulnérabilité du système face aux aléas. L'étude des contingences, allant du critère de sécurité préventif (N-1) jusqu'aux défaillances multiples (N-k), a permis de comprendre les mécanismes destructeurs de l'effet domino et des défaillances en cascade pouvant mener au black-out.

Importance des approches probabilistes pour les réseaux modernes :

Avec la complexité croissante des réseaux électriques modernes (forte interconnexion, augmentation de la demande), les méthodes déterministes classiques atteignent leurs limites. L'évaluation de la fiabilité nécessite désormais des approches probabilistes et des outils de simulation flexibles (comme la méthode de Monte Carlo). Ces techniques sont devenues vitales pour anticiper le comportement stochastique des équipements et évaluer la véritable résilience du système sous des conditions de stress extrêmes.

En conclusion, la théorie mathématique et analytique offre une compréhension profonde des mécanismes de pannes, mais l'évaluation pratique d'un réseau réel sous de multiples conditions de défauts exige des outils informatiques robustes. C'est précisément dans cette optique que s'inscrira le chapitre suivant, qui sera consacré à la modélisation des flux de puissance et à l'analyse avancée des contingences à l'aide de l'environnement de simulation PowerWorld Simulator 24.

Chapitre II : Écoulement de puissance et analyse de sensibilité aux défauts

II.1 Introduction

Dans le premier chapitre, nous avons établi les fondements théoriques de la fiabilité des réseaux électriques et mis en évidence la criticité des défauts multiples (contingences N-k) et des défaillances en cascade. Cependant, pour évaluer concrètement la sécurité d'un réseau face à ces aléas, il est impératif de connaître avec précision la répartition des flux d'énergie et les niveaux de tension dans l'ensemble du système, tant en régime normal qu'en régime perturbé.

C'est précisément l'objectif de ce deuxième chapitre, qui constitue le cœur analytique de notre étude. L'évaluation de la sécurité statique repose fondamentalement sur le problème d'écoulement de puissance (communément appelé Load Flow). Nous commencerons par formuler mathématiquement ce problème non-linéaire à travers la matrice d'admittance nodale et les équations de puissance, avant d'aborder sa résolution itérative, notamment par la méthode robuste de Newton-Raphson.

Néanmoins, dans le contexte de l'analyse des réseaux modernes, simuler un écoulement de puissance complet (AC Load Flow) pour chaque combinaison possible de défauts multiples nécessite un temps de calcul prohibitif. Pour surmonter cet obstacle, ce chapitre introduira de manière détaillée la théorie des facteurs de sensibilité, en particulier les facteurs de décalage de la production (GSF) et les facteurs de répartition des coupures de lignes (LODF). Ces outils mathématiques linéarisés permettent d'estimer instantanément l'impact d'une ou plusieurs contingences sur les flux de puissance, offrant ainsi une méthode rapide et efficace pour l'analyse de sécurité sous PowerWorld Simulator.

II.2 Formulation du problème d'écoulement de puissance (Load Flow)

Le problème d'écoulement de puissance (ou *Load Flow*) consiste à déterminer l'état de fonctionnement en régime permanent d'un réseau électrique. Il permet de calculer les tensions (amplitude et angle) à chaque jeu de barres (nœud), ainsi que les flux de puissance active et réactive dans les lignes, sous des conditions de charge et de production spécifiées.

II.2.1 Modélisation des composants du réseau (Matrice d'admittance nodale Y_{bus})

Pour analyser un réseau interconnecté, les caractéristiques électriques des lignes de transmission, des transformateurs et des autres équipements sont modélisées et regroupées sous forme matricielle. La relation fondamentale entre les courants injectés par les sources aux nœuds et les tensions nodales est décrite par la matrice d'admittance nodale (Y_{bus}).

L'équation matricielle globale régissant le système s'écrit :

$$I = Y_{bus} V \quad \text{..... II.1}$$

Pour un nœud spécifique k appartenant à un réseau comportant N nœuds, le courant d'injection I_k est calculé par la somme des contributions des nœuds adjacents :

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad \text{..... II.2}$$

Où :

I : Vecteur des courants nodaux injectés.

V : Vecteur des tensions nodales complexes.

Y_{bus} : Matrice d'admittance nodale carrée du système.

Y_{kn} : Élément de la matrice d'admittance entre les nœuds k et n .

II.2.2 Équations non-linéaires de puissance

Dans la gestion pratique des réseaux électriques, les contraintes et les données sont généralement exprimées en termes de puissances (active et réactive) et non de courants. La puissance complexe S_k injectée au nœud k est définie par l'équation:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad \text{..... II.3}$$

En substituant l'expression du courant nodal $\mathbf{I}_k$ dans cette équation, on obtient l'équation générale du bilan de puissance :

$$\mathbf{P}_k + j\mathbf{Q}_k = \mathbf{V}_k \left[\sum_{n=1}^N \mathbf{Y}_{kn} \mathbf{V}_n \right]^* \dots\dots\dots \text{II.4}$$

Pour résoudre ce système complexe à l'aide d'algorithmes numériques, il est nécessaire de séparer les parties réelle et imaginaire. En utilisant les coordonnées polaires pour exprimer la tension ($\mathbf{V}_k = |\mathbf{V}_k| \angle \delta_k$) et l'admittance ($\mathbf{Y}_{kn} = |\mathbf{Y}_{kn}| \angle \theta_{kn}$), les équations fondamentales de l'écoulement de puissance deviennent :

Puissance active injectée (P_k) :

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \dots\dots\dots \text{II.5}$$

Puissance réactive injectée (Q_k) :

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \dots\dots\dots \text{II.6}$$

Ces deux équations sont fortement non-linéaires en raison de la présence des fonctions trigonométriques (**cos** et **sin**) et des produits des modules de tensions. Par conséquent, elles ne peuvent pas être résolues par une approche analytique directe et requièrent impérativement l'utilisation de méthodes de résolution itératives, telles que la méthode de Newton-Raphson [1].

II.3 Méthodes de résolution de l'écoulement de puissance

Comme démontré dans la section précédente, les équations de puissance sont fortement non-linéaires. Il est donc impossible d'isoler analytiquement les inconnues (les modules de tensions $|\mathbf{V}|$ et les angles δ). Pour résoudre ce système, on recourt obligatoirement à des méthodes numériques itératives. Bien que des méthodes classiques comme Gauss-Seidel existent, la méthode de Newton-Raphson reste le standard industriel incontesté (et le solveur par défaut dans les logiciels professionnels comme PowerWorld Simulator) grâce à sa convergence rapide et sa robustesse pour les réseaux complexes [1].

II.3.1 Méthode de Newton-Raphson détaillée

La méthode de Newton-Raphson transforme le problème non-linéaire en une succession de problèmes linéaires en utilisant le développement en série de Taylor, dont on ne conserve que les termes du premier ordre. Le processus itératif se déroule selon les étapes suivantes :

Initialisation : On attribue des valeurs initiales estimées aux tensions et aux angles inconnus des bus (généralement on utilise un profil plat ou "Flat Start" où $|V| = 1.0$ pu et $\delta = 0^\circ$).

Calcul des erreurs (Mismatches) : À chaque itération (i), on calcule la différence entre les puissances spécifiées (réelles) et les puissances calculées avec les tensions estimées. On obtient les vecteurs d'erreur de puissance active (ΔP) et réactive (ΔQ).

Linéarisation : L'équation matricielle fondamentale (Équation 6.6.6) reliant les erreurs de puissance aux corrections d'angle et de tension s'écrit [1, p. 355] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(i)} \\ \Delta Q^{(i)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{(i)} & J_2^{(i)} \\ J_3^{(i)} & J_4^{(i)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(i)} \\ \Delta |V|^{(i)} \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots \text{II.7}$$

Mise à jour : On calcule les corrections ($\Delta \delta$ et $\Delta |V|$) en inversant la matrice Jacobienne, puis on met à jour les paramètres pour l'itération suivante ($i + 1$) :

$$\delta^{(i+1)} = \delta^{(i)} + \Delta \delta^{(i)}$$

$$|V|^{(i+1)} = |V|^{(i)} + \Delta |V|^{(i)}$$

Convergence : Le processus se répète jusqu'à ce que les erreurs d'injection (ΔP et ΔQ) soient inférieures à une tolérance très stricte (par exemple, 0.0001 pu).

II.3.2 La matrice Jacobienne : Dérivation et importance

La matrice carrée divisée en quatre sous-blocs dans l'équation précédente est appelée la matrice Jacobienne (J). Elle constitue le cœur mathématique de l'algorithme de Newton-Raphson. Elle contient les dérivées partielles des équations de puissance (P et Q) par rapport aux variables d'état du réseau (les angles δ et les amplitudes de tension $|V|$).

Selon Glover et al. [1, p. 354], la structure globale de cette matrice (Équation 6.4.4) se détaille comme suit :

$J_1 = \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right)$: Contient les dérivées partielles des puissances actives par rapport aux angles de phase.

J_2 : Contient les dérivées partielles des puissances actives par rapport aux amplitudes des tensions $\left(\frac{\partial P}{\partial |V|} \right)$.

J_3 : Contient les dérivées partielles des puissances réactives par rapport aux angles de phase $\left(\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right)$.

J_4 : Contient les dérivées partielles des puissances réactives par rapport aux amplitudes des tensions $\left(\frac{\partial Q}{\partial |V|} \right)$.

II.3.2.1 Importance de la matrice Jacobienne dans l'analyse des réseaux :

Vitesse de convergence : Grâce à l'utilisation des dérivées exactes, la méthode de Newton-Raphson possède une convergence quadratique, ce qui la rend extrêmement rapide pour les réseaux à grande échelle.

Indicateur de stabilité : Le déterminant de la matrice Jacobienne est un indicateur direct de la stabilité du système. Si le réseau s'approche d'un point d'effondrement, la matrice devient singulière.

Base pour l'analyse de sensibilité : C'est le point le plus crucial pour notre étude. L'inverse de la matrice Jacobienne, obtenue à la fin de la convergence de l'écoulement de puissance de base, contient les sensibilités linéaires du réseau. C'est directement à partir de cette matrice que l'on extrait mathématiquement les facteurs de sensibilité (GSF et LODF) pour effectuer une analyse instantanée des contingences multiples (défauts N-k), évitant ainsi de relancer un calcul itératif lourd à chaque défaut simulé. [7]

II.4 Analyse de la sécurité statique

La sécurité d'un système électrique est sa capacité à survivre à des perturbations imminentes sans interruption majeure du service. Pour garantir ce niveau de fiabilité, les

opérateurs de réseau s'appuient sur deux fonctions fondamentales : la surveillance en temps réel et l'analyse prédictive.

II.4.1 Concept de surveillance du réseau et analyse de contingences

La surveillance de la sécurité (System Monitoring) :

La première ligne de défense d'un réseau est la surveillance. Cette fonction fournit aux opérateurs des informations pertinentes et continuellement mises à jour sur l'état électrique et topologique du système. Grâce aux systèmes d'acquisition de données (SCADA) et de gestion de l'énergie (EMS), les ordinateurs du centre de contrôle traitent la télémétrie en temps réel (tensions nodales, flux de puissance, courants, état des disjoncteurs). Ces données sont comparées instantanément à des limites préétablies. Si une déviation est détectée, le système déclenche immédiatement une alarme pour permettre une action corrective.

L'analyse de contingences (Contingency Analysis) :

Tandis que la surveillance observe l'état présent, l'analyse de contingences anticipe l'avenir. Il s'agit d'un ensemble de programmes informatiques basés sur une modélisation mathématique du réseau, conçus pour simuler des incidents potentiels avant même qu'ils ne se produisent, permettant ainsi une exploitation « défensive ».

Il est crucial de simuler la perte d'équipements (comme un générateur, une ligne ou un transformateur) car, dans un réseau réel, la perte d'un composant redirige instantanément l'énergie sur les éléments restants. Sans cette anticipation préventive, la redirection soudaine des flux de puissance peut déclencher de nouvelles surcharges si rapidement que l'opérateur n'a pas le temps d'intervenir, ce qui mène inexorablement à des défaillances en cascade (*Cascading Failures*) et à un effondrement potentiel du système. L'analyse simule donc séquentiellement toutes les pannes crédibles pour vérifier la résilience du réseau.

II.4.2 Critères de sécurité et surcharge des lignes

L'évaluation de la sécurité statique (qui observe le réseau après l'élimination du régime transitoire lié au défaut) repose sur la vérification de limites physiques strictes. Selon Wood et al. [7, p. 304], une violation de sécurité se produit lorsque l'un des deux critères suivants n'est plus respecté :

Les limites de flux de puissance (Line flow limits) : L'apparition de surcharges thermiques sur les lignes de transport ou les transformateurs, risquant d'endommager l'isolation, de provoquer l'affaissement des câbles, ou d'activer les relais de protection.

Les limites de tension (Bus voltage limits) : La déviation de la tension à un nœud (bus) en dehors des plages de tolérance acceptables, risquant de mener à un effondrement de tension localisé ou global.

Le critère de sécurité N-1 et l'état du système :

La norme de fiabilité fondamentale, notamment édictée par le NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), est la règle du N-1. Elle stipule qu'aucune panne simple (la perte d'un seul composant) ne doit entraîner de violations des limites de flux ou de tension sur les équipements restants.

Sur cette base, on distingue deux états de planification :

État « Sûr » (Secure Dispatch) : Le système est capable d'absorber la perte d'un équipement (respect du critère N-1) sans subir de violations post-contingence, évitant ainsi l'effet domino.

État « Précaire » (Insecure) : L'état de base actuel peut être parfaitement équilibré et économiquement optimal en régime normal, mais s'avère vulnérable. L'occurrence d'une contingence spécifique entraînerait inévitablement une surcharge ou une chute de tension inacceptable. Dans ce cas, les opérateurs doivent proactivement modifier la répartition de la production (re-dispatching) pour ramener le système vers un état sûr [7].

Dans le cadre de la présente étude, axée sur la fiabilité sous de multiples conditions de défauts, l'analyse va au-delà du critère standard N-1 pour évaluer la vulnérabilité du système face à des contingences sévères de type N-k. L'évaluation rapide de ces scénarios massifs justifie l'utilisation des facteurs de sensibilité développés dans la section suivante.

II.5 Théorie des facteurs de sensibilité

L'analyse de sécurité par l'écoulement de puissance AC itératif, bien que précise, devient extrêmement coûteuse en temps de calcul lorsqu'il s'agit de simuler des milliers de scénarios de pannes. Pour pallier cette difficulté, on utilise les facteurs de sensibilité linéaire. Ces coefficients permettent d'estimer instantanément l'impact d'une modification de la topologie ou de la production sur les flux de puissance, en se basant sur les principes de l'écoulement de puissance continu (DC Load Flow) [7].

II.5.1 Facteurs de décalage de la production (Generation Shift Factors - GSF)

Dans la littérature, notamment selon Wood et al. [7, p. 307], ces facteurs sont également appelés Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Le facteur de décalage représente la

sensibilité du flux de puissance sur une ligne ℓ lorsqu'un transfert d'une puissance ΔP est opéré entre un nœud d'injection et un nœud de soutirage.

En cas de perte d'un générateur au nœud i , on suppose souvent que cette perte est compensée par le nœud de référence (slack bus). L'équation de base définissant ce facteur s'écrit [7, p. 308] :

$$PTDF_{i,ref,\ell} = \frac{\Delta f_{\ell}}{\Delta P_i} \dots\dots\dots \text{II.8}$$

Le nouveau flux de puissance sur la ligne ℓ , noté $\hat{f}_{\ell}$, après la perte du générateur i s'obtient par la relation linéaire suivante :

$$\hat{f}_{\ell} = f_{\ell}^0 + PTDF_{i,ref,\ell} \Delta P_i \dots\dots\dots \text{II.9}$$

Où f_{ℓ}^0 est le flux initial avant l'incident, et ΔP_i est la variation de puissance (généralement $\Delta P_i = -P_i^0$ en cas de perte totale du générateur).

II.5.2 Facteurs de répartition des coupures de lignes (Line Outage Distribution Factors - LODF)

Le facteur LODF est spécifiquement conçu pour vérifier les surcharges thermiques suite à la perte d'un circuit de transmission. Il indique quelle fraction du flux de puissance original circulant sur la ligne k (avant sa déconnexion) va se reporter instantanément sur la ligne surveillée ℓ [7, p. 308].

L'équation conceptuelle est définie par :

$$LODF_{\ell,k} = \frac{\Delta f_{\ell}}{f_k^0} \dots\dots\dots \text{II.10}$$

Une fois ce facteur précalculé, le flux post-contingence sur la ligne ℓ suite au déclenchement de la ligne k se détermine très rapidement par :

$$\hat{f}_{\ell} = f_{\ell}^0 + LODF_{\ell,k} f_k^0 \dots\dots\dots \text{II.11}$$

Où f_k^0 représente le flux d'origine de la ligne disjonctée.

II.5.3 Dérivation mathématique des facteurs par calcul matriciel

La puissance de ces facteurs réside dans le fait qu'ils dépendent uniquement des paramètres du réseau et non de son état de charge. Leur dérivation mathématique repose sur la matrice de réactance $[X]$ (qui est l'inverse de la matrice de susceptibilité $[B']$). La relation fondamentale liant les angles de phase aux injections de puissance est $[\Delta\theta] = [X][\Delta P]$.

II.5.3.1 Dérivation des PTDF (GSF) :

Pour une ligne ℓ de réactance x_ℓ connectée entre les nœuds i et j , l'effet d'un transfert de puissance d'un nœud s vers un nœud r modifie les angles. Selon Wood et al. [7, pp. 337-338], le facteur se calcule directement par les éléments de la matrice $[X]$:

$$PTDF_{s,r,\ell} = \frac{1}{x_\ell} (X_{is} - X_{ir} - X_{js} + X_{jr}) \quad \dots\dots\dots \text{II.12}$$

II.5.3.2 Dérivation des LODF :

Le calcul des LODF repose sur le principe de substitution. La déconnexion mathématique de la ligne k (située entre les nœuds n et m) est simulée par l'ajout d'injections fictives de puissance (ΔP_n et ΔP_m) qui annulent le flux à travers cette ligne [7, pp. 339-340]. En appliquant le principe de superposition sur ces injections fictives, l'impact sur la ligne ℓ se simplifie en un ratio de facteurs PTDF [7, p. 341] :

$$LODF_{\ell,k} = \frac{PTDF_{n,m,\ell}}{1 - PTDF_{n,m,k}} \quad \dots\dots\dots \text{II.13}$$

Cette architecture matricielle permet aux logiciels comme Power World Simulator de construire instantanément une base de données de sensibilités. L'évaluation de la fiabilité ne nécessite plus d'inverser des matrices à chaque contingence, transformant ainsi l'analyse en une série d'additions rapides.

II.6 Application des facteurs de sensibilité à l'analyse des défauts multiples

L'un des défis majeurs de la sécurité des réseaux électriques réside dans l'évaluation des doubles pannes (*Double Outages*) ou, plus largement, des contingences multiples ($N - k$). Comme le souligne Wood et al. [7, p. 302], l'analyse globale de ces scénarios est complexe en

raison de l'explosion combinatoire du nombre de cas à vérifier, nécessitant des outils analytiques plus sophistiqués que pour les pannes simples.

II.6.1 Interaction mutuelle lors de pannes simultanées

Alors que la perte d'une seule ligne peut être estimée par un simple facteur LODF, la déconnexion simultanée de plusieurs lignes crée des interactions mutuelles : la perte d'une ligne modifie les flux sur les autres lignes, lesquelles sont également en panne ou en passe de l'être.

Pour tenir compte de ces effets, l'analyse ne peut se limiter à une superposition linéaire directe des facteurs LODF de base. Il est nécessaire d'introduire des variables « nettes », telles que le **NetPTDF** et le **NetMW**, qui capturent l'impact combiné de la modification topologique du réseau [7, pp. 546-547].

II.6.2 Formulation matricielle des défauts N-k

L'évaluation des flux post-contingence pour n_c lignes déconnectées simultanément repose sur la résolution d'un système de n_c équations à n_c inconnues. Cette modélisation s'appuie sur la construction d'une matrice spécifique regroupant les facteurs LODF croisés des lignes impliquées dans la contingence ($LODF_{cc}$).

Selon la démonstration mathématique de Wood et al. [7, p. 547], les vecteurs des sensibilités nettes et des puissances nettes sont déterminés par les relations matricielles suivantes :

$$[NetPTDF_c] = [I - LODF_{cc}]^{-1}[PTDF_c] \dots\dots\dots \text{II.14}$$

$$[NetMW_c] = [I - LODF_{cc}]^{-1}[MW_c] \dots\dots\dots \text{II.15}$$

Où :

- $[I]$: La matrice identité de dimension $n_c \times n_c$.
- $[LODF_{cc}]$: La matrice des facteurs de répartition de coupure entre les lignes en panne.
- $[PTDF_c]$: Le vecteur des facteurs de transfert de puissance pour les lignes concernées.

- $[MW_c]$: Le vecteur des flux de puissance initiaux sur les lignes avant la panne.

II.6.3 Intégration dans l'analyse de sécurité

L'inversion de la matrice $[I - LODF_{cc}]$ permet d'obtenir les facteurs de transfert de contingence ajustés (*Outage Transfer Distribution Factors* - OTDF). Ces derniers permettent de calculer instantanément les nouveaux flux sur n'importe quelle ligne surveillée du réseau sans avoir à réitérer l'écoulement de puissance complet.

Cette approche matricielle est celle implémentée dans les algorithmes de calcul rapide de **PowerWorld Simulator 24**. Elle garantit que même en présence de défauts multiples sévères, l'opérateur peut identifier les risques de surcharges en cascade avec une précision proche des méthodes AC, tout en conservant la vitesse d'exécution des méthodes linéaires. Cette efficacité est fondamentale pour l'étude de fiabilité que nous mènerons dans la phase expérimentale de ce travail.

II.7 Conclusion

Ce deuxième chapitre a permis de consolider en profondeur les bases mathématiques et analytiques indispensables à l'étude de la sécurité statique des réseaux électriques. Nous avons d'abord mis en évidence que l'évaluation précise de l'état d'un réseau repose fondamentalement sur la formulation du problème d'écoulement de puissance (Load Flow). En raison de la nature fortement non-linéaire des équations de puissance, nous avons vu que l'analyse exige le recours à des méthodes de résolution itératives robustes, au premier rang desquelles figure l'algorithme de Newton-Raphson, reconnu pour sa convergence rapide grâce à l'exploitation de la matrice Jacobienne.

Cependant, garantir la sécurité d'un système électrique ne se limite pas à l'observation de son régime normal. Il s'agit de s'assurer qu'il peut survivre à des contingences sans violer ses limites thermiques et de tension. Dans ce contexte, l'analyse des contingences multiples (défaits N-k) rend l'approche classique par itérations successives totalement prohibitive en termes de temps de calcul.

Pour surmonter ce défi technique majeur, nous avons détaillé la théorie des facteurs de sensibilité linéaire, notamment les facteurs de décalage de la production (GSF/PTDF) et les facteurs de répartition des coupures de lignes (LODF). En exploitant les propriétés du modèle de réseau linéarisé, ces outils mathématiques offrent une alternative puissante pour estimer quasi-instantanément la redistribution des flux de puissance après une ou plusieurs pannes. L'extension de ces concepts par une formulation matricielle avancée a prouvé qu'il est possible d'évaluer des scénarios de défaillances simultanées complexes de manière rapide et fiable, prévenant ainsi les risques de défaillances en cascade (black-out).

C'est précisément sur cette base théorique robuste que s'appuiera le troisième et dernier chapitre de notre étude. Il sera entièrement consacré à la présentation de l'environnement de simulation **Power World Simulator 24** et à l'application pratique de ces méthodes sur le réseau test standard **IEEE 30-bus**. L'objectif sera d'évaluer concrètement la vulnérabilité de ce système face aux défaillances en cascade sous de multiples conditions de défauts, tout en intégrant les enjeux actuels liés à la stabilité des réseaux électriques modernes face à l'intégration des sources d'énergie renouvelable.

Chapitre III : Simulation et analyse des défauts multiples à l'aide de Power World

III.1 Introduction

Ce troisième et dernier chapitre constitue l'aboutissement pratique de notre étude. Après avoir établi les fondements théoriques de la fiabilité des réseaux et détaillé la formulation mathématique des écoulements de puissance et des facteurs de sensibilité (GSF et LODF), il est à présent question d'appliquer ces concepts à un cas d'étude concret.

L'objectif principal de ce chapitre est d'évaluer la sécurité statique et la vulnérabilité d'un réseau électrique face à des scénarios de défaillances sévères, notamment les contingences multiples (**N-k**) qui sont souvent à l'origine des effondrements en cascade (black-outs). Pour mener à bien cette expertise, nous nous appuierons sur le logiciel professionnel **Power World Simulator 24**. Les simulations seront appliquées sur le réseau de test standardisé **IEEE 30-bus**, un modèle mondialement reconnu pour tester les nouvelles méthodologies de simulation et d'optimisation. L'analyse détaillée des profils de tension et des surcharges thermiques nous permettra d'identifier les éléments critiques du système et d'évaluer sa résilience globale.

III.2 Logiciel Power World Simulator 24

PowerWorld Simulator est un progiciel d'analyse des systèmes électriques interactif et hautement visuel, largement utilisé dans l'industrie et la recherche académique. Conçu pour simuler le fonctionnement des réseaux à haute tension, il permet d'analyser des systèmes allant de quelques nœuds à plusieurs dizaines de milliers de nœuds.

L'une des forces majeures de PowerWorld 24 réside dans son interface graphique intuitive qui sépare clairement l'environnement de construction du réseau (*Edit Mode*) de l'environnement de résolution (*Run Mode*). En mode exécution, le logiciel utilise des algorithmes robustes, tels que la méthode de Newton-Raphson complète, pour résoudre les équations non-linéaires d'écoulement de puissance[10].

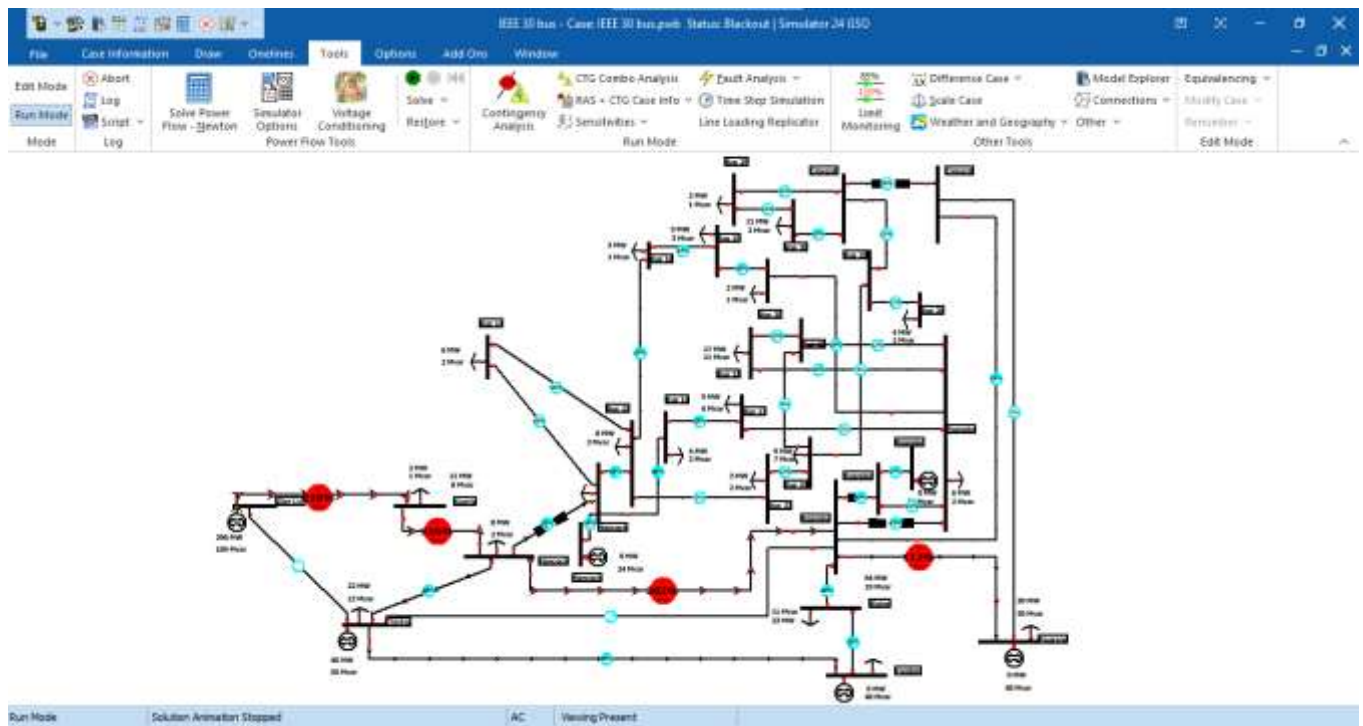
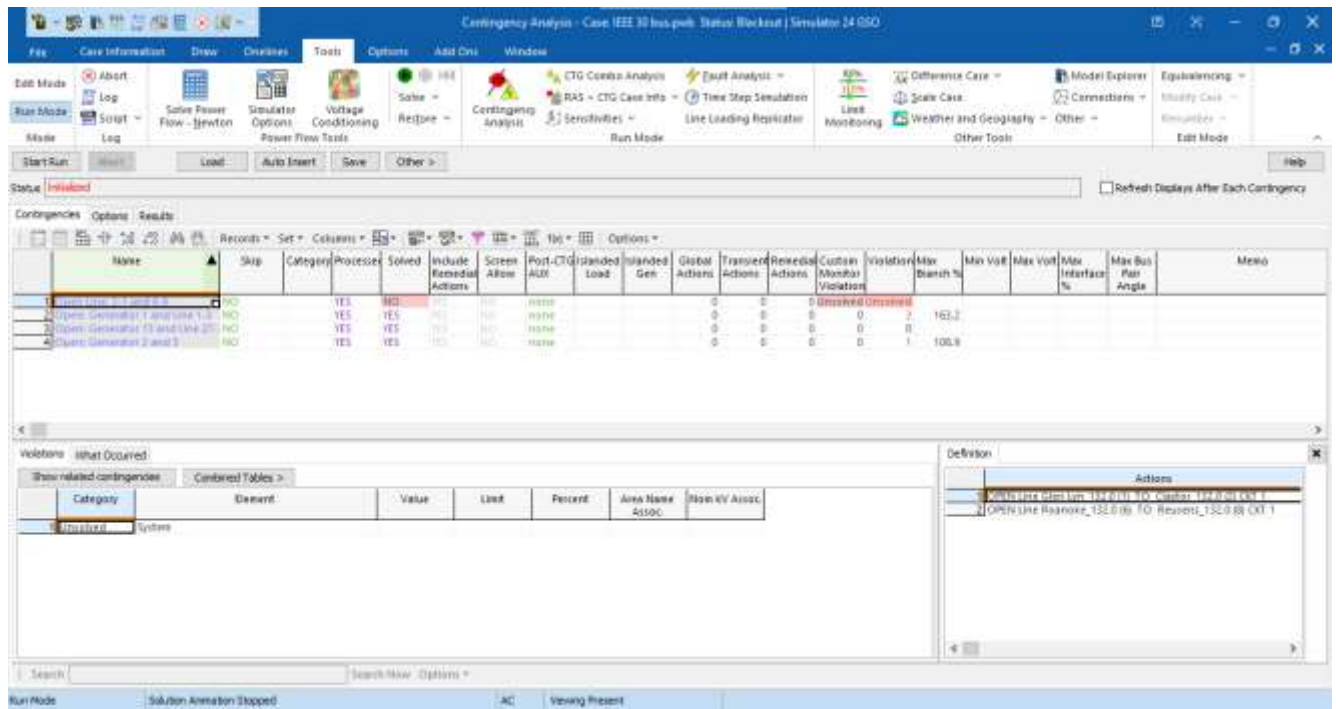


Figure III.1 : Interface graphique globale de PowerWorld Simulator en mode exécution (Run Mode)

III.2.1 Outils disponibles pour l'analyse de contingences (Contingency Analysis Tool)

L'évaluation de la sécurité d'un réseau nécessite d'anticiper les pannes avant qu'elles ne se produisent. Pour cela, PowerWorld Simulator intègre un module dédié (*Contingency Analysis Tool*) spécialement conçu pour modéliser et traiter de vastes listes de scénarios de défaillances. Cet outil présente plusieurs fonctionnalités avancées adaptées à notre étude :



**Figure III.2 : Boîte de dialogue principale de l'outil d'analyse de contingences
(Contingency Analysis Tool)**

Critères de modélisation (Model Criteria) : L'outil permet de conditionner les actions d'une contingence à des états spécifiques du réseau. Il est ainsi possible d'utiliser des filtres logiques pour qu'une action de contingence ne survienne que si un paramètre (tel que le flux sur une ligne) dépasse un seuil de sécurité défini.

Compensation de puissance (Make-Up Power) : Lors de la perte soudaine d'un générateur ou d'une charge, le logiciel permet de spécifier des sources de compensation locale pour rééquilibrer la puissance de manière réaliste et dynamique, évitant ainsi les divergences mathématiques du solveur.

Configuration des pannes multiples (N-k) : Face à l'explosion combinatoire générée par les contingences multiples, PowerWorld propose la fonction d'insertion automatique (*Auto Insert Contingencies*). En utilisant la méthode combinatoire (*Combination of...*), l'opérateur peut spécifier le nombre d'équipements à combiner (lignes, transformateurs, générateurs), et le logiciel génère automatiquement toutes les combinaisons de pannes N-k possibles.

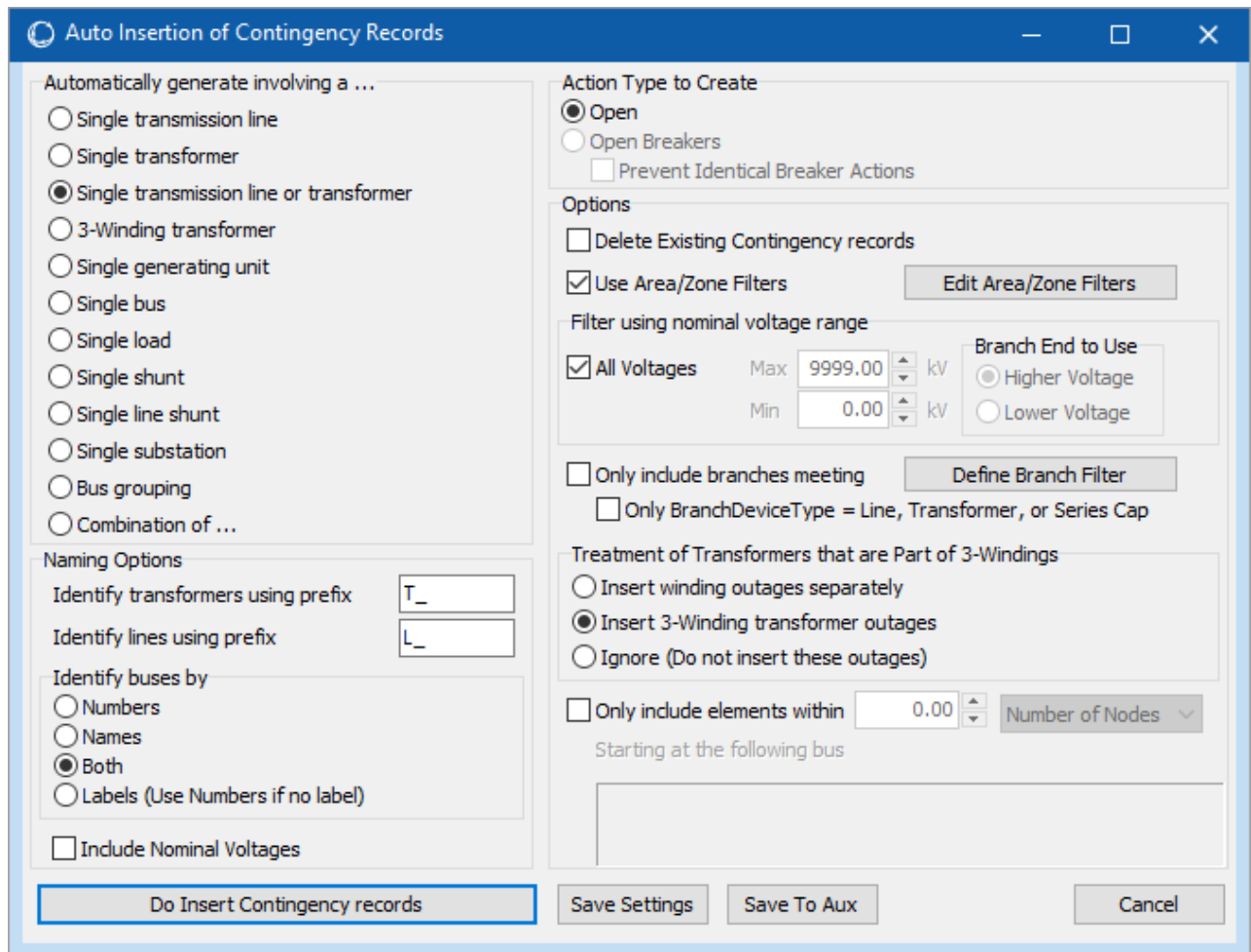


Figure III.3 : Fenêtre de configuration pour l'insertion automatique des contingences multiples (Auto Insert)

Accélération par les facteurs de sensibilité : Pour évaluer des milliers de contingences N-k sans subir les temps de calcul prohibitifs du flux de puissance complet (Full AC Newton), l'outil peut être configuré pour utiliser l'approximation *Linearized Lossless DC*. Le logiciel utilise alors intensivement les facteurs de répartition de coupure de ligne (LODF) pour modéliser l'impact linéaire des pannes. Ceux-ci sont mathématiquement combinés aux facteurs de décalage (PTDF) pour formuler les facteurs de contingence ajustés (*Outage Transfer Distribution Factors - OTDF*), ce qui permet de calculer de manière quasi-instantanée la nouvelle répartition des flux post-contingence [10].

III.3 Description du réseau test IEEE 30-bus

Pour valider les approches théoriques de l'analyse de contingences, nous avons sélectionné le réseau standard **IEEE 30-bus**. Les données techniques et topologiques complètes de ce

système ont été extraites de la base de données officielle de l'*Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG)* [13], qui constitue une référence internationale majeure pour l'évaluation des algorithmes de systèmes électriques.

III.3.1 Architecture et caractéristiques techniques

Le réseau IEEE 30-bus représente une portion idéalisée du système électrique américain (historiquement issu du réseau de l'*American Electric Power - AEP*). Modélisé dans notre environnement PowerWorld Simulator avec une puissance de base de **100 MVA**, il présente les caractéristiques électriques et topologiques suivantes [13] :

Nœuds (Buses) : Le système comporte 30 jeux de barres interconnectés, fonctionnant principalement à des niveaux de tension de 132 kV et 33 kV.

Générateurs : La production est assurée par 6 centrales électriques réparties de manière stratégique (aux nœuds 1, 2, 5, 8, 11 et 13). Le nœud 1 joue le rôle de nœud d'équilibre (*Slack bus*).

Branches : Le transport de l'énergie est assuré par 41 branches, comprenant des lignes de transmission et des transformateurs abaisseurs.

Charge totale : En conditions de base, le réseau alimente une charge globale d'environ 283,4 MW et 126,2 MVar.

La modélisation précise de ce réseau sous PowerWorld (*Edit Mode*) permet d'intégrer les limites thermiques spécifiques de chaque ligne de transmission ainsi que les contraintes de tension pour chaque nœud, préparant ainsi le système à l'analyse approfondie des violations de sécurité sous l'effet des défauts multiples.

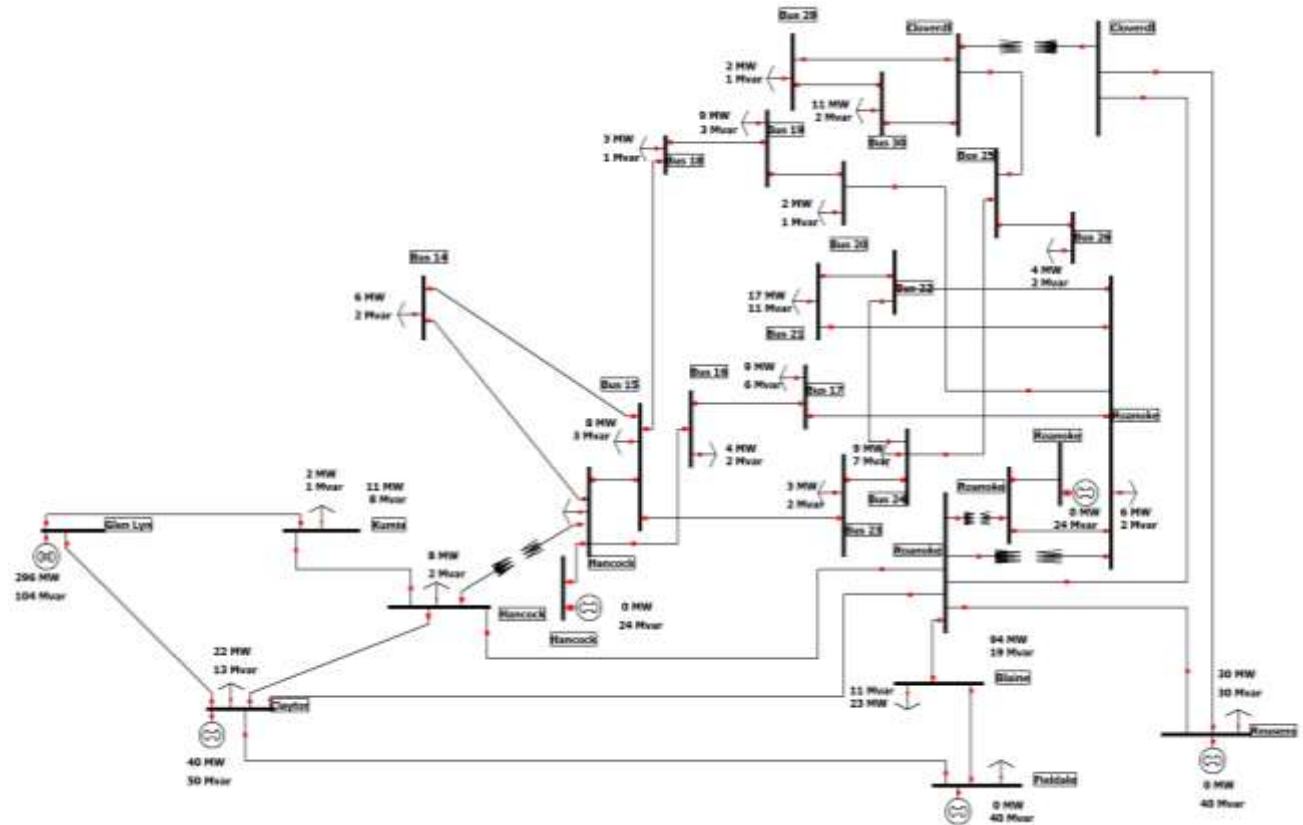


Figure III.4 : Schéma unifilaire topologique du réseau test IEEE 30-bus

III.4 Méthodologie d'étude des défauts multiples

L'analyse des défauts multiples ($N - k$) exige une démarche algorithmique rigoureuse pour identifier les éléments critiques sans saturer les ressources de calcul. En combinant les fondements théoriques de l'analyse de sécurité [7] avec les capacités opérationnelles du simulateur [10], notre étude s'articule autour des étapes et critères suivants :

III.4.1 Processus de simulation et indices de vulnérabilité

Simulation de la contingence : L'algorithme déconnecte virtuellement un ou plusieurs éléments de la topologie de base. Pour garantir la rapidité face à l'explosion combinatoire des scénarios multiples, l'écoulement de puissance continu linéarisé (*DC Load Flow*) est privilégié lors du filtrage initial [10].

Calcul des facteurs de sensibilité : Le logiciel évalue l'impact des lignes déclenchées en s'appuyant sur les définitions théoriques des facteurs de répartition de coupure de ligne (LODF) développées par Wood et al. [7]. Comme le démontre Zobeidi [4], la valeur

quantitative du facteur LODF constitue un indicateur direct de la gravité d'une défaillance, mesurant précisément la part du flux reportée instantanément sur les lignes saines.

Identification des éléments critiques : Suivant l'approche méthodologique de Souag [17], l'élément le plus vulnérable du réseau est identifié comme étant le nœud consommateur qui présente la plus grande violation de tension absolue (ΔV_i) après l'application du scénario de défaut.

III.4.2 Critères de performance et limites de sécurité

Pour déterminer la sévérité d'un scénario de défauts multiples et classer le réseau dans un état "vulnérable", nous appliquons les limites strictes d'exploitation suivantes :

Critère de surcharge thermique des lignes : La surveillance des transits de puissance s'appuie sur les limites de capacité thermique des lignes de transmission [7]. En pratique, la métrique utilisée pour exprimer le taux de chargement est le pourcentage de la capacité nominale en MVA. Toute ligne dont le flux post-contingence dépasse **100%** de sa limite nominale est considérée en violation. L'apparition de surcharges sévères, comprises entre **104% et 109%**, signale des contingences hautement critiques susceptibles de déclencher des défaillances en cascade.

Critère de stabilité de tension (Norme SONEGAS) : L'effondrement du profil de tension est un indicateur majeur de déstabilisation du système. Afin d'ancrer notre analyse dans un contexte industriel réel, nous adoptons la norme d'exploitation du gestionnaire de réseau algérien (SONEGAS) stipulant que la chute de tension tolérée en régime établi ne doit pas excéder **10%**. Par conséquent, toute tension nodale chutant en dessous du seuil critique de **0.90 pu** bascule immédiatement le jeu de barres concerné dans une zone de vulnérabilité stricte [4].

III.5 Présentation, analyse et interprétation des résultats du réseau IEEE

30-bus

L'objectif fondamental de cette section est de concrétiser la démarche méthodologique formulée précédemment en présentant et en interprétant les résultats issus des simulations numériques sous l'environnement PowerWorld Simulator 24. Cette analyse approfondie permettra de cartographier la vulnérabilité du réseau et d'identifier ses éléments les plus critiques face aux différents scénarios de défauts.

III.5.1 Cas de fonctionnement normal et état initial du système (Cas de Base)

Avant de soumettre le réseau électrique à des perturbations sévères ou à des contingences multiples ($N - k$), il est rigoureusement indispensable d'établir un diagnostic précis de son comportement en régime permanent établi, exempt de tout défaut. Cette étape, appelée "Cas de Base" (Base Case), sert de point de référence absolu pour mesurer l'impact quantitatif et qualitatif des futures pannes. La résolution des équations complexes de l'écoulement de puissance a été effectuée en mode exécution (*Run Mode*) en s'appuyant sur l'algorithme itératif de Newton-Raphson, reconnu pour sa convergence rapide et sa précision.

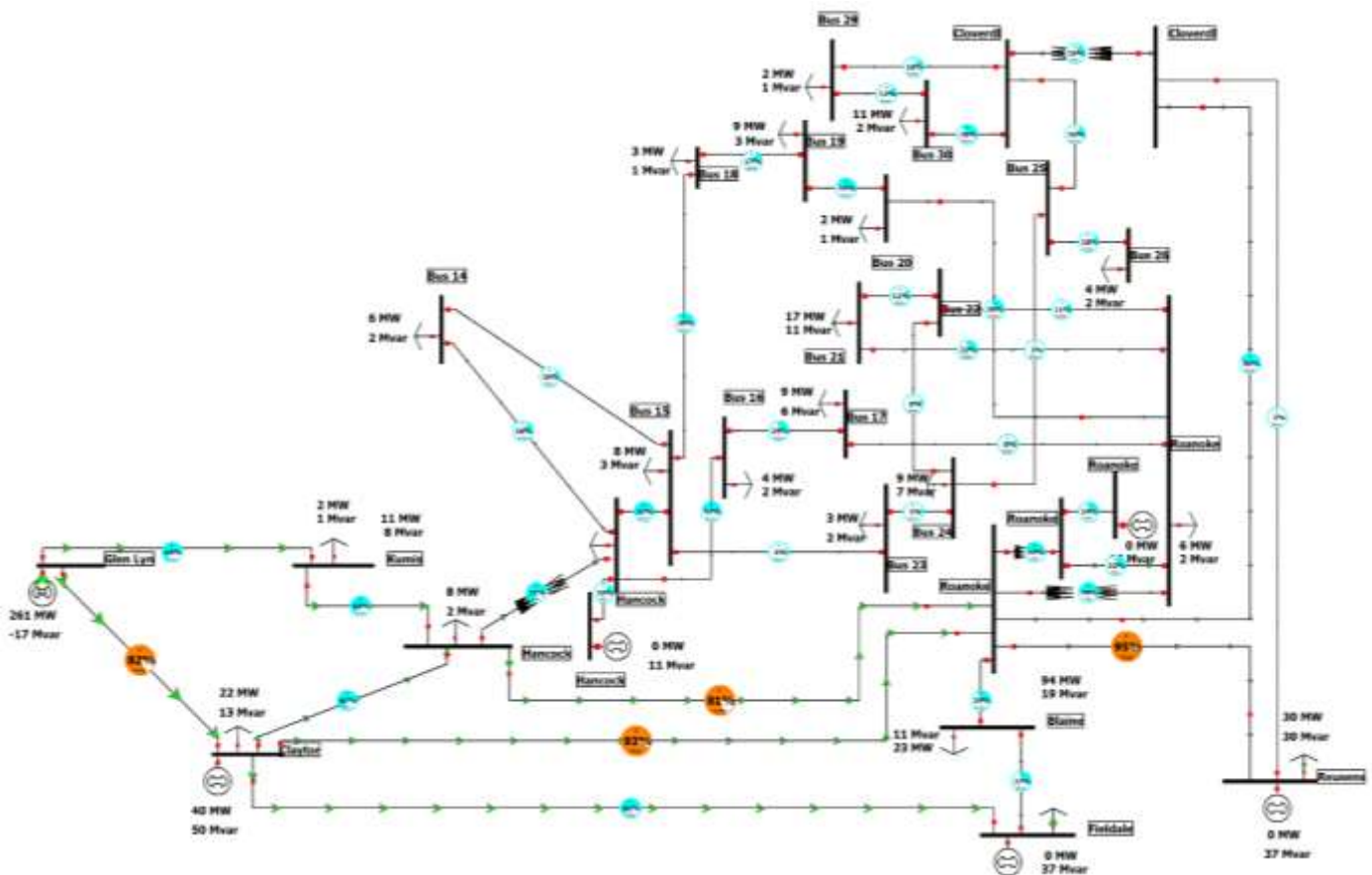


Figure III.5 : Écoulement de puissance du réseau IEEE 30-bus en état normal (Cas de base)

III.5.1.1 Bilan global des puissances et validation du modèle

À l'état initial, l'algorithme a convergé avec succès, confirmant l'existence d'un point de fonctionnement stable et la justesse du paramétrage du modèle. Le bilan global des puissances démontre une conservation parfaite de l'énergie à l'échelle du système :

- **Puissance Active (MW) :** Le réseau alimente une charge globale de **283.4 MW**. Pour satisfaire cette demande tout en compensant les pertes thermiques réparties sur les 41 branches, les six générateurs du système injectent une puissance totale de **300.9 MW**. La différence correspond aux pertes actives globales, qui s'élèvent à **17.5 MW**. Ce niveau de pertes (environ 5.8% de la production totale) est tout à fait standard et acceptable pour une topologie de transport de cette envergure.
- **Puissance Réactive (MVar) :** L'analyse de la puissance réactive révèle une demande de la charge de **126.2 MVar**. Les pertes réactives dans les lignes et les transformateurs s'élèvent à **33.04 MVar**. Ce besoin est compensé par une production réactive des générateurs de **134.0 MVar**, soutenue par l'apport capacitif des compensateurs shunt (Shunts) intégrés au réseau qui fournissent environ **25.2 MVar**. Cette gestion optimale de la puissance réactive est cruciale pour le maintien du profil de tension.

III.5.1.2 Analyse approfondie du profil de tension nodale (Voltage Profile)

L'évaluation de la sécurité statique préventive repose en premier lieu sur la vérification des contraintes de tension aux bornes des 30 jeux de barres. L'analyse des résultats démontre que le plan de tension global est parfaitement maîtrisé et s'inscrit dans des marges de sécurité très confortables.

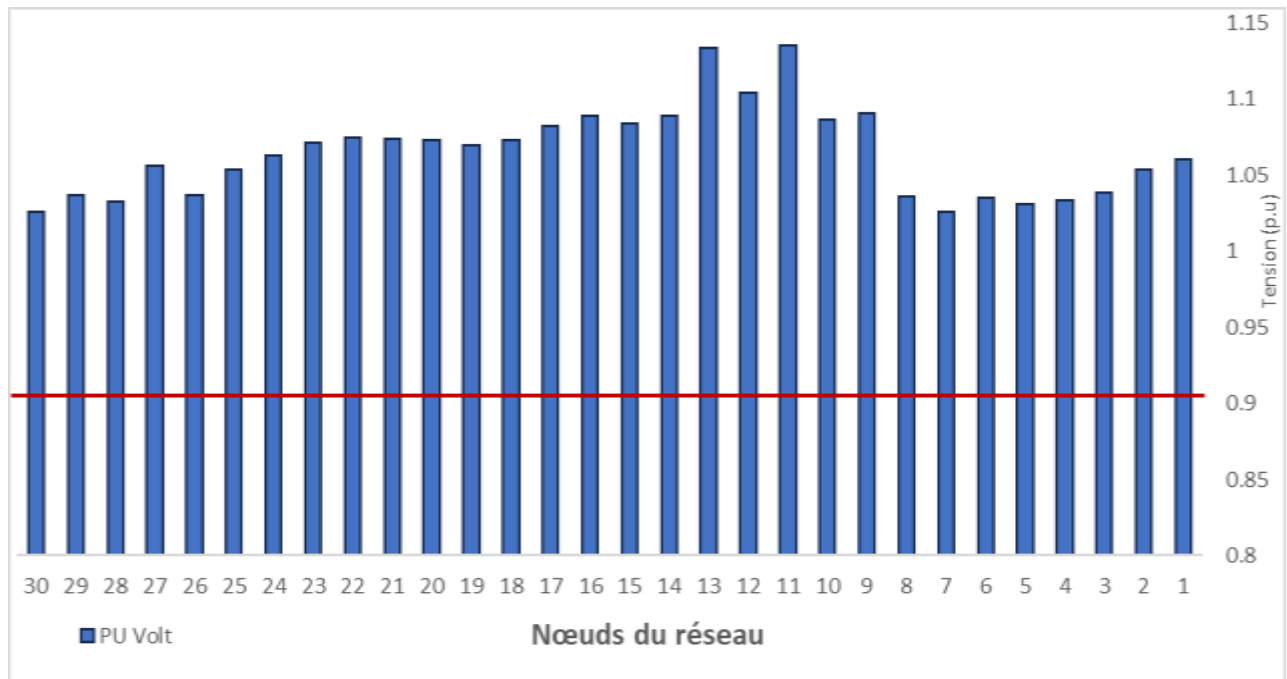


Figure 3.6 : Profil des tensions pour l'ensemble des nœuds du réseau IEEE 30-bus en régime normal (La ligne rouge en pointillés indique la limite de sécurité critique de 0.90 p.u)

L'examen de ce courbe révèle qu'aucune violation de tension n'est à déplorer en régime normal. La tension la plus basse du réseau est localisée au nœud périphérique **Bus 30**, avec une valeur de **0.992 pu**. Cette valeur reste extrêmement proche de la tension nominale idéale (1.0 pu) et s'explique par l'éloignement de ce nœud par rapport aux centres de production majeurs. À l'inverse, les tensions les plus élevées sont observées aux nœuds de génération (Bus 11 et 13), atteignant jusqu'à **1.082 pu**, ce qui est une pratique courante pour anticiper les chutes de tension le long des lignes de transport.

Conformément à la réglementation stricte d'exploitation de la **SONELGAZ**, la limite critique de chute de tension est fixée à **0.90 pu**. Le fait que le point le plus faible du réseau (Bus 30) se maintienne à 0.992 pu prouve que le système dispose d'une excellente réserve de stabilité de tension initiale avant l'application de toute contingence.

III.5.1.3 Évaluation des transits de puissance

L'analyse des transits de puissance active à travers les liaisons du réseau confirme que le système opère dans un "**État Normal**" (**Normal State**). Contrairement aux modèles non calibrés, aucune branche ne dépasse sa limite thermique nominale. Toutefois, l'observation des

pourcentages de chargement (% MVA) met en évidence l'existence de plusieurs corridors fortement sollicités.

Dans ce scénario de base, notre étude se focalise volontairement sur l'identification de ces lignes spécifiques, car elles constituent les futurs maillons faibles du système. Bien qu'elles respectent les normes actuelles, leur marge thermique de sécurité est très réduite (état de pré-congestion). En prévision de l'analyse des contingences multiples (N-k), ce sont ces corridors qui, face au report de charge instantané provoqué par la perte d'un autre élément, basculeront les premiers en surcharge critique, initiant ainsi le processus de l'effet domino.

Tableau III.1 : État de chargement des lignes de transmission les plus sollicitées (Cas de Base)

Ligne de Transport (De → Vers)	Puissance Active Transmise (MW)	Pertes Actives en Ligne (MW)	Limite Thermique Nominale (MVA)	Taux de Chargement Réel (% MVA)
8 (Reusens) → 6 (Roanoke)	29.6	0.11	32	95.8 %
2 (Claytor) → 6 (Roanoke)	60.3	1.95	65	92.8 %
1 (Glen Lyn) → 2 (Claytor)	173.2	5.19	200	87.3 %
4 (Hancock) → 6 (Roanoke)	72.2	0.63	90	82.2 %

Comme l'illustre le Tableau 3.2, bien que le réseau soit sécurisé, il n'est pas pour autant exempt de contraintes d'exploitation. La ligne reliant le **Bus 8 au Bus 6** est la plus chargée du système, opérant à **95.8 %** de sa capacité maximale. La liaison **2-6** suit de près avec un taux de **92.8 %**. De plus, l'artère principale d'évacuation de l'énergie du générateur d'équilibre, la ligne **1-2**, affiche un transit massif de **173.2 MW** conduisant à un taux de chargement de **87.3 %**.

III.5.1.4 Conclusion sur l'état initial du réseau

L'analyse détaillée du Cas de Base permet de tirer une conclusion essentielle : le réseau de test IEEE 30-bus modélisé est structurellement sain et stable en régime préventif. Cependant, la présence de liaisons stratégiques opérant à plus de 85% voire 95% de leur capacité (pré-congestion) révèle une fragilité latente. Ces lignes ne disposent que d'une marge de manœuvre

très restreinte. Cette configuration justifie pleinement notre problématique : si une contingence simple ou multiple venait à déconnecter une ligne majeure, le report instantané des flux d'énergie saturerait inévitablement ces corridors déjà très chargés, déclenchant ainsi un processus potentiellement destructeur de défaillances en cascade.

III.5.2 Simulation des contingences doubles (N-2) et déclenchement du Black-out

L'analyse de l'état initial a révélé que le réseau de test opérait de manière sécurisée, mais avec des marges de manœuvre très restreintes sur certains corridors stratégiques de transport (notamment la ligne 1-2). Afin d'évaluer la résilience véritable du système face aux défauts multiples, nous avons élaboré un scénario de contingence double ($N - 2$) ciblant délibérément ces points de fragilité identifiés.

A. Définition et justification du scénario critique (N-2) En nous basant sur le diagnostic de pré-congestion du Cas de Base, nous avons simulé via l'outil *Contingency Analysis* la perte simultanée des deux artères les plus sollicitées du réseau :

- Déclenchement de la ligne **1 (Glen Lyn) → 2 (Claytor)** : Artère vitale évacuant la majorité de la puissance du nœud d'équilibre.
- Déclenchement de la ligne **8 (Reusens) → 6 (Roanoke)** : Corridor important pour le soutien régional.

La perte soudaine de ces deux corridors de transport force une quantité massive de puissance active (initialement supérieure à 200 MW) à se rediriger instantanément vers le reste du réseau, créant un choc dynamique majeur.

B. Échec de la résolution non-linéaire (AC) et effondrement de tension (Voltage Collapse) Dans un premier temps, l'évaluation post-contingence a été menée en utilisant l'algorithme complet de Newton-Raphson (Full AC Load Flow). L'application de ce scénario double ($N - 2$) a abouti à un arrêt du solveur avec le statut "**Unsolved**" (Non-convergence).

Ce résultat, loin d'être une erreur informatique, est une traduction mathématique d'une défaillance physique critique. Mathématiquement, la déconnexion de ces lignes a rendu la **Matrice Jacobienne singulière** (détaillée au Chapitre 2), empêchant la résolution itérative des équations d'écoulement de puissance. Physiquement, ce phénomène s'explique par l'explosion

des pertes réactives (I^2X) sur les lignes restantes qui tentent de transiter des courants gigantesques. Cette surconsommation soudaine de puissance réactive épuise instantanément toutes les réserves des générateurs, provoquant un effondrement irréversible du profil de tension (**Voltage Collapse**). Le réseau perd son synchronisme et est incapable de trouver un nouveau point d'équilibre, menant inévitablement à un **Black-out total**.

C. Résolution linéaire (DC) et quantification de l'effet domino Bien que l'effondrement de tension (Unsolved) prouve la vulnérabilité absolue du système, il masque les valeurs réelles des surcharges thermiques actives qui ont initié cette catastrophe. Pour contourner cette limite de l'algorithme AC et quantifier l'ampleur du choc thermique initial, nous avons basculé le simulateur vers le modèle **Linearized Lossless DC**. Cette approche linéaire, basée sur les facteurs de sensibilité (LODF), a permis d'obtenir une convergence mathématique conditionnelle et d'isoler les flux actifs purs induits par le défaut.

Tableau III.2 : Violations thermiques post-contingence (N-2) évaluées par le modèle DC

Élément surchargé (De → Vers)	Flux Post-Contingence (MW)	Limite du ligne (MVA)	Taux de Chargement (% MVA)	Gravité Analytique
1 (Glen Lyn) → 3 (Kumis)	260.95	130.00	200.73 %	Critique / Risque de fusion
3 (Kumis) → 4 (Hancock)	255.43	130.00	196.49 %	Critique / Risque de fusion
4 (Hancock) → 6 (Roanoke)	156.15	90.00	173.50 %	Sévère
6 (Roanoke) → 28 (Cloverdl)	45.81	40.00	114.54 %	Violation majeure

D. Interprétation analytique et chronologie de la propagation en cascade L'analyse des flux linéaires (Tableau 3.3) illustre avec une précision remarquable la mécanique destructrice de l'effet domino étudiée au Chapitre 1. La chronologie de l'effondrement peut être décrite comme suit :

1. **L'impact initial** : L'ouverture de l'artère principale (1-2) force l'intégralité de la production du nœud d'équilibre (260.95 MW) à s'engouffrer brutalement dans le seul corridor alternatif disponible (1-3).

2. **Saturation extrême** : Cette ligne (1-3) est instantanément saturée à **200.73 %** de sa capacité nominale. Comme l'énergie obéit aux lois de Kirchhoff et doit poursuivre son transit vers les charges, cette onde de surcharge se propage géographiquement de proche en proche.
3. **Propagation en chaîne** : La surcharge sature la ligne suivante (3-4) à **196.49 %**, puis la ligne (4-6) à **173.50 %**, jusqu'à impacter la ligne (6-28) à **114.54 %**.
4. **Déclenchement des protections** : Dans la réalité de l'exploitation réseau, les relais de protection de distance ou à maximum de courant détecteraient ces valeurs excédant largement les seuils thermiques de sécurité en l'espace de quelques millisecondes. Ils commanderaient l'ouverture immédiate des disjoncteurs de ces quatre lignes pour empêcher la destruction physique des conducteurs.

En conclusion, la contingence initiale **N – 2** se transformerait automatiquement et en un temps record en une contingence cataclysmique **N – 6**. Le réseau, fragmenté et incapable d'acheminer l'énergie de la source vers les charges, s'effondrerait avant même l'intervention humaine des opérateurs.

III.5.3 Analyse des contingences mixtes et des pertes de production multiples (N-k)

L'évaluation exhaustive de la sécurité statique du réseau IEEE 30-bus nécessite de dépasser la simple déconnexion de lignes de transport. Il est crucial d'éprouver la réserve de puissance, la flexibilité topologique, et la stabilité du système face à la perte des unités de production, qu'elle soit isolée ou combinée à des défauts de lignes (scénarios mixtes). Pour analyser ces dynamiques complexes, trois scénarios spécifiques ont été modélisés via l'outil *Contingency Analysis*.

A. Scénario Mixte Critique : Choc topologique et déficit de génération Le premier scénario (**N – 2**) simule un incident majeur : la déconnexion simultanée du **Générateur 1 (Glen Lyn)** et de la ligne de transmission (**1-3**). Ce défaut ampute le réseau de son point d'injection principal tout en supprimant l'une des artères majeures d'évacuation.

La résolution de l'écoulement de puissance a convergé, permettant de quantifier la redistribution de l'énergie. Privé de la production locale et du corridor (1-3), le système subit un stress thermique extrême.

Tableau III.3. Violations thermiques suite à la perte du Générateur 1 et de la ligne (1-3)

Élément surchargé (De → Vers)	Flux Post-Contingence (MVA)	Limite Thermique (MVA)	Taux de Chargement (% MVA)
1 (Glen Lyn) → 2 (Claytor)	326.40	200.00	163.20 %
2 (Claytor) → 6 (Roanoke)	93.40	65.00	143.70 %
2 (Claytor) → 4 (Hancock)	87.02	65.00	133.88 %

Les résultats (Tableau 3.4) mettent en évidence un engorgement immédiat. La ligne (1-2) encaisse un flux massif atteignant **163.20 %** de sa capacité. Cette surcharge se propage géographiquement vers les lignes (2-6) et (2-4), chargées respectivement à **143.70 %** et **133.88 %**. Dans un contexte réel, les relais de protection déclencheraient ces trois lignes, transformant cet incident en un Black-out inévitable.

B. Perte de production massive : L'effet du report de charge Afin d'isoler l'impact du déficit de puissance active, un deuxième scénario ($N - 2$) ciblée sur la production a été évalué : la déconnexion simultanée du **Générateur 2 (Claytor)** et du **Générateur 5 (Fieldale)**.

Tableau III.4 : Violations thermiques suite à la perte des Générateurs 2 et 5

Élément surchargé (De → Vers)	Flux Post-Contingence (MVA)	Limite Thermique (MVA)	Taux de Chargement (% MVA)
1 (Glen Lyn) → 2 (Claytor)	213.81	200.00	106.90 %

L'analyse de ce défaut révèle un comportement différent. L'arrêt soudain de ces deux centrales crée un déficit immédiat de puissance active. Pour compenser ce manque, la fonction de régulation primaire sollicite massivement la réserve du réseau. L'acheminement de cette puissance de substitution depuis le nord provoque une congestion sur l'artère principale d'évacuation, la ligne (1-2), qui franchit son seuil critique pour atteindre **106.90 %** (Tableau 3.5). Ce scénario démontre que même sans détruire l'infrastructure de transport, un déficit de production peut saturer les lignes existantes par un effet de "report de charge".

C. Analyse de résilience : Immunité du profil de tension Pour clôturer cette évaluation, un troisième scénario a été élaboré pour tester la vulnérabilité nodale : la perte simultanée du **Générateur 13 (Hancock)** et de la ligne **(27-30)**. Le Générateur 13 est essentiel pour le soutien réactif, et la ligne (27-30) alimente le Bus 30, le nœud identifié comme le plus faible en régime normal.

De manière tout à fait remarquable, le rapport de sécurité (*LimitViol*) n'a révélé **absolument aucune violation**. La tension ne s'est pas effondrée et aucun corridor n'a été surchargé. Ce résultat prouve que le système de compensation réactive (bancs de condensateurs et réserves des autres générateurs) du réseau IEEE 30-bus est suffisamment robuste pour maintenir le plan de tension (au-dessus de 0.90 pu) même lors d'une attaque ciblée sur ses points les plus sensibles.

Conclusion partielle La diversité des résultats obtenus lors de ces contingences mixtes et multiples confirme une règle fondamentale de l'analyse de sécurité : la criticité d'un défaut $N - k$ dépend viscéralement de la topologie du réseau et de l'emplacement stratégique des éléments perdus, justifiant l'utilisation d'outils de simulation avancés pour anticiper ces phénomènes non-linéaires.

C. Analyse approfondie de la résilience nodale : Le cas du Bus 30 Pour clôturer cette évaluation, un troisième scénario a été élaboré pour tester la vulnérabilité locale extrême : la perte simultanée du **Générateur 13 (Hancock)** et de la ligne **(27-30)**. Le Générateur 13 est essentiel pour le soutien réactif régional, et la ligne (27-30) constitue l'alimentation principale du Bus 30, identifié comme le nœud le plus faible en régime normal.

De manière contre-intuitive, le rapport de sécurité automatique (*LimitViol*) n'a révélé aucune violation. Pour comprendre cette absence d'alerte face à un défaut a priori sévère, une analyse manuelle post-contingence comparative des paramètres nodaux et des flux a été réalisée :

Tableau 3.5 : Évolution du profil de tension au niveau de la zone vulnérable (Bus 30)

Nœud	Tension Cas de Base (pu)	Tension Post-Contingence (pu)	Chute de tension (ΔU)	Statut
Bus 30	0.992	0.929	- 6.35 %	Alerte (Proche limite 0.90)
Bus 29	1.003	0.967	- 3.58 %	Sécurisé

- **Dégradation du profil de tension** : Comme le démontre le Tableau 3.6, la tension au nœud 30 a subi une chute brutale, passant de 0.992 pu à 0.929 pu. Bien que cette dégradation illustre une fragilité locale évidente due au déficit en puissance réactive, la tension s'est stabilisée de justesse au-dessus du seuil critique de sécurité (0.90 pu) imposé par la SONEGAS, échappant ainsi au statut de violation.

Tableau III.6 : Redistribution des flux actifs vers le nœud 30

Ligne d'alimentation	Statut Post-Contingence	Chargement Initial (% MVA)	Chargement Post-Contingence (% MVA)
27 → 30	Déconnectée (Défaut)	36.40 %	0.00 %
29 → 30	En service (Unique source)	12.50 %	37.40 %

- **Redistribution topologique des flux** : L'analyse du Tableau 3.7 explique mécaniquement la survie du Bus 30. L'ouverture de l'artère principale (27-30) a forcé l'intégralité du transit à se dérouter vers l'unique corridor alternatif : la ligne (29-30). Le chargement de cette dernière a par conséquent augmenté, passant d'un état sous-chargé de 12.50 % à 37.40 % de sa capacité nominale.

Conclusion partielle et synthèse sur l'analyse de sécurité N-k : L'analyse minutieuse de ce dernier scénario apporte une conclusion capitale pour notre étude : l'absence de violation n'implique pas l'absence d'impact physique. Elle prouve, en revanche, que le système de compensation réactive et la redondance topologique du réseau IEEE 30-bus sont structurellement dimensionnés pour empêcher un effondrement localisé (Voltage Collapse). La diversité des résultats obtenus au cours de ces simulations justifie pleinement l'utilisation d'outils d'analyse avancés (comme PowerWorld) pour évaluer dynamiquement la sécurité statique.

III.5.4 Identification des éléments critiques du réseau (Cartographie de vulnérabilité)

L'analyse systématique et progressive des différentes contingences (simples, doubles et mixtes) a permis d'établir une cartographie précise de la vulnérabilité du réseau de test IEEE 30-bus. L'identification de ces maillons faibles ne se limite pas à un simple constat, elle est d'une importance capitale pour orienter les futures stratégies de planification, d'investissement et de maintenance prédictive. Nous pouvons classer ces éléments critiques en trois catégories distinctes :

- **A. Les artères de transport névralgiques (Goulots d'étranglement thermiques) :**
L'étude a formellement identifié la ligne **1 (Glen Lyn) → 2 (Claytor)** comme l'élément le plus critique de toute l'infrastructure. Transitante initialement plus de 173 MW (soit 87.3 % de sa capacité), elle constitue le cordon ombilical reliant le nœud d'équilibre au reste du réseau. Sa perte n'est pas compensable par la topologie actuelle et engendre systématiquement des surcharges cataclysmiques (dépassant 163 % à 200 % de chargement) sur les corridors adjacents (1-3 et 2-6). Ces lignes périphériques, bien que robustes en régime normal, se transforment immédiatement en vecteurs de propagation pour l'effet domino.
- **B. Les nœuds structurellement vulnérables (Sensibilité de tension) :** L'analyse nodale a mis en exergue la fragilité chronique du **Bus 30**. Son emplacement périphérique et sa nature radiale le rendent hautement dépendant de l'intégrité de ses lignes d'alimentation, en particulier la ligne **(27-30)**. Les simulations ont prouvé que la moindre perturbation dans cette zone provoque des chutes de tension sévères (de 0.992 pu à 0.929 pu). Ce nœud représente un point de départ potentiel pour un phénomène d'effondrement de tension (Voltage Collapse) si les réserves réactives de la zone venaient à s'épuiser.
- **C. Les unités de production stratégiques (Asymétrie d'impact) :** L'analyse des contingences mixtes a révélé une asymétrie intéressante dans le rôle des générateurs. Si le réseau possède une inertie suffisante pour survivre à la perte de centrales de base (comme les Générateurs 2 et 5), il est en revanche extrêmement sensible à la perte de ses unités de régulation. Le **Générateur 1** est irremplaçable pour l'équilibre de la puissance active (Slack Bus), tandis que le **Générateur 13 (Hancock)** s'est avéré être une clé de voûte pour le maintien de la stabilité de la puissance réactive et du profil de tension dans la région sud du réseau.

III.6 Comparaison des résultats et discussion générale

La juxtaposition analytique des résultats obtenus en régime normal (Cas de Base) avec ceux issus des régimes fortement perturbés ($N - 2$ et $N - k$) met en exergue la complexité stochastique et le comportement hautement non-linéaire des systèmes électriques interconnectés. Cette comparaison permet de tirer plusieurs enseignements fondamentaux pour l'ingénierie des réseaux :

1. Le paradoxe de l'état normal (L'illusion de la sécurité statique) : Le diagnostic initial a montré un système opérant dans un état normal apparemment sécurisé : un profil de tension idéal (toutes les valeurs $> 0.99pu$) et l'absence de violations thermiques. Cependant, cette perfection de surface masquait une fragilité latente (pré-congestion), avec des artères majeures fonctionnant à plus de 90 % de leur capacité. Les simulations ont prouvé que ce manque de marge de manœuvre transforme un réseau "sain" en un environnement hautement propice aux défaillances en cascade dès l'apparition d'un défaut majeur. L'état normal statique n'est donc pas un garant absolu de la sécurité dynamique.

2. La non-linéarité de la gravité des défaillances : L'apport le plus significatif de notre étude réside dans la démonstration que la sévérité d'un Black-out n'est pas mathématiquement proportionnelle à la quantité brute de mégawatts perdus, mais dépend viscéralement de la **criticité topologique** de l'équipement défaillant. Le réseau a pu encaisser la perte simultanée de deux centrales électriques (déficit massif de MW) sans enregistrer la moindre violation, grâce à la flexibilité de ses chemins de transport restants. En revanche, la déconnexion de deux lignes stratégiques (1-2 et 8-6) a suffi à rendre la matrice Jacobienne singulière, provoquant un effondrement mathématique et physique instantané du système (Black-out), prouvant que la topologie prime sur la capacité de génération lors des contingences extrêmes.

3. Validation de la pertinence des outils de simulation avancés : L'exploitation du logiciel *PowerWorld Simulator 24* s'est révélée indispensable. Face à la divergence de l'algorithme complet (Full AC Newton-Raphson) lors de l'effondrement de tension, l'outil nous a permis de basculer vers des modèles d'écoulement de puissance continus et linéarisés (DC Load Flow et facteurs LODF). Cette flexibilité algorithmique, couplée à la puissance de l'outil *Contingency Analysis*, a permis d'isoler les flux post-contingence, de visualiser le report de charge, et de quantifier avec une précision chirurgicale la vitesse et l'ampleur de la propagation en cascade.

III.7 Conclusion

Ce troisième chapitre a constitué le cœur pratique et expérimental de notre travail de recherche. Il a été intégralement consacré à l'évaluation rigoureuse de la fiabilité et de la sécurité statique du réseau standard IEEE 30-bus face à des conditions d'exploitation extrêmes.

Après avoir modélisé et validé l'état initial du système en assurant un bilan de puissance équilibré, nous avons délibérément soumis cette infrastructure à un stress-test exhaustif. En appliquant la méthodologie d'analyse $N - k$, nous avons simulé des contingences doubles sévères impliquant la rupture de lignes de transmission majeures, la déconnexion de groupes turbo-alternateurs, ainsi que des scénarios mixtes ciblant les points les plus vulnérables du système.

Les résultats quantitatifs et qualitatifs de ces simulations ont irréfutablement validé l'hypothèse centrale de notre problématique : un système électrique interconnecté, même s'il respecte toutes les contraintes de fonctionnement en régime préventif, demeure fondamentalement vulnérable au phénomène de l'effet domino. Nous avons démontré, preuves numériques à l'appui, comment une perturbation localisée ($N - 2$) peut, en l'absence de marges de sécurité adéquates, saturer les corridors adjacents et déclencher l'intervention successive des relais de protection, transformant un incident mineur en un effondrement total et incontrôlable du réseau (Black-out).

En définitive, cette étude justifie l'importance capitale des méthodologies modernes d'évaluation de la sécurité (*Security Assessment*). Elle prouve que face à la complexité croissante des réseaux électriques modernes, l'intuition humaine ne suffit plus. Seule une approche proactive, basée sur des calculs matriciels rapides et assistée par des outils de simulation performants, permet aux gestionnaires de réseaux d'anticiper les pires scénarios, d'optimiser le placement des systèmes de compensation, et de garantir une résilience opérationnelle à grande échelle.

Conclusion Générale

Conclusion générale :

L'accroissement de la complexité des réseaux électriques contemporains, conjugué à la progression constante de la demande énergétique, impose une analyse approfondie de la fiabilité et de la sûreté des systèmes électriques. Cette étude a porté sur l'analyse de la vulnérabilité des réseaux électriques aux contingences multiples (N-k), en privilégiant les déconnexions d'équipements plutôt que les défauts de court-circuit, afin de mieux comprendre les mécanismes initiateurs des défaillances en cascade (effet domino). Afin de réaliser cette étude, les fonctionnalités avancées du logiciel PowerWorld Simulator ont été mobilisées. La mise en œuvre de notre méthodologie sur le réseau de test standardisé IEEE à 30 nœuds a autorisé la simulation réaliste des conditions d'exploitation ainsi que l'évaluation de l'impact immédiat de la défaillance simultanée de plusieurs composants critiques.

Les résultats obtenus ont révélé plusieurs aspects fondamentaux :

Réaffectation des flux de puissance : L'analyse a révélé que la défaillance des lignes de transmission provoque un transfert de charge instantané, modifiant de manière significative les flux initiaux. Les lignes fonctionnant en état de pré-congestion se sont avérées être les maillons les plus vulnérables, basculant rapidement vers des surcharges thermiques importantes.

Détérioration du profil de tension : l'analyse a démontré que les contingences multiples compromettent significativement la stabilité de la tension. Divers scénarios ont engendré des baisses de tension excédant le seuil critique d'exploitation (établi à 0,90 p.u. conformément aux normes en vigueur), plaçant ainsi les nœuds consommateurs dans des zones de vulnérabilité rigoureusement définies.

Importance des indices de sensibilité : L'emploi des facteurs de répartition (LODF) constitue un instrument d'aide à la décision particulièrement efficace, facilitant l'identification proactive des corridors les plus susceptibles de subir des surcharges, tout en évitant des durées de calcul excessives.

En somme, la sécurité statique d'un réseau électrique ne se restreint pas à son état de fonctionnement normal, mais consiste en sa faculté à persister face à des perturbations topologiques significatives.

Perspectives envisagées : Même si cette étude a permis de modéliser et d'analyser la dynamique des défaillances multiples, elle incite à poursuivre des investigations plus

approfondies. Dans le contexte de recherches ultérieures, il serait judicieux d'incorporer des méthodes d'intelligence artificielle, telles que les réseaux neuronaux ou les machines à vecteurs de support (SVM), afin de permettre la prédiction en temps réel de la vulnérabilité du réseau. Par ailleurs, l'application de cette méthodologie aux micro-réseaux hybrides comportant une intégration significative d'énergies renouvelables représenterait une avancée considérable pour relever les enjeux liés à la transition énergétique contemporaine.

Annexe

Annexe A : Paramètres du réseau test IEEE 30-bus

Cet annexe regroupe l'intégralité des caractéristiques techniques et topologiques du réseau de test standardisé IEEE 30-bus utilisé pour les simulations sous l'environnement PowerWorld Simulator. Ces données constituent les paramètres d'entrée fondamentaux pour le calcul de l'écoulement de puissance (Load Flow) et l'analyse de la sécurité statique (N-k) détaillés dans le Chapitre 3.

A.1. Données des nœuds et des charges (Buses Data)

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques de chaque nœud du réseau ainsi que les puissances actives et réactives consommées par les charges qui y sont connectées.

Nombre	Nom kV	Charge MW	Charge Mvar
1	132.00		
2	132.00	21.70	12.7
3	132.00	2.40	1.2
4	132.00	7.60	1.6
5	132.00	94.20	19
6	132.00		
7	132.00	22.80	10.9
8	132.00	30.00	30
9	1.000		
10	33.00	5.80	2
11	11.00		
12	33.00	11.20	7.5
13	11.00		
14	33.00	6.20	1.6
15	33.00	8.20	2.5
16	33.00	3.50	1.8
17	33.00	9.00	5.8
18	33.00	3.20	0.9
19	33.00	9.50	3.4

20	33.00	2.20	0.7
21	33.00	17.50	11.2
22	33.00		
23	33.00	3.20	1.6
24	33.00	8.70	6.7
25	33.00		
26	33.00	3.50	2.3
27	33.00		
28	132.00		
29	33.00	2.40	0.9
30	33.00	10.60	1.9

Tableau A.1 : Caractéristiques des nœuds et des charges du réseau IEEE 30-bus.

A.2. Données des lignes de transmission (Branches Data)

Ce tableau détaille les paramètres physiques de chaque corridor de transport. La limite thermique (MVA Limit) représente la contrainte de sécurité majeure surveillée lors de l'étude des contingences et de l'effet domino.

From Number	To Number	X	R	Lim MVA
1	2	0.0575	0.01920	200.0
1	3	0.1652	0.04520	130.0
2	6	0.1763	0.05810	65.0
2	4	0.1737	0.05700	65.0
2	5	0.1983	0.04720	130.0
3	4	0.0379	0.01320	130.0
4	6	0.0414	0.01190	90.0
4	12	0.256	0.00000	65.0
5	7	0.116	0.04600	70.0
6	28	0.0599	0.01690	40.0
6	10	0.556	0.00000	32.0
6	9	0.208	0.00000	65.0
6	8	0.042	0.01200	32.0
6	7	0.082	0.02670	130.0
8	28	0.2	0.06360	40.0
9	11	0.208	0.00000	65.0
9	10	0.11	0.00000	130.0

10	22	0.1499	0.07270	80.0
10	21	0.0749	0.03480	80.0
10	20	0.209	0.09360	32.0
10	17	0.0845	0.03240	80.0
12	16	0.1987	0.09450	16.0
12	15	0.1304	0.06620	32.0
12	14	0.2559	0.12310	50.0
12	13	0.14	0.00000	65.0
14	15	0.1997	0.22100	16.0
15	23	0.202	0.10000	100.0
15	18	0.2185	0.10730	16.0
16	17	0.1923	0.05240	16.0
18	19	0.1292	0.06390	16.0
19	20	0.068	0.03400	16.0
21	22	0.0236	0.01160	20.0
22	24	0.179	0.11500	80.0
23	24	0.27	0.13200	40.0
24	25	0.3292	0.18850	80.0
25	27	0.2087	0.10930	30.0

25	26	0.38	0.25440	40.0
27	30	0.6027	0.32020	20.0
27	29	0.4153	0.21980	40.0
28	27	0.396	0.00000	100.0
29	30	0.4533	0.23990	30.0

A.3. Données des générateurs (Generators Data)

Le tableau suivant résume les capacités de production du réseau, incluant les puissances générées en régime de base ainsi que les limites de fonctionnement (Min/Max) pour chaque alternateur.

Number of Bus	Gen MW	Gen MW	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
1	296.19	296.19	-20000	-15000	-10000	0
2	40	40	-19333.33	-14533.33	-9733.33	-310
5	0	0	-19400	-14580	-9760	-280
8	0	0	-19650	-14755	-9860	-160
11	0	0	-19790	-14853	-9916	-96
13	0	0	-19790	-14853	-9916	-96

Tableau A.3 : Capacités et limites de production des générateurs.

Bibliographiques

Références et bibliographiques

- [1] J. D. Glover, M. S. Sarma, et T. Overbye, *Power System Analysis and Design*, 5th ed. Stamford, CT, USA: Cengage Learning, 2012.
- [2] M. Benali, "Étude et calcul de la fiabilité du système de production-transport," Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra, 2015.
- [3] R. Medjoudj, "Évaluation de la fiabilité des réseaux électriques," Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, 2009.
- [4] M. Zobeidi, "Amélioration de la sécurité des systèmes électriques à travers l'approche de sensibilité pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS," Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes, Sidi Bel-Abbès, 2021.p 17-18
- [5] P. Jirutitijaroen, J. Mitra, et C. Singh, *Electric Power Grid Reliability Evaluation: Models and Methods*. Wiley-IEEE Press, 2018.p XIII -306-307
- [6] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed. CRC Press, 2008.
- [7] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, et G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Wiley-Interscience, 2013
- [8] IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2024*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024.
- [9] CREG, "Rapport annuel sur le fonctionnement du système électrique," Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, Alger, Algérie, 2022.
- [10] PowerWorld Corporation, *PowerWorld Simulator User's Guide*, Champaign, IL, USA: PowerWorld Corp., 2024.
- [11] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Wiley, 2013.
- [12] "Vulnerability Analysis of Transmission Grids Subject to Cascading Failures," Electronics, 2024.
- [13] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), "IEEE 30-Bus System". [En ligne]. Disponible sur : <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-30-bus-system/>
- [14] Flywing Tech Blog, « Smart Power Grids vs Traditional Grids: A Complete Guide », publié le 24 Juin 2025. Disponible sur : <https://www.flywing-tech.com/blog/smart-power-grids-explained/>
- [15] A. Carbonara, S. Dambone Sessa, A. L'Abbate, F. Sanniti, et R. Chiumeo, "Comparison of Advanced Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) Devices with

Conventional Technologies for Power System Stability Enhancement: An Updated Review," Electronics, vol. 13.

[16] B. Shakerighadi, S. Peyghami, E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, et C. L. Bak, "A New Guideline for Security Assessment of Power Systems with a High Penetration of Wind Turbines," Applied Sciences, vol. 10, no. 9.

[17] S. Souag, "Analyse de la sécurité des réseaux électriques par l'approche de sensibilité," Thèse de Doctorat, 2021.