

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

**CONDUITE DES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES**
POLYCOPIE DE COURS

MASTER 2
Réseaux Électriques

Année Universitaire : 2025-2026
Semestre : 3
Spécialité : Réseaux Électriques

ENSEIGNANT RESPONSABLE

BENASLA Mokhtar

Maître de Conférences B
Département de Génie Électrique

mokhtar.benasla@univ-tiaret.dz

Experts :

Prof. BOUAZZA Abdelkader • Dr. BEY Mohamed

Préface

Ce polycopié est destiné aux étudiants du Master 2 en Réseaux Électriques. Il a pour objectif de fournir un support pédagogique clair et structuré, permettant de comprendre les concepts fondamentaux et avancés liés à la planification, au contrôle et à la stabilité des systèmes électriques de transport et de distribution.

Les chapitres présentés combinent théorie et applications pratiques, abordant la régulation de fréquence, le contrôle de tension, la stabilité dynamique, les systèmes de mesure à grande échelle ainsi que les problématiques contemporaines des réseaux intelligents et des énergies renouvelables. Les schémas et exemples illustrent les notions clés pour faciliter l'apprentissage et la préparation à des projets de recherche ou professionnels.

Ce document se veut un outil de référence fiable pour accompagner les étudiants dans leur parcours académique et les préparer aux défis technologiques des réseaux électriques modernes.

*Mokhtar Benasla
Département de Génie Électrique*

Table des matières

I. GÉNÉRALITÉS SUR LE SYSTÈME «PRODUCTION-TRANSPORT-DISTRIBUTION»	
2	
I.1. Système électrique	3
I.2. Constitution du système électrique	3
I.2.1. Production d'électricité	3
I.2.2. Transport de l'électricité	3
I.2.3. Distribution de l'électricité	4
I.2.4. Les niveaux de tension	4
I.2.5. La répartition dans les réseaux électriques	5
I.3. Courant Continu (CC) et Courant Alternatif (CA)	5
I.3.1. Courant Continu (CC)	5
I.3.2. Courant Alternatif (CA)	5
I.4. Principales topologies des réseaux électriques	6
I.5. Transport de l'énergie électrique	7
I.5.1. Structure du réseau de transport	7
I.5.2. Perspective du transport en courant continu	9
I.6. Le système électrique algérien	9
II. INTERCONNEXION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET QUALITÉ DE TENSION	12
II.1. Interconnexion des réseaux de transport électrique	13
II.1.1. Interconnexion de deux réseaux	13
II.1.2. Interconnexion de plusieurs réseaux	14
II.1.3. Avantages de l'interconnexion	14
II.2. Planification des réseaux de transport et d'interconnexion	14
II.2.1. Objectifs de la planification	15
II.2.2. Processus de planification	15
II.2.3. Méthodes utilisées pour la planification	16
II.2.4. Méthode CBA	17
III. CONDUITE DU RPT	19
III.1. Les centres de conduite	20
III.1.1. Stratégies de gestion des réseaux électriques	21
III.2. L'équilibre production-consommation	22
III.2.1. Responsabilités du gestionnaire de réseau dans l'équilibrage production-consommation	22
III.2.2. Les mécanismes de régulation pour maintenir l'équilibre du réseau	

électrique	23
III.3. Prévision de la consommation et programmation de la production	23
III.3.1. Prévision de la consommation	24
III.3.2. Programmation de la production	24
III.3.3. Horizons temporels de prévision	24
III.4. Réglage de la fréquence	27
III.4.1. Introduction à la fréquence dans les réseaux électriques	27
III.4.2. Influence des déséquilibres sur la fréquence du réseau électrique	27
III.4.3. Comment les GRTE maintiennent la fréquence du réseau ?	28
III.4.4. Relation entre la variation de fréquence et l'inertie	28
III.5. La gestion du plan de la tension sur le réseau de transport	32
III.5.1. La relation entre la tension et la puissance maximale transportable	32
III.5.2. La chute de tension dans les lignes	36
III.5.3. Ligne inductive avec compensation	38
III.6. La maîtrise des transits d'énergie dans un réseau d'interconnexion	40
III.6.1. Introduction	40
III.6.2. Mise en équation de transit de puissance	41
IV. RÉGLAGE DU RÉSEAU	46
IV.1. Réglage de la fréquence	47
IV.1.1. Introduction	47
IV.1.2. Réglage primaire	48
IV.1.3. Réglage secondaire	54
IV.1.4. Réglage tertiaire	58
IV.2. Réglage de la tension	59
IV.2.1. Réglage primaire (AVR)	59
IV.2.2. Réglage secondaire	60
IV.2.3. Réglage tertiaire	61
V. ACQUISITION DE DONNÉES ET TÉLÉCOMMANDÉ	62
V.1. Acquisition des données	63
V.1.1. Introduction	63
V.2. Télésurveillance du système de puissance	64
V.2.1. Introduction	64
V.2.2. Importance de la télésurveillance dans la gestion moderne des réseaux électriques	64
V.3. Contrôle du système de puissance ou télécommande	65
V.3.1. Définition	65
V.3.2. Fonctionnement	65
V.4. Le système SCADA	66
V.4.1. Introduction	66
V.4.2. Composants Principaux	66
V.4.3. Les différentes configurations des systèmes SCADA	67
V.5. Les outils d'aide à la décision	68
V.5.1. Les différents types d'outils d'aide à la décision	68
V.5.2. Les avantages des outils d'aide à la décision	69

V.5.3. Les limites des outils d'aide à la décision	69
V.6. Systèmes informatiques de conduite	69
V.6.1. Principales tâches d'un SIC	70
VI. SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET PLANS DE DÉFENSE	71
VI.1. Sûreté de fonctionnement du système électrique	72
VI.1.1. Définition de la sûreté de fonctionnement	72
VI.1.2. Critère N-1 : Définition et signification opérationnelle	72
VI.1.3. Hiérarchie des états du système : normal, alerte, urgence, extrême, restauration	73
VI.2. Phénomènes de dégradation d'un système électrique	74
VI.2.1. Dégradation de la stabilité de tension	74
VI.2.2. Dégradation de la stabilité de fréquence	74
VI.2.3. Dégradation de l'amortissement et des oscillations électromécaniques ..	74
VI.2.4. Dégradation des conditions thermiques	74
VI.3. Sûreté du système en régime normal et exceptionnel	75
VI.3.1. Sûreté du système en régime normal	75
VI.4. Gestion des réseaux séparés	76
VI.4.1. Causes de la séparation du réseau	76
VI.4.2. Défis techniques majeurs	77
VI.4.3. Stratégies de gestion	77
VI.4.4. Objectif final	78
VI.5. Reconstitution du réseau	78
VI.5.1. Reconstruction progressive en îlots : extension contrôlée du réseau	79
VI.5.2. Re-synchronisation et retour au fonctionnement normal	79
VI.6. Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau	80
VI.6.1. Objectifs du fonctionnement en régime exceptionnel	80
VI.6.2. Principales mesures de soutien du réseau	80
VI.6.3. Rôle du centre de conduite	80
VI.7. Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense	81
VI.7.1. Surveillance et contrôle continus	82
VI.7.2. Adaptation aux évolutions du réseau	82
RÉFÉRENCES	83

I

GENERALITES SUR LE SYSTEME «PRODUCTION-TRANSPORT-DISTRIBUTION»

I.1. Système électrique

L'électricité joue un rôle fondamental dans notre société moderne, alimentant une multitude d'applications essentielles, de l'éclairage domestique aux technologies de l'information en passant par les infrastructures industrielles et les transports. Cette alimentation électrique fiable et omniprésente est rendue possible par un système complexe appelé le système électrique, **aussi connu sous le nom de réseau électrique**. Le système électrique (réseau électrique) est l'ensemble interconnecté de générateurs, de transformateurs, de lignes de transmission, de sous-stations et de dispositifs de contrôle qui assurent la production, la transmission, la distribution et la gestion de l'électricité sur de vastes réseaux (Fig. I.1). Il garantit que l'énergie électrique est acheminée efficacement depuis les sites de production vers les lieux de consommation tout en maintenant la qualité de l'énergie électrique et la stabilité du réseau.

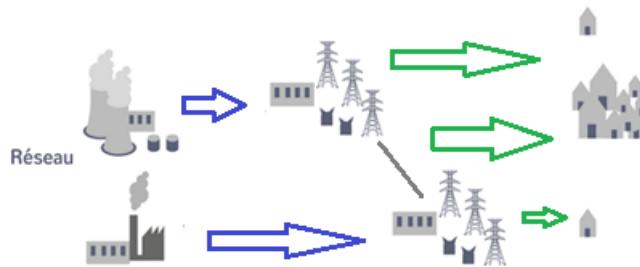


Fig. I.1. Représentation simplifiée du système électrique

I.2. Constitution du système électrique

Pour comprendre le fonctionnement d'un réseau électrique, **il est essentiel de connaître les trois composantes principales qui le composent : la production, le transport et la distribution de l'électricité**. Ces trois composantes, travaillent de manière coordonnée pour garantir que l'électricité est produite, transportée et distribuée de manière efficace et fiable.

I.2.1. Production d'électricité

La **production d'électricité** est la première étape du système électrique. Elle implique la conversion d'une source d'énergie primaire, telle que le charbon, le gaz naturel, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'eau ou le nucléaire, en électricité utilisable. Les centrales électriques sont qu'elles soient thermiques, hydrauliques, éoliennes, solaires ou nucléaires, sont responsables de cette conversion.

I.2.2. Transport de l'électricité

Le **transport de l'électricité** est la phase suivante, où l'électricité produite est acheminée depuis les centrales électriques vers les zones de consommation. Les réseaux de transmission, composés de lignes électriques à haute tension et de sous-stations, sont responsables du transport de l'électricité sur de grandes distances. Cette étape implique la gestion de la tension, de la fréquence et de la qualité de l'électricité pour assurer une transmission fiable.

I.3.3. Distribution de l'électricité

La **distribution de l'électricité intervient au niveau local**, où l'électricité est acheminée depuis les réseaux de transmission vers les utilisateurs finaux, tels que les foyers, les entreprises et les industries. Les réseaux de distribution sont conçus pour assurer une fourniture stable et continue d'électricité. Les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension électrique à un niveau approprié pour une utilisation domestique et industrielle.

I.2.4. Les niveaux de tension

En général, voici comment les niveaux de tension sont souvent répartis dans le réseau électrique :

1. **Très Haute Tension (THT)** : Cette partie est principalement dédiée au transport de l'électricité sur de longues distances depuis les centrales électriques jusqu'aux régions ou aux sous-stations de transformation.
2. **Haute Tension (HT)** : La haute tension est plus couramment associée à la distribution d'électricité aux entreprises industrielles, aux zones commerciales et à certaines zones résidentielles ayant des besoins énergétiques élevés.
3. **Moyenne Tension (MT)** : Les niveaux de tension moyenne tension sont souvent utilisés pour la distribution électrique à un niveau plus local, desservant des quartiers résidentiels, des petites entreprises et des industries de plus petite envergure.
4. **Basse Tension (BT)** : La basse tension est principalement dédiée à la distribution finale de l'électricité aux utilisateurs finaux, tels que les foyers, les commerces de détail et les petites entreprises.

La Fig. I.2 illustre la constitution du système électrique et les niveaux de tension

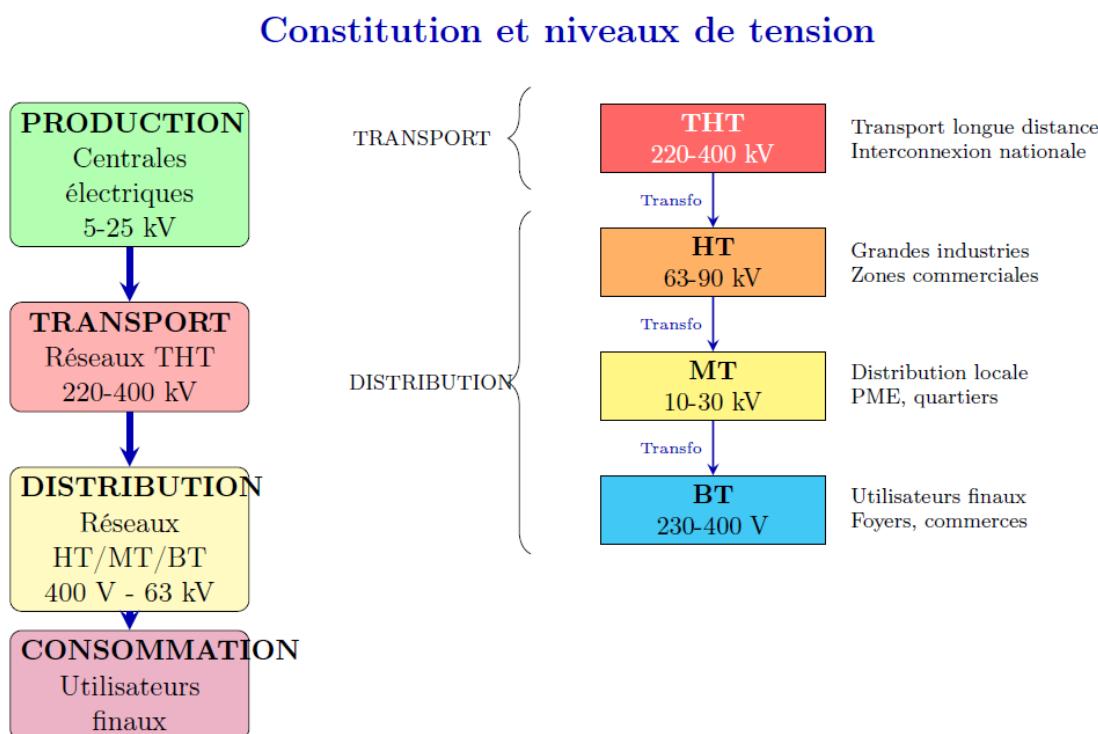


Fig. I.2. Constitution du système électrique et niveaux de tension

I.2.5. La répartition dans les réseaux électriques

La répartition dans un réseau électrique fait référence à l'étape intermédiaire entre le transport de l'électricité (THT) et sa distribution finale aux consommateurs (HT, MT, BT). Cette phase concerne la gestion et le transfert de l'énergie entre les réseaux de transport et de distribution (voir Fig. I.3). La répartition a pour objectif d'optimiser la circulation de l'électricité sur le réseau afin de s'assurer que l'offre et la demande sont équilibrées à tout moment.

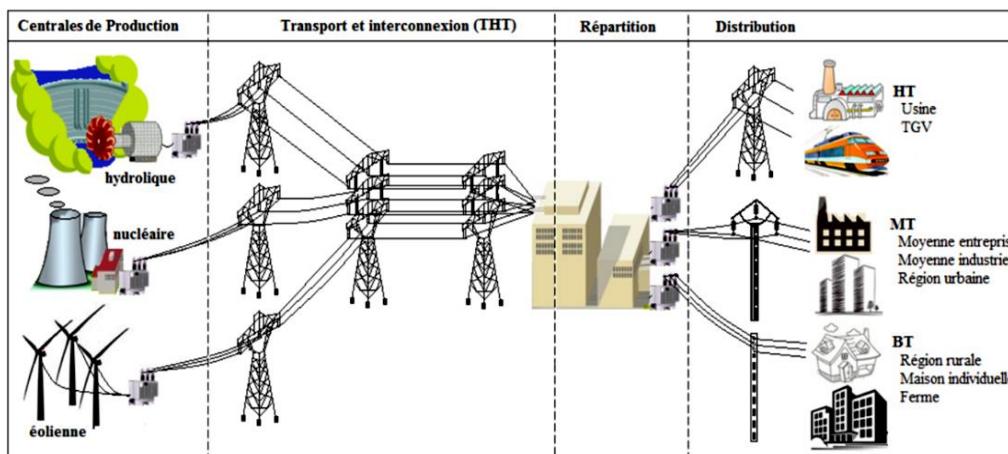


Fig. I.3. Étape de répartition : interface entre transport et distribution

I.3. Courant Continu (CC) et Courant Alternatif (CA)

Le fonctionnement du système électrique repose sur deux types de courant électrique fondamentaux : le Courant Continu (CC) et le Courant Alternatif (CA). Chacun de ces types de courant présente des caractéristiques distinctes qui les rendent adaptés à diverses applications dans notre monde moderne.

I.3.1. Courant Continu (CC)

Le Courant Continu (CC) (ou Direct Current : DC) est un flux constant d'électrons qui circule toujours dans la même direction. En d'autres termes, le courant conventionnel circule du pôle positif vers le pôle négatif, mais en réalité les électrons se déplacent dans le sens inverse, du négatif vers le positif. Le CC est couramment utilisé dans des applications nécessitant une alimentation électrique stable et constante. Il est produit par des sources telles que les piles, les batteries, et les onduleurs. Le CC est essentiel dans les dispositifs électroniques, les systèmes de télécommunication, les véhicules électriques, et les équipements de contrôle où une tension constante est nécessaire. Le CC est également utilisé dans la transmission d'électricité sur de longues distances, où il permet de minimiser les pertes d'énergie lors du transport.

I.3.2. Courant Alternatif (CA)

Le Courant Alternatif (CA) (ou Alternating Current: AC) est un flux d'électrons qui change de direction à intervalles réguliers. Il s'agit d'une oscillation périodique où la direction du courant s'inverse de manière répétée. Le CA est généré par des centrales électriques et est le courant standard utilisé pour la distribution d'électricité sur de longues distances. Sa capacité à être transformé en tension élevée pour la transmission efficace et ensuite à être abaissé pour l'utilisation domestique en fait le choix prédominant pour les réseaux électriques, les appareils ménagers, l'éclairage public, et l'industrie.

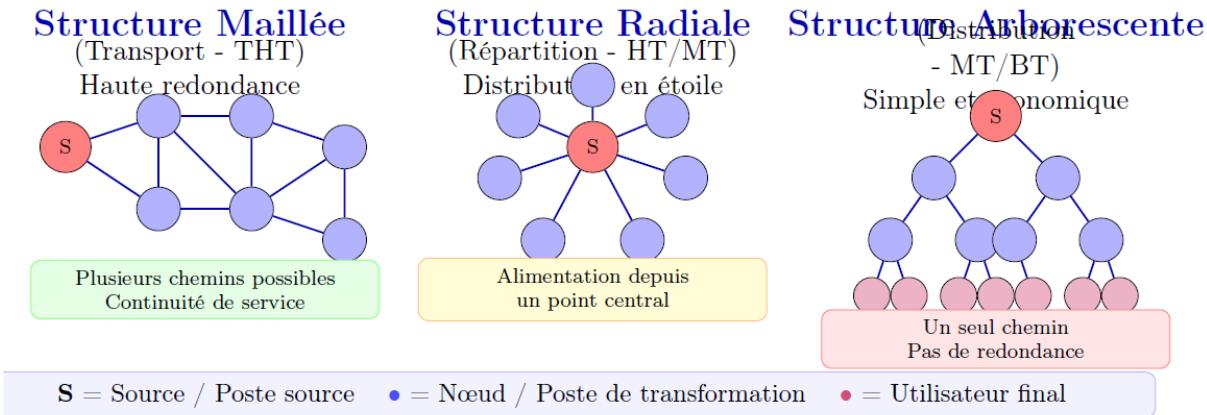
Tableau I.1 : Comparaison entre le Courant Continu (CC) et le Courant Alternatif (CA)

Critère	Courant Continu (CC)	Courant Alternatif (CA)
Définition	Flux constant d'électrons circulant toujours dans la même direction.	Flux d'électrons dont la direction s'inverse périodiquement.
Nature du signal	Tension stable et constante.	Tension variable, généralement sinusoïdale.
Sens du courant	Unidirectionnel.	Bidirectionnel, change périodiquement de sens.
Sources principales	Piles, batteries, panneaux solaires, onduleurs.	Centrales électriques (thermiques, hydrauliques, éoliennes, etc.).
Applications typiques	Électronique, télécommunications, véhicules électriques, systèmes de contrôle.	Distribution d'énergie, appareils domestiques, industrie, éclairage public.
Avantages principaux	Grande stabilité, indispensable pour équipements sensibles, pertes réduites en transmission HVDC.	Facile à transformer (changement de tension), idéal pour le transport sur de longues distances, standard universel.
Inconvénients principaux	Difficile à transformer en différentes tensions sans électronique de puissance.	Pertes plus élevées en lignes longues (effet Joule, réactance).
Utilisation dans les réseaux	Transmission longue distance en HVDC, alimentation des systèmes électroniques.	Principal mode de transport et de distribution de l'électricité.

I.4. Principales topologies des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon différentes topologies, chacune présentant des spécificités et des modes d'exploitation distincts. Ces structures sont essentielles pour garantir une distribution efficace et fiable. Les réseaux à très haute tension adoptent principalement la structure maillée, qui constitue le réseau de transport, permettant ainsi une redondance et une résilience élevées. À des niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est souvent utilisée en complément de la structure maillée, formant ainsi le réseau de répartition. Enfin, pour les niveaux de tension les plus bas, la structure arborescente est largement privilégiée, constituant le réseau de distribution.

- **Structure maillée (souvent utilisée pour le transport)** : Comme mentionné, cette topologie est couramment utilisée dans les réseaux de transmission d'électricité à très haute tension. Elle permet une grande redondance et assure la sécurité d'approvisionnement en cas de panne d'une ligne.
- **Structure radiale (souvent utilisée pour la répartition)** : Ce type de configuration est souvent vu dans les réseaux de répartition, qui distribuent l'électricité depuis les sous-stations vers des zones spécifiques.
- **Structure arborescente (souvent utilisée pour la distribution)** : Cette structure est typique des réseaux de distribution à basse tension, où l'électricité est distribuée aux utilisateurs finaux (résidentiels, industriels, commerciaux). Elle est simple et économique à mettre en œuvre, mais offre peu de redondance.

**Fig. I.4.** Principales topologies des réseaux électriques

I.5. Transport de l'énergie électrique

Le transport de l'énergie électrique est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il est composé principalement de lignes de transport à THT. Cette phase du processus électrique implique des défis techniques complexes en raison de la nécessité de minimiser les pertes d'énergie, de garantir la stabilité du réseau et de répondre à la demande croissante en électricité. Les transformateurs et les sous-stations jouent un rôle essentiel dans le transport de l'électricité en modifiant la tension électrique pour s'adapter aux besoins spécifiques du réseau de distribution ou de l'utilisateur final. Plusieurs technologies sont utilisées pour le transport de l'électricité, notamment les lignes aériennes, les câbles souterrains, et les lignes à courant continu en haute tension (CCHT).

I.5.1 Structure du réseau de transport

Voici les points clés concernant la structure du réseau de transport :

➤ **Lignes de transmission :**

Les lignes de transmission à très haute tension (THT) sont le composant principal du réseau de transport. Elles transportent l'électricité sur de longues distances, réduisant les pertes d'énergie grâce à des tensions élevées. Les lignes sont principalement composées de câbles en aluminium avec un noyau en acier, supportées par des pylônes. La conception de ces lignes prend en compte à la fois des considérations mécaniques et électriques. Les pylônes doivent posséder une intégrité structurelle suffisante pour supporter le poids des câbles tout en résistant à la tension qu'ils transmettent. Simultanément, ils doivent maintenir les distances de sécurité nécessaires entre les câbles, entre les câbles et les pylônes, ainsi qu'entre les câbles et le sol. Ces lignes sont fixées aux pylônes par un assemblage visible d'isolateurs (Fig. I.5), chacun capable de résister à des tensions allant de 12 à 18 kV. Pour accommoder les tensions élevées dans les lignes de 400 kV, environ 20 à 25 de ces isolateurs sont utilisés dans la chaîne d'isolation. Dans certains cas, deux lignes de transmission parcourent la même route, partageant les mêmes pylônes, une configuration connue sous le nom de double circuit (Fig. I.5 a et c). Les lignes à grande distance permettent également l'interconnexion des réseaux électriques régionaux et nationaux, facilitant le partage de l'électricité et améliorant la stabilité du réseau.

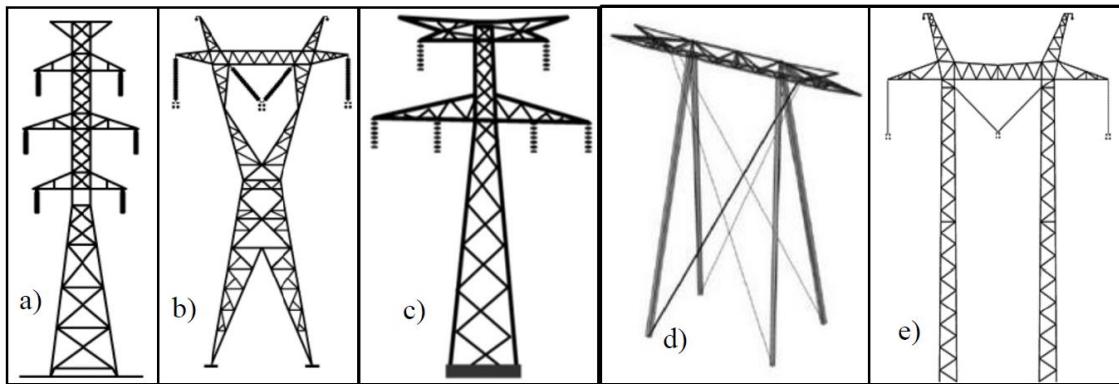


Fig. I.5. Pylônes haute tension

➤ **Sous-stations de transformation (Postes haute tension) :**

Les sous-stations de transformation sont situées le long des lignes de transmission. Elles réduisent la tension électrique de THT à des niveaux appropriés pour la distribution locale. Les transformateurs sont utilisés pour modifier la tension électrique à différents points du réseau de transport, facilitant ainsi le transport efficace de l'électricité sur de longues distances. Les postes de transformation représentent le deuxième élément fondamental du réseau de transmission. Ils remplissent trois fonctions principales : ils servent de points d'interconnexion pour les lignes de transmission, agissent comme des points de transformation alimentant les réseaux de distribution desservant les consommateurs finaux, et fonctionnent comme des centres abritant l'équipement de mesure, de protection, d'interruption et de dispatching du système électrique. En général, plusieurs lignes de transmission à haute tension convergent vers le poste de transformation. Ici, la tension est abaissée, et le courant électrique résultant est dirigé vers des lignes sortantes à plus basse tension, soit pour une transmission ultérieure, soit pour la distribution locale. Du point de vue de la structure, les postes de transformation sont équipés de barres collectrices robustes auxquelles sont connectées différentes lignes. Des dispositifs d'ouverture et de fermeture de circuits sont en place pour faciliter les opérations de connexion et de déconnexion, essentielles pour le dispatching, les changements de configuration ou l'isolement de lignes défectueuses ou d'autres composants. Les sous-stations sont équipées de dispositifs de protection tels que les relais de protection et les disjoncteurs. Ces dispositifs sont conçus pour détecter et réagir rapidement en cas de surcharges, de courts-circuits ou d'autres anomalies électriques. Ils isolent la partie défectueuse du réseau pour empêcher la propagation des défauts.



Fig. I.6. Sous-station de transformation

I.5.2. Perspective du transport en courant continu

Dans les années 1950, avec le développement des interrupteurs au mercure, les systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) dit (HVDC : High Voltage Direct Current) sont devenus **attractifs pour les transmissions de puissance longue distance**.

➤ Fonctionnement

Le principe de fonctionnement des systèmes CCHT peut être résumé de la manière suivante : **la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) sources est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'une ligne de transmission et, finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative délivrée à une ou plusieurs charges (voir Fig. I.7).**

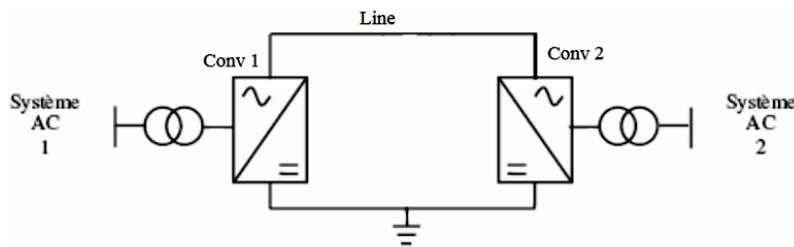


Fig. I.7. Architecture d'un système HVDC : redresseur, ligne de transmission et ondulateur

- Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles c'est-à-dire qu'ils peuvent échanger leur rôle. Historiquement, le redresseur et l'onduleur ont d'abord été réalisés avec des ampoules à vapeur de mercure. De nos jours, ils sont majoritairement réalisés avec des thyristors, quelquefois avec des transistors IGBT.

➤ Applications de la transmission HVDC

Le choix des systèmes HVDC par rapport aux systèmes conventionnels HVAC (High Voltage Alternating Current) se justifie par les avantages techniques, économiques et environnementaux substantiels de la technologie HVDC par rapport à un système HVAC comparable. En raison de leurs coûts et de leurs avantages techniques, la plupart des applications de la transmission DC appartiennent généralement à l'une des quatre catégories suivantes:

- ✓ Transporter l'énergie sur des grandes distances
- ✓ Câbles souterrains ou sous-marins
- ✓ L'interconnexion asynchrone de deux systèmes
- ✓ Améliorer la sécurité et la stabilité des réseaux à CA

I.6. Le système électrique algérien

Le système électrique algérien est un réseau électrique bien développé avec une capacité de production, de transmission et de distribution considérable pour répondre aux besoins de la population et de l'industrie. Voici un aperçu basé sur les chiffres fournis :

- Capacité installée :** La capacité installée totale du pays est de **26 017,20 mégawatts (MW)**. Cette capacité représente la quantité maximale d'électricité que le pays peut produire à un moment donné.
- Réseau de transport et de distribution :** Le réseau de lignes à haute tension s'étend sur **35 537 kilomètres**, dont **6 267 kilomètres sont conçus pour transporter de l'électricité à une tension de 400 kV**. Ces lignes de transmission à haute tension permettent le transport efficace de l'électricité sur de longues distances. **Le réseau de distribution couvre une distance considérable de 416 516 kilomètres.**
- Postes électriques :** L'Algérie compte **448 postes électriques répartis dans tout le pays**, dont 33 postes fonctionnent à une tension de 400 kV. Ces postes jouent un rôle clé dans la transformation, la distribution et la gestion du réseau électrique.
- Puissance de transformation :** Le système dispose d'une **capacité de transformation totale de 78 418 MVA** (Méga Voltampères). Cette capacité de transformation permet de convertir l'électricité à des niveaux de tension appropriés pour la distribution locale.
- Énergie transittée :** En termes de transit d'énergie, le réseau électrique algérien traite un volume important, avec **une consommation annuelle d'énergie atteignant 73 831 GWh** (giga watt heures). Cela reflète la demande croissante en électricité dans le pays.
- Fibre optique :** Le réseau électrique algérien est également équipé **d'environ 22 984 kilomètres de fibre optique**, ce qui facilite la communication et la surveillance en temps réel du réseau.

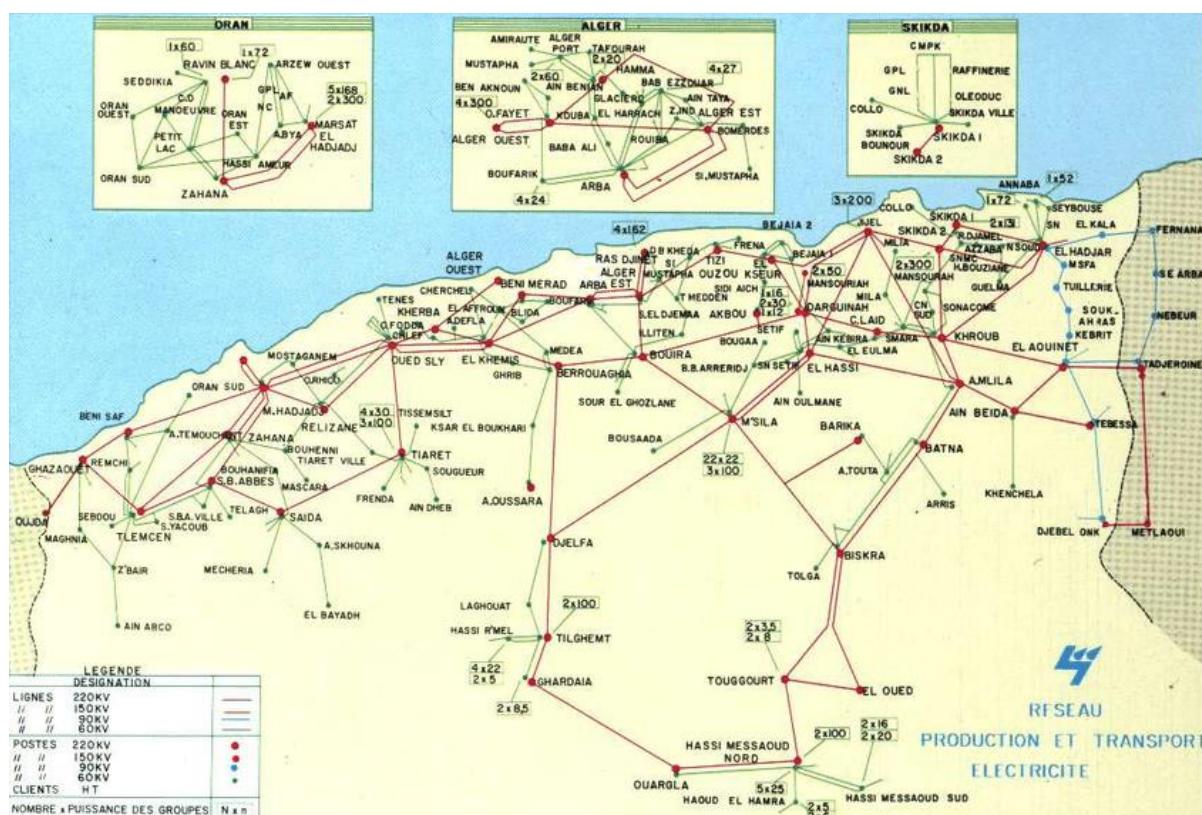


Fig. I.8. Aperçu du système électrique algérien

❖ Niveaux de tension

Le réseau électrique algérien est structuré en plusieurs niveaux de tension pour la distribution de l'électricité à différents types d'utilisateurs. Voici généralement les niveaux de tension que l'on trouve dans le réseau électrique algérien :

1. **Très Haute Tension (THT)** : Les lignes à très haute tension de **220 kV** sont couramment utilisées dans le réseau électrique algérien pour le transport de l'électricité sur de longues distances depuis les centrales électriques jusqu'aux sous-stations de transformation régionales. En plus du niveau de tension de 220 kV, il existe également des lignes à très haute tension de **400 kV** dans certaines parties du réseau algérien, qui sont utilisées pour la transmission d'électricité à très longue distance et pour l'interconnexion avec d'autres régions ou pays voisins.
2. **Haute Tension (HT)** : Les sous-stations de transformation réduisent la tension électrique de THT à HT, généralement à **60 kV ou 90 kV**.
3. Le réseau à haute tension distribue ensuite l'électricité aux sous-stations de distribution.
4. **Moyenne Tension (MT)** : La tension est abaissée davantage dans les sous-stations de distribution pour atteindre des niveaux de tension de **30 kV, 20 kV ou 10 kV**. Le réseau à moyenne tension alimente diverses charges, notamment des entreprises industrielles et des grands complexes commerciaux.
5. **Basse Tension (BT)** : La tension est encore réduite dans les transformateurs de distribution situés dans les quartiers résidentiels et commerciaux. Les niveaux de tension en basse tension varient souvent de **220 V à 400 V**. C'est la tension standard pour la plupart des utilisateurs finaux, tels que les foyers, les commerces et les petites entreprises.

L'Algérie est interconnectée avec ses deux voisins, le Maroc et la Tunisie. Ces interconnexions permettent d'assurer la sécurité énergétique des trois pays, en permettant de faire face aux pics de consommation ou aux pannes de production.

- ✓ Le Maroc est relié avec l'Algérie par trois liaisons électriques (2 en 220 kV et 1 en 400 kV).
- ✓ La Tunisie est reliée avec l'Algérie par cinq liaisons électriques (2 en 90 kV, 1 en 150 kV, 1 en 220 kV et 1 en 400 kV).

La gestion du réseau électrique en Algérie est principalement assurée par la Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (SONELGAZ). SONELGAZ est une entreprise publique algérienne dédiée à la gestion, à la maintenance et au développement du réseau de transport de l'électricité à travers le pays. Elle joue un rôle crucial dans la coordination de la production d'électricité avec la demande, en veillant à ce que l'électricité produite soit acheminée de manière efficace vers les centres de distribution et finalement vers les consommateurs. La société est également responsable de la surveillance du réseau, de la gestion des postes électriques, de l'entretien des lignes de transmission à haute tension et de la mise en œuvre de projets d'extension et de modernisation du réseau pour répondre aux besoins croissants de la population et de l'industrie.

II

INTERCONNEXION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET QUALITE DE TENSION

II.1. Interconnexion des réseaux de transport électrique

L'interconnexion des réseaux de transport électrique consiste à relier deux ou plusieurs réseaux électriques distincts afin de permettre l'échange d'électricité entre eux. Cela permet de bénéficier de plusieurs avantages.

II.1.1. Interconnexion de deux réseaux

Dans ce cas, deux réseaux de transport électrique distincts, généralement gérés par des entités différentes, sont reliés par des lignes de transmission ou des câbles sous-marins. L'interconnexion est réalisée par un poste de couplage (Fig. II.1). Ce poste permet de connecter les deux réseaux à une fréquence et une tension compatibles. Cette interconnexion permet aux deux réseaux de partager de l'électricité en fonction des besoins. **L'avantage principal réside dans la réduction des risques de pénurie d'électricité.** Par exemple, si l'un des réseaux connaît une surcharge ou une panne, l'autre peut fournir de l'électricité pour compenser la demande. Cela renforce également la stabilité globale du réseau en permettant la redistribution de l'énergie en cas de besoin.

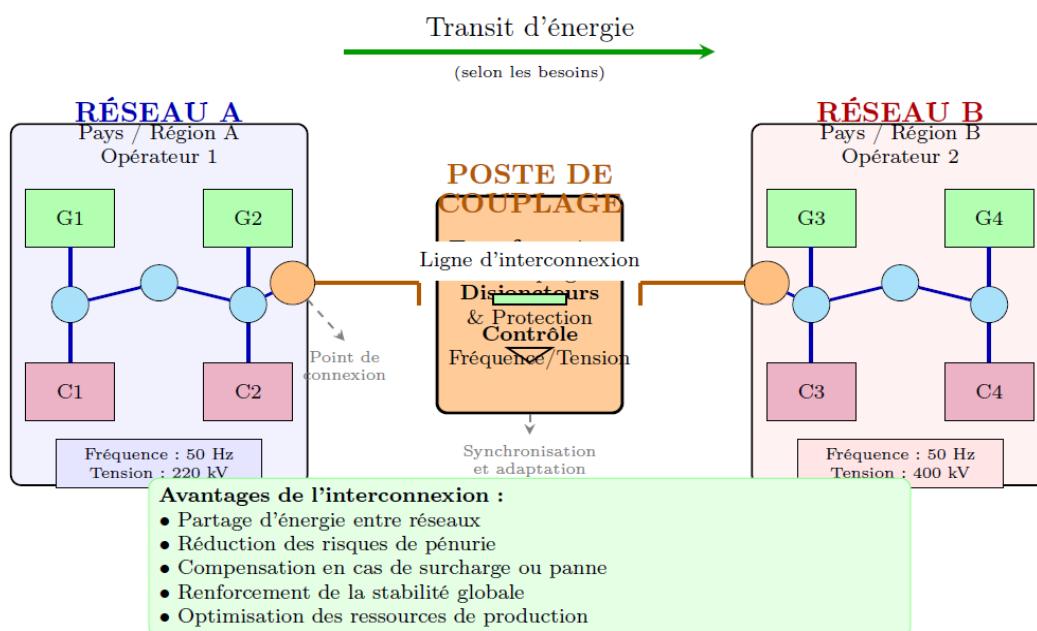


Fig. II.1. Schéma d'interconnexion de deux réseaux électriques via un poste de couplage

II.1.2. Interconnexion de plusieurs réseaux

Cette configuration implique la connexion de trois réseaux ou plus (Fig. II.2). L'objectif est de créer un réseau électrique régional ou même continental, où plusieurs pays ou régions peuvent partager de l'électricité de manière coordonnée. Cela permet d'optimiser la production, d'exploiter les différences de charge entre les régions et de tirer parti des sources d'énergie diverses. Un exemple notable est le réseau électrique européen, qui relie de nombreux pays européens et permet le commerce transfrontalier d'électricité. Cela contribue à équilibrer la demande et l'offre sur un continent diversifié en termes de sources d'énergie.

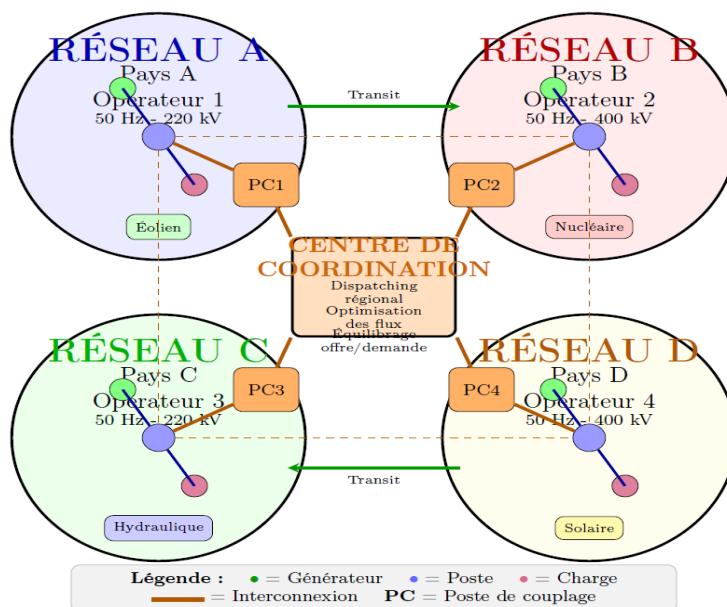


Fig. II.2. Interconnexion de quatre réseaux électriques

II.1.3. Avantages de l'interconnexion

L'interconnexion des réseaux électriques offre de nombreux avantages potentiels, qui peuvent varier en fonction de la manière dont elle est mise en œuvre et de la complexité du réseau interconnecté. Voici quelques-uns des avantages clés :

- Amélioration de la fiabilité et de la stabilité :** L'interconnexion des réseaux électriques permet de réduire les risques de pannes et d'améliorer la stabilité du réseau. En cas de surcharge ou de panne sur un réseau, l'autre réseau peut fournir de l'électricité pour compenser, minimisant ainsi les interruptions de service.
- Optimisation des ressources :** L'interconnexion permet d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques disponibles. Les opérateurs peuvent exploiter les différences de charge entre les régions pour réduire les coûts de production et utiliser plus efficacement les centrales électriques.
- Intégration des énergies renouvelables :** L'interconnexion facilite l'intégration des sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et éolienne, en permettant le partage d'électricité entre les régions. Cela contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et à favoriser la transition vers des sources d'énergie plus propres.
- Gestion de la demande et de l'offre :** Les réseaux interconnectés offrent une plus grande flexibilité pour gérer la demande et l'offre d'électricité. En cas de pics de demande dans une région, l'électricité peut être acheminée depuis d'autres régions pour répondre à ces besoins.
- Sécurité énergétique :** L'interconnexion renforce la sécurité énergétique en permettant la diversification des sources d'approvisionnement en électricité. En cas de perturbations majeures, les opérateurs peuvent compter sur des sources d'énergie alternatives.
- Stimulation du commerce de l'électricité :** L'interconnexion facilite le commerce transfrontalier de l'électricité, ce qui peut avoir des avantages économiques en permettant aux pays de vendre leur surplus d'électricité sur les marchés internationaux.

II.2. Planification des réseaux de transport et d'interconnexion

La planification des réseaux de transport et d'interconnexion est un processus complexe qui consiste à déterminer les investissements nécessaires pour répondre aux besoins futurs en matière d'électricité. Elle prend en compte un ensemble de facteurs, notamment la croissance de

la demande, la disponibilité des ressources de production, les contraintes environnementales et les évolutions technologiques.

II.2.1. Objectifs de la planification

Les objectifs de la planification des réseaux de transport et d'interconnexion sont les suivants :

- **Assurer l'approvisionnement en électricité** : la planification doit garantir que l'électricité soit disponible en quantité suffisante et à un prix abordable pour répondre à la demande.
- **Garantir la sécurité du système électrique** : la planification doit permettre de maintenir le système électrique en fonctionnement en cas de perturbations.
- **Réduire les coûts d'exploitation du système électrique** : la planification doit permettre d'optimiser le fonctionnement du système électrique et de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation.

II.2.2. Processus de planification

Le processus de planification des réseaux de transport et d'interconnexion se déroule en plusieurs étapes (voir aussi Fig. II.3) :

1. **Analyse des besoins** : l'étape initiale consiste à analyser les besoins futurs en matière d'électricité. Cela nécessite une estimation de la croissance de la demande, de la disponibilité des ressources de production et des contraintes environnementales.
2. **Élaboration de scénarios** : sur la base des besoins identifiés, plusieurs scénarios de développement du réseau sont élaborés. Ces scénarios tiennent compte des différentes options techniques et économiques disponibles.
3. **Sélection du scénario optimal** : le scénario optimal est sélectionné en fonction des critères d'évaluation définis.
4. **Élaboration du plan d'investissement** : le plan d'investissement définit les investissements nécessaires pour mettre en œuvre le scénario optimal.

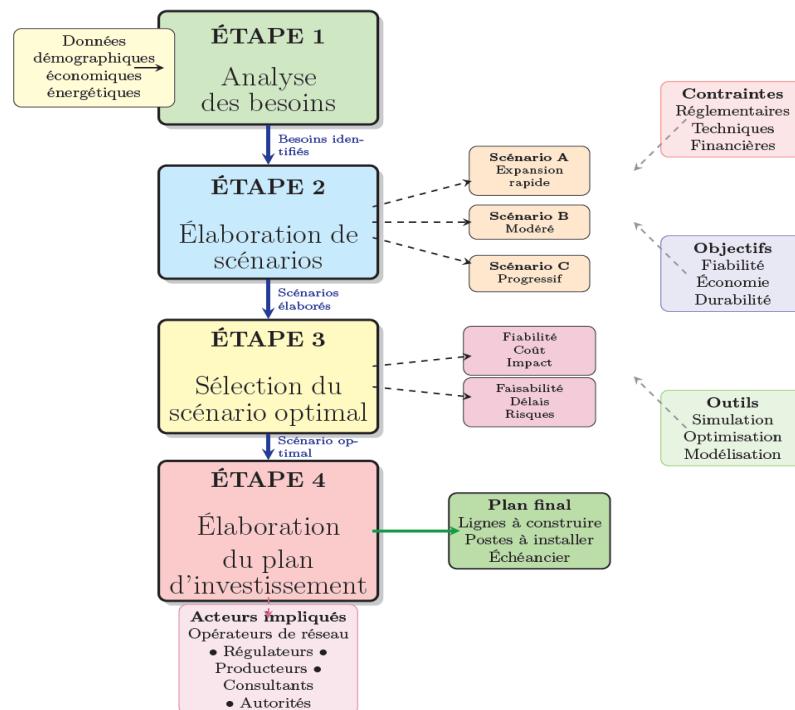


Fig. II.3. Processus de planification des réseaux de transport et d'interconnexion

II.2.3. Méthodes utilisées pour la planification

Il existe un certain nombre de méthodes utilisées pour la planification des réseaux de transport et d'interconnexion. Ces méthodes peuvent être classées en deux catégories principales :

- **Les méthodes analytiques** : ces méthodes **utilisent des modèles mathématiques pour simuler le fonctionnement du réseau électrique**. Elles permettent de déterminer les investissements nécessaires pour répondre aux besoins futurs en matière d'électricité, tout en garantissant la sécurité et la fiabilité du système.
- **Les méthodes heuristiques** : ces méthodes ne font pas appel à des modèles mathématiques, mais **utilisent des règles de décision pour identifier les solutions optimales**. Elles sont généralement utilisées pour des problèmes complexes, où les méthodes analytiques sont trop coûteuses ou trop complexes à mettre en œuvre.

Les méthodes analytiques sont généralement basées sur :

- ✓ **Modélisation de réseau** : Les outils de modélisation informatique, tels que **les logiciels de simulation, sont utilisés pour modéliser le réseau électrique existant et proposé**. Ils permettent de simuler le comportement du réseau sous différentes conditions et de tester diverses stratégies d'interconnexion.
- ✓ **Analyse de la charge et de la demande** : Les opérateurs de réseau **évaluent la demande actuelle et future en électricité pour déterminer les besoins de capacité**. Des modèles de charge sont utilisés pour prédire les tendances de la demande, en prenant en compte les facteurs tels que la croissance économique et l'évolution des modes de consommation.
- ✓ **Analyse de flux de puissance** : **Les études de flux de puissance permettent de comprendre comment l'électricité circule à travers le réseau**. Cela inclut l'analyse des schémas de transfert d'énergie entre les zones géographiques et **la détection des congestions** qui peuvent nécessiter des interconnexions pour augmenter la capacité de transfert.
- ✓ **Études de stabilité** : **Les études de stabilité évaluent la réaction du réseau à des perturbations**, telles que des pannes d'équipement ou des variations de charge. **Ces études permettent de garantir que le réseau restera stable même en cas de perturbations majeures**.

Les méthodes heuristiques les plus courantes pour la planification des réseaux de transport et d'interconnexion sont les suivantes :

- **L'algorithme génétique** : cet algorithme est basé sur le principe de l'évolution naturelle. Il permet de générer des solutions qui sont optimisées en fonction d'un ensemble de critères.
- **La recherche locale** : cette méthode explore un espace de solutions en partant d'une solution initiale. Elle permet de trouver des solutions optimales ou quasi-optimales.

Tableau II.1 : Comparaison des méthodes analytiques et heuristiques

Critère	Méthodes analytiques	Méthodes heuristiques
Principe	Utilisation de modèles mathématiques et de simulations.	Utilisation de règles de décision, algorithmes d'optimisation, sans modèle mathématique détaillé.
Complexité	Élevée, nécessite des outils de simulation et des connaissances techniques approfondies.	Moyenne à faible, adaptée aux problèmes complexes où les méthodes analytiques sont trop lourdes.
Précision	Haute précision, permet d'évaluer de	Moins précise, donne des solutions

	manière détaillée le comportement du réseau.	approximatives ou quasi-optimales.
Exemples d'approches	Modélisation de réseau, analyse de la charge et de la demande, analyse de flux de puissance, études de stabilité.	Algorithmes génétiques, recherche locale, autres méthodes d'optimisation heuristique.
Avantages	Permet de prévoir avec exactitude les besoins futurs et de tester différents scénarios.	Flexible, rapide à mettre en œuvre pour des problèmes complexes et grands réseaux.
Limites	Très coûteuse en temps et en ressources pour des grands réseaux ou problèmes complexes.	Ne garantit pas la solution optimale, seulement des solutions proches de l'optimale.

II.2.4. Méthode CBA

L'analyse coûts-avantages CBA (Cost-Benefit Analysis) est une méthode couramment utilisée pour évaluer les avantages économiques d'un projet d'interconnexion de réseaux électriques par rapport à ses coûts.

A. Principe de la méthode CBA

Le principe de l'analyse coûts-avantages est de **comparer les avantages économiques d'un projet, tels que les économies de coûts et les gains potentiels, avec les coûts associés à sa mise en œuvre**. Dans le contexte de l'interconnexion des réseaux électriques, cela signifie évaluer si les **avantages de l'interconnexion, tels que l'optimisation de la production, la sécurité de l'approvisionnement et la réduction des coûts opérationnels, l'emportent sur les coûts de construction et d'exploitation**.

B. Étapes de la méthode CBA

- **Évaluation des avantages** : L'analyse coûts-avantages **identifie et quantifie les avantages attendus du projet**. Cela peut inclure des économies de coûts liées à la production d'électricité, à la réduction des pertes d'énergie, à l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement, à la réduction des émissions de carbone, etc. Ces avantages sont généralement exprimés en termes monétaires.
- **Évaluation des coûts** : Les coûts du projet comprennent les coûts de construction des lignes de transmission, des postes électriques, des équipements associés, ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance. Il est essentiel de prendre en compte les coûts initiaux et les coûts futurs tout au long de la durée de vie du projet.
- **Comparaison des coûts et des avantages** : Une fois que les avantages et les coûts ont été identifiés et quantifiés, ils sont comparés **pour déterminer si les avantages l'emportent sur les coûts**.
- **Sensibilité et incertitude** : L'analyse coûts-avantages doit également prendre en compte la sensibilité aux incertitudes. Les projections de coûts et d'avantages peuvent varier en fonction de divers facteurs, tels que les conditions économiques, les fluctuations de la demande d'électricité, etc. Des analyses de sensibilité sont menées pour évaluer l'impact de ces incertitudes sur les résultats.
- **Décision et recommandation** : Sur la base des résultats de l'analyse coûts-avantages, une décision est prise quant à la viabilité du projet d'interconnexion. Si les avantages l'emportent sur les coûts et que le projet est jugé rentable, il est recommandé pour mise en œuvre. Si les coûts l'emportent sur les avantages, des ajustements ou des alternatives peuvent être envisagés.

Les étapes successives de la méthode CBA sont illustrées à la Fig. II.4.

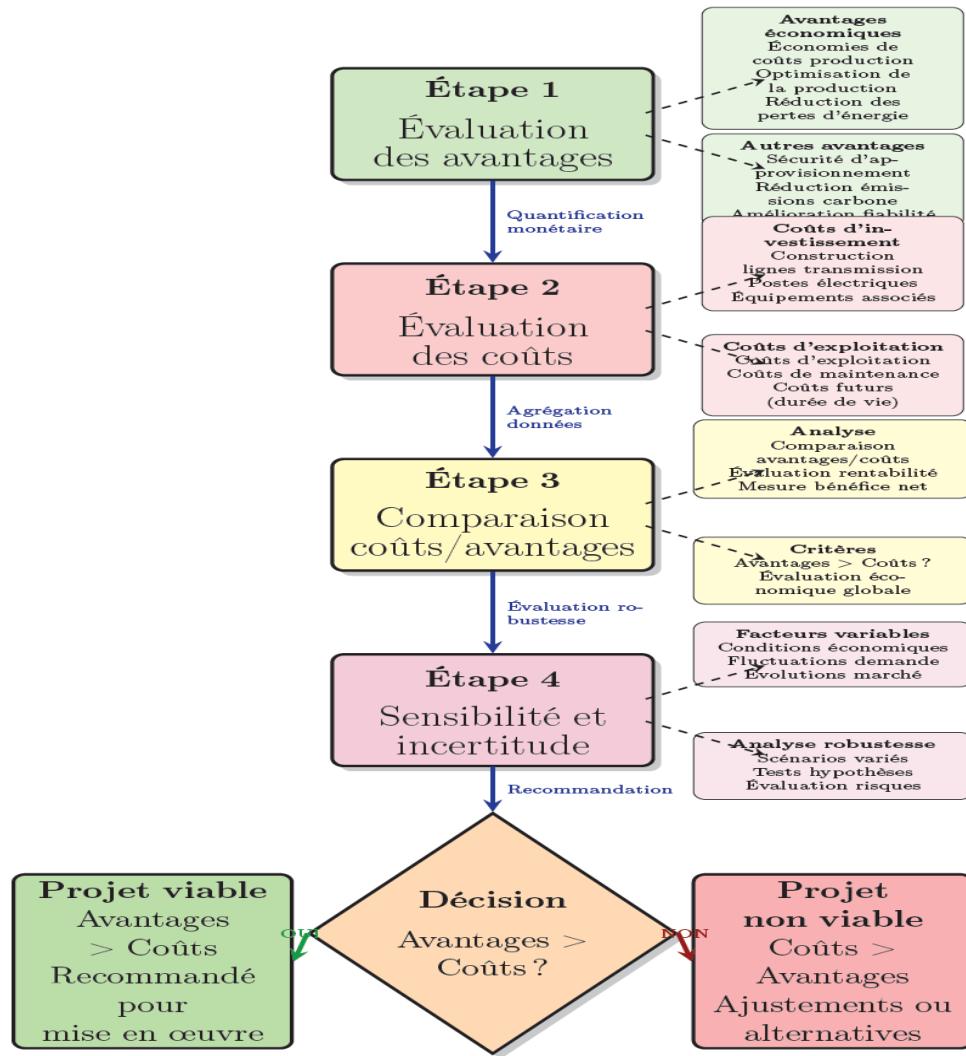


Fig. II.4. Méthode CBA pour l'analyse des projets d'interconnexion

III

CONDUITE DU RPT

III.1. Les centres de conduite

Les centres de conduite sont au cœur de la gestion des réseaux de production et de transport électrique. Leur rôle est essentiel pour assurer la fiabilité du système électrique, gérer les incidents, planifier la production, et coordonner les opérations sur de vastes réseaux interconnectés. Ils utilisent des technologies avancées et des compétences humaines pour maintenir un approvisionnement électrique stable et sûr pour les consommateurs. Voici une explication de leur fonction :

- **Fonction principale** : Les centres de conduite, souvent appelés centres de contrôle, sont des installations clés où les opérateurs surveillent et gèrent en temps réel le fonctionnement des réseaux de production et de transport électrique. Leur principale fonction est d'assurer la stabilité, la sécurité et la fiabilité du système électrique.
- **Surveillance en temps réel** : Les opérateurs des centres de conduite surveillent en permanence les données en temps réel provenant de diverses sources, telles que les sous-stations, les lignes de transmission, les centrales électriques et les postes de transformation. Ils utilisent des systèmes de surveillance avancés, des outils informatiques et des logiciels de gestion pour collecter, analyser et visualiser ces données.
- **Gestion des incidents** : En cas d'incidents, tels que des pannes d'équipement, des perturbations dans le réseau ou des variations de la demande, les opérateurs des centres de conduite prennent des mesures immédiates pour maintenir la stabilité du réseau. Cela peut inclure le réacheminement de l'électricité, le redémarrage de générateurs ou la coordination des réponses d'urgence.
- **Prévision et planification** : Les centres de conduite sont également responsables de la prévision de la demande future, de la planification de la production d'électricité, et de l'optimisation des ressources pour répondre à cette demande. Ils prennent en compte les contraintes opérationnelles, telles que les capacités de transmission et les coûts, pour garantir une gestion efficace du réseau.
- **Coordination avec d'autres centres** : Dans le cas de réseaux interconnectés, les centres de conduite doivent coordonner leurs activités avec d'autres centres de conduite situés dans différentes régions. Cela permet de gérer efficacement l'échange d'électricité entre les régions et de maintenir la stabilité du réseau à l'échelle nationale ou internationale.



Fig. III.1. Interface de supervision dans un centre de conduite

III.1.1. Stratégies de gestion des réseaux électriques

Les centres de conduite des réseaux de production et de transport électrique **utilisent une gamme de techniques et de méthodes pour surveiller, gérer et optimiser le fonctionnement du réseau.** Voici un aperçu des principales techniques et méthodes (voir aussi la Fig. III.2) :

1. **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)** : Il s'agit d'un système informatique de surveillance en temps réel qui collecte des données provenant de diverses parties du réseau, y compris les sous-stations, les postes de transformation, les lignes de transmission et les générateurs. Les opérateurs utilisent ces données pour surveiller l'état du réseau, détecter les anomalies et prendre des décisions en temps réel pour maintenir la stabilité.
2. **Télésurveillance et télécommande** : Les centres de conduite sont équipés de systèmes de télésurveillance qui permettent de surveiller à distance les équipements du réseau. Ils peuvent également envoyer des commandes de télécommande pour activer, désactiver ou réguler les équipements.
3. **Prévision de la demande** : Les centres de conduite utilisent des modèles de prévision pour estimer la demande future en fonction de facteurs tels que la météo, les saisons et les tendances historiques. Cela aide à planifier la production et à garantir un approvisionnement adéquat.
4. **Modélisation et simulation** : Les opérateurs des centres de conduite utilisent des outils de modélisation et de simulation pour prévoir l'impact de divers scénarios sur le réseau. Ils peuvent simuler des défauts, des variations de charge, des fluctuations de tension, etc., pour évaluer la réaction du réseau.
5. **Optimisation de la production** : Les centres de conduite optimisent la production en ajustant la génération d'électricité pour répondre à la demande tout en minimisant les coûts. Cela implique de coordonner les unités de production et d'utiliser des algorithmes pour trouver les meilleures configurations.
6. **Systèmes d'alerte et de sécurité** : Les centres de conduite utilisent des systèmes d'alerte pour être informés rapidement des incidents ou des conditions anormales. Ils appliquent également des mesures de sécurité pour protéger le réseau contre les menaces potentielles.

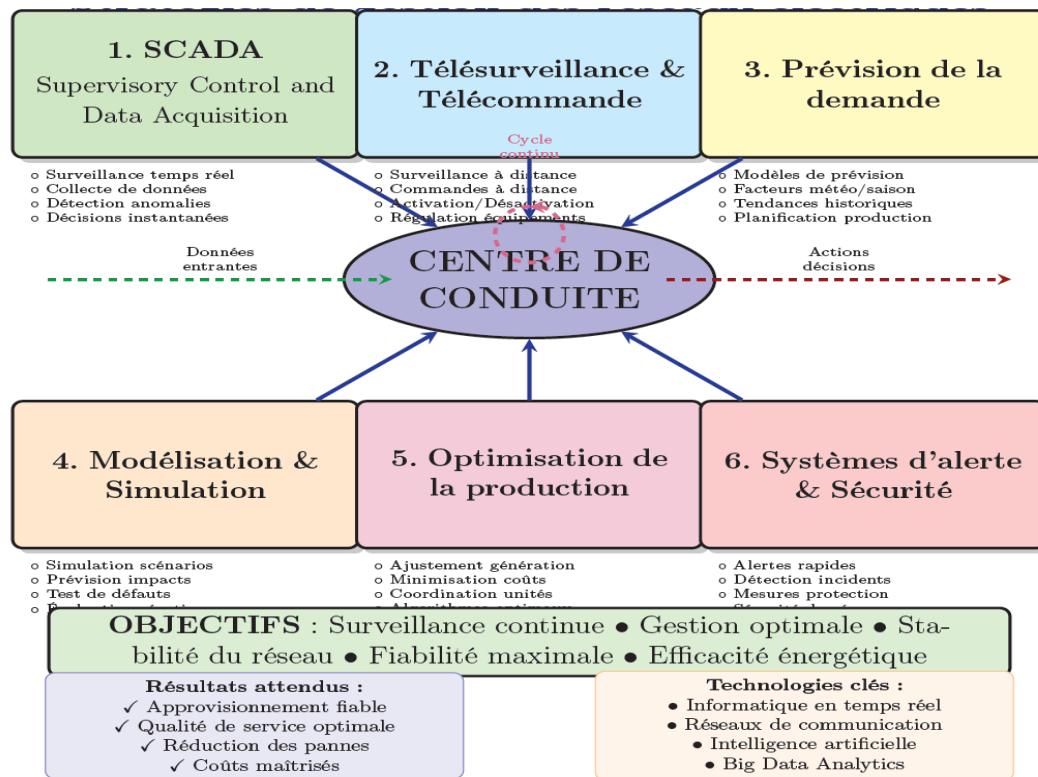


Fig. III.2. Stratégies et techniques de gestion des réseaux électriques

III.2. L'équilibre production-consommation

L'un des défis fondamentaux dans la gestion des réseaux électriques est de maintenir un équilibre constant entre la production et la consommation d'électricité. L'énergie électrique, par sa nature, est extrêmement difficile à stocker. Cette caractéristique technique a un impact direct sur la gestion du réseau : **à tout moment, le gestionnaire du réseau doit maintenir un équilibre entre la production et la consommation d'électricité.** En permanence, la quantité d'énergie générée par les producteurs d'électricité doit être égale à la quantité d'énergie consommée par les clients.

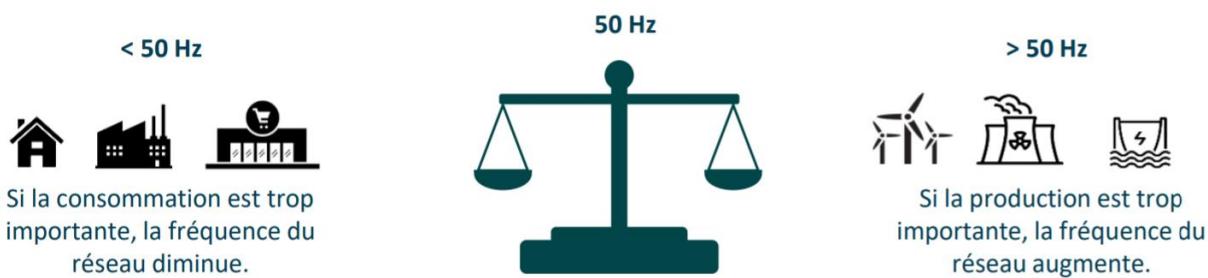


Fig. III.3. Influence du déséquilibre production–consommation sur la fréquence du réseau électrique

- Lorsqu'une quantité excessive d'électricité est injectée dans le réseau par rapport à la demande, la fréquence électrique augmente. Étant donné que les centrales électriques sont conçues pour fonctionner dans une plage de fréquence spécifique, il existe un risque qu'elles se déconnectent du réseau après un certain temps.
- Lorsque l'injection d'électricité est insuffisante pour répondre à la demande, la fréquence diminue. Lorsque la fréquence atteint 49 Hertz, le plan de délestage automatique est activé pour prévenir une panne totale du réseau, également appelée blackout. En effet, si la fréquence chute trop bas, les centrales électriques se déconnectent progressivement jusqu'à la paralysie complète du réseau, c'est-à-dire le blackout.

III.2.1. Responsabilités du gestionnaire de réseau dans l'équilibrage production-consommation

Voici quelques aspects clés de l'équilibre production-consommation :

1. **Surveillance en temps réel** : Les centres de conduite surveillent en permanence la production et la consommation d'électricité en temps réel.
2. **Prévision de la demande** : Pour maintenir l'équilibre, il est essentiel de prévoir avec précision la demande future d'électricité. Les centres de conduite utilisent des modèles de prévision basés sur des facteurs tels que la météo, les tendances historiques et les habitudes de consommation pour estimer la demande.
3. **Planification de la production** : En fonction des prévisions de la demande, le gestionnaire de réseau planifie la production d'électricité. Cela implique de décider quelles centrales électriques seront activées ou désactivées pour répondre à la demande prévue. Les centrales électriques peuvent être classées en fonction de leur flexibilité, certaines étant conçues pour une production de base continue, tandis que d'autres sont plus flexibles et peuvent être ajustées plus rapidement.
4. **Intégration des énergies renouvelables** : L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et éolienne, ajoute une complexité supplémentaire à la gestion de l'équilibre production-consommation. Ces sources sont

- intermittentes et dépendent des conditions météorologiques, ce qui nécessite une planification et une gestion spécifiques.
5. **Réserve d'énergie :** Les réseaux électriques maintiennent souvent une réserve d'énergie disponible pour faire face à des variations soudaines de la demande ou à des pannes inattendues. Cette réserve est activée lorsque nécessaire pour maintenir la stabilité du réseau.
 6. **Marchés de l'énergie :** Dans de nombreux pays, l'équilibre entre production et consommation est influencé par les marchés de l'énergie, où les producteurs vendent de l'électricité aux gestionnaires de réseau en fonction de l'offre et de la demande.

III.2.2. Les mécanismes de régulation pour maintenir l'équilibre du réseau électrique :

Pour équilibrer le réseau électrique, les gestionnaires de réseau sollicitent généralement trois types de réserves, chacune ayant un rôle spécifique dans le maintien de la stabilité du réseau. Voici ces trois réserves :

- **Réserves primaires:** Elle constitue la première ligne de défense en cas de déséquilibre entre la production et la consommation. Les générateurs ajustent instantanément leur puissance active en fonction de la déviation de fréquence.
- **Réserves secondaires:** Elle prend le relais de la réserve primaire après stabilisation initiale. Elle agit en quelques minutes pour ramener la fréquence à sa valeur nominale (50 Hz) et rétablir les échanges programmés entre zones.
- **Réserves tertiaires (manuelles):** Activée manuellement par les opérateurs, elle intervient sur des horizons plus longs (de plusieurs minutes à heures). Elle sert à reprogrammer la production pour libérer les réserves secondaires et assurer un fonctionnement économique et durable du système.

Tableau III.1 : Caractéristiques des réserves de régulation de fréquence

Type de réserve	Temps de réaction	Mode d'activation	Rôle principal	Action sur la fréquence
Réserve primaire	Quelques secondes (immédiat)	Automatique, locale (régulation de vitesse des générateurs)	Première réponse au déséquilibre production–consommation	Limite la variation de fréquence sans la ramener à 50 Hz
Réserve secondaire	Quelques dizaines de secondes à quelques minutes	Automatique, centralisée (AGC)	Restaure la fréquence nominale et les échanges programmés	Ramène la fréquence à 50 Hz
Réserve tertiaire (manuelle)	Plusieurs minutes à plusieurs heures	Manuelle, décision des opérateurs	Reprogrammation de la production et libération des réserves secondaires	Maintien durable de l'équilibre et optimisation économique

III.3. Prévision de la consommation et programmation de la production

La prévision de la consommation et la programmation de la production sont des composantes cruciales de la gestion des réseaux électriques. Elles permettent d'anticiper et de répondre efficacement à la demande en électricité, garantissant ainsi la stabilité du réseau.

III.3.1. Prévision de la consommation

Cette phase consiste à **estimer la quantité d'électricité que les consommateurs utiliseront à différents moments de la journée, de la semaine, voire de l'année**. Les gestionnaires de réseau utilisent des modèles de prévision de la demande basés sur divers facteurs, tels que les données historiques de consommation, les tendances saisonnières, les conditions météorologiques, et même les événements spéciaux. Les méthodes de prévision peuvent varier en complexité, de simples extrapolations à l'utilisation de techniques avancées telles que l'apprentissage automatique.

III.3.2. Programmation de la production

Une fois que la demande prévue est établie, les gestionnaires de réseau planifient la production d'électricité nécessaire pour satisfaire cette demande. Cela implique d'identifier quelles centrales électriques seront activées ou désactivées et à quel moment. **Les centrales électriques sont classées en fonction de leur capacité à répondre rapidement aux variations de la demande**. Les unités de base, telles que les centrales nucléaires et thermiques, sont généralement maintenues en fonctionnement continu (base load), tandis que d'autres, plus flexibles, sont utilisées pour répondre aux fluctuations de la demande (peak load).

- Une mauvaise prévision ou une planification inadéquate peuvent entraîner des déséquilibres, ce qui peut affecter la stabilité du réseau. Les gestionnaires de réseau travaillent en étroite collaboration avec les producteurs d'électricité pour coordonner la production et s'assurer que l'électricité est disponible au bon endroit et au bon moment.

III.3.3. Horizons temporels de prévision

La prévision de la consommation et la programmation de la production dans la gestion des réseaux électriques **impliquent la considération de plusieurs horizons temporels**, chacun ayant ses propres caractéristiques et enjeux. Voici un aperçu des principaux horizons temporels de prévision :

1. **Prévision à court terme** : Cet horizon s'étend généralement de quelques heures à quelques jours à l'avance. Il vise à anticiper les variations de la demande et de la production sur une échelle horaire ou journalière. Les prévisions à court terme sont essentielles pour la planification opérationnelle, la gestion de la charge et la prise de décisions en temps réel.
2. **Prévision à moyen terme** : Cet horizon est généralement de l'ordre de quelques jours à quelques semaines. Il prend en compte des facteurs tels que les fluctuations saisonnières, les événements prévisibles (vacances, événements sportifs, etc.) et les prévisions météorologiques à plus long terme. Les prévisions à moyen terme sont utiles pour l'optimisation de la production et de la logistique.
3. **Prévision à long terme** : L'horizon à long terme couvre des périodes allant de plusieurs semaines à plusieurs années. Il est axé sur la planification stratégique, la construction de nouvelles infrastructures, la diversification des sources d'énergie et la prise en compte des évolutions économiques et sociétales. Les prévisions à long terme sont cruciales pour assurer la fiabilité et la durabilité du réseau à long terme.

III.3.4. Indicateurs de la qualité de la prévision

Les indicateurs de la qualité de la prévision jouent un rôle crucial dans l'évaluation de l'efficacité des processus de prévision de la consommation et de programmation de la production dans la gestion des réseaux électriques. **Ils permettent de mesurer la précision des prévisions par**

rapport aux valeurs réelles et de fournir des informations essentielles pour l'amélioration continue du système.

Le calcul de l'erreur consiste à déterminer l'écart entre les données réelles et celles prédictes. Parmi les nombreux indicateurs permettant de mesurer la précision des prévisions, les plus courants sont l'erreur absolue et l'erreur relative.

1. **L'Erreur Absolue (EA)** correspond à la différence, à l'instant t , entre la valeur réelle $V^r(t)$ et la valeur estimée $V^p(t)$, prise en valeur absolue, comme l'exprime la relation (III-1).

$$\text{EA} = |V^r(t) - V^p(t)| \quad (\text{III-1})$$

2. **L'Erreur Relative (ER)** correspond à la différence entre la valeur réelle et la valeur prédictée, exprimée en proportion de la valeur réelle, comme indiqué à l'équation (III-2).

$$\text{ER} = \frac{V^r(t) - V^p(t)}{V^r(t)} \quad (\text{III-2})$$



Fig. III.4. Évolution de la demande en MW dans le réseau interconnecté algérien : journée du 20/10/2023 à gauche et du 21/10/2023 à droite (Source : Sonelgaz).



Fig. III.5. Évolution de la demande en MW dans le réseau interconnecté algérien : journée du 15/08/2023 à gauche et du 21/10/2023 à droite (Source : Sonelgaz).

L’analyse comparative des figures III.4 et III.5 illustre clairement l’impact de la proximité ou de l’éloignement des journées sur la variation de la demande électrique. Lorsque les deux journées considérées sont proches dans le temps, comme le 20/10/2023 et le 21/10/2023 (Fig. III.4), l’évolution de la demande en MW reste relativement similaire, reflétant une certaine régularité du profil de consommation. En revanche, lorsque les journées sont éloignées, comme le 15/08/2023 et le 21/10/2023 (Fig. III.5), les profils de demande diffèrent significativement, montrant des variations marquées dues aux facteurs saisonniers, climatiques ou socio-économiques. Ces observations mettent en évidence l’importance cruciale de considérer des séries historiques représentatives et proches dans le temps pour améliorer la précision des prévisions de la demande future, condition essentielle pour la planification et la gestion efficace du réseau interconnecté.

III.3.5. Méthodes de prévision

Les méthodes de prévision sont des techniques utilisées pour estimer la consommation future d’électricité. Ces méthodes sont essentielles pour planifier la production, l’achat d’électricité sur le marché, l’exploitation efficace du réseau électrique et la garantie de l’équilibre entre l’offre et la demande. Voici un aperçu des principales méthodes de prévision utilisées dans la gestion des réseaux électriques :

- **Méthodes déterministes** : Ces méthodes se basent sur des données historiques et des modèles mathématiques pour émettre des prévisions spécifiques sans prendre en compte l’incertitude. Les prévisions déterministes fournissent des valeurs uniques pour les futurs événements. Les méthodes quantitatives comme la régression linéaire, les séries chronologiques et les modèles basés sur des facteurs explicatifs sont des exemples de méthodes déterministes.
- **Méthodes probabilistes** : Contrairement aux méthodes déterministes, les méthodes probabilistes tiennent compte de l’incertitude. Elles fournissent des probabilités associées à différentes valeurs de prévision. Les méthodes probabilistes sont couramment utilisées pour évaluer les risques et les scénarios possibles. Les méthodes basées sur des distributions de probabilité, comme la simulation Monte Carlo, sont des exemples de méthodes probabilistes.

➤ Utilisation de l’intelligence artificielle pour la prévision de la consommation

Les méthodes basées sur l'intelligence artificielle (IA) font partie des méthodes avancées de prévision et sont de plus en plus utilisées dans la gestion des réseaux électriques. L'IA englobe un large éventail de techniques, y compris l'apprentissage automatique, les réseaux de neurones, le traitement du langage naturel et d'autres approches qui permettent aux ordinateurs d'apprendre à partir de données et de prendre des décisions autonomes.

Dans le contexte de la prévision de la consommation d'électricité et de la production d'énergie, voici comment l'IA est généralement utilisée :

1. **Apprentissage automatique (Machine Learning)** : Les algorithmes d'apprentissage automatique peuvent analyser de grandes quantités de données historiques pour identifier des schémas et des tendances. Ils peuvent être utilisés pour prédire la consommation future d'électricité en fonction de facteurs tels que la météo, les jours de la semaine, les vacances, etc. Les modèles d'apprentissage automatique, tels que les forêts aléatoires, les réseaux de neurones et les machines à vecteurs de support, sont couramment utilisés.
2. **Réseaux de Neurones Artificiels** : Les réseaux de neurones sont des modèles d'IA inspirés du fonctionnement du cerveau humain. Ils sont adaptés pour la prévision de séries chronologiques complexes. Les réseaux de neurones profonds (Deep Learning) sont particulièrement efficaces pour la prévision de la consommation d'électricité.

III.4. Réglage de la fréquence

III.4.1. Introduction à la fréquence dans les réseaux électriques

La fréquence est l'un des paramètres électriques fondamentaux dans les réseaux électriques, jouant un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité du système. **Elle mesure le nombre de cycles par seconde d'une onde électrique alternative, généralement exprimé en hertz (Hz).** Dans de nombreux réseaux électriques, la fréquence nominale est de 50 Hz dans de nombreuses régions du monde, bien que certaines utilisent 60 Hz.

III.4.2. Influence des déséquilibres sur la fréquence du réseau électrique

La loi fondamentale de la conservation de l'énergie électrique établit que **l'électricité produite doit être égale à l'électricité consommée à tout moment**. Cette équation est la clé pour comprendre la relation entre l'équilibre et la fréquence. **Lorsque la production et la consommation sont équilibrées, la fréquence reste constante à sa valeur nominale. Cependant, tout écart, même minime, de cette équation entraîne des variations de la fréquence.**

A. Augmentation et diminution de la fréquence

Si la production d'électricité excède la consommation à un moment donné, la fréquence augmente légèrement. À l'inverse, lorsque la consommation dépasse la production, la fréquence diminue légèrement. **Ces variations de la fréquence sont proportionnelles à l'ampleur du déséquilibre.**

B. Explication physique des variations de fréquence

La fréquence est directement liée à la vitesse de rotation des générateurs électriques. Si la production est supérieure à la consommation ($P_G > P_D$), les générateurs tournent plus rapidement, ce qui augmente la fréquence. Inversement, si la consommation est supérieure à la production ($P_D > P_G$), les générateurs tournent plus lentement, ce qui diminue la fréquence. Ceci s'exprime dans l'équation suivante :

$$\omega \frac{d\omega}{dt} = P_G - P_D \quad (\text{III-3})$$

où J est le moment d'inertie du système ; ω est la vitesse de rotation mécanique des générateurs synchrones ; et P_G et P_D sont respectivement la puissance totale de génération et la puissance de charge.

- Si $P_G > P_D$, la fréquence augmente.
- Si $P_G < P_D$, la fréquence diminue.

Ce phénomène peut être expliqué par l'inertie du système. Lorsque $P_G > P_D$, l'énergie excédentaire de la production est stockée dans l'inertie du système. Cela fait tourner les générateurs plus rapidement, ce qui augmente la fréquence. Inversement, lorsque $P_G < P_D$, l'énergie du système est utilisée pour alimenter la charge. Cela fait tourner les générateurs plus lentement, ce qui diminue la fréquence.

C. Les Causes des variations de fréquence dans un réseau électrique

Un changement de fréquence dans un réseau électrique peut être causé par plusieurs facteurs et conditions qui perturbent l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Voici quelques-unes des raisons courantes qui peuvent conduire à un changement de fréquence dans un réseau électrique :

- ✓ **Variations de la Charge** : Les fluctuations dans la demande d'électricité, telles que l'augmentation soudaine de la charge due à la mise en service d'appareils électriques ou à des événements spéciaux, peuvent entraîner une augmentation ou une diminution de la consommation. Cela peut perturber l'équilibre entre la production et la consommation, affectant ainsi la fréquence.
- ✓ **Défaut d'une centrale électrique** : Si une centrale électrique tombe en panne ou est déconnectée du réseau de manière inattendue, la production d'électricité diminue brusquement. Cela peut provoquer une diminution de la fréquence.
- ✓ **Déconnexion de lignes de transmission** : Des perturbations sur les lignes de transmission, telles que des court-circuits ou des pannes, peuvent entraîner la déconnexion de parties du réseau. Cela peut perturber l'équilibre entre la production et la consommation, entraînant des variations de fréquence.

III.4.3. Comment les GRTE maintiennent la fréquence du réseau ?

Les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRTE) jouent un rôle central dans le maintien de la stabilité de la fréquence. Ils assurent la coordination entre la production et la consommation, garantissant que la fréquence du réseau reste dans les limites acceptables, même en présence de variations de charge ou de perturbations. Comme illustré dans le tableau III.1 des **mécanismes de régulation** (réserves primaire, secondaire et tertiaire), plusieurs méthodes sont mises en œuvre pour réguler la fréquence :

- **Régulation primaire** : réponse immédiate des générateurs aux déséquilibres de fréquence. Les centrales ajustent leur puissance automatiquement en quelques secondes, sans intervention humaine.
- **Régulation secondaire** : action coordonnée par le centre de dispatching pour ramener la fréquence à sa valeur nominale et rétablir les échanges programmés. L'intervention se déroule sur une échelle de quelques dizaines de secondes.

- **Régulation tertiaire** : mécanisme de plus long terme, déclenché pour restaurer les marges de réserve et assurer une stabilité durable. Elle repose sur des décisions de gestion et de planification et intervient sur plusieurs minutes à heures.

Ainsi, la combinaison de ces trois niveaux de régulation, illustrée dans le tableau des réserves III.1, permet aux GRTE de maintenir la fréquence du réseau dans des limites sûres et d'assurer la continuité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique.

III.4.4. Relation entre la variation de fréquence et l'inertie

Lorsque des déséquilibres surviennent entre la production et la consommation d'électricité, la fréquence du réseau électrique peut varier. **Cette variation est directement liée à la quantité d'inertie présente dans le système.** En termes simples, l'inertie est la résistance au changement de vitesse. Dans le contexte des réseaux électriques, **l'inertie est principalement associée aux générateurs synchrones, qui ont une grande masse rotative et une vitesse de rotation mécanique constante.**

Lorsque la production excède la consommation, la fréquence augmente légèrement, et vice versa. Cette variation de fréquence est proportionnelle à l'ampleur du déséquilibre. **L'inertie des générateurs joue un rôle essentiel dans la stabilisation de la fréquence.** En cas d'excès de production, l'énergie cinétique stockée dans les générateurs **agit comme un amortisseur, ralentissant la montée de la fréquence.** De même, en cas de sous-production, cette énergie cinétique est convertie pour compenser la baisse de fréquence.

Plus l'inertie est élevée, plus le système résiste aux variations de fréquence. Cela signifie que si **un réseau électrique a une grande inertie (due à de gros générateurs synchrones), il peut mieux amortir les fluctuations de fréquence causées par des déséquilibres entre la production et la consommation.**

A. Énergie cinétique

L'énergie cinétique d'un système électrique est une mesure de son inertie dynamique. Elle est définie comme la somme de l'énergie cinétique de tous les générateurs synchrones et de la masse rotative du réseau. Lorsque les générateurs tournent à une vitesse angulaire donnée, ils stockent de l'énergie cinétique. Cette énergie est directement proportionnelle à la vitesse de rotation et au moment d'inertie du système.

L'énergie cinétique d'un système est calculée comme suit :

$$E_c = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 \quad (\text{III.4})$$

où J_i et ω_i sont respectivement le moment d'inertie en kg.m^2 et la vitesse de rotation en rad/s de la i -ème machine tournante ; et n est le nombre de machines tournantes.

B. Constante d'inertie du système

La constante d'inertie d'un système électrique est **une propriété qui dépend de la masse des générateurs synchrones** et de la façon dont ils sont connectés au réseau. **Plus la constante d'inertie est élevée, plus le système a de capacité pour stocker de l'énergie cinétique.** La constante d'inertie joue un rôle crucial dans la capacité du système à réagir aux variations de la fréquence.

La constante d'inertie du système est déterminée par le rapport entre l'énergie cinétique totale stockée en MJ à une vitesse synchrone et la valeur nominale de la puissance apparente en MVA du système de base, comme suit :

$$H_{sys} = \frac{E_c}{S_{base}} = \frac{1}{2S_{base}} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 \quad (\text{III - 5})$$

où S_{base} est la base MVA du système ; E_c est l'énergie cinétique totale stockée en MJ à la vitesse synchrone ; J_i est le moment d'inertie du générateur i ; et ω_i est la vitesse synchrone du générateur en rad/s.

C. Taux de changement de fréquence initial

Le taux de changement de fréquence initial Δf_{init} représente la variation initiale de la fréquence du réseau électrique en réponse à un déséquilibre entre la production et la consommation. Le Δf_{init} est influencé par les caractéristiques de la charge, la puissance des générateurs et la constante d'inertie.

Le Δf_{init} qui est déterminé par l'ampleur du déséquilibre de puissance et l'inertie du système est exprimé par :

$$\Delta f_{init} = \frac{f_0}{2H_{sys} S_{base}} \frac{\Delta P}{\Delta P} = \frac{f_0 \Delta P}{2E_c} \quad (\text{III-6})$$

où ΔP est la taille de la perturbation ; et f_0 est la fréquence nominale du système. Le Δf_{init} initial est déterminé par l'inertie du système ou l'énergie cinétique totale et la taille (sévérité) de la perturbation.

Une constante d'inertie plus élevée réduit le taux de variation de fréquence initial (Δf_{init}) et la déviation de fréquence, comme le montre la Figure III.6. Cela donne à la régulation primaire plus de temps pour ajuster la puissance de sortie. Une inertie plus élevée rend le système plus stable et capable de gérer les changements transitoires de la fréquence du système. Une inertie plus faible accélère la dynamique du système, ce qui peut provoquer des défauts en cascade et même un effondrement du système.

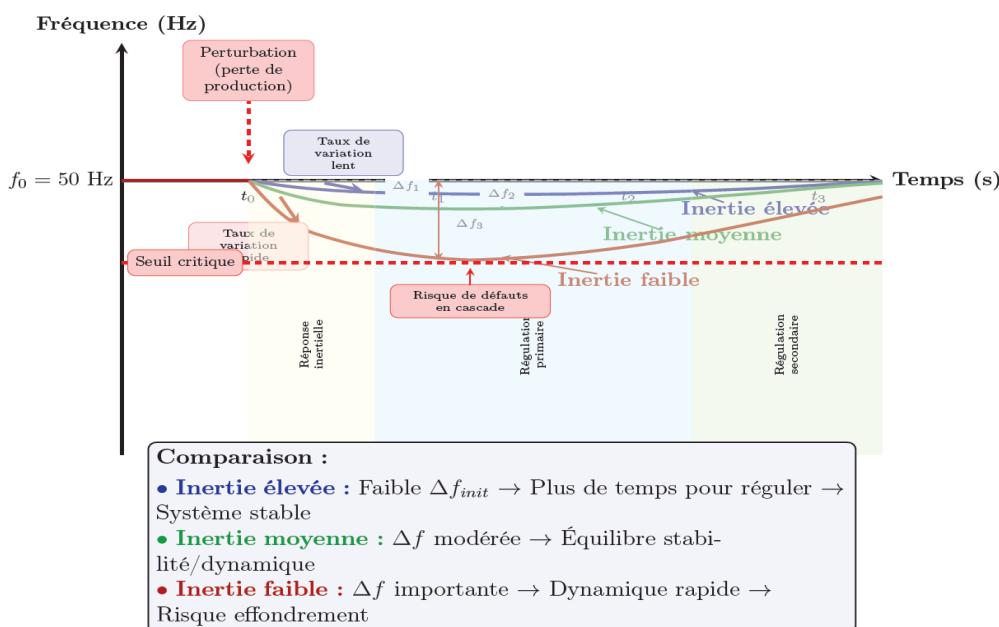


Fig. III.6. Influence de la constante d'inertie sur la variation de fréquence lors d'une perturbation

D. Exemple réel

Le 8 janvier 2021, à 14 h 05 (HEC), la fréquence du réseau électrique continental européen a chuté de manière exceptionnelle, **passant sous les 49,75 Hz**. Avant cette baisse, la fréquence était stable autour de 50,02 et 50,03 Hz. **Cette chute rapide et significative de la fréquence a été inhabituelle.**



Fig. III.7. Variation de la fréquence dans plusieurs points du réseau électrique européen (source ENTSO-E)

Une analyse plus approfondie de la chute de fréquence sur les unités de mesure européennes a permis de déterminer que **l'événement avait débuté dans le sud-est de l'Europe**. La première unité de mesure à détecter l'événement se trouvait à Sibiu (voir Fig. III.8). **La pente de la courbe de fréquence juste après la première baisse donne une bonne indication que l'origine de l'événement se trouvait dans le sud-est de l'Europe et s'est propagée à partir de là.**

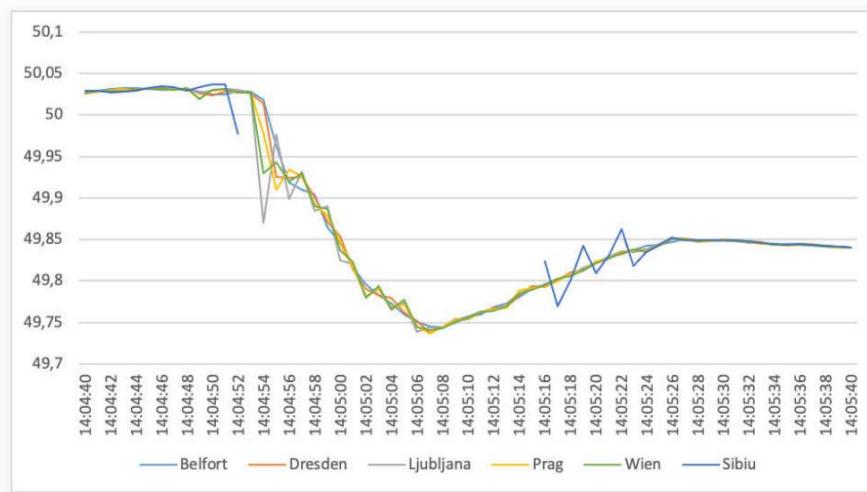


Fig. III.8. Propagation de la chute de fréquence dans le réseau européen : détection initiale à Sibiu et diffusion vers les autres régions (source ENTSO-E)

Le 26 janvier 2021, ENTSO-E a publié les résultats de son analyse de l'incident. **Le rapport indique qu'une surcharge dans une sous-station en Croatie a déclenché l'événement.** À 14h04:26, une protection a déconnecté deux composants clés, entraînant une cascade d'effets secondaires. Les flux de charge ont alors dû être répartis sur d'autres lignes et sous-stations. Ces changements soudains ont provoqué d'autres déconnexions dans des sous-stations voisines, aboutissant finalement à la division du réseau, comme le montre la figure III.9 publiée par ENTSO-E.

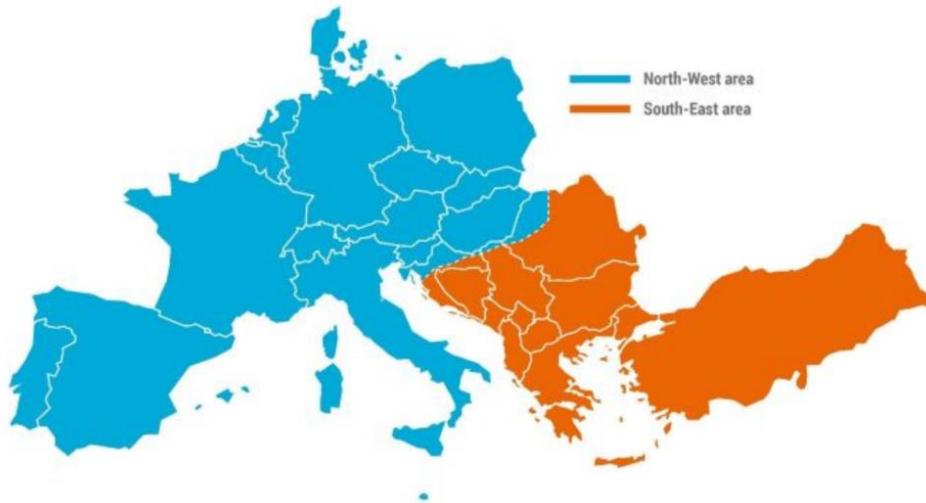


Fig. III.9. Séquence d'événements lors de l'incident du 26 janvier 2021 : propagation des déconnexions et division du réseau européen (source : ENTSO-E)

III.5. La gestion du plan de la tension sur le réseau de transport

La gestion du plan de tension dans un réseau de transport électrique représente **un élément crucial pour assurer la stabilité et la fiabilité du système**. Sur le réseau de transport, la gestion de la tension est assurée par le gestionnaire de réseau de transport (GRTE). Afin de maintenir une tension constante et optimale dans l'ensemble du réseau, les opérateurs utilisent une combinaison de dispositifs et de stratégies de régulation.

III.5.1. La relation entre la tension et la puissance maximale transportable

Considérons un générateur connecté à un bus de charge via une ligne de transmission sans perte, comme le montre la Fig. III.10. Si les deux tensions E et V restent constantes, le transfert de puissance maximal se produit sous un angle δ de 90° . La relation entre δ et le transfert de puissance P à travers la ligne de transmission est illustrée à la courbe ci-dessous.

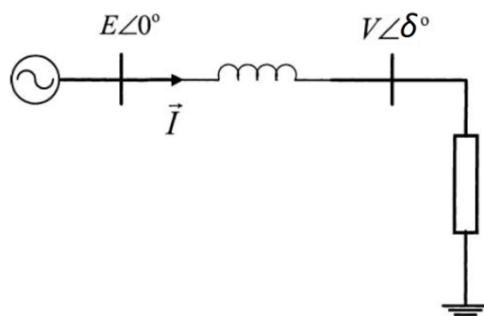


Fig. III.10. Générateur connecté à un bus de charge via une ligne de transmission sans perte

La relation entre δ et le transfert de puissance P à travers la ligne de transmission est donnée par la relation :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (\text{III-7})$$

Cela est illustré par la courbe ci-dessous :

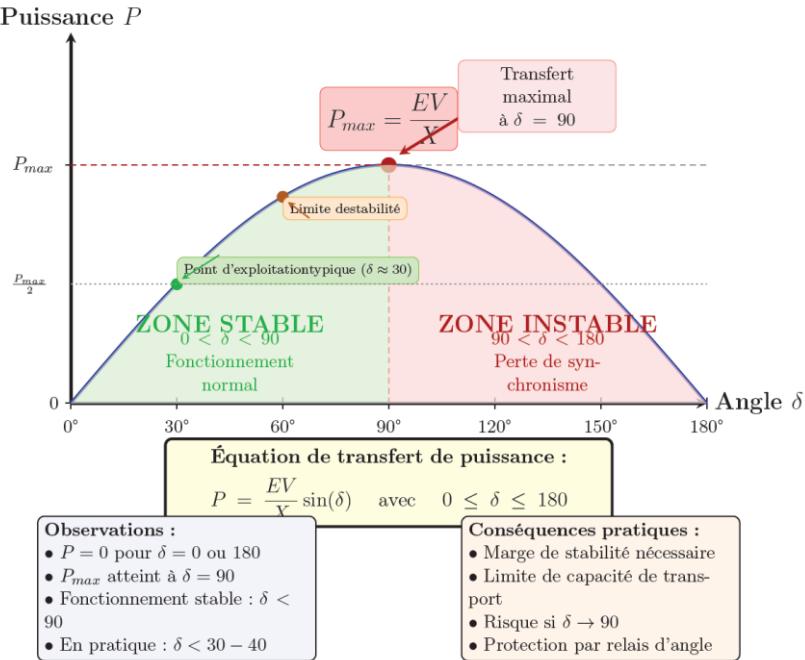


Fig. III.11. Courbe de puissance active en fonction de l'angle de transport δ

Considérons maintenant le même générateur avec une tension de borne constante connectée à un bus de charge dont la tension n'est plus constante. Ensuite, la relation entre la tension du bus de charge et le transfert de puissance à travers la ligne de transmission est illustrée dans la figure ci-dessous.

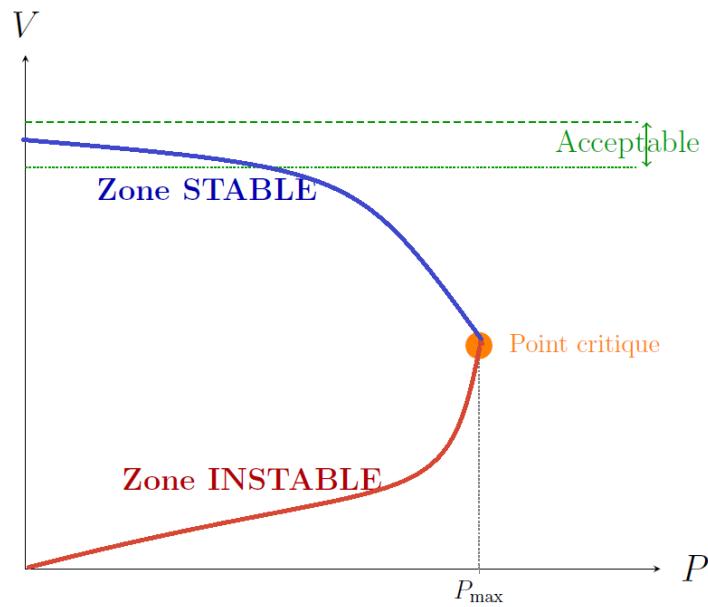


Fig. III.12. Relation tension–puissance au niveau du bus de charge et apparition de la limite de stabilité de tension

Avec l'augmentation de la charge, la tension sur le bus de charge diminue et atteint une valeur critique qui correspond au transfert de puissance maximal. En général, ce transfert de puissance maximal est lié à l'instabilité de la tension.

Si on s'intéresse uniquement à la puissance active et considère que la ligne de transmission et la charge sont purement résistives. Une ligne possédant une résistance R , par phase, alimente une charge résistive consommant une puissance variable P_c (Fig. III.13 ci-dessous). La tension E_s de la

source est constante. À mesure que la charge augmente, la tension E_R à ses bornes diminue progressivement; des calculs très simples permettent d'obtenir la courbe E_R en fonction de P_C (Fig. III.14 ci-dessous).

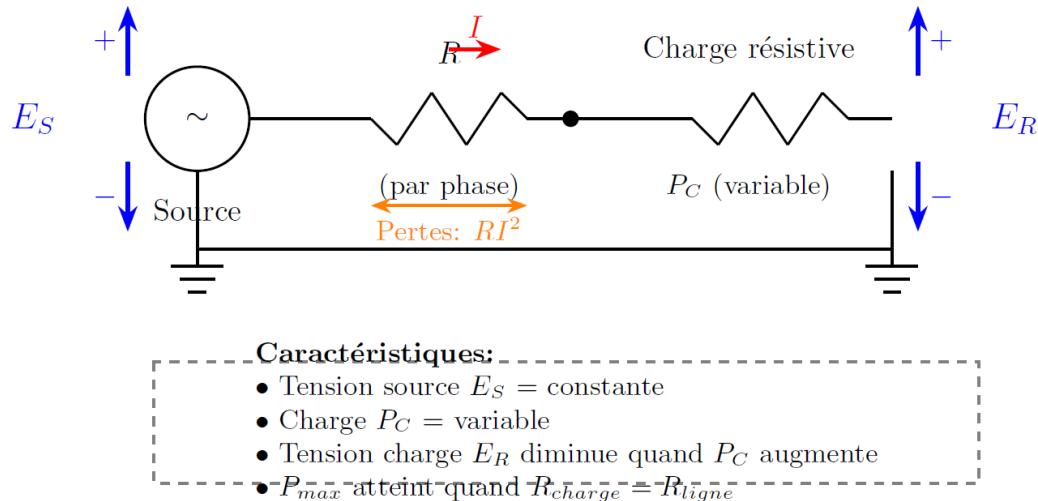


Fig. III.13. Schéma du circuit équivalent d'une ligne résistive alimentant une charge résistive à puissance variable

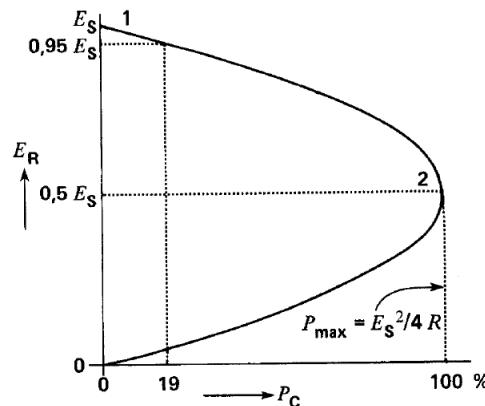


Fig. III.14. Courbe de la tension au récepteur E_R en fonction de la puissance active consommée P_C (Source : Wildi)

Cette courbe révèle l'information suivante:

- Il existe une limite supérieure à la puissance active que la ligne peut transporter. Cette limite est atteinte lorsque la résistance de la charge est égale à celle de la ligne. Il s'ensuit que la tension aux bornes de la ligne est égale à la moitié de la tension à la source.

$$E_R = 0,5 E_S \quad (\text{III-8})$$

On peut prouver que :

$$P_{max} = \frac{E_S^2}{4R} \quad (\text{III-9})$$

- Si l'on permet une régulation maximale de 5 % ($E_R = 0,95 E_S$), la ligne peut transporter une puissance P_C qui représente seulement 19 % de la puissance maximale. La ligne

pourrait transporter une puissance plus grande que P_c , mais la tension correspondante serait alors trop basse.

c) La source doit fournir la puissance P_c absorbée par la charge plus les pertes $R I^2$ dans la ligne.

Ligne inductive :

Considérons maintenant une ligne dont la résistance est négligeable, mais qui possède une réactance inductive X_L (Fig. III.15 ci-dessous).

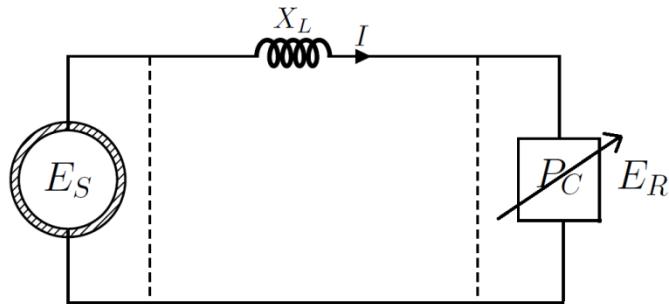


Fig. III.15. Schéma d'une ligne inductive ($R \approx 0$) reliant une source à une charge

Comme dans le cas d'une ligne résistive, la tension E_R diminue à mesure que la charge augmente, **mais la courbe de régulation à une allure différente**. Si l'on fait varier la charge résistive, on obtient la courbe E_R en fonction de P_C de la Fig. ci-dessous. On remarque les points suivants:

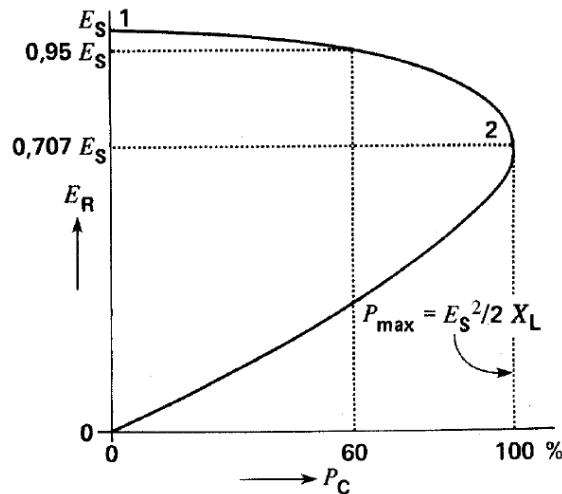


Fig. III.16. Évolution de la tension E_R en fonction de la puissance active P_C pour une ligne inductive (Source : Wildi)

a) **Il existe encore une limite supérieure à la puissance que la ligne peut transmettre à la charge.** On atteint ce maximum lorsque la résistance de la charge est égale à la réactance de la ligne. Dans ces circonstances, on a:

$$E_R = 0,707 E_S \quad (\text{III-10})$$

On peut prouver que :

$$P_{\max} = \frac{E_s^2}{2X_L} \quad (\text{III-11})$$

Pour une même impédance, une ligne réactive peut donc transporter deux fois plus de puissance active qu'une ligne résistive (comparer $P_{\max} = Es^2/2X_L$ et $P_{\max} = Es^2/4R$).

b) Si l'on permet une régulation de 5 %, la ligne peut transporter une puissance P_C valant 60 % de la puissance maximale P_{\max} . Pour une même charge, une ligne inductive donne donc une meilleure régulation qu'une ligne résistive.

c) La source E_s doit fournir non seulement la puissance active P_c consommée par la charge, mais aussi la puissance réactive $X_L I^2$ absorbée par la ligne.

III.5.2. La chute de tension dans les lignes

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

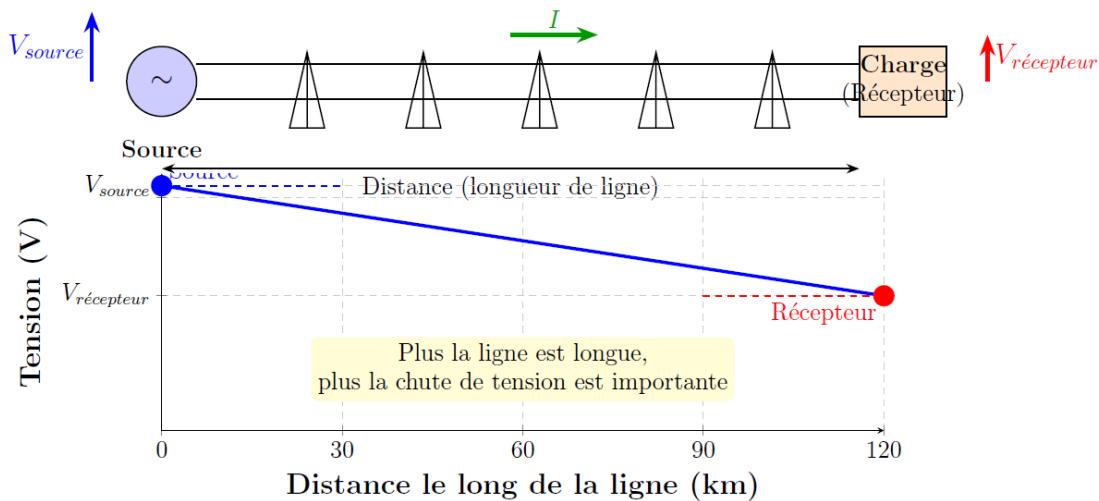


Fig. III.17. Chute de tension entre l'origine et l'extrémité d'une ligne électrique

Si la consommation double, la chute de tension double.

➤ Interprétation physique

Considérons la figure III.18 ci-dessous qui représente, de manière très simplifiée, par un dipôle d'impédance

$Z = R + jX$, une ligne destinée à alimenter la charge dessinée en pointillés.

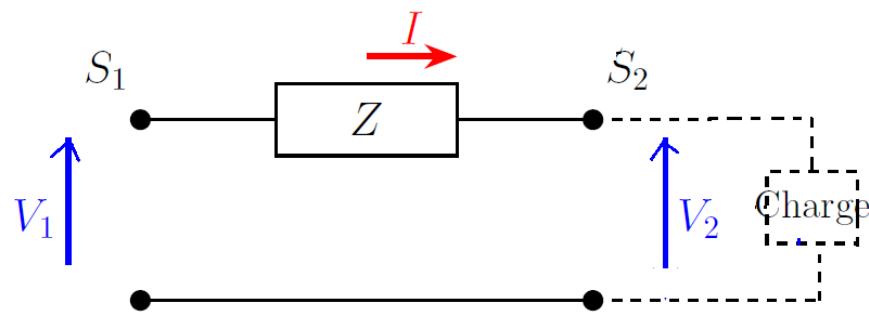


Fig. III.18. Représentation simplifiée d'une ligne d'alimentation et de sa charge par un dipôle d'impédance

Considérons que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1, l'extrémité 2 absorbant une puissance :

$$S_2 = P_2 + jQ_2$$

Le diagramme de phase de la figure III.19 ci-dessous donne l'expression de la chute de tension ΔV comme suit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = (R + jX) \cdot \bar{I} \quad (\text{III-12})$$

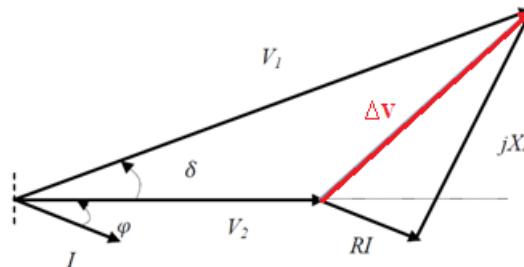


Fig. III.19. Diagramme de phase représentant la relation entre la tension aux bornes et la chute de tension ΔV

L'angle de transport δ étant petit (réseau peu chargé), si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{III-13})$$

D'où :

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{III-14})$$

On montre de même que :

$$\sin \delta \approx \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{III-15})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (\text{III-16})$$

soit, pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à V , P et Q les transits triphasés :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2}, \quad \sin \delta \approx \frac{XP - RQ}{U^2} \quad (\text{III-17})$$

On peut aussi noter que si, R de plus, est très faible devant X ($R \approx 0$) on peut écrire alors :

$$\Delta U = \frac{XQ}{U}, \quad \sin \delta = \frac{XP}{U^2} \quad (\text{III-18})$$

Dans ces conditions, les deux relations illustrent le fait que :

- La chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrême réceptrice.
- L'angle de transport δ dépend principalement de la puissance active transmise.

Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue. Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison. **Afin de maintenir la tension en bout de ligne, GRTE peut installer des moyens dits « de compensation » (batteries de condensateurs ou des dispositifs électroniques appelés FACTS), qui limitent la chute de tension.**

II.5.3. Ligne inductive avec compensation

Lorsqu'une ligne est inductive, on peut à la fois améliorer la régulation et augmenter la puissance transportable en ajoutant une capacitance X_C appropriée aux bornes de la charge (Fig III.20 ci-dessous). **Si l'on fait varier X_C à mesure que la puissance active P_C augmente, on peut maintenir une tension E_R constante (et égale à E_S) aux bornes de la charge.**

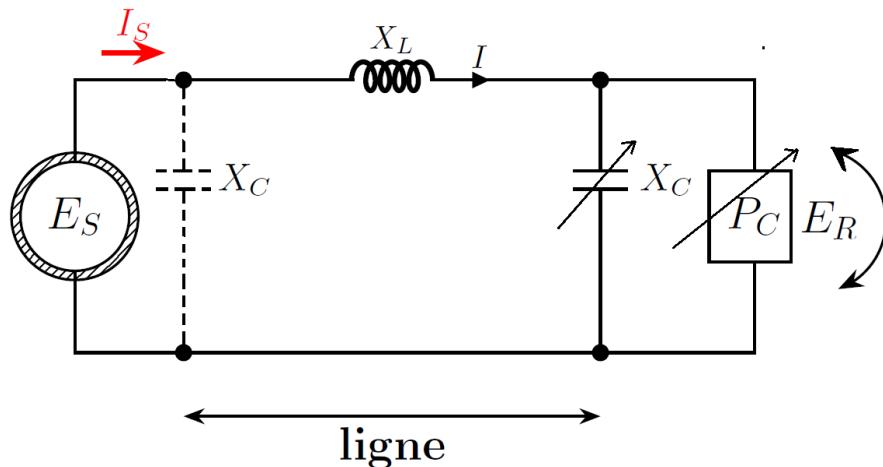


Fig. III.20. Ligne inductive avec compensation capacitive X_C aux bornes de la charge pour maintenir la tension constante $E_R=E_S$

Il suffit d'ajuster la valeur de X_C afin que la puissance réactive E_s^2/X_C fournie par les condensateurs soit égale à la moitié de la puissance réactive $X_L P$ absorbée par la ligne. Cependant, on constate qu'il y a encore une limite à la puissance active que la ligne peut transporter à la charge. **Une analyse détaillée montre (Fig. III.21 ci-dessous) que l'on peut garder une tension constante (trait horizontal 1-2) jusqu'à une limite où $P = E_s^2/X_L$, après quoi, la tension décroît en suivant le trait incliné 2-0.**

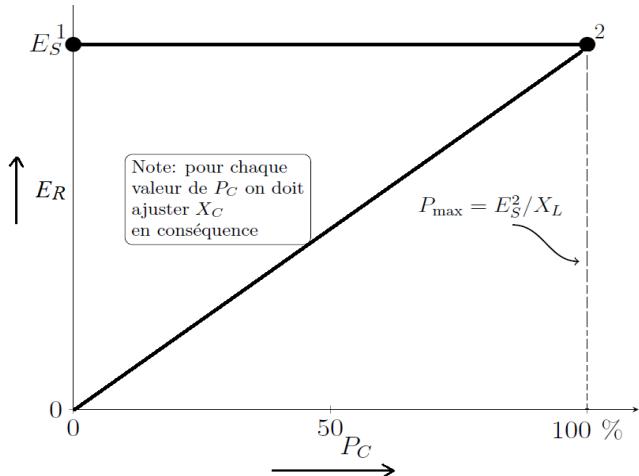


Fig. III.21. Régulation de la tension d'une ligne inductive avec compensation capacitive

On remarque les points suivants:

a) La régulation est parfaite ($E_R = E_s$) et la tension demeure constante jusqu'à la limite où

$$P_{\max} = \frac{E_s^2}{X_L} \quad (\text{III-19})$$

On peut donc transporter à la charge une puissance P_c qui est égale à la capacité maximale P_{\max} de la ligne.

b) En comparant cette courbe avec celle de la ligne inductive sans compensation, **on constate que la ligne compensée peut transporter le double de la puissance, tout en maintenant une tension constante. Les condensateurs sont donc très utiles sur une ligne inductive.**

c) La capacitance X_C fournit la moitié de la puissance réactive absorbée par la ligne, l'autre moitié provenant de la source E_s . Au besoin, on peut ajouter une deuxième capacitance X_C , de même valeur, au début de la ligne (Fig.). Dans ces circonstances, la source débite seulement une puissance active P_c ; la puissance réactive absorbée par la ligne est fournie par les condensateurs aux deux extrémités.

III.5.4. Réglage de Tension

Pour que la tension reste à chaque instant dans une plage acceptable pour les matériels, des dispositifs de réglage automatique de la tension sont répartis sur le réseau de transport. Ils agissent principalement sur les groupes de production, qui peuvent réguler la tension au point du réseau où ils sont raccordés. La régulation de tension joue un rôle crucial dans la stabilité et la performance d'un réseau électrique. **Cette fonction essentielle vise à maintenir les niveaux de tension dans des plages acceptables pour assurer un fonctionnement efficace des équipements électriques et à garantir la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs.** La structure de régulation de tension comprend divers dispositifs et systèmes conçus pour surveiller, contrôler et ajuster les niveaux de tension dans le réseau de transport, assurant ainsi la fiabilité et la stabilité du

système électrique. Cette section explorera les composants clés de cette structure et leur rôle dans la gestion efficace de la tension électrique.

- **Réglage Primaire de Tension** : action automatique des régulateurs de tension (AVR) des alternateurs pour maintenir la tension instantanée à sa valeur nominale en ajustant l'excitation du rotor.
- **Réglage Secondaire de Tension** : coordination automatique des régulateurs primaires pour maintenir l'équilibre entre production et consommation de puissance réactive dans une zone, en régulant la tension au point pilote.
- **Réglage Tertiaire de Tension** : action manuelle des opérateurs pour ajuster et optimiser les réglages secondaires, harmoniser les tensions entre zones et assurer la stabilité globale du réseau.

Ces trois niveaux de réglage de tension sont présentés ici de manière synthétique pour fournir une vue d'ensemble de leur rôle dans la stabilité du réseau de transport électrique. Leur fonctionnement détaillé, les interactions entre ces régulations et les stratégies de coordination seront développés plus en profondeur au **chapitre IV**.

III.6. La maîtrise des transits d'énergie dans un réseau d'interconnexion.

III.6.1. Introduction

Le "transit de puissance" (Load flow) implique le calcul des flux de puissance dans le réseau électrique, bien que le terme puisse sembler trompeur, car il commence par déterminer les tensions aux nœuds du réseau. Cependant, cette analyse est cruciale pour comprendre le comportement en temps réel du réseau.

Elle est utilisée pour de nombreuses applications, notamment :

- **Maintenance planifiée** : Le calcul préalable du transit de puissance est crucial pour éviter les surcharges lors de la maintenance planifiée d'une ligne de transport.
- **Analyse de contingence** : Basée sur les calculs de transit de puissance, elle permet d'anticiper et de prévenir des situations critiques, telles que les surcharges de connexions ou de transformateurs (assurer le niveau $n - 1$).
- **Maintien des niveaux de tension** : L'étude des transits de puissance évalue l'impact des transformateurs, des batteries de condensateurs et du délestage sur les niveaux de tension pour maintenir ces derniers dans des limites normales.
- **Développement des contrôles d'urgence** : afin d'identifier les situations critiques et de déterminer les mesures correctives appropriées à mettre en œuvre.

III.6.2. Mise en équation de transit de puissance

Le processus de **calcul du transit de puissance implique l'utilisation de données d'entrée, et après l'exécution des calculs requis, il génère des sorties** comme illustré dans la figure ci-dessous. Les données d'entrée comprennent la topologie du réseau et ses paramètres, permettant ainsi la construction de la matrice d'admittance du réseau ainsi que des informations détaillées sur chaque nœud. **Un nœud du réseau est entièrement décrit** (électriquement) **par quatre paramètres** :

- **l'amplitude du phaseur de tension : V ;**
- **l'angle du phaseur de tension : δ ;**
- **la puissance active injectée : P ;**
- **la puissance réactive injectée : Q .**

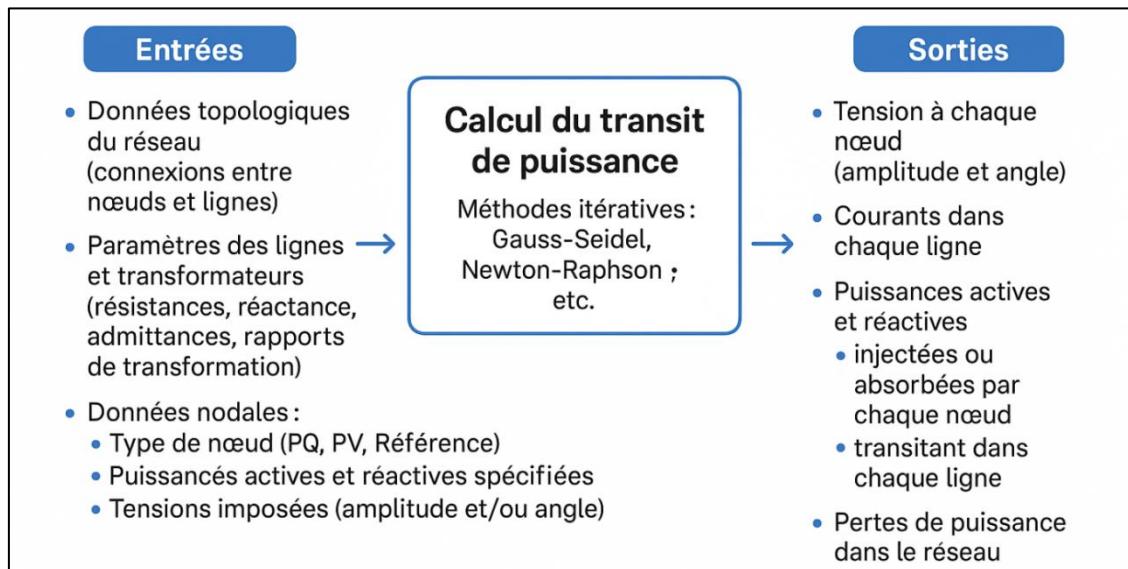


Fig. III.24. Schéma général du processus de calcul du transit de puissance

Trois types de nœuds peuvent être distingués et seuls deux des quatre paramètres sont connus pour chaque nœud, comme indiqué dans le tableau III.2 :

Tableau III.2. Classification des nœuds selon les paramètres connus et inconnus pour le calcul du transit de puissance

Type de nœud	Grandeur connues	Grandeur inconnues	Description
Nœud de charge (PQ)	P_i, Q_i	V_i, δ_i	Consommation de puissance électrique.
Nœud de générateur (PV)	P_i, V_i	Q_i, δ_i	Injection de puissance active avec tension régulée.
Nœud de référence (Slack bus)	V_i, δ_i	P_i, Q_i	Sert de référence de phase (souvent $\delta_1 = 0^\circ$).

Voici une brève explication des trois types de nœuds dans un réseau électrique :

✓ **Nœud de générateur (PV)**

Les nœuds générateurs sont des points du réseau où l'énergie électrique est injectée. **Ils sont généralement associés à des générateurs**, tels que des centrales thermiques, des centrales nucléaires ou des centrales éoliennes.

✓ **Nœud de charge (PQ)**

Les charges sont modélisées à l'aide des puissances absorbées et non à l'aide d'impédances. Les nœuds de charges sont **des points du réseau où sont consommées de la puissance électrique**.

✓ **Nœud référent**

Le calcul du transit de puissance exige la définition d'un nœud de référence dans le réseau, le seul nœud dont l'angle du phasor de tension est spécifié. La valeur réelle de cet angle est arbitraire, souvent fixée à zéro ($\delta=0$). Ce nœud de référence n'a pas d'injection de puissance imposée. Dans un réseau composé uniquement de nœuds de charge et de nœuds de générateur, où l'injection de puissance active est connue, imposer les pertes en ligne serait contradictoire et impossible. Ainsi, pour l'analyse du transit de puissance, il est essentiel de calculer d'abord les tensions aux nœuds de charge avant de pouvoir déterminer les courants de ligne et les pertes. L'équilibre des puissances actives (fournies par les générateurs, absorbées par les charges et les pertes en ligne) est maintenu au niveau du nœud de référence. **Dans un réseau composé**

exclusivement de nœuds de charge et de nœuds de générateur, l'un des nœuds de générateur doit être désigné comme le nœud de référence.

Remarque:

- **Les nœuds où aucune charge ou groupe électrogène n'est connecté**, par exemple les sous-stations du réseau, sont traités dans le transit des puissances comme des nœuds de charge avec $P = 0$ et $Q = 0$.
- **Un nœud peut également avoir à la fois un générateur et une charge connectée**. Les puissances (négatives) injectées par la charge (P_{charg} et Q_{charg}) sont connues ainsi que P_{gen} et V_{gen} du générateur. **Comme la valeur efficace de la tension est un paramètre commun, le nœud peut être modélisé comme un nœud de générateur avec :**
 $V = V_{\text{gen}}$ et $P = P_{\text{gen}} + P_{\text{charg}}$.

A) Modélisation et mise en équations

Pour établir une relation entre les quatre grandeurs électriques décrivant un nœud du réseau, comme indiqué dans le tableau ci-dessus, **il est nécessaire de développer un système d'équations du transit des puissances**.

La relation entre courants et tensions est donnée par **la matrice d'admittance $[Y]$** :

$$[\underline{I}] = [\underline{Y}][\underline{V}] \leftrightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (\text{III-20})$$

Avec N : nombre de nœuds du réseau.

La matrice d'admittance $[Y]$ peut être construite comme suit :

- L'élément \underline{Y}_{ii} situe sur la diagonale principale est égal à la somme de toutes les admittances directement connectées au nœud i .
- L'élément \underline{Y}_{ij} non situe sur la diagonale est égal à la valeur négative de l'admittance connectée entre le nœud i et le nœud j . Il est à noter que l'élément $\underline{Y}_{ji} = \underline{Y}_{ij}$.

Les éléments de la matrice d'admittance $[Y]$ peuvent être écrits comme :

$$\underline{Y}_{ij} = Y_{ij} = \theta_{ij}(\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{III-21})$$

Avec G_{ij} : conductance (S ; S comme Siemens et $1 \text{ S} = 1 \Omega^{-1}$).

B_{ij} : susceptance (S).

Les tensions aux nœuds du réseau peuvent être exprimées par :

$$\underline{V}_i = V_i \angle \delta_i = V_i(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (\text{III-22})$$

Avec le système matriciel présenté à l'équation (III-20), le courant associé au nœud i s'écrit :

$$\underline{I}_i = \sum_{n=1}^N \underline{Y}_{in} \underline{V}_n \quad (\text{III-23})$$

Et la puissance complexe injectée au nœud i :

$$\underline{S}_i = \underline{V}_i \underline{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad (\text{III-24})$$

En remplaçant les expressions des tensions (équation (III-22)) et celles des courants (équation (III-23)), l'expression de la puissance complexe injectée au nœud i devient :

$$\underline{S}_i = \sum_{n=1}^N (Y_{in} V_i V_n) \angle(\delta_i - \delta_n - \theta_{in}) \quad (\text{III-25})$$

$$\underline{S}_i = \sum_{n=1}^N (Y_{in} V_i V_n) [\cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) - j \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)] \quad (\text{III-26})$$

La puissance active injectée au nœud i s'écrit :

$$P_i = \sum_{n=1}^N (Y_{in} V_i V_n) \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{III-27})$$

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + \sum_{n \neq i}^N (Y_{in} V_i V_n) \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{III-28})$$

Et la puissance réactive :

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N (Y_{in} V_i V_n) \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{III-29})$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} - \sum_{n \neq i}^N (Y_{in} V_i V_n) \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{III-30})$$

Les équations (III-27) et (III-29) forment le système d'équations du transit de puissance, représentant l'injection de puissance active et réactive calculée au nœud i en fonction, en principe, de toutes les tensions aux nœuds du réseau.

Maintenant, pour le calcul du transit de puissance, l'objectif est de déterminer les tensions (V_i , δ_i) dans la colonne "Paramètres inconnus" du tableau ci-dessus de manière à ce que toutes les valeurs de tension soient insérées dans les équations (III-27) et (III-29). Les valeurs des puissances active et réactive calculées aux nœuds spécifiques correspondent aux valeurs indiquées dans la colonne intitulée "Paramètres connus" du tableau. Cependant, dans ces équations, nous avons:

$$\Delta P_i = P_{i,\text{spécifiée}} - P_{i,\text{calculée}} = 0 \quad (\text{III-31})$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,\text{spécifiée}} - Q_{i,\text{calculée}} = 0 \quad (\text{III-32})$$

B) Méthodes de résolution numérique

La nature non linéaire des équations du transit de puissance rend leur résolution difficile, même pour un réseau relativement simple à deux nœuds. Les méthodes arithmétiques directes ne sont souvent pas suffisantes pour résoudre efficacement ces équations. **En conséquence, des méthodes itératives sont généralement appliquées pour obtenir des solutions convergentes.** Ces méthodes itératives permettent d'ajuster progressivement les valeurs des variables du système jusqu'à ce que les équations du transit de puissance soient simultanément satisfaites pour tous les nœuds du réseau, offrant ainsi une approche efficace pour résoudre ces systèmes complexes.

Les méthodes itératives les plus couramment utilisées pour résoudre les équations du transit de puissance sont les suivantes :

- La méthode de Newton-Raphson
- La méthode de Gauss-Seidel
- La méthode de Jacobi

La méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus précise, mais elle est également la plus coûteuse en termes de calculs. Les méthodes de Jacobi et de Gauss-Seidel sont moins précises que la méthode de Newton-Raphson, mais elles sont plus rapides. Le choix de la méthode itérative à utiliser dépend de la taille du réseau et de la précision souhaitée.

❖ Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est utilisée dans le calcul du transit de puissance pour résoudre les équations non linéaires qui décrivent les relations entre les tensions et les puissances aux nœuds d'un réseau électrique.

Voici comment elle est appliquée dans ce contexte :

1. **Initialisation des valeurs** : On commence par fournir des valeurs initiales pour les tensions aux nœuds. Ces valeurs peuvent être des estimations basées sur des résultats antérieurs, des données historiques, ou d'autres considérations techniques.
2. **Itérations de Gauss-Seidel** : La méthode de Gauss-Seidel effectue des itérations successives pour ajuster les valeurs des tensions aux nœuds. À chaque itération, les équations du système sont résolues pour chaque nœud, en utilisant les valeurs les plus récentes des tensions. La formule d'itération peut s'écrire :

$$\mathbf{V}_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\mathbf{V}_i^{*k}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \mathbf{V}_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} \mathbf{V}_j^k \right], \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (\text{III.33})$$

Une fois le test de convergence est vérifié :

$$|V_i^{k+1} - V_i^k| < \varepsilon, \quad i = 2, \dots, n \quad (\text{III.34})$$

3. **Calcul des puissances** : Une fois les tensions mises à jour à chaque itération, les puissances aux nœuds peuvent être recalculées en utilisant les nouvelles valeurs de tension. Ces puissances sont utilisées pour mettre à jour les équations du système.
4. **Calcul des puissances final** : les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues pour calculer les valeurs finales de puissances aux nœuds peuvent.

➤ **Avantages**

- Simple à programmer.
- Bonne stabilité pour les réseaux de taille moyenne.

➤ **Inconvénients**

- Convergence lente, surtout pour les grands réseaux.
- Moins précis que Newton-Raphson.

❖ **Méthode de Newton-Raphson**

Cette méthode repose sur la linéarisation du système d'équations non linéaires par **développement limité de Taylor**. Méthode utilisée dans la plupart des logiciels de calcul de réseau.

Le système s'écrit sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{III.35})$$

où J_1, J_2, J_3, J_4 constituent la **matrice Jacobienne**, formée des dérivées partielles des puissances par rapport aux tensions et angles.

À chaque itération :

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ V^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ V^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{III.36})$$

➤ **Avantages**

- Convergence rapide (d'ordre 2).

➤ **Inconvénients**

- Calcul plus lourd (nécessite la Jacobienne et son inversion).

IV

REGLAGE DU RESEAU

IV.1. Réglage de la fréquence

IV.1.1. Introduction

Les réseaux électriques représentent l'une des réalisations les plus complexes de l'humanité, conçus pour fournir aux consommateurs une puissance active et réactive à fréquence et tension constantes. **Face à des charges intermittentes et à l'incapacité de stocker efficacement l'électricité à grande échelle, le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite des mécanismes de contrôle.** Les générateurs jouent un rôle crucial dans le maintien de la balance de puissance active, tandis que des options telles que le délestage sont envisagées en cas d'urgence.

Observons le fonctionnement d'un système simple où un générateur alimente une charge variable. Dans le cas où une consommation soudaine de puissance active survient sans qu'aucune action de contrôle ne soit entreprise, examinons les implications sur le bilan des puissances actives, en supposant la négligence des pertes.

$$P_m = P_e + P_a \quad (\text{IV-1})$$

où P_m désigne la puissance mécanique motrice appliquée à l'entrée de l'alternateur (en W), P_e représente la puissance électrique convertie et fournie à la charge à la sortie de l'alternateur (en W),

et P_a correspond à la puissance d'accélération (ou de décélération) de l'alternateur (en W).

Nous partons de la situation où la puissance entraînante et la puissance demandée par la charge sont équilibrées (c'est-à-dire, $P_m=P_e$ et $P_a=0$). Une augmentation soudaine de la puissance demandée par la charge se produit ($P_e \uparrow$). En l'absence d'intervention de contrôle, la puissance mécanique fournie au générateur demeure constante. Afin de maintenir l'équilibre des puissances actives (conformément à l'équation (IV.1)), une puissance de décélération apparaît ($P_a < 0$). Ainsi, la vitesse de rotation du générateur diminue, entraînant également une diminution de la fréquence de la puissance électrique. L'exemple numérique qui suit illustre ce phénomène.

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Considérons un alternateur bipolaire ($p=1$) fonctionnant initialement à vide à la fréquence nominale $f_1=50$ Hz, soit une vitesse de rotation de 3000 tr/min. On suppose que l'énergie cinétique emmagasinée dans l'ensemble des parties tournantes de la machine électrique et de la turbine à vapeur est égale à $K_1=200$ MJ.

À un instant donné, une charge de 10 MW est brusquement raccordée au réseau. En l'absence de toute action de régulation, la diminution de la fréquence au bout d'une seconde peut être estimée de la manière suivante : durant cette seconde, la charge absorbe une énergie électrique de $10 \times 10^6 \times 1 = 10$ MJ. Cette énergie est prélevée sur l'énergie cinétique des parties tournantes, qui se trouve alors réduite à $K_2=190$ MJ.

L'énergie cinétique de rotation s'exprime par :

$$K = \frac{1}{2} J \omega^2 = 2 J_0 \pi^2 f^2$$

où J_0 représente le moment d'inertie équivalent des parties tournantes. Par conséquent, la fréquence de rotation après une seconde (f_2) se trouve diminuée et peut être déterminée à partir de cette relation.

$$\frac{K_1}{K_2} = \frac{f_1^2}{f_2^2} \Rightarrow f_2 = \sqrt{\frac{190}{200}} \times 50 = 48.73 \text{ Hz} \quad (\text{IV-2})$$

IV.1.2. Réglage primaire

Le **réglage primaire** de la fréquence constitue la **première action automatique** qui intervient lorsqu'un déséquilibre entre la production et la consommation apparaît dans le système électrique. Il agit **localement** au niveau de chaque groupe turboalternateur, **sans coordination centrale**, afin de **stabiliser la fréquence** quelques secondes après la perturbation. Ce mécanisme repose sur le fonctionnement du **régulateur de vitesse** associé à la turbine du générateur.

❖ Principe :

Dans un système électrique, l'équilibre des puissances actives entre la production et la consommation doit être maintenu pour assurer une fréquence stable. **Un régulateur de vitesse est utilisé pour contrôler la puissance active générée par un générateur**, comme illustré dans la ci-dessous.

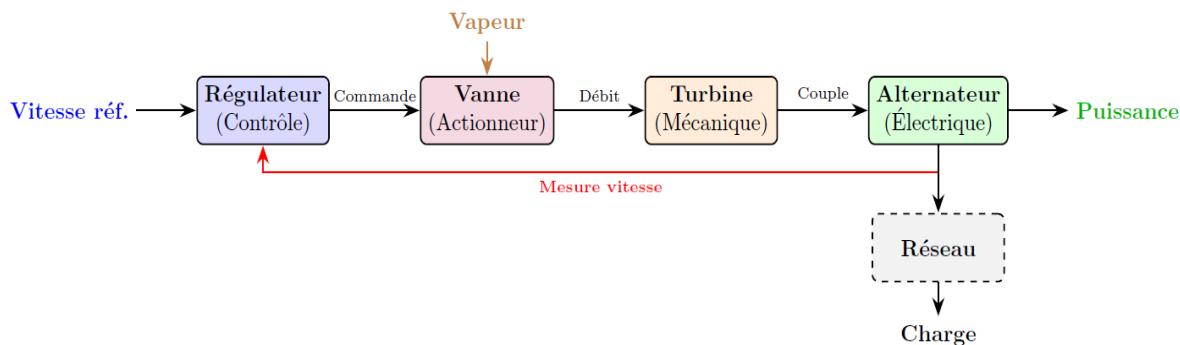


Fig. IV.1. Régulateur de vitesse pour la stabilité de fréquence.

Ce régulateur possède une caractéristique (relation fréquence-puissance) démontrée par la figure IV.2 ci-dessous : la vitesse de rotation (et par conséquent la fréquence) **reste indépendante de la charge du générateur**.

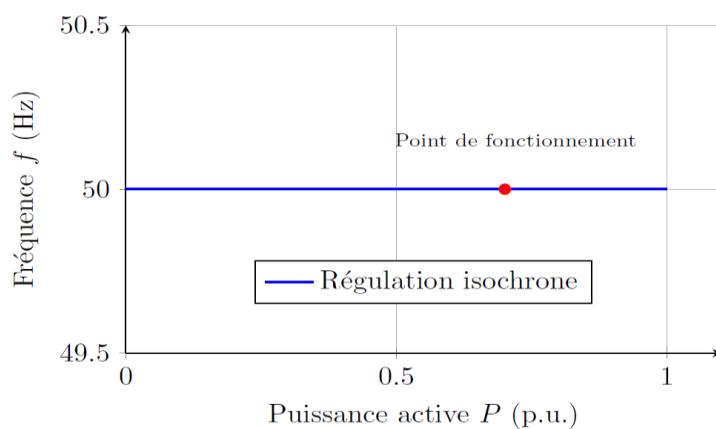


Fig. IV.2. Caractéristique fréquence–puissance d'un régulateur de vitesse

Cependant, des problèmes surviennent lorsque plusieurs générateurs sont connectés en parallèle. En cas de chute de fréquence due à une augmentation de la consommation de puissance active, chaque régulateur de vitesse tente de restaurer la fréquence d'origine en augmentant la puissance du moteur d'entraînement. Les générateurs équipés de contrôleurs à faible temps de réponse produiront une puissance plus rapidement que les générateurs avec des contrôleurs plus lents. Après un certain nombre d'actions de contrôle, la puissance active à produire est répartie de manière aléatoire sur les générateurs.

Pour résoudre ce problème, il est possible de modifier la caractéristique du régulateur de vitesse pour établir une relation univoque entre la fréquence et la puissance, comme représenté dans la figure IV.3. Cette caractéristique, avec une pente négative, ajuste la puissance active en fonction des variations de fréquence, résolvant ainsi la distribution aléatoire de la puissance entre les générateurs.

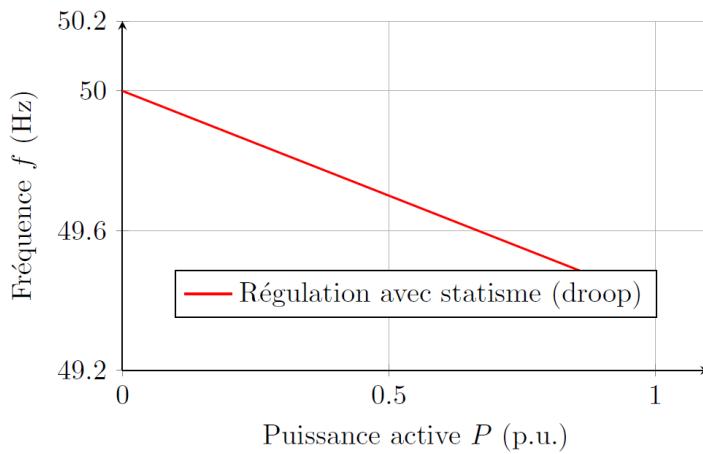


Fig. IV.3. Réglage de fréquence avec pente négative pour stabiliser la répartition de puissance entre générateurs

La pente de cette caractéristique fréquence-puissance est définie comme le gain statique, exprimé par :

$$R_{gi} = -\frac{\Delta f/f_r}{\Delta P_{gi}/P_{gi,r}} \quad (\text{IV-3})$$

Avec R_{gi} : gain statique fréquence-puissance du générateur « i » (pu).

Δf : variation de fréquence (Hz).

f_r : fréquence nominale (Hz).

ΔP_{gi} : variation de la puissance active du générateur « i » (MW).

$P_{gi,r}$: puissance active nominale du générateur « i » (MW).

Autrement dit, le gain statique représente la diminution de la fréquence par rapport à la fréquence nominale lorsqu'il y a une variation de la puissance active du générateur équivalente à la puissance nominale.

En ce qui concerne le régulateur de vitesse, on peut identifier trois cas distincts :

1) Un générateur autonome

Dans le cas d'un générateur autonome, la charge impose le niveau de puissance active que le générateur doit fournir, tandis que le régulateur de vitesse détermine la fréquence. Comme

illustré dans la figure ci-dessus IV.4, un générateur autonome connecté à une charge subit un changement brusque dans le bilan des puissances actives : la charge exige soudainement une valeur de puissance active $P_2 = P_1 + \Delta P$. En conséquence, l'énergie cinétique des masses en rotation du générateur ainsi que la fréquence diminuent. Pour rétablir l'équilibre des puissances, le régulateur de vitesse augmente la puissance mécanique du moteur de ΔP . La nouvelle fréquence, à laquelle l'équilibre des puissances actives est rétabli, est inférieure à la fréquence d'origine : $f_2 = f_1 - \Delta f$. L'exemple ci-dessous illustre ce comportement.

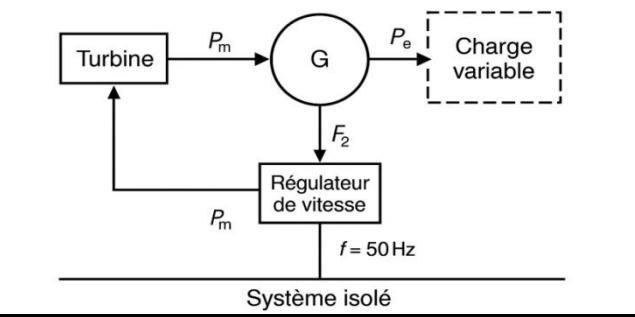


Fig. IV.4. Générateur autonome alimentant une charge

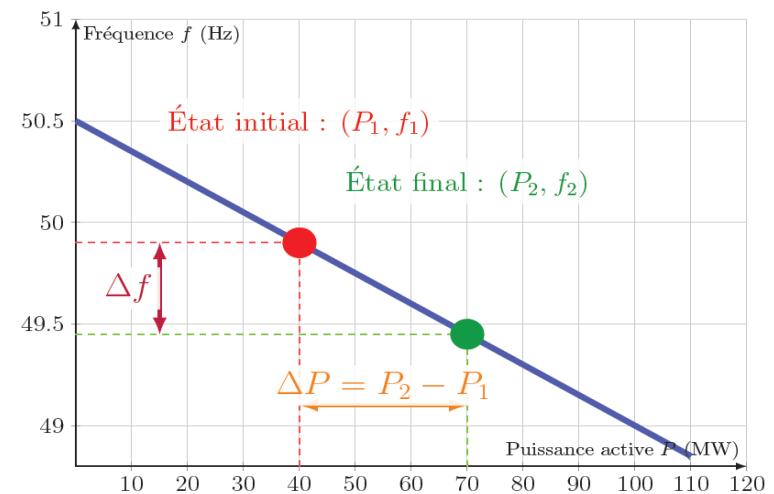


Fig. IV.5. Caractéristique fréquence–puissance montrant la transition du point de fonctionnement

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Un générateur autonome, alimentant une seule charge, fournit initialement 50 MW à 50 Hz (correspondant au point « 1 » sur la caractéristique du régulateur de vitesse, figure IV.5). La puissance nominale du générateur est de 200 MW et son régulateur de vitesse possède un gain statique de $R=0,02$ p.u. La charge augmente soudainement sa consommation de puissance active, atteignant 100 MW.

Cet événement provoque une chute de fréquence de :

$$\Delta f = -Rf_r (\Delta P/P_r) = -0,02 \times 50 \times \left(\frac{50}{200} \right) = -0,25 \text{ Hz}$$

Les niveaux de puissance sont équilibrés dans le nouveau point de fonctionnement noté « 2 » dans la caractéristique de régulateur de vitesse (figure (c)), avec une fréquence $f_2 = 50 - 0,25 = 49,75$ Hz

et une puissance en sortie du générateur de $P_2 = 100 \text{ MW}$. Observez que le **gain statique fréquence-puissance d'une génératrice autonome est plutôt petit afin d'avoir une faible variation de fréquence.**

2) Un générateur connecté à un réseau de puissance infinie

Dans le cas d'un générateur connecté à un réseau de puissance infinie, **c'est le réseau qui impose la fréquence, tandis que le régulateur de vitesse détermine la quantité de puissance active à fournir par le générateur.** Comme illustré dans la figure IV.5, un générateur connecté à un réseau de puissance infinie subit une chute de fréquence $f_2=f_1-\Delta f$. En conséquence, **le régulateur de vitesse augmente la puissance motrice conformément à la caractéristique du régulateur de vitesse**, ajoutant une quantité ΔP telle que : $P_2=P_1+\Delta P$. L'exemple ci-dessous illustre ce comportement.

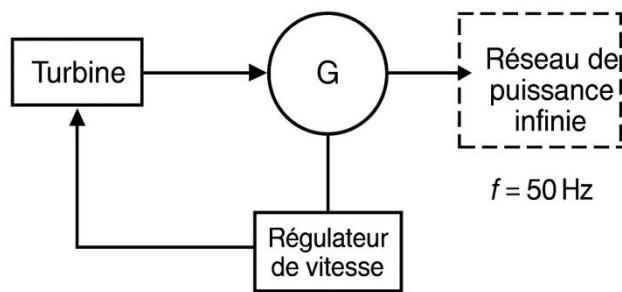


Fig. IV.6. Générateur connecté à un réseau de puissance infinie

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Un générateur raccordé à un réseau de puissance infinie délivre initialement une puissance active de 50 MW à la fréquence nominale de 50 Hz, correspondant au point « 1 » sur la caractéristique fréquence-puissance du régulateur de vitesse représentée à la figure (c). La puissance nominale du générateur est de 200 MW, et son régulateur de vitesse est caractérisé par un gain statique fréquence-puissance $R= 0,06 \text{ p.u.}$ Suite à une diminution de la fréquence du système à $f_2 = 49,5 \text{ Hz}$, la puissance active fournie par le générateur augmente selon la caractéristique du régulateur de vitesse :

$$\Delta P = \frac{-\Delta f/f_r}{R} P_r = \frac{0,5/50}{0,06} 200 = 33 \text{ MW} \quad (\text{IV-4})$$

Au nouveau régime d'exploitation, correspondant au point « 2 » sur la caractéristique du régulateur de vitesse présentée à la figure (c), le générateur délivre une puissance active de $P_2 = 50 + 33 = 83 \text{ MW}$, pour une fréquence réduite à $f_2 = 49,5 \text{ Hz}$. Il convient de noter que, plus le gain statique fréquence-puissance du régulateur est élevé, plus la variation de la puissance active fournie par le générateur en réponse à une déviation de fréquence est limitée.

3) Deux générateurs en parallèle

Dans cette situation, deux générateurs alimentent une charge commune. La fréquence est déterminée par les deux régulateurs de vitesse, et la production de puissance active est répartie entre

les deux générateurs. Lorsqu'une puissance ΔP est soudainement exigée par la charge, la fréquence diminue de Δf (voir figure IV.8). Pour rétablir l'équilibre des puissances actives, les régulateurs de vitesse augmentent la puissance motrice en fonction des caractéristiques respectives de chaque régulateur de vitesse : $\Delta P = \Delta P_{g1} + \Delta P_{g2}$ (avec $\Delta P_{g1} = P_{g1,2} - P_{g1,1}$ et $\Delta P_{g2} = P_{g2,2} - P_{g2,1}$).

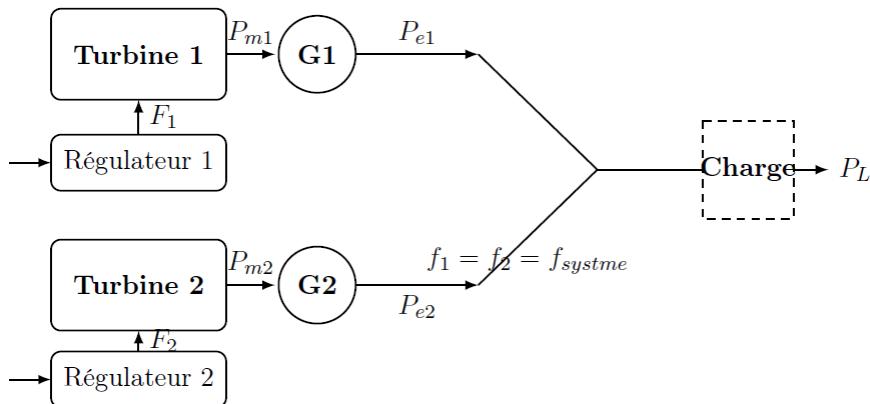


Fig. IV.7. Deux générateurs en parallèle alimentant une charge commune

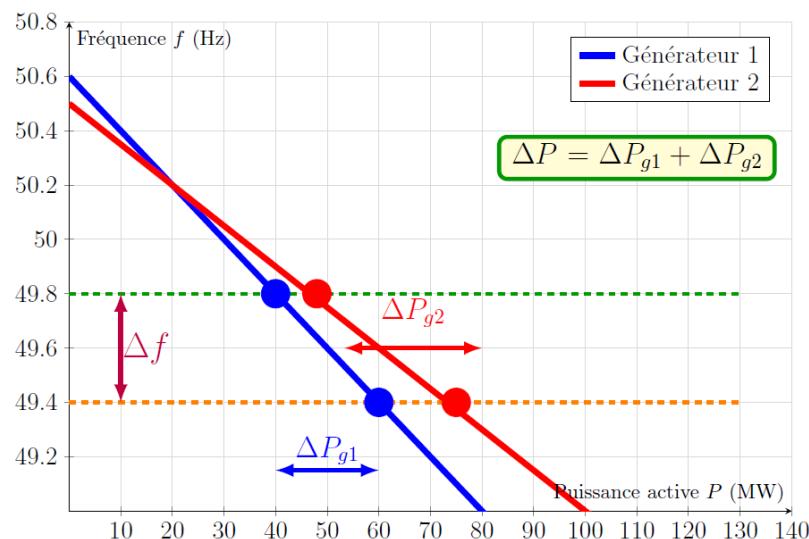


Fig. IV.8. Variation de la fréquence et répartition de l'augmentation de puissance ΔP entre deux générateurs

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Considérons deux générateurs opérant en parallèle. Le générateur 1 possède une puissance nominale $P_{g1,r} = 200$ MW et est équipé d'un régulateur de vitesse caractérisé par un gain statique fréquence-puissance $R_{g1} = 0,02$ pu. De même, le générateur 2 a une puissance nominale $P_{g2,r} = 200$ MW et un régulateur de vitesse dont le gain statique est $R_{g2} = 0,06$ pu.

Lorsqu'une augmentation soudaine de la puissance active demandée par la charge, notée ΔP , se produit, un déséquilibre apparaît entre la production et la consommation, entraînant une baisse de la fréquence du système de Δf . Afin de rétablir l'équilibre des puissances actives, chaque régulateur de vitesse ajuste la puissance mécanique fournie par son générateur selon sa caractéristique fréquence-puissance propre. La contribution de chaque générateur à l'augmentation de puissance dépend ainsi directement de la valeur de son gain statique.

$$\left. \begin{array}{l} \Delta P_{g1}/P_{g1,r} = \frac{-\Delta f/f_r}{R_{g1}} \\ \Delta P_{g2}/P_{g2,r} = \frac{-\Delta f/f_r}{R_{g2}} \end{array} \right\} = \frac{\Delta P_{g1}/P_{g1,r}}{\Delta P_{g2}/P_{g2,r}} = \frac{R_{g2}}{R_{g1}} \quad (\text{IV-5})$$

$$\frac{\Delta P_{g1}/200}{\Delta P_{g2}/200} = \frac{0,06}{0,02} = 3 \quad \rightarrow \quad \frac{\Delta P_{g1}}{\Delta P_{g2}} = 3$$

En d'autres termes, la hausse de la puissance active demandée par la charge est partagée entre les deux générateurs selon leurs caractéristiques de réglage primaire. L'augmentation totale de puissance vérifie ainsi ($\Delta P = \Delta P_{g1} + \Delta P_{g2}$) , avec une répartition dans un rapport de **3:1**. Par conséquent, le générateur 1 assure **75 %** de l'augmentation de la puissance requise, tandis que le générateur 2 ne contribue qu'à **25 %** de cette augmentation.

Le scénario impliquant deux générateurs fonctionnant en parallèle, tel que décrit précédemment, **représente en réalité le cas le plus simple d'un système multi-générateur**. Dans un système d'alimentation à grande échelle comprenant de nombreux générateurs connectés, **la caractéristique « puissance-fréquence » du réseau est cruciale pour établir le lien entre la différence entre la fréquence programmée et la fréquence réelle du système, et la quantité de puissance à fournir**.

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f}$$

Avec λ : caractéristique puissance-fréquence du réseau (MW/Hz).

ΔP : variation de puissance active pour rétablir l'équilibre (MW).

Δf : différence entre la fréquence programmée et la fréquence réelle du système (Hz).

La caractéristique « puissance-fréquence » du réseau λ est établie par le gain statique « fréquence-puissance » ainsi que par la puissance nominale de l'ensemble des générateurs dans le système. **Toute modification de la consommation de puissance active est répondue par l'ensemble des générateurs du système, avec :**

$$\Delta P = \sum_i \Delta P_{gi} = \sum_i \frac{1}{R_{gi}} \frac{P_{gi,r}}{f_r} \Delta f \quad (\text{IV-6})$$

Avec R_{gi} : gain statique fréquence-puissance du générateur « i » (pu).

Δf : variation de fréquence (Hz).

f_r : fréquence nominale (Hz).

ΔP_{gi} : variation de la puissance active du générateur « i » (MW).

$P_{gi,r}$: puissance active nominale du générateur « i » (MW).

Par conséquent, la relation « puissance-fréquence » du réseau peut être formulée comme suit :

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \sum_i \frac{1}{R_{gi}} \frac{P_{gi,r}}{f_r} \quad (\text{IV-7})$$

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Reprendons le cas de deux générateurs opérant en parallèle, tel que présenté dans l'exemple précédent. Le générateur 1 possède une puissance nominale $P_{g1,r} = 200 \text{ MW}$ et est équipé d'un régulateur de vitesse caractérisé par un gain statique fréquence–puissance $R_{g1} = 0,02 \text{ pu}$. De même, le générateur 2 a une puissance nominale $P_{g2,r} = 200 \text{ MW}$ et son régulateur de vitesse présente un gain statique $R_{g2} = 0,06 \text{ pu}$. Dans ces conditions, la caractéristique globale puissance–fréquence du système constitué par les deux générateurs fonctionnant en parallèle s'exprime comme suit :

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \sum_i \frac{1}{R_{gi}} \frac{P_{gi,r}}{f_r} = \frac{1}{0,02} \frac{200}{50} + \frac{1}{0,06} \frac{200}{50} = 266 \text{ MW/Hz}$$

Cette relation montre qu'une hausse de la demande en puissance active de **133 MW**, devant être intégralement compensée par une augmentation équivalente de la production (**$\Delta P = 133 \text{ MW}$**), se traduit par une **diminution de la fréquence de -0,50 Hz**. Cette variation de fréquence résulte directement des caractéristiques puissance–fréquence combinées des générateurs participant à l'alimentation de la charge.

Remarque :

Afin d'assurer un fonctionnement sûr du système et la possibilité d'activer le contrôle primaire, l'opérateur du système doit disposer d'une réserve tournante adéquate. La réserve tournante utilisée par le contrôle primaire devrait être répartie uniformément dans tout le système, c'est-à-dire dans des centrales électriques situées de manière équitable dans l'ensemble du réseau. Ainsi, la réserve proviendra de divers emplacements, et le risque de surcharge de certains corridors de transmission sera réduit au minimum. Placer la réserve tournante dans une seule région peut être dangereux du point de vue de la sécurité du réseau de transmission. Si une ou plusieurs centrales électriques subissent des pannes, l'énergie manquante proviendrait d'une seule région, certains corridors de transmission pourraient être surchargés et la perturbation pourrait se propager.

IV.1.3. Réglage secondaire

En cas de déséquilibre entre la consommation et la production de puissance active, le régulateur de vitesse, agissant comme commande principale, détecte toute déviation de fréquence. En réponse, il ajuste la puissance mécanique d'entraînement du générateur pour prévenir des déviations de fréquence plus importantes. **Étant donné que le régulateur de vitesse a un gain statique, l'équilibre des puissances est rétabli à une fréquence différente.** Le contrôle en fréquence (LFC: Load Frequency Control), ou le réglage secondaire, intervient pour modifier le réglage du régulateur de vitesse, ramenant ainsi la fréquence à sa valeur de référence initiale.

Supposons qu'un générateur alimente une charge, représentée au **point "1"** sur la caractéristique I (figure IV.9), à la puissance P_1 et à la fréquence nominale f_1 . Lorsque la charge demande une puissance supplémentaire ΔP , le **réglage primaire** (régulateur de vitesse) rétablit l'équilibre au **point "2"** avec $P_2 = P_1 + \Delta P$, mais à une fréquence réduite $f_2 = f_1 - \Delta f$ due au statisme. Le **réglage secondaire (LFC)** intervient ensuite pour corriger l'écart de fréquence en déplaçant la caractéristique I vers la caractéristique II. La puissance reste constante à P_2 pendant ce déplacement vertical, amenant le système au **point "3"** où la fréquence est restaurée à sa valeur nominale f_1 tout en maintenant la puissance à P_2 .

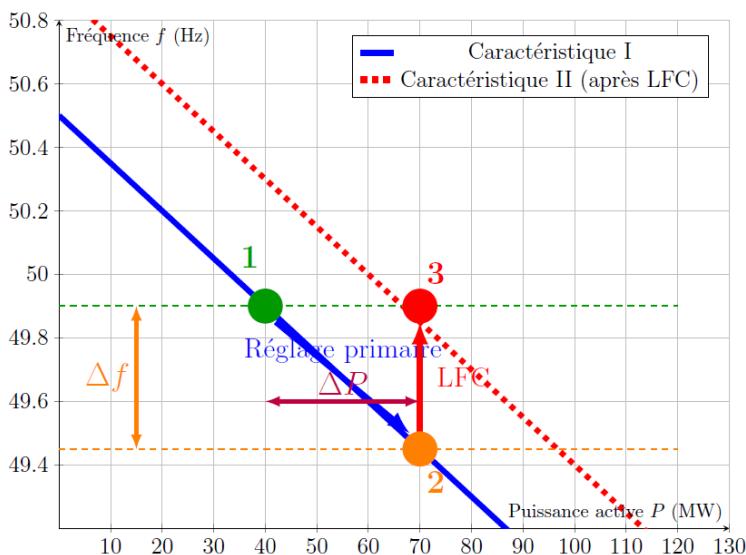


Fig. IV.9. Action combinée du réglage primaire et secondaire sur un générateur

Un réseau interconnecté est subdivisé en zones de contrôle, et la responsabilité de maintenir l'équilibre des puissances actives dans une zone de contrôle particulière incombe au gestionnaire du réseau de transport GRTE (TSO : Transmission System Operator). L'équilibre est considéré comme atteint lorsque l'échange d'énergie prévu avec les zones de contrôle voisines est égal à l'échange d'énergie réel. Dans ce contexte, le GRTE prend les mesures de contrôle nécessaires pour préserver ou restaurer l'équilibre des puissances actives.

Dans les grands réseaux interconnectés, une diminution de la fréquence se manifeste à l'échelle du système tout entier et ne constitue pas une mesure permettant d'identifier l'emplacement précis d'un déséquilibre. En d'autres termes, il n'est pas possible, uniquement à partir de la fréquence, de déterminer la zone de contrôle responsable de la chute de fréquence. Des informations supplémentaires sont requises et peuvent être obtenues en évaluant le déséquilibre au sein de la zone de contrôle. Cela implique la comparaison des échanges d'énergie réels et programmés de la zone de contrôle avec ceux de ses zones de contrôle voisines. Il est important de noter que l'effet de l'action du réglage primaire dans la zone de contrôle doit être soustrait du déséquilibre de la zone de contrôle. Cette soustraction garantit que l'action du réglage secondaire ne neutralise pas l'effet de l'action primaire.

➤ Erreur sur la zone de contrôle (ACE)

L'erreur de zone de contrôle, appelée ACE (Area Control Error), permet d'évaluer l'écart entre la puissance réellement produite et la puissance programmée au sein d'une zone de contrôle donnée. Une valeur négative de l'ACE traduit un déficit de production, indiquant que la zone ne fournit pas l'énergie requise. À l'inverse, une ACE positive correspond à une situation de surproduction, où la zone injecte davantage de puissance que prévu dans le réseau interconnecté. Le rétablissement de l'équilibre du système, ainsi que le respect des échanges planifiés à la fréquence nominale, impose que l'ACE soit corrigée et ramenée à une valeur nulle.

$$\text{ACE}_i = (P_{a,i} - P_{s,i}) + \lambda_i (f_a - f_s) = \Delta P_i - \lambda_i \Delta f \quad (\text{IV-8})$$

Avec ACE_i : erreur sur la zone de contrôle « i » (MW) (ACE en anglais pour Area Control Error).

$P_{a,i}$: puissance réellement exportée de la zone de contrôle « i » (MW).

$P_{s,i}$: puissance programmée en export de la zone de contrôle « i » (MW).

λ_i : valeur de la caractéristique puissance-fréquence de la zone de contrôle « i » (MW/Hz).

f_a : fréquence actuelle (Hz).

f_s : fréquence programmée (Hz).

La figure ci-dessous représente un modèle simplifié de générateur adapté à l'étude de la stabilité de fréquence. Elle met en évidence la boucle de réglage primaire, caractérisée par un gain statique R , ainsi que la boucle de réglage secondaire, assurée par un contrôleur agissant sur le point de consigne de puissance afin de rétablir la fréquence à sa valeur nominale.

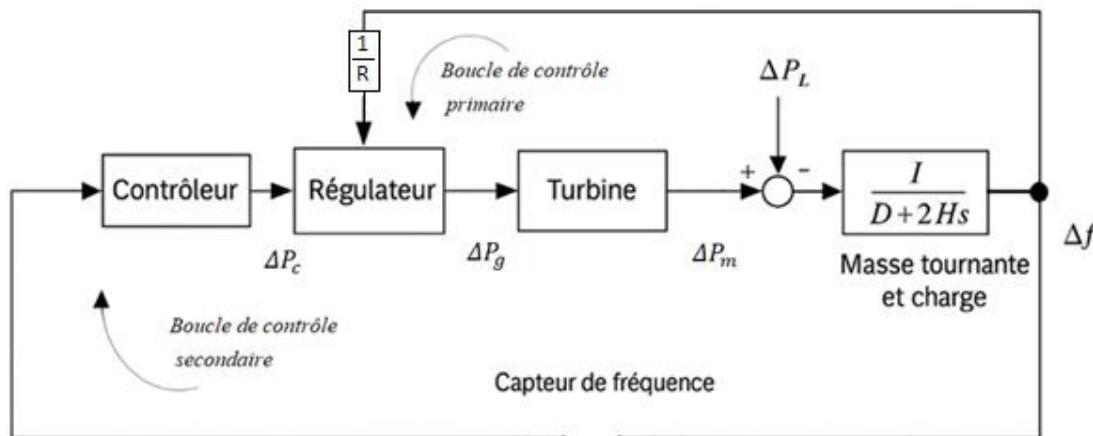


Fig. IV.10. Modèle simplifié d'un générateur montrant les boucles de réglage primaire (gain R) et secondaire (LFC) pour la stabilité de fréquence.

Exemple : [Source: Schavemaker et Sluis]

Considérons un réseau électrique subdivisé en trois zones de contrôle, tel qu'illustré à la figure Fig. IV.11 ci-dessous. La zone de contrôle C importe une puissance programmée de **500 MW** depuis la zone B. Il convient de souligner que **100 MW** de cette puissance transitent par la zone A, laquelle se trouve dans une situation d'équilibre, son bilan d'importation/exportation étant nul selon la planification. Les caractéristiques puissance-fréquence associées aux trois zones de contrôle sont données comme suit :

$$\begin{array}{ll} \text{Zone A} & \lambda_A = 13000 \text{MW/Hz} \\ \text{Zone B} & \lambda_B = 16000 \text{MW/Hz} \\ \text{Zone C} & \lambda_C = 11000 \text{MW/Hz} \end{array}$$

Pour le système complet, la caractéristique puissance-fréquence est :

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \sum_i \frac{1}{R_{gi}} \frac{P_{gi,r}}{f_r} = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C = 40000 \text{MW/Hz} \quad (\text{IV-9})$$

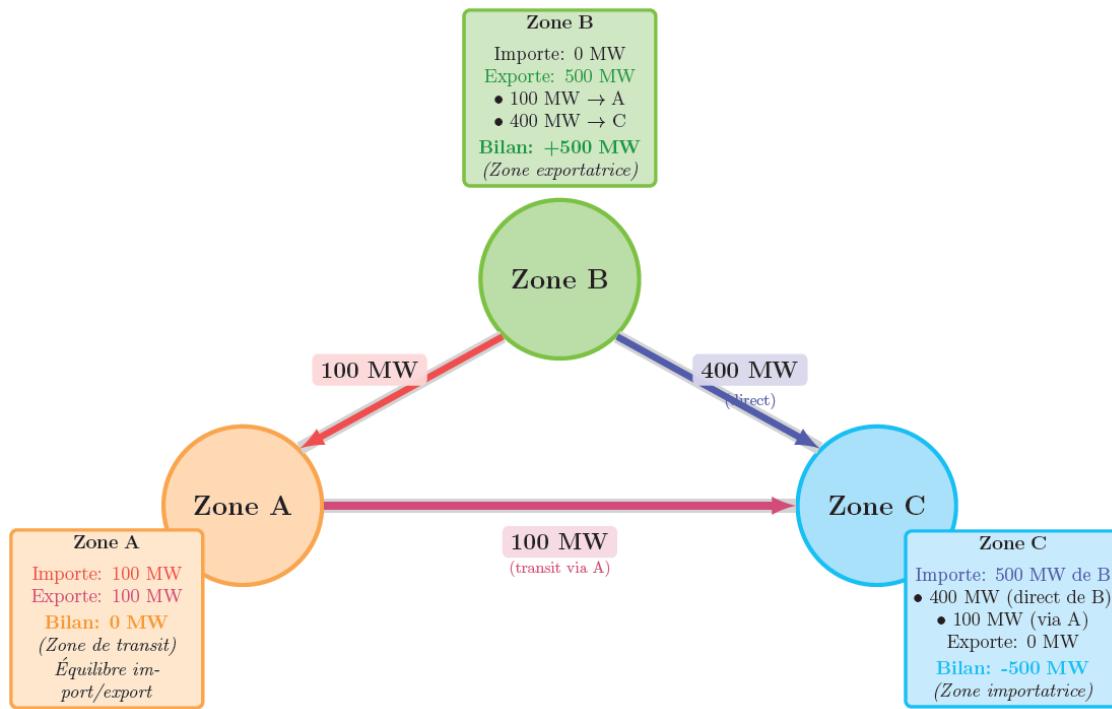


Fig. IV.11. Réseau électrique subdivisé en trois zones de contrôle avec flux de puissance programmé

Supposons qu'un déficit soudain de production de 400 MW survienne dans la zone de contrôle B. Cette perte entraîne une diminution de la fréquence du système de 0,01 Hz, comme on peut le montrer par le calcul suivant :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\lambda} = -\frac{400}{40000} = -0,01 \text{ Hz} \quad (\text{IV-10})$$

Avec le réglage primaire, les trois zones de contrôle modifient leur production de puissance comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{aligned} \Delta P_A &= -\lambda_A \Delta f = 13000 \times 0,01 = 130 \text{ MW} \\ \Delta P_B &= -\lambda_B \Delta f = 16000 \times 0,01 = 160 \text{ MW} \\ \Delta P_C &= -\lambda_C \Delta f = 11000 \times 0,01 = 110 \text{ MW} \end{aligned} \quad (\text{IV-11})$$

On remarque que l'addition des variations de puissance des trois zones correspond exactement à la perte de puissance initiale survenue dans la zone de contrôle B. La figure IV.12 illustre la nouvelle répartition des transferts de puissance.

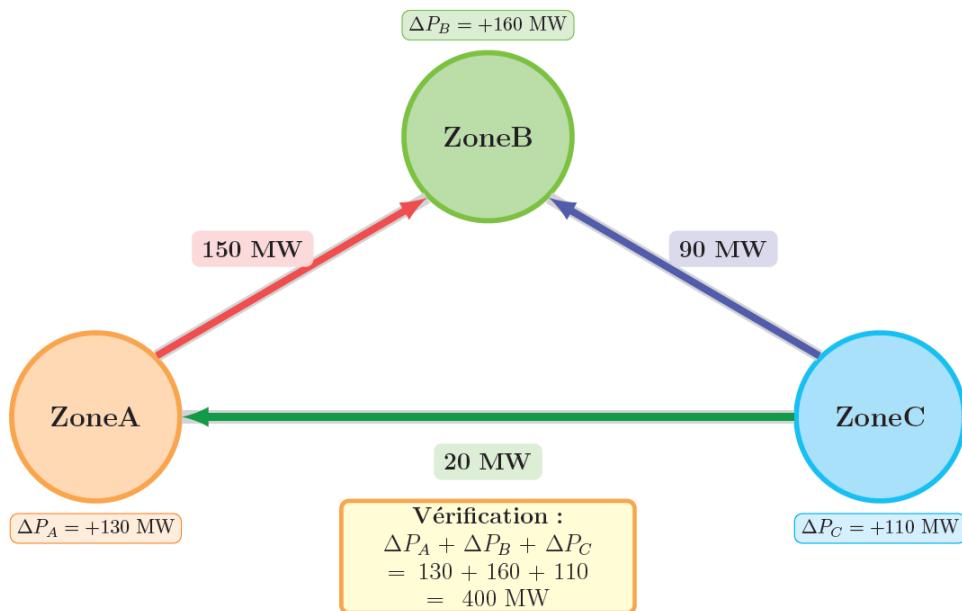


Fig. IV.12. Nouvelle répartition des transferts de puissance après une perte soudaine de 400 MW dans la zone B, avec ajustement des productions des trois zones.

Les valeurs correspondantes des « ACE » pour chacune des zones de contrôle :

$$\text{ACE}_A = (130 - 0) + 13000(-0,01) = 0 \text{ MW}$$

$$\text{ACE}_B = (260 - 500) + 16000(-0,01) = -240 - 160 = -400 \text{ MW} \quad (\text{IV-12})$$

$$\text{ACE}_C = (-390 - (-500)) + 11000(-0,01) = 0 \text{ MW}$$

À partir de ces valeurs d'« ACE », seules des actions de réglage secondaire sont nécessaires dans la zone B : la production dans cette zone est augmentée pour compenser la perte de 400 MW et rétablir la fréquence à sa valeur nominale. Les zones A et C retrouvent ainsi automatiquement leurs conditions de fonctionnement initiales.

IV.1.4. Réglage tertiaire

Le contrôle tertiaire est complémentaire et plus lent que le contrôle primaire et secondaire de fréquence. La tâche du contrôle tertiaire dépend de la structure organisationnelle d'un système électrique donné et du rôle que jouent les centrales électriques dans cette structure. Le réglage tertiaire est un processus manuel utilisé par les gestionnaires de réseau de transport pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité dans une zone de contrôle. Il intervient lorsque les réserves primaire et secondaire, qui sont des processus automatisés, sont insuffisantes pour corriger un déséquilibre.

Le réglage tertiaire peut être utilisé pour :

- Compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou insuffisante pour faire face à un déséquilibre.
- Résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

IV.2. Réglage de la tension

IV.2.1. Réglage primaire (AVR)

Le fonctionnement du régulateur de tension automatique (AVR, en anglais Automatic Voltage Regulator) est illustré dans la figure ci-dessous. **L'objectif principal de l'AVR est de garantir que la tension aux bornes du générateur synchrone reste à un niveau spécifié.**

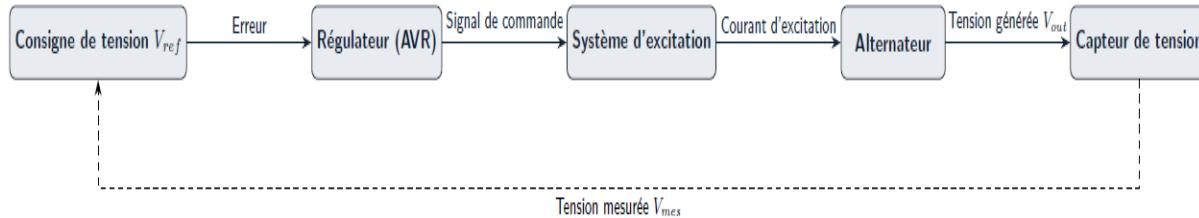


Fig. IV.13. Schéma fonctionnel du réglage primaire de tension d'un alternateur via l'AVR

Le fonctionnement de l'AVR s'articule de la manière suivante : lorsque la valeur efficace de la tension aux bornes du générateur diminue (ou augmente), le régulateur de tension intervient en agissant sur l'excitation en augmentant (ou en réduisant) la valeur du courant d'excitation (IV.14 (a)). Cela se traduit par une valeur plus grande (ou plus petite) de la force électromotrice (FEM) interne. Une variation similaire peut être obtenue en augmentant (ou en diminuant) la tension de référence du régulateur de tension.

Le réglage de l'AVR peut être configuré de manière à maintenir la tension aux bornes du générateur constante, indépendamment de sa charge. Cependant, ce type de contrôle pose des problèmes lors de l'exploitation simultanée de générateurs en parallèle, pour deux raisons :

- Lorsqu'une chute de tension se produit, chaque contrôleur essaie séparément de rétablir le niveau de tension en augmentant la valeur du courant d'excitation. En conséquence, les générateurs équipés de contrôleurs à commande rapide fourniront une puissance réactive plus importante que les générateurs avec des contrôleurs à action lente. Et après un certain nombre d'actions de contrôle, la puissance réactive sera répartie aléatoirement.
- De plus, si deux générateurs fonctionnent en parallèle, l'un ayant un réglage légèrement supérieur au point de consigne commun et l'autre avec un réglage légèrement inférieur, les deux contrôleurs réagiront de manière inverse avec comme conséquences une stabilisation de la valeur de la tension à une valeur intermédiaire et l'existence d'un échange de puissance réactive indésirable entre les deux générateurs.

Afin d'éviter ces problèmes, l'AVR possède une caractéristique statique de tension comme indiqué sur la figure IV.14 (b). Dans l'exemple présenté à la figure IV.14 (c), deux générateurs avec des AVR possédant une caractéristique statique de tension légèrement différente fonctionnent en parallèle et ont la même tension à leurs bornes. Le réglage de chaque AVR peut être réalisé afin que la production de puissance réactive soit proportionnelle à la puissance nominale de chaque alternateur. Par exemple, le générateur 1 de la figure IV.14 (c) fournit plus de puissance réactive dans le réseau que le générateur 2. Lorsque la tension diminue, les contrôleurs des deux générateurs augmentent leur excitation afin d'ajuster la tension aux bornes à une valeur (légèrement inférieure) comme requis par la caractéristique statique de tension.

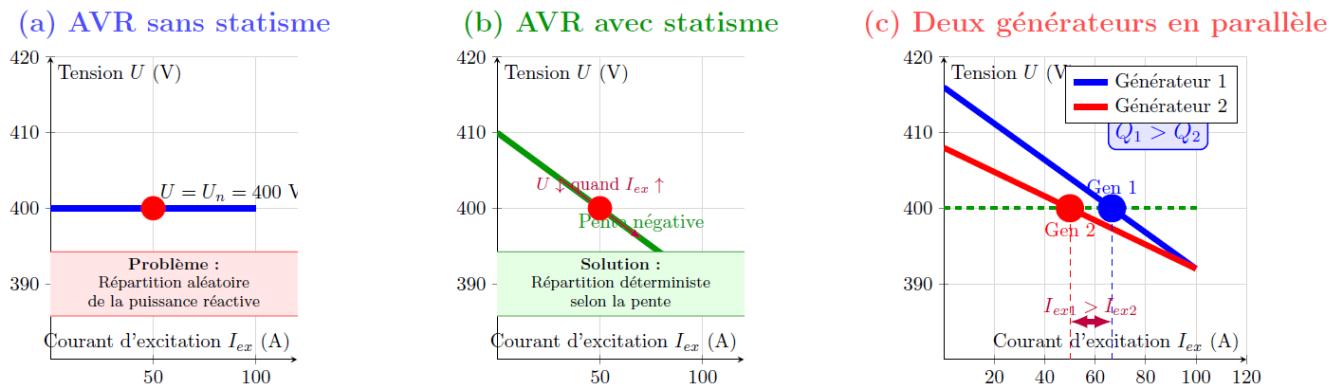


Fig. IV.14. Caractéristique et fonctionnement de l'AVR

IV.2.2. Réglage secondaire

L’objectif du réglage secondaire est de coordonner automatiquement les actions des régulateurs primaires de tension des groupes de façon à assurer au mieux l’équilibre global production-consommation d’énergie réactive.

Le contrôle du plan de tension ne peut être assuré que si l’on respecte des équilibres locaux production-consommation d’énergie réactive ; aussi la mise en pratique du réglage secondaire repose-t-elle sur une division du réseau en zones. Dans chaque zone est choisi un « point pilote ». Les zones et les points pilotes sont déterminés de telle sorte que, si la tension est tenue au point pilote, la tension en tout point de la zone associée reste dans les limites acceptables en exploitation normale avec des zones indépendantes. À chaque zone sont associés un certain nombre de groupes dont la production de réactif agit de façon significative sur la tension de la zone. Les générateurs qui contrôlent chaque nœud pilote sont ensuite choisis grâce à une analyse de sensibilité basée sur la sensibilité $\partial V_p / \partial Q_g$, où V_p correspond aux tensions des nœuds pilotes et Q_g représente les puissances réactives des générateurs dans la région. Le principe du réglage consiste à élaborer automatiquement une correction de la valeur de consigne des régulateurs primaires de ces groupes à partir d’une mesure de la variation de tension au point pilote. En outre, l’action sur les groupes est réalisée de façon à répartir équitablement les sollicitations entre les différents groupes de la zone. **La dynamique du réglage secondaire est assez lente (de l’ordre de quelques minutes) de façon à éviter les interactions entre le réglage primaire et le réglage secondaire et à diminuer les contraintes sur les groupes.** Il est à souligner que le réglage secondaire de tension n’est pas en exploitation dans tous les pays. Ce réglage est parfois réalisé « manuellement » par les opérateurs du réseau en complément du réglage tertiaire.

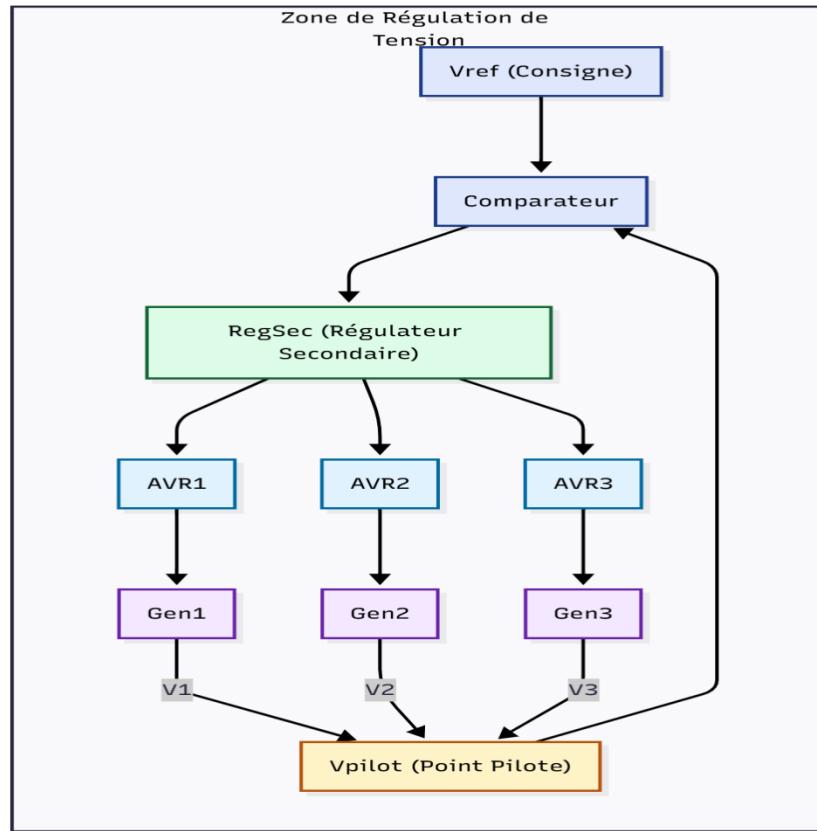


Fig. IV.15. Schéma du réglage secondaire de tension dans un réseau électrique

IV.2.3. Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire de tension est manuel. Il s'agit de l'ensemble des actions commandées par les opérateurs des centres régionaux de conduite pour coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglage secondaire. Les actions peuvent consister par exemple à imposer des groupes de production pour assurer la maîtrise du plan de tension de certaines zones et harmoniser les tensions de consignes des différents points pilotes.

V

ACQUISITION DE DONNEES ET TELECOMMANDANE

V.1. Acquisition des données

V.1.1. Introduction

L'efficacité opérationnelle et la fiabilité des réseaux électriques modernes dépendent largement de la capacité à collecter, analyser et interpréter une abondance de données générées par les équipements électriques répartis sur l'ensemble du réseau. Cette discipline essentielle, connue sous le nom d'**acquisition de données**, joue un rôle fondamental dans la conduite optimale des réseaux électriques.

L'acquisition de données consiste à collecter des informations sur l'état du réseau électrique, telles que la tension, le courant, la fréquence, la température, etc. Ces informations sont ensuite transmises à un centre de conduite, où elles sont traitées et analysées (Fig. V.1).

Les données du réseau électrique sont collectées à l'aide de capteurs. Les capteurs sont des dispositifs qui convertissent une grandeur physique en une grandeur électrique.

Les capteurs utilisés dans les réseaux électriques sont généralement de deux types :

- **Les capteurs analogiques** délivrent une tension ou un courant proportionnel à la grandeur physique mesurée.
- **Les capteurs numériques** délivrent un signal numérique représentant la grandeur physique mesurée.

Les capteurs analogiques sont généralement utilisés pour les grandeurs physiques continues, telles que la tension, le courant et la fréquence. Les capteurs numériques sont généralement utilisés pour les grandeurs physiques discrètes, telles que la température et la position.

Les capteurs sont généralement installés à proximité des équipements du réseau qu'ils doivent mesurer. Ils sont reliés au centre de conduite par des câbles ou des liaisons radio.

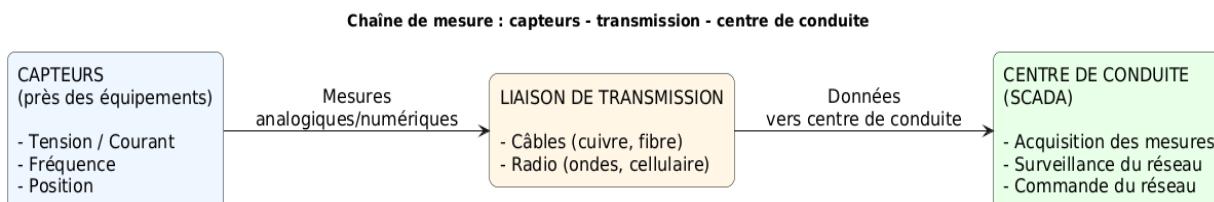


Fig. V.1. Schéma illustrant le processus d'acquisition de données dans un réseau électrique

V.1.2. Transmission des données vers le centre de conduite

La transmission des données collectées par les capteurs vers le centre de conduite s'effectue via des **réseaux de communication** spécifiquement conçus à cet effet. Les capteurs sont intégrés dans des réseaux de communication qui permettent la transmission des données. Ces réseaux peuvent être **filaires** (fibres optiques, câbles électriques) ou **sans fil** (ondes radio, réseaux mobiles). Le choix du moyen de transmission des données dépend de plusieurs facteurs, tels que la distance à parcourir, la fiabilité requise, le coût et la disponibilité du réseau.

- **Réception et traitement** : Au centre de conduite, les données sont réceptionnées par des systèmes de gestion qui les stockent dans des bases de données dédiées. Ces systèmes peuvent également effectuer un prétraitement des données, comme la normalisation ou la correction des erreurs éventuelles.

- **Visualisation et analyse :** Les opérateurs du centre de conduite ont accès à des interfaces utilisateur spécialisées qui leur permettent de visualiser en temps réel les données collectées. Des outils d'analyse peuvent également être utilisés pour détecter des tendances, des anomalies ou des situations critiques.

- **Prise de décision :** En se basant sur les informations reçues, les opérateurs du centre de conduite peuvent prendre des décisions éclairées pour optimiser les performances du réseau, réagir à des situations d'urgence ou planifier des opérations de maintenance préventive.

V.2. Télésurveillance du système de puissance

V.2.1. Introduction

La télésurveillance dans le contexte des réseaux électriques se réfère à la capacité de surveiller, d'analyser et de gérer à distance l'état opérationnel du réseau électrique en temps réel. Elle implique l'utilisation de **technologies de communication**, de **capteurs** et de **systèmes informatiques** pour recueillir des données essentielles provenant des équipements répartis sur le réseau. L'objectif principal de la télésurveillance est d'assurer une gestion proactive, une détection précoce des anomalies, une optimisation des performances et une prise de décision éclairée pour **garantir la fiabilité et l'efficacité opérationnelle du réseau électrique**. En utilisant des dispositifs de surveillance, des systèmes SCADA et des technologies de communication avancées, la télésurveillance permet aux opérateurs du réseau de **surveiller en continu divers paramètres critiques**, de **réagir rapidement aux changements** et d'optimiser la distribution d'énergie de manière plus efficace.

V.2.2. Importance de la télésurveillance dans la gestion moderne des réseaux électriques

Les réseaux électriques modernes sont de plus en plus complexes et interconnectés. Ils sont soumis à des contraintes de plus en plus fortes, notamment en termes de sécurité, de fiabilité et d'efficacité.

Dans ce contexte, la télésurveillance est une technique essentielle pour la gestion des réseaux électriques. Elle permet aux opérateurs de disposer d'une connaissance approfondie de l'état du réseau en temps réel, ce qui leur permet d'intervenir rapidement en cas d'anomalie ou de perturbation.

La télésurveillance **offre de nombreux avantages** pour la gestion des réseaux électriques, notamment :

- **Amélioration de la sécurité :** La télésurveillance permet aux opérateurs de surveiller à distance l'état du réseau, ce qui permet de **déetecter rapidement les anomalies et d'intervenir rapidement** en cas de problème. Par exemple, la télésurveillance peut être utilisée pour détecter une surchauffe d'un transformateur, ce qui peut entraîner un incendie.
- **Amélioration de la fiabilité :** La télésurveillance permet de **surveiller l'état des équipements** du réseau, ce qui permet de prévenir les pannes et d'améliorer la disponibilité du réseau. Par exemple, la télésurveillance peut être utilisée pour surveiller l'état d'usure d'un câble, ce qui peut entraîner une rupture.

- **Amélioration de l'efficacité :** La télésurveillance permet de **mieux exploiter les ressources** du réseau, ce qui permet de *réduire les coûts* et d'améliorer la performance du réseau. Par exemple, la télésurveillance peut être utilisée pour optimiser le fonctionnement des centrales électriques, ce qui peut permettre de réduire la consommation de combustible.

V.3. Contrôle du système de puissance ou télécommande

V.3.1. Définition

La télécommande fait référence à la capacité de contrôler ou de commander à distance des dispositifs électroniques, des équipements ou des systèmes, sans nécessiter une intervention physique directe. Dans le contexte des réseaux électriques, **la télécommande permet aux opérateurs de superviser et de manipuler les équipements**, comme des disjoncteurs, des transformateurs, ou d'autres composants du réseau, à distance, offrant ainsi une gestion souple et réactive.

V.3.2. Fonctionnement

La télécommande dans les réseaux électriques repose sur l'utilisation de technologies de communication et de contrôle à distance pour superviser et commander des équipements électriques situés à des emplacements éloignés. Voici comment fonctionne la télécommande:

1. **Capteurs et dispositifs télécommandés :** Les équipements électriques, tels que les disjoncteurs, les transformateurs et les régulateurs de tension, sont équipés de capteurs et de dispositifs de commande télécommandables.
2. **Transmission de commandes :** Le centre de contrôle envoie des instructions de commande spécifiques à distance vers les équipements ciblés. Ces commandes peuvent inclure des actions telles que l'ouverture/fermeture de disjoncteurs, le réglage de transformateurs, etc.
3. **Exécution des commandes :** Les équipements récepteurs des instructions mettent en œuvre les commandes spécifiées. Par exemple, un disjoncteur peut être ouvert ou fermé à distance, ou un transformateur peut être ajusté pour réguler la tension.
4. **Retour d'information :** Les équipements télécommandés renvoient des informations sur l'exécution des commandes au centre de contrôle. Cela permet aux opérateurs de confirmer que les actions planifiées ont été effectuées avec succès.

V.3.3. Avantages

La télécommande dans les réseaux électriques offre plusieurs avantages significatifs, contribuant à une gestion plus efficace et réactive du réseau. Voici quelques-uns de ces avantages :

- **Sécurité améliorée:** La télécommande permet de contrôler et de superviser les équipements du réseau à distance, évitant ainsi le besoin d'interventions physiques sur site, ce qui est particulièrement utile dans des zones difficiles d'accès ou dangereuses.
- **Réactivité accrue :** Les opérateurs peuvent réagir rapidement aux variations du réseau en ajustant les paramètres des équipements à distance. Cela réduit le temps de réponse aux incidents et améliore la stabilité du système.
- **Réduction des coûts opérationnels :** La diminution des interventions physiques et des déplacements sur site entraîne une réduction des coûts opérationnels, améliorant ainsi l'efficacité financière.

V.4. Le système SCADA

V.4.1. Introduction

Le terme SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) fait référence à un système de contrôle et d'acquisition de données. Il joue un rôle central dans la surveillance, le contrôle et la gestion des processus industriels complexes, y compris ceux des réseaux électriques.

V.4.2. Composants Principaux :

Un système SCADA est composé des éléments suivants (voir Fig. V.2) :

- **Un centre de contrôle** : c'est le lieu où les données sont collectées, traitées et analysées. Le centre de contrôle est généralement composé d'un écran d'interface utilisateur où les opérateurs peuvent visualiser en temps réel l'état du système. Cette interface fournit des graphiques, des tableaux de bord, et des outils interactifs pour surveiller et contrôler les processus.
- **Un réseau de communication** : il permet de relier les capteurs et les actionneurs au centre de contrôle. Le réseau de communication peut être câblé ou sans fil.
- **Des capteurs** : ils sont utilisés pour collecter les données du système industriel. Les capteurs peuvent mesurer une variété de paramètres, tels que la tension, le courant, la température, la position et la vitesse. Les RTU (Unité Terminale à Distance) sont responsables de la collecte de données provenant des capteurs et des dispositifs sur le terrain.
- **Des actionneurs** : ils sont utilisés pour contrôler les équipements du système industriel. Les actionneurs peuvent être des vannes, des moteurs, des interrupteurs et des relais.

V.4.3. Fonctionnalités clés

1. **Surveillance en temps réel** : Le SCADA collecte continuellement des données en temps réel sur les paramètres du système, permettant une surveillance constante.
2. **Contrôle à distance** : Les opérateurs peuvent effectuer des opérations de contrôle à distance sur les équipements du système grâce aux commandes intégrées dans l'interface SCADA.
3. **Collecte et stockage de données** : Le SCADA accumule des données historiques qui sont stockées dans des bases de données pour l'analyse, la génération de rapports et la planification à long terme.
4. **Alarmes et notifications** : Le système SCADA génère des alertes en temps réel en cas d'anomalies, permettant aux opérateurs de réagir rapidement à des situations critiques.

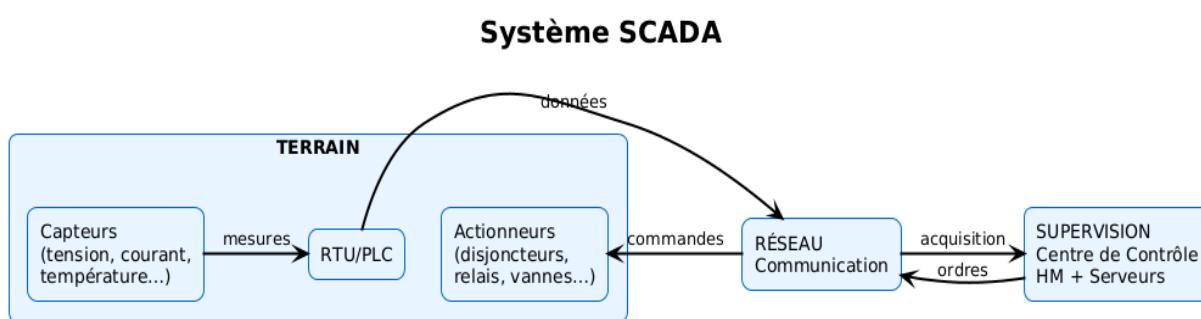


Fig. V.2. Architecture d'un système SCADA

V.4.4. Les différentes configurations des systèmes SCADA

Les systèmes SCADA peuvent être configurés de différentes manières, en fonction des besoins spécifiques de l'application. Les principales configurations sont les suivantes :

- **Configuration centralisée** : Dans cette configuration, **tous les capteurs, actionneurs et équipements sont connectés à un seul centre de contrôle (Fig. V.3)**. Les données collectées à partir de diverses sources sur le terrain sont acheminées vers ce centre où elles sont traitées, stockées et analysées. Cette configuration est la plus simple et la plus courante.
- **Configuration distribuée** : Dans cette configuration, **les capteurs et actionneurs sont connectés à des sous-centres de contrôle, qui sont ensuite connectés à un centre de contrôle principal (Fig. V.4)**. Cette configuration permet de répartir la charge sur plusieurs sites et de réduire la dépendance à un seul centre de contrôle. Cela est particulièrement utile dans les systèmes étendus ou dispersés géographiquement, où une latence minimale est critique.
- **Configuration hybride** : Cette configuration **combine des éléments de configurations centralisées et distribuées pour tirer parti des avantages des deux approches**. Les fonctions critiques peuvent être gérées de manière centralisée, tandis que des unités distribuées peuvent fournir une réponse rapide sur le terrain.

La configuration du système SCADA doit être choisie en fonction des facteurs suivants :

- **La taille du système** : La taille du système détermine le nombre de capteurs, actionneurs et équipements à connecter.
- **La distance entre les capteurs et le centre de contrôle** : La distance entre les capteurs et le centre de contrôle détermine le type de réseau de communication à utiliser.
- **Les besoins en sécurité** : Les besoins en sécurité déterminent les mesures de sécurité à mettre en place pour protéger les données du système.

La configuration du système SCADA doit être soigneusement planifiée pour garantir un fonctionnement efficace et fiable du système.

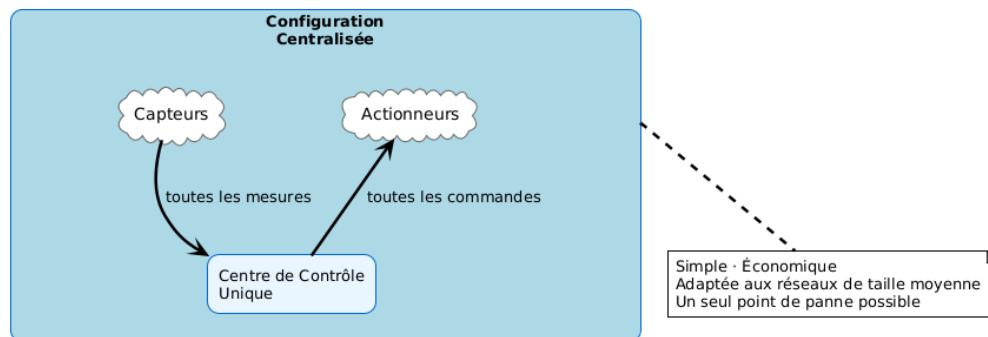


Fig. V.3. Configuration centralisée d'un système SCADA avec tous les capteurs et actionneurs connectés à un seul centre de contrôle.

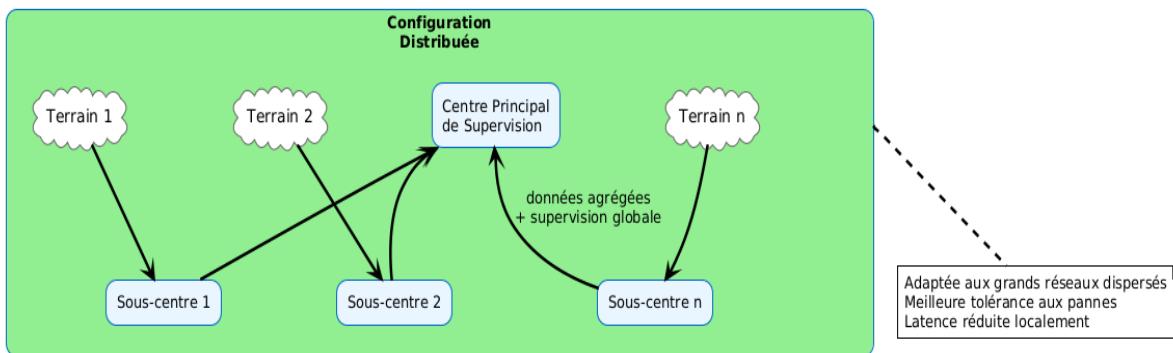


Fig. V.4. Configuration distribuée d'un système SCADA avec sous-centres de contrôle reliés au centre de contrôle principal.

V.5. Les outils d'aide à la décision

Les outils d'aide (OAD) à la décision sont des logiciels ou des systèmes informatiques conçus pour recueillir, analyser et interpréter des données afin de fournir des informations précieuses aux décideurs. Ces outils facilitent la prise de décision en offrant des analyses, des modèles, des simulations, des visualisations et d'autres fonctionnalités qui aident les utilisateurs à comprendre les tendances, à évaluer les options et à choisir la meilleure action à entreprendre dans des contextes variés tels que la gestion d'entreprises, la planification stratégique, ou, dans le cas des réseaux électriques, la gestion opérationnelle.

Les OAD sont utilisés dans une grande variété d'applications, notamment la gestion des réseaux électriques. Ils peuvent être utilisés pour :

- **La prévision de la demande** : les OAD peuvent être utilisés pour prévoir la demande d'électricité à l'avenir. Cela permet aux opérateurs de planifier la production et la distribution de l'électricité de manière optimale.
- **L'optimisation de la production** : les OAD sont cruciaux pour la gestion des flux de puissance, en particulier dans le contexte croissant des énergies renouvelables. Ils aident à anticiper les variations de production énergétique, à équilibrer l'offre et la demande, et à maximiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable.
- **La gestion des risques** : les OAD peuvent être utilisés pour identifier et évaluer les risques potentiels pour le réseau électrique. Cela permet aux opérateurs de prendre des mesures pour réduire les risques.

Les outils d'aide à la décision sont le pivot de la transition vers une gestion plus avancée des réseaux électriques. Leur capacité à transformer les données en informations exploitables permet aux opérateurs de prendre des décisions stratégiques, de maximiser l'efficacité opérationnelle et d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.

V.5.1. Les différents types d'outils d'aide à la décision

Les OAD peuvent être classés en deux grandes catégories :

- **Les outils d'analyse** : ces outils sont utilisés pour analyser des données et identifier des tendances. Ils comprennent des outils tels que les tableaux de bord, les graphiques et les analyses statistiques.
- **Les outils d'optimisation** : ces outils sont utilisés pour trouver la solution optimale à un problème. Ils comprennent des outils tels que les algorithmes d'optimisation et les logiciels de simulation.

V.5.2. Les avantages des outils d'aide à la décision

Les OAD offrent de nombreux avantages, notamment :

- **Amélioration de la prise de décision** : les OAD permettent aux utilisateurs de prendre des décisions plus éclairées et efficaces.
- **Réduction des risques** : les OAD peuvent aider à identifier et à réduire les risques potentiels.
- **Amélioration de l'efficacité** : les OAD peuvent aider à améliorer l'efficacité des opérations.

L'intégration des OAD au système SCADA permet de bénéficier des avantages des deux technologies. Les OAD offrent des capacités d'analyse et d'optimisation qui peuvent être utilisées pour améliorer la gestion des réseaux électriques. **Le système SCADA fournit aux OAD les données dont ils ont besoin pour fonctionner.**

V.5.3. Les limites des outils d'aide à la décision

Les OAD présentent également quelques limites, notamment :

- **La dépendance aux données** : les OAD dépendent de la qualité des données sur lesquelles ils sont basés. Si les données sont incorrectes ou incomplètes, les résultats des OAD seront erronés.
- **La complexité** : les OAD peuvent être complexes à utiliser et à comprendre. Il est important de se former à leur utilisation avant de les mettre en œuvre.

Les OAD sont des outils puissants qui peuvent être utilisés pour améliorer la gestion des réseaux électriques. Cependant, il est important de connaître leurs limites et de les utiliser de manière responsable.

V.6. Systèmes informatiques de conduite

Les systèmes informatiques de conduite (SIC), dans le contexte des réseaux électriques, font référence à **des infrastructures technologiques et logicielles conçues pour superviser, contrôler et coordonner les opérations des réseaux d'électricité**. Ces systèmes jouent un rôle central dans **la gestion en temps réel, la surveillance, la sécurité et la coordination des différents composants du réseau électrique**, allant des centrales électriques aux points de consommation.

V.6.1. Composants clés d'un SIC pour les réseaux électriques

Les composants principaux d'un SIC pour un réseau électrique comprennent généralement :

1. Interface utilisateur :

Permet aux opérateurs de surveiller et de contrôler les opérations du réseau à travers des visualisations en temps réel.

2. Systèmes SCADA:

Collectent des données en temps réel à partir des équipements répartis et fournissent des visualisations détaillées.

3. Outils d'aide à la décision (OAD) :

Analyse les données du réseau pour fournir des informations stratégiques et soutenir la prise de décision des opérateurs.

4. Systèmes de télécommande :

Permettent la gestion à distance des équipements du réseau, facilitant les opérations sans intervention physique.

V.6.2. Principales tâches d'un SIC

Les principales tâches d'un SIC pour les réseaux électriques comprennent :

1. **Surveillance et contrôle** : Collecte, analyse en temps réel et gestion centralisée des données pour maintenir la stabilité du réseau électrique.
2. **Gestion de la production et optimisation des flux de puissance** : Surveillance et ajustement de la production d'électricité, optimisation de la distribution pour minimiser les pertes.
3. **Gestion des urgences** : Planification des interventions et réaction rapide en cas d'incidents.

VI

SURETE DU SYSTEME ELECTRIQUE ET PLANS DE DEFENSE

VI.1. Sûreté de fonctionnement du système électrique

VI.1.1. Définition de la sûreté de fonctionnement

La sûreté de fonctionnement d'un système électrique désigne **l'ensemble des propriétés qui permettent au réseau d'assurer un service continu, fiable et sécurisé, malgré la présence d'aléas, de perturbations ou de défaillances éventuelles des composants.**

Elle regroupe quatre dimensions fondamentales :

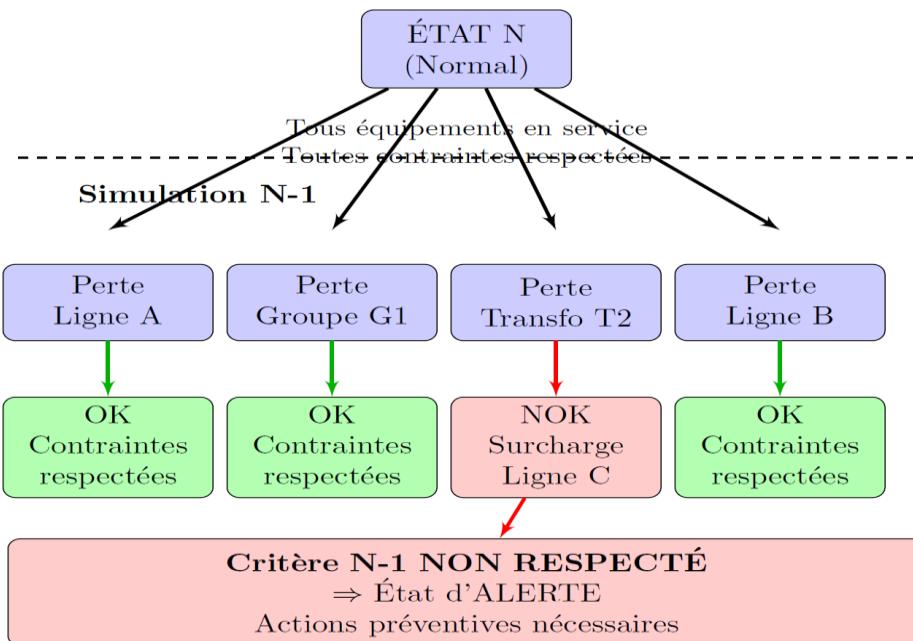
1. **Fiabilité** : capacité du système à fonctionner correctement sans défaillance pendant une période donnée.
2. **Disponibilité** : aptitude à être en état de remplir sa fonction à tout instant, en tenant compte des durées de pannes et des réparations.
3. **Sécurité** : capacité à supporter des perturbations (perte d'un élément, variation de charge, défaut) sans perte de stabilité, sans surcharge ni violations des contraintes du réseau.
4. **Maintenabilité** : aptitude du système à être réparé rapidement pour retrouver un état normal de fonctionnement.

VI.1.2. Critère N-1 : Définition et signification opérationnelle

Le critère N-1 est une règle fondamentale de sûreté du système électrique qui **exige que le réseau puisse continuer à fonctionner en toute sécurité après la perte soudaine et imprévue d'un seul élément (ligne, transformateur, groupe de production, disjoncteur, etc.).**

Autrement dit, même après une défaillance unique, le système ne doit pas présenter de surcharge, de chute de tension, de perte de synchronisme ni de risque de propagation de l'incident. Sur le plan opérationnel, appliquer le critère N-1 signifie que les dispatchers doivent exploiter le réseau de manière à ce qu'il reste stable et dans les limites techniques même en cas de perte d'un élément critique (voir Fig. VI.1).

Concrètement, cela implique de vérifier en permanence que, si une ligne ou un équipement venait à se déclencher, les flux post-défaut resteraient admissibles, les tensions correctes et la fréquence maîtrisée. Si cette condition n'est pas respectée, le réseau est considéré en état d'alerte et des actions doivent être prises pour rétablir une marge de sécurité.



Définition : Le critère N-1 impose que le système puisse supporter la perte de N'IMPORTE QUEL élément simple sans violation de contraintes opérationnelles.

Fig. VI.1. Illustration du critère N-1.

VI.1.3. Hiérarchie des états du système : normal, alerte, urgence, extrême, restauration

La hiérarchie des états du système électrique permet de qualifier le niveau de dégradation du réseau et de guider les actions des opérateurs (Fig. VI.2).

- En **état normal**, toutes les grandeurs électriques respectent les limites, les marges de sécurité sont suffisantes et le critère N-1 est assuré.
- L'**état d'alerte** correspond à une situation où le réseau est encore stable mais fragilisé : les marges diminuent, certains équipements approchent leurs limites, et le critère N-1 n'est plus garanti.
- En **état d'urgence**, des dépassements importants apparaissent (surcharges, tensions anormales, déficit de puissance), et des actions rapides ou automatiques deviennent nécessaires pour éviter l'aggravation de l'incident.
- L'**état extrême** correspond à une perte de contrôle partielle ou généralisée du système, pouvant mener à un découplage des zones ou à un black-out.
- Enfin, l'**état de restauration** désigne la phase de reconstruction du réseau après un effondrement partiel ou total, avec remise en service progressive de la production, des lignes et des charges prioritaires.

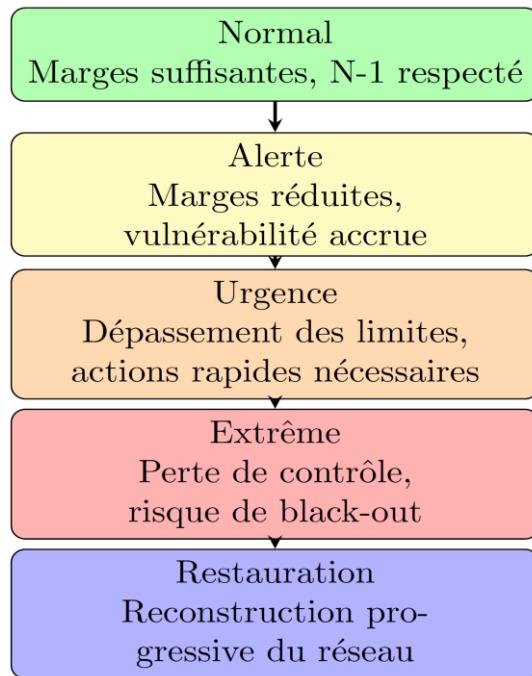


Fig. VI.2. Hiérarchie des états d'un système électrique : normal, alerte, urgence, extrême et restauration.

VI.2. Principaux phénomènes de dégradation

Les phénomènes de dégradation du système électrique correspondent aux **effets observés sur le fonctionnement du réseau**, provoqués par différentes **causes internes ou externes**. Ils traduisent une perte progressive ou brutale des marges de sécurité et peuvent mener au passage d'un état normal vers un état d'alerte, puis d'urgence.

Les principales formes de dégradation sont les suivantes (voir aussi Fig. VI.3) :

VI.2.1. Dégradation des marges de stabilité de tension

Sous l'effet de chutes de tension, de fortes charges ou d'un réseau affaibli, les marges de stabilité se réduisent. Le système devient alors sensible aux variations de charge ou aux pertes d'éléments, pouvant conduire à un *effondrement de tension*.

VI.2.2. Dégradation de la stabilité de fréquence

Une perte de production, **un déséquilibre charge–production ou une faible inertie** peut entraîner des variations rapides de fréquence. La dégradation se manifeste par :

- un écart fréquence–nominal important,
- une activation excessive des réserves,
- une incapacité du système à revenir seul à l'équilibre.

Si elle n'est pas contrôlée, cette dégradation peut mener à un délestage automatique ou à la perte de synchronisme.

VI.2.3. Dégradation de l'amortissement et des oscillations électromécaniques

Certaines perturbations ou configurations du réseau peuvent réduire l'amortissement des oscillations inter-machines. Cela se traduit par :

- des oscillations persistantes de puissance ou d'angle,
- un risque de désynchronisation entre zones,
- une vulnérabilité accrue à une séparation incontrôlée du réseau.

VI.2.4. Dégradation des conditions thermiques

Les surcharges, quelles qu'en soient les causes, entraînent une dégradation thermique des composants du réseau. Celle-ci se manifeste par :

- un échauffement accru des équipements,
- une réduction de la durée de vie des installations et un risque élevé de déclenchements automatiques des protections.

Cette dégradation thermique **diminue la marge de sécurité du réseau et limite sa capacité à supporter une nouvelle perturbation sans défaillance**

VI.2.5. Dégradation de la qualité d'alimentation

Les perturbations dues aux courts-circuits, aux phénomènes atmosphériques ou aux charges perturbatrices entraînent :

- des creux et surtensions,
- des harmoniques,
- des microcoupures ou chutes brutales de tension.

Ces dégradations affectent la continuité et la qualité du service.

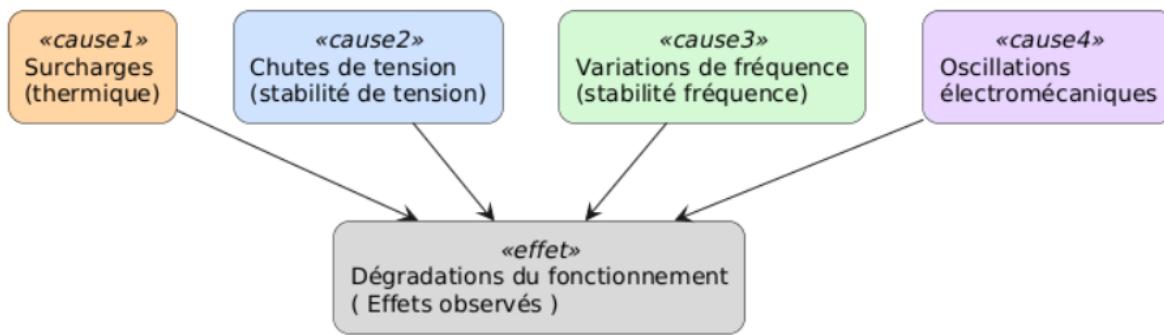


Fig. VI.3. Principaux phénomènes de dégradation d'un système électrique

VI.3. Sûreté du système en régime normal et exceptionnel

La sûreté du système électrique repose sur la capacité du réseau à **fonctionner correctement**, **anticiper les dégradations**, et **réagir efficacement** en cas d'incident. On distingue deux grands cadres d'exploitation : le **régime normal** et le **régime exceptionnel**.

VI.3.1. Sûreté du système en régime normal

En régime normal, l'exploitation du réseau **vise à maintenir toutes les grandeurs électriques dans leurs limites** : tensions, courants, fréquence, flux, stabilité. L'objectif principal est de **prévenir toute dégradation** et de garantir le critère N-1, c'est-à-dire qu'une perte unique d'élément ne doit pas entraîner de problème majeur.

Les actions typiques en régime normal incluent :

- la surveillance continue des grandeurs électriques ;
- la gestion des transits de puissance pour éviter les surcharges ;
- la gestion de la tension (compensation réactive, réglage de transformateurs) ;
- la préparation des marges de sécurité (réserves de fréquence, marges thermiques, stabilité) ;
- l'analyse prévisionnelle (écoulement de charge, contingences, calculs N-1).

L'**exploitation en régime normal est essentiellement préventive et fondée sur la gestion des marges**.

VI.3.2. Sûreté du système en régime exceptionnel

Le régime exceptionnel correspond aux situations où le réseau est **gravement perturbé** : perte d'un équipement important, défaut majeur, surcharge critique, instabilité de tension ou de fréquence, oscillations mal amorties, etc.

Dans ce cas, l'objectif devient la limitation des conséquences de l'incident et le maintien de l'intégrité du système. Le critère N-1 n'est généralement plus assuré.

Les actions typiques en régime exceptionnel incluent :

- les **actions correctives immédiates** : déclenchements automatiques (protections), redéclenchements, délestage automatique ;
- la **réduction des flux** : modification des topologies, réacheminements, réduction de production ou délestage de charge ;

- la **stabilisation d'urgence** : soutien de tension, activation des réserves rapides, limitation de fréquence ;
- la **prévention de propagation** : éviter les cascades, isoler une zone en difficulté si nécessaire.

Le régime exceptionnel requiert des actions automatiques ou rapides pour éviter une dégradation vers l'état extrême et préserver la synchronisation du réseau.

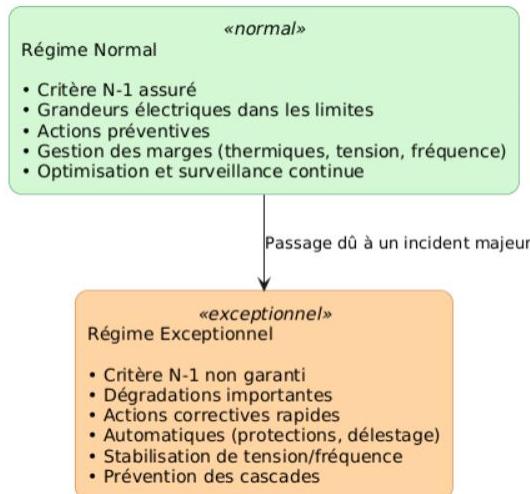


Fig. VI.4. Sûreté du système électrique en régime normal et exceptionnel.

VI.4. Gestion des réseaux séparés

Lorsque certaines parties du système électrique se retrouvent isolées du reste du réseau interconnecté, on parle de réseaux séparés (ou “îlots électriques”). Leur gestion constitue un enjeu majeur de sûreté et de stabilité, car ces réseaux doivent fonctionner de manière autonome tout en maintenant les grandeurs électriques dans des limites acceptables.

VI.4.1. Causes de la séparation du réseau

Un réseau peut devenir isolé suite à :

- **Défaux importants** (court-circuit majeur, chute d'une ligne stratégique).
- **Perturbations climatiques** (foudre, tempêtes, incendies).
- **Surcharge ou déséquilibre de puissance** provoquant l'ouverture automatique des interconnexions.
- **Actions de protection** (déclenchement sélectif pour éviter un effondrement global).
- **Travaux programmés**, entraînant une segmentation temporaire du réseau.

VI.4.2. Caractéristiques d'un réseau séparé

Un réseau isolé présente les propriétés suivantes :

- **Production limitée** et souvent moins flexible.
- **Absence d'appui externe** pour la fréquence ou la tension.
- **Sensibilité accrue** aux variations de charge et aux perturbations.
- **Inertie souvent réduite**, notamment si la zone isolée est dominée par les renouvelables.
- **Risque plus élevé d'instabilité**, de délestage ou d'effondrement de tension.

VI.4.3. Défis techniques majeurs

a) Maintien de la fréquence

Dans un îlot, la fréquence dépend uniquement de l'équilibre **production – consommation** :

- Un petit déséquilibre peut provoquer une dérive rapide de fréquence.
- Rôle essentiel des régulateurs de vitesse, batteries, et systèmes d'inertie synthétique.

b) Contrôle de tension

- Voltage instable si le réseau manque de sources de puissance réactive.
- Nécessité d'utiliser : SVC, STATCOM, AVR, transformateurs à prises réglables.

c) Stabilité transitoire

- L'absence d'interconnexion réduit la capacité du réseau à absorber une perturbation.
- Risque de perte de synchronisme avec les générateurs restants.

d) Qualité de l'énergie

- Harmoniques et variations de tension plus difficiles à compenser.

VI.4.4. Stratégies de gestion

a) Automatisation du mode îloté

Protection et contrôle permettant :

- Détection rapide de la séparation.
- Mise en fonctionnement automatique des contrôles d'urgence.
- Activation de schémas de délestage adaptés.

b) Gestion dynamique de la charge

- Délestage automatique en fréquence.
- Réduction de charge non essentielle.
- Priorisation des charges critiques (hôpitaux, data centers...).

c) Renforcement de la production locale

- Démarrage rapide (turbines gaz, diesel).
- Utilisation de stockage (batteries, volants d'inertie).
- Participation des énergies renouvelables via onduleurs grid-forming.

d) Contrôle avancé

- Mode “grid-forming” pour former tension et fréquence.
- Utilisation de contrôleurs adaptatifs ou prédictifs.
- Coordination via un centre de conduite local.

VI.4.5. Objectif final

Assurer que le réseau isolé :

- Reste stable,
- Maintienne la fréquence et la tension dans les limites,
- Continue à alimenter les charges prioritaires,
- Soit capable de se resynchroniser avec le réseau principal une fois les conditions rétablies.

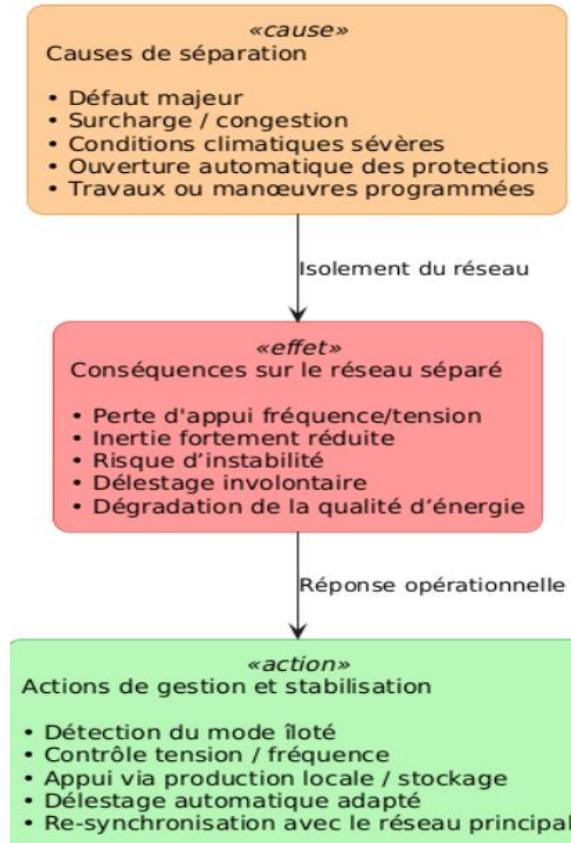


Fig. VI.5. Gestion des réseaux séparés : relations entre causes, effets et actions correctives.

VI.5. Reconstitution du réseau

La reconstitution du réseau (*black-start restoration*) correspond au processus méthodique de remise sous tension d'un système électrique après un effondrement total ou partiel. Ce processus est planifié à l'avance et mobilise des moyens spécifiques. Il peut être présenté à travers les trois étapes principales ci-dessous (voir aussi Fig. VI.6).

VI.5.1. Démarrage autonome : mobilisation des moyens “Black-Start”

Lorsque le réseau est totalement hors tension, la majorité des centrales ne peuvent pas redémarrer seules, car elles nécessitent une alimentation auxiliaire. La reconstitution commence donc avec des unités capables de s'autoalimenter, appelées unités **black-start**, telles que :

- centrales hydroélectriques à turbines rapides,
- groupes diesel,
- centrales à gaz à démarrage autonome,

- systèmes de stockage ou batteries avec onduleurs,
- micro-réseaux autonomes.

Ces moyens permettent de créer un premier îlot stable en tension et en fréquence, servant de base pour alimenter les auxiliaires d'autres centrales plus importantes.

VI.5.2. Reconstruction progressive en îlots : extension contrôlée du réseau

Une fois l'îlot black-start stabilisé, l'**opérateur procède à la mise sous tension progressive des éléments suivants :**

- lignes et transformateurs clés,
- charges prioritaires (services essentiels),
- centrales déconnectées,
- protections et automatismes nécessaires.

L'objectif est d'étendre le réseau étape par étape, tout en assurant :

- un équilibre local production/consommation,
- la stabilité tension-fréquence,
- l'absence de surcharge ou d'oscillations,
- un fonctionnement sûr des protections.

Chaque îlot reconstruit doit être stable avant d'étendre davantage la zone rétablie.

VI.5.3. Re-synchronisation et retour au fonctionnement normal

Lorsque plusieurs zones du réseau ont été reconstituées, la dernière étape consiste à :

1. **Synchroniser** les îlots entre eux (même fréquence, même phase, même tension).
2. **Rétablissement progressivement les interconnexions** entre régions ou pays, selon les plans d'opération.
3. **Reprendre le fonctionnement normal**, avec respect du critère N-1 et reconstitution des marges de sécurité.

Cette phase est délicate : une synchronisation mal contrôlée peut provoquer des coups de tension, des oscillations ou de nouveaux déclenchements.



Fig. VI.6. Processus de reconstitution du réseau

VI.6. Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau

Le régime exceptionnel correspond aux situations où le réseau électrique ne peut plus respecter les conditions normales de fonctionnement en raison d'incidents majeurs : perte de production, défauts sur des lignes ou transformateurs, perturbations externes ou surcharge critique.

Dans ces conditions, le réseau doit continuer à fonctionner tout en limitant les risques de propagation des défaillances.

VI.6.1. Objectifs du fonctionnement en régime exceptionnel

- Limiter l'impact des incidents sur le réseau et les consommateurs.
- Préserver l'intégrité des équipements (générateurs, lignes, transformateurs).
- Éviter la propagation des perturbations vers d'autres zones.
- Maintenir l'alimentation des charges prioritaires (hôpitaux, centres de communication, services essentiels).

VI.6.2. Principales mesures de soutien du réseau

a) Délestage automatique

- Réduction ciblée de la consommation pour rééquilibrer production et charge.
- Activation de schémas Under-Frequency Load Shedding (UFLS) pour stabiliser la fréquence.

b) Contrôle dynamique de tension et fréquence

- Utilisation des régulateurs automatiques et dispositifs statiques (SVC, STATCOM, AVR).
- Limitation des variations rapides de tension ou de fréquence.

c) Production locale et secours

- Démarrage rapide de centrales auxiliaires (diesel, gaz, batteries).
- Mise en place de micro-réseaux ou d'îlots autonomes.
- Soutien temporaire des zones critiques jusqu'à rétablissement complet.

d) Gestion des interconnexions

- Reconfiguration du réseau pour isoler les zones affectées.
- Maintien des liaisons stables pour les zones non touchées.
- Préparation à la re-synchronisation progressive du réseau.

VI.6.3. Rôle du centre de conduite

Le centre de conduite assure :

- La surveillance continue des grandeurs électriques.
- La coordination des délestages et redéclenchements.
- L'application des plans de défense et de soutien du réseau.
- La communication avec les opérateurs locaux pour sécuriser la remise en service.

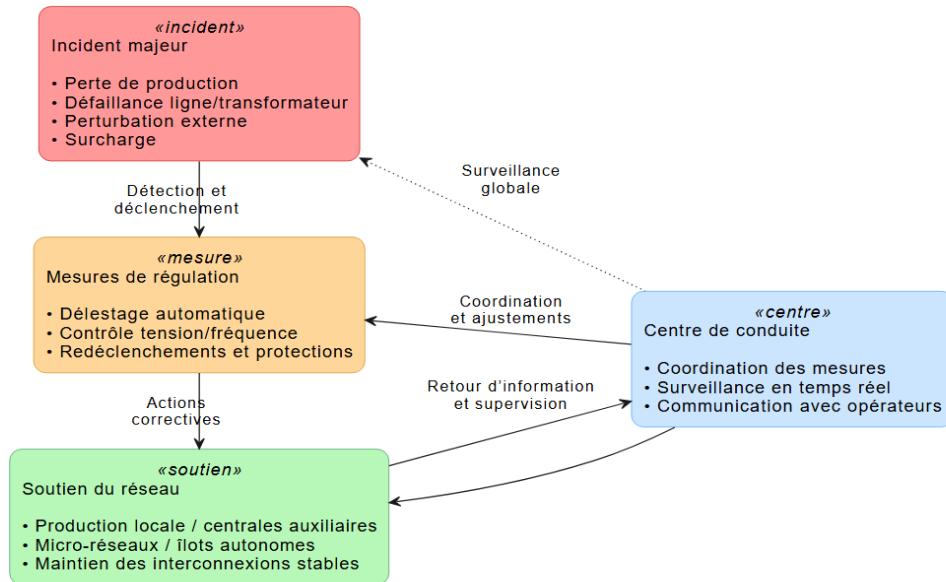


Fig. VI.7. Fonctionnement en régime exceptionnel et mesures de soutien du réseau

VI.7. Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense

Les **moyens de sauvegarde et de défense** sont essentiels pour assurer la sûreté et la fiabilité du système électrique. Ils comprennent notamment les **protections automatiques**, les **dispositifs de délestage**, les **systèmes de régulation de tension et fréquence**, ainsi que les **plans de défense et procédures opérationnelles**. Le **maintien de leur efficacité** garantit que le système pourra réagir correctement face aux incidents, réduire les risques de propagation des défaillances et protéger les équipements critiques.

VI.7.1. Surveillance et contrôle continu

- **Tests et vérifications périodiques** : Les protections et relais doivent être testés régulièrement pour vérifier leur fonctionnement correct.
- **Supervision en temps réel** : Les opérateurs surveillent continuellement les grandeurs électriques, l'état des protections et la disponibilité des dispositifs de secours.
- **Détection rapide des anomalies** : Tout défaut ou dérive est signalé afin de corriger rapidement les dispositifs.

VI.7.2. Maintenance préventive et corrective

- **Maintenance préventive** : Entretien régulier des équipements, remplacement des composants vieillissants, mises à jour des logiciels de contrôle.
- **Maintenance corrective** : Réparation rapide en cas de panne ou de dysfonctionnement pour limiter la période où un dispositif est indisponible.
- **Redondance** : Les dispositifs critiques sont souvent doublés ou tripliés pour garantir un fonctionnement même en cas de défaillance d'un composant.

VI.7.3. Formation et procédures opérationnelles

- **Formation des opérateurs** : Les équipes doivent connaître parfaitement les plans de défense et les procédures de réaction face aux incidents.
- **Simulations et exercices** : Scénarios d'incidents simulés pour tester la réactivité des moyens de sauvegarde et la coordination entre opérateurs.

- Mises à jour régulières des plans** : Les procédures sont adaptées aux évolutions du réseau et aux nouvelles technologies intégrées.

VI.7.4. Adaptation aux évolutions du réseau

- Prise en compte des énergies renouvelables** : Les moyens de défense doivent s'adapter à la variabilité des sources comme le solaire ou l'éolien.
- Intégration des nouvelles technologies** : Stockage d'énergie, commandes à distance, systèmes intelligents de protection.
- Coordination inter-réseaux** : Pour les réseaux interconnectés, la sauvegarde doit être efficace même en présence de perturbations dans d'autres zones.

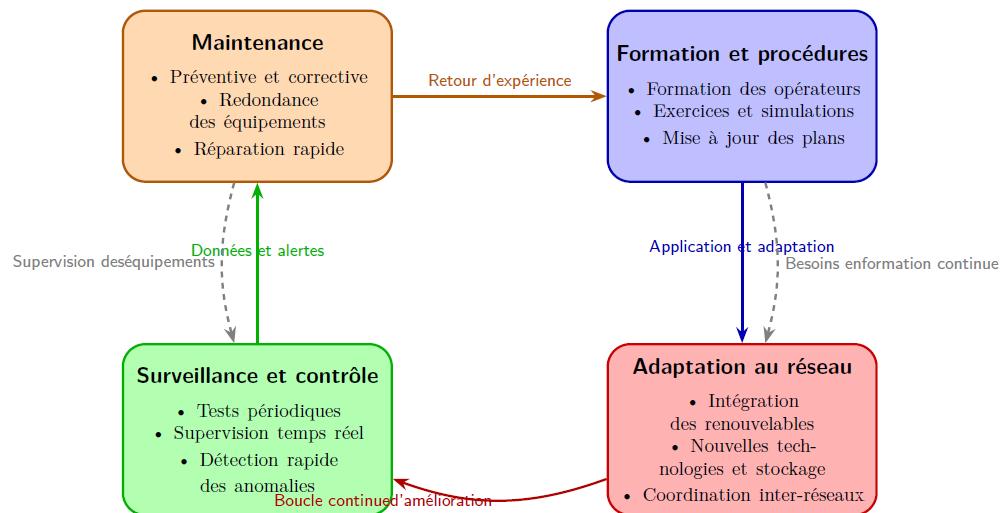


Fig. VI.8. Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense : surveillance, maintenance, formation et adaptation aux évolutions du réseau.

REFERENCES

Références Bibliographiques

1. Wildi, T. (2009). *Électrotechnique* (6^e édition). De Boeck Supérieur, Bruxelles.
2. Schavemaker, P., & van der Sluis, L. (2008). *Le réseau électrique dans son intégralité* (Traduction par E. Hoang). Lavoisier – Hermès Science Publications, Paris.
3. Bevrani, H. (2009). *Robust Power System Frequency Control*. Springer, Londres.
4. Kothari, D. P., & Nagrath, I. J. (2008). *Power System Engineering* (2^e édition). Tata McGraw-Hill, New Delhi.
5. Murthy, P. S. R. (2007). *Power System Analysis*. B. S. Publications, Hyderabad.
6. Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2008). *Power System Dynamics : Stability and Control* (2^e édition). John Wiley & Sons, Chichester.