



GT128: RegulaE.Fr

Le cadre de mise en œuvre des interconnexions

**Hafedh BEN JEMAA – ENP 2 - Expert en système électrique
– EU TAF**

23 novembre 2023



Table des Matières

- 1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur**
2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier
3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions
4. Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain
5. Les projets d'interconnexions structurants par région
6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ : Les informations et points de vue exposés dans cette présentation sont ceux des auteurs et ne reflètent pas nécessairement l'opinion officielle de la Commission européenne. La Commission européenne ne garantit pas l'exactitude des données incluses dans cette présentation. Ni la Commission européenne ni aucune personne agissant au nom de la Commission européenne ne peuvent être tenues responsables de l'utilisation qui pourrait être faite des informations qui y sont contenues.



Réglementations des interconnexions

La mise en place des infrastructures d'interconnexion devrait être régulée à travers les dispositions suivantes (RN):

- ☐ Réalisation d'une **étude préliminaire** de type « Primo Design » afin de valider les éléments fondamentaux du tracé de la ligne d'interconnexion ;
- ☐ Préparation des **études environnementales** des ouvrages de transport d'électricité et des dossiers de demande d'autorisation selon la législation en cours ;
- ☐ Clarifier les éléments régulant le passage des câbles quand le gestionnaire de réseau n'est pas propriétaire du terrain en précisant que:
 - Il faut préciser le statut foncier du terrain sur lequel le gestionnaire de réseau compte implanter de nouveaux postes de transformation ou conversion (propriétaire, concessionnaire, fermier, etc.)
 - La règle générale en droit pour la construction des lignes est de procéder via une déclaration d'utilité publique (dans certains pays un droit d'usage du sol suffit – Différence entre droit et jurisprudence)
 - Suivant le statut des terrains concernés, diverses procédures légales sont susceptibles de s'appliquer
 - Pour les lignes électriques, il n'y a pas de nécessité d'exproprier le propriétaire du sol, des servitudes suffisent
 - L'établissement des servitudes exige soit une convention amiable avec le propriétaire, soit une déclaration d'utilité publique préalable, puis une procédure de mise en servitude
- ☐ Dans le cas d'un poste, lorsque le gestionnaire de réseau ne peut pas acquérir les terrains à l'amiable, les procédures prévues par le code de l'expropriation s'appliquent
- ☐ Le gestionnaire de réseau peut mettre en servitude les terrains du domaine public nécessaires à l'implantation de ses ouvrages

* Si la disposition de régulation est du ressort du Régulateur National, cela sera signalé par le signe « RN » et si c'est le Régulateur Régional cela sera signalé par le signe « RR »



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

1. Réglementation des dispositions d'urbanisme pour les lignes électriques

- Ceci concerne les règles relatives du code d'urbanisme contenu dans le Plan Local d'Urbanisme (PLU) ou le Plan d'Occupation des Sols (POS) dans les zones de passage des lignes d'interconnexion
- En tant que constructions nouvelles, **les lignes d'interconnexion sont soumises à l'obtention de permis de construire** qui devraient confirmer la conformité de ces ouvrages aux dispositions législatives et réglementaires relatives à l'utilisation des sols, à l'implantation, la destination, la nature, l'architecture, les dimensions, l'assainissement des constructions et à l'aménagement de leurs abords, etc.
- **Les ouvrages souterrains et sous-marins ne sont pas soumis à permis de construire**, ni les lignes aériennes dès lors qu'elles sont soumises à une approbation de projet d'ouvrage (APO)
- Le permis de construire reste nécessaire pour les postes électriques ou les stations de conversions, qui sont des bâtiments

2. La réglementation environnementale devrait couvrir: (RR *)

- L'évaluation préalable des projets
- Le cas échéant les autorisations associées
- L'information du public sur les décisions applicables à l'environnement
- Les lignes souterraines ne devraient pas être soumises à étude d'impact, à moins qu'elles comportent un tronçon sous-marin
- Les ouvrages et travaux soumis à étude d'impact devront faire systématiquement l'objet d'une enquête publique
- Dans les cœurs de parcs nationaux et plus généralement dans les zones de sensibilité floristique et faunistique, la réglementation devrait rendre ces ouvrages des réseaux souterrains de manière obligatoire

* Ceci pourrait être du ressort du Régulateur Régional si le projet a une portée dépassant le cadre national

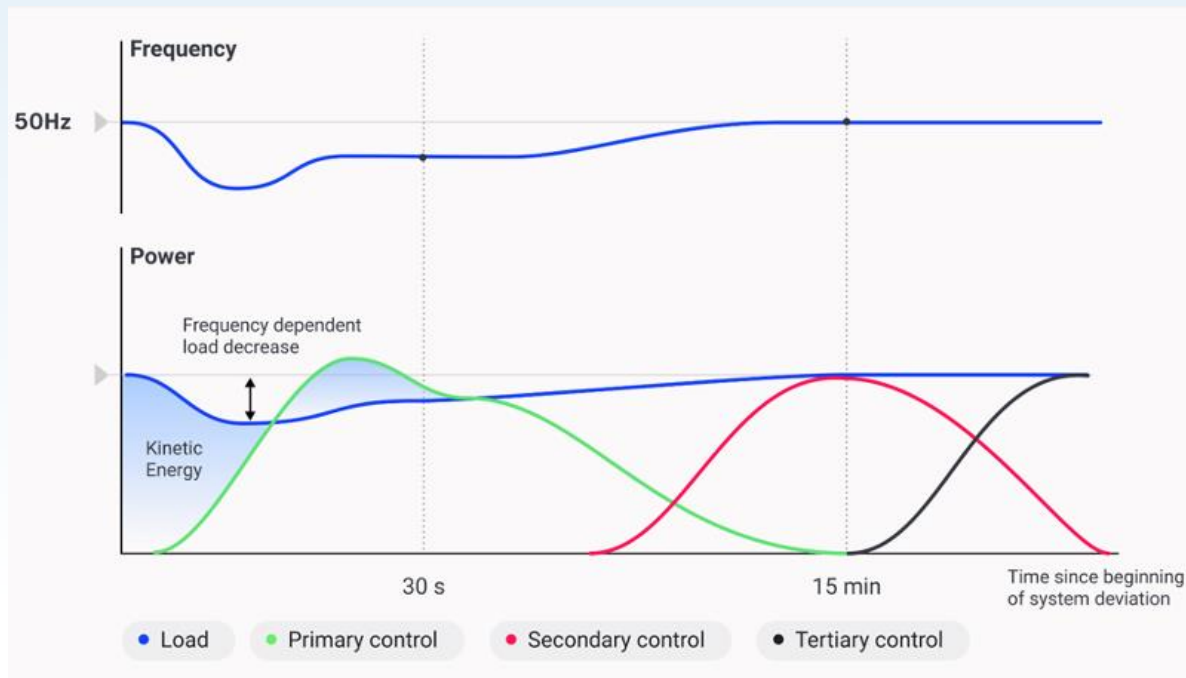


Directives des régulateurs régionaux pour l'opérationnalisation des interconnexions de manière sécurisée

3. Le réglage de la Fréquence – Puissance (RR)

- Le système électrique doit équilibrer en permanence et en temps réel la production et la consommation, en prenant en compte les contraintes de transport afin d'éviter que la fréquence s'écarte de la valeur nominale de 50Hz du système interconnecté
- Le réglage de cet équilibre couvre deux fonctions: le réglage de Fréquence et le réglage des échanges transfrontaliers;
- La fréquence et les échanges transfrontaliers sont ajustés au moyen des Réglages Primaire et Secondaire.

Prise en charge du contrôle de la fréquence



- **Le réglage Primaire:** vise à stabiliser la fréquence du système à une valeur stationnaire, suite à un déséquilibre entre la demande et la production. Ce réglage prend effet en moins de 30 secondes.
- **Le réglage Secondaire :** est un dispositif qui réduit automatiquement l'Ecart de Réglage de Zone (ACE) et qui contribue à la restauration de la fréquence à sa valeur de consigne afin de reconstituer la réserve primaire. Ce processus de correction prenant fin en l'espace de 20 minutes.



Directives des régulateurs régionaux pour l'opérationnalisation des interconnexions de manière sécurisée

3. Le réglage de la Fréquence – Puissance (RR)

Zone de Réglage 1 (ZR1)

Régulateur Régional

Mise en place de la formule de principe pour l'estimation de la Capacité Nette de Transfert (CNT)

Régulateur Pays 1

Reprise de la formule de NTC dans la régulation nationale avec des adaptations, au besoin

Electricien Pays 1

- Détermination de la capacité maximale des lignes d'interconnexion
- Programmation et mise en œuvre des échanges avec ZR2
- Surveillance en temps réel des transits transfrontaliers
- Décompte des écarts fortuits

Régulateur Pays 2

Idem Pays 1...

Electricien Pays 2

Idem Pays 1...

Echanges à
hauteur de la
Capacité Nette
de Transfert
(CNT)



Zone de Réglage 2 (ZR2)

Régulateur Régional

Mise en place de la formule d'estimation de la Capacité Nette de Transfert (NTC)

Régulateur Pays 1

Reprise de la formule de NTC dans la régulation nationale avec des adaptations, au besoin

Electricien Pays 1

- Détermination de la capacité maximale des lignes d'interconnexion
- Programmation et mise en œuvre des échanges avec ZR2
- Surveillance en temps réel des transits transfrontaliers
- Décompte des écarts fortuits

Régulateur Pays 2

Idem Pays 1...

Electricien Pays 2

Idem Pays 1...



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

4. Programmation des échanges et décomptes entre zones de réglage (RR)

Formule de principe pour l'estimation de la Capacité Nette de Transfert (CNT):

$$\text{CNT} = \text{CTT} - \text{MFR}$$

Exemple de zones d'échanges A et B du réseau interconnecté de l'EEEOA



CTT: Capacité Totale de Transfert, qui représente le Programme d'Echange maximum entre deux zones de réglage adjacentes compatible avec les normes de sécurité d'exploitations de chacun des réseaux

MFR: la Marge de Fiabilité de Transport, qui est une marge de sécurité qui prend en compte les incertitudes sur les valeurs calculées du TTC résultant des :

- Des écarts de transits suite à l'exploitation ou au fonctionnement du réglage primaire
- Des échanges de secours entre systèmes pour faire face aux déséquilibres imprévus entre la production et la demande en temps réel
- Des imprécisions, par exemple dans la collecte des données et les mesures.



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

5. Procédures de gestion des congestions

- La capacité d'interconnexion est estimée par l'électricien de chaque pays sur la base de la directive régionale reprise par les régulateurs dans chaque zone d'échange (Cf. Diapo #9)
- La congestion est une situation dans laquelle la capacité d'une interconnexion entre zones de réglage est insuffisante pour transiter tous les échanges programmés
- **Une congestion existe si le critère d'exploitation (N-1) ne peut être satisfait du fait de la répartition des charges sur le réseau considéré**
- Si un électricien de l'une des deux zones de réglage estime que le transfert programmé peut mettre en danger son système, il a le droit de demander à l'autre électricien dans le pays concerné de l'autre zone de réglage de réduire son importation ou exportation à une valeur qui sera déterminée par la zone de réglage concernée pour qu'elle puisse être conforme au CNT
- L'électricien dans le pays de la zone concernée, ainsi sollicitée, devra s'exécuter promptement

6. Programmation des échanges (RR & RN)

- Cela représente le total des échanges d'énergie programmé entre deux zones de réglage pour une période de vingt-quatre heures
- **Ce programme est défini au jour J-1 pour l'opérateur de la zone de réglage et peut être modifié au besoin jusqu'à une heure avant le début du transfert, à moins qu'un accord stipulant le contraire ne soit accepté**
- Définition des pas de programmation: La période minimale de programmation des échanges (en multiples de MW) est de 1 heure et le pas de programmation est de 1 heure



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

9. Comptage au point de livraison (RR & RN)

- Les compteurs doivent incorporer un dispositif pour compenser les pertes au point de livraison situé à la frontière entre zones de réglage (ou autres moyens acceptables pour évaluer les pertes)
- Ces facteurs de correction devront être ajustables par les spécialistes en comptage

10. Comptage des lignes d'interconnexion (RR & RN)

- Toutes les lignes d'interconnexion entre deux zones de réglage adjacentes doivent avoir des compteurs en fonctionnement pour enregistrer l'énergie active en MWh (et l'énergie réactive en MVarh) aussi bien pour l'import que pour l'export

11. Comptage d'énergie (RR & RN)

- Sur la base des valeurs de tension et de courant mesurées par les transformateurs, les compteurs d'énergie déterminent le transit d'énergie active dans les deux sens, pour une période donnée
- Les compteurs, principal et de secours, aux points de comptage devront avoir une classe de précision de 0.2S



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

12. Redondance (RR & RN)

- Les points de comptage devront être dotés de compteurs principaux et de secours sur chaque ligne d'interconnexion
- **Le compteur principal et le compteur de secours devront être connectés chacun à un noyau distinct du transformateur de courant**

13. Câbles de transformateurs de tension (RR & RN)

- Pour garantir la précision de la chaîne de comptage, les câbles des transformateurs de tension devront être choisis de sorte que toute chute de tension soit inférieure ou égale à 0,1% de la tension nominale

14. Sécurité d'exploitation concerne: (RR & RN)

- La préparation de l'exploitation et exploitation en temps réel
- La surveillance générale du système électrique
- La coordination de la maintenance
- La coordination du système de protection
- La stabilité du système électrique
- **Le réglage de la tension et de la puissance réactive**
- L'échange d'informations entre les opérateurs de zones de réglage
- Une directive devra être prévue pour chacune des thématiques suivantes:
 - Le critère N-1
 - La programmation des échanges
 - L'Exploitation du système Electrique
 - La coordination des protections
 - Le réglage de la tension



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

15. Sécurité d'exploitation concerne: (RR & RN)

- **Le critère N-1:** Tout événement probable et isolé menant à une perte d'élément du système électrique ne devrait pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation c'est-à-dire provoquer des déclenchements en cascade ou des pertes significatives de charges. Les éléments restants de réseau, qui sont toujours en service devront être capables de faire face à l'appel de charge supplémentaire ou au changement du plan de production, aux écarts de tension ou au régime transitoire d'instabilité causé par le défaut initial
- **La programmation des échanges:** La quantité nette d'échange programmée entre les zones ne doit pas excéder les limites de transferts mutuellement acceptées des interconnexions. Le réseau entier, interconnexions comprises, est exploité de telle manière que la capacité de transport soit disponible pour la fourniture de la réserve primaire vers les zones susceptibles d'être affectées par le plus gros aléa
- **L'Exploitation du système électrique:** le principe de base de la fiabilité est que tous les opérateurs de zone de réglage exploiteront leur système de sorte que toute instabilité, séparation involontaire de réseau, déclenchements en cascade ne surviennent pas suite à l'incident isolé le plus contraignant (Critère N-1)
- **La coordination des protections :** chaque système doit mettre en œuvre un plan de protection, des procédures d'exploitation et de maintenance préventive, qui amélioreront la fiabilité du système avec le moins d'effet néfaste sur l'interconnexion: Ces procédures sont:
 - La planification et la mise en œuvre des plans de protection
 - L'examen des systèmes de protection et leurs réglages
 - Le fonctionnement en régime normal, dégradé et en situation d'urgence
 - Les essais périodiques programmés et la maintenance préventive
 - L'analyse du fonctionnement du système de protection existant
- **Réglage de tension: les transits d'énergie réactive sur les lignes d'interconnexion doivent être minimisés en vue de limiter les chutes de tension et d'allouer principalement la capacité TTC (Capacité Totale de Transfert) pour le transit d'énergie active**



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

15. Sécurité d'exploitation concerne: (RR & RN)

| Tension Nominale | Exploitation normale | Tension Min -10% | Tension Max +10% |
|------------------|----------------------|------------------|------------------|
| 330 kV | ±5% (315-345) | 300 | 360 |
| 225 kV | ±5% (214-236) | 200 | 245 |
| 161 kV | ±5% (153-169) | 145 | 175 |
| 132 KV | ±5% (126-138) | 120 | 145 |

Limites des niveaux de tension dans les réseaux de transport

- Chaque opérateur de zone devra exploiter ses ressources réactives, de manière à maintenir les tensions du système dans les limites du critère (N-1)
- La programmation de la production réactive, la mise en ou hors service des lignes de transport et des ressources réactives etc. le délestage si nécessaire, devront être sollicités pour maintenir des niveaux de tension acceptables
- Les ressources d'énergie réactive devront être réparties et localisées afin qu'elles puissent être utilisées effectivement et rapidement en cas de besoin



Table des Matières

1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur
- 2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier**
3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions
4. Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain
5. Les projets d'interconnexions structurants par région
6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

19. Mesures d'urgence (RR & RN)

- **Equilibre de la production:**
 - **Tout électricien confronté à un déficit de production doit promptement équilibrer sa production** et ses programmes d'échanges par rapport à sa demande sans tenir compte des implications financières
 - **L'électricien doit alors engager la réserve de secours fournie en cas de variation de fréquence est destinée à être utilisée temporairement et doit donc être promptement reconstituée afin que le système puisse de nouveau faire face à la perturbation suivante**
 - Si l'électricien est incapable d'équilibrer sa production et ses programmes d'échanges avec sa charge, il doit délester suffisamment afin de restaurer la fréquence et les échanges aux valeurs de consigne
- Chaque électricien doit limiter les causes des incidents de grande ampleur, pour cela il doit:
- **Mettre en place un Plan de Délestage**
- La charge à délester à chaque seuil doit être déterminée par le Comité d'Ingénierie et d'Exploitation (CIE) de chaque zone
- Le plan de délestage exécuté par l'électricien devrait suivre le process suivant :
 - **49,8 Hz : Alerte du personnel, sollicitation de la production immédiatement disponible** (puissance disponible à bref délai, y compris celle qui n'est pas en réglage primaire et/ou secondaire, doit être démarrée et les groupes de production à démarrage rapide connectés au réseau)
 - **49,5 Hz : Premier seuil pour délestage instantané (10% de la charge du Système)**
 - **49,2 Hz : Second seuil pour un délestage instantané (20% de la charge du Système)**
 - **49,0 Hz : Déconnexion des lignes d'interconnexions**
- Chaque électricien doit mettre en place des mesures de reconstitution suite à un effacement de réseau:
 - L'électricien doit développer et actualiser périodiquement un plan pour re-établir de façon coordonnée les conditions normales de fonctionnement de son système suite à un incident généralisé ou partiel (black-out total ou partiel)
 - Ce plan doit être coordonné avec les autres électriciens de la zone de réglage afin de garantir la reconstitution efficace du système électrique interconnecté



Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur

19. Mesures d'urgence (RR & RN)

- Mesures de reconstitution à mettre en place par l'électricien suite à un écroulement de réseau:
 - De tels plans incluront tout d'abord la réalimentation des auxiliaires des centrales à partir des sources d'énergies autonomes
 - Les zones non-synchrones avec le système régional devront être synchronisées après ajustement des niveaux de fréquence et de tension, en conformité avec les écarts autorisés en fréquences, en tension et en angle
 - La reconstitution du système électrique régional interconnecté est coordonnée par le CIC régional
- Mise en place par le Centre d'Information et de Coordination (CIC) d'un « Centre de Conduite de Repli »:
 - Chaque Zone de réglage doit avoir une stratégie pour continuer l'exploitation du Système électrique en cas d'indisponibilité de son centre de conduite principal. Cela doit inclure l'existence d'un centre de conduite de repli

20. Mise en place par l'électricien des Infrastructures de communication (RR & RN)

- Chaque électricien et chaque zone interconnectés devront être équipés de moyens de télécommunication appropriés et fiables en interne et avec les autres électriciens et zones afin d'assurer les échanges d'informations nécessaires au maintien de la fiabilité des zones de réglages interconnectées
- Des équipements redondants utilisant des itinéraires et des supports de télécommunications différentes seront installés



Table des Matières

1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur
2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier
- 3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions**
4. Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain
5. Les projets d'interconnexions structurants par région
6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme



Acteurs de gestion des interconnexions

Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT)

- On appelle Gestionnaires de Réseau de Transport les entreprises chargées de la gestion des réseaux de transport publics d'énergie, qu'il s'agisse d'électricité ou de gaz
- Dans un pays donné, il pourrait y avoir plusieurs GRT opérant sur des concessions régionales différentes
- Le réseau de transport des GRT est relié au réseau de distribution, géré par les fournisseurs d'énergies et auquel sont reliés la majorité des consommateurs
- Seuls certains gros consommateurs, comme les industriels, peuvent être directement reliés au réseau de transport.
- Les GRT ont la responsabilité de :
 - Veiller à l'entretien et à la sécurité du réseau de canalisations ou des lignes de transports HTA (réseau de répartition) et HTB (réseau de grand transport)
 - Développer le réseau pour permettre un désenclavement et développement équilibré des territoires
 - Gestion du système électrique (gestion prévisionnelle de l'équilibre production consommation à tous les échelons de temps de l'annuel au temps réel). Ce rôle est connu sous le vocable « Dispatcheur »
 - Contribution à la définition des mécanismes permettant d'assurer la cohérence entre marché de gros et contraintes de gestion du système électrique, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement
 - Gérer les flux de gaz ou d'énergie électrique entre les producteurs et les consommateurs
 - Offrir aux utilisateurs un accès équitable au réseau



Table des Matières

1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur
2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier
3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions
4. **Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain**
5. Les projets d'interconnexions structurants par région
6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme



Méthodologie de tarification du transport

Tarification du transport

- **Détermination des frais de transit et de la tarification du transport** est fonction de :
 - La base de recouvrement des revenus, c'est-à-dire **la taille de la base d'actif** et son évaluation (**CAPEX des lignes et sous-stations de transport/distribution et de transit**), et la possibilité d'inclure **les frais liés à la congestion** et /ou aux pertes de réseaux (**OPEX au quotidien et pour grands travaux et dépannages**)
 - La façon dont les coûts sont répartis entre les usagers des utilisateurs des services de transport et de distribution, c'est-à-dire la distinction entre les frais encourus par les producteurs et les consommateurs ou encore la différenciation des frais selon des facteurs de localisation
- Recouvrement des coûts: les prix de transport servent à recouvrir les coûts suivants:
 - Les coûts d'investissement pour le réseau et l'équipement (Principal et intérêts)
 - Les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX)
 - Les coûts des pertes
 - Les coûts de la congestion



Les étapes fondamentales de la méthodologie tarifaire régionale

ETAPES

ETAPE 1 : Définition et évaluation de la valeur des actifs du réseau de transport (CAPEX)

ETAPE 2 : Calcul des revenus requis pour chaque actif de Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)

ETAPE 3 : . Calcul pour chaque échange bilatéral régional, l'utilisation du réseau de transport et des pertes de transport associées

ETAPE 4 : Calcul des revenus requis pour chaque GRT pour chaque échange bilatéral

ETAPE 5 : Calcul du tarif de transport et du coût des pertes de transport pour l'acheteur de chaque échange bilatéral régional

ETAPE 1: Définition et évaluation de la valeur des actifs du réseau de transport (CAPEX)

ETAPE 2: On procède au calcul des revenus requis pour chaque actif de GRT intervenant dans les échanges.

- Calcul du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) qui permet d'estimer le retour sur investissement nécessaire. Le CMPC se situe entre le coût des fonds propres et le coût de la dette et est calculé comme suit:

$$CMPC = Rd \times D/(D + E) + Re \times E/(D + E)$$

Avec :

D: la valeur totale de marché de la dette

Rd: le coût nominal de la dette

E: la valeur totale de marché des capitaux propres **Re :** le coût nominal des capitaux propres

- « Re » qui est le rendement des capitaux propres, se calcule comme suit:

$$Re = Rf + \beta e (Rm - Rf)$$

Avec : Rf : le taux sans risque observé sur le marché

βe : la corrélation entre le risque lié aux actions et le risque général du marché

Rm: le rendement sur le portefeuille de marché **Rm – Rf:** la prime de risque du marché

ETAPE 3: on calcule pour chaque échange bilatéral le coût d'utilisation du réseau de transport et des pertes de transport associées

- Chaque année, un « load flow » est estimé pour l'heure de production maximale pour l'année à venir et ceci représente la solution de « load flow » proposée
- Estimation de l'impact des pertes de transport:

$$Pertes\ de\ Transp.\ =\ (Valeur\ Final\ du\ Gén.\ -Valeur\ Initial\ du\ Gén.\) - Echange\ Bilatéral$$



Les étapes fondamentales de la méthodologie tarifaire régionale

ETAPES

ETAPE 1 : Définition et évaluation de la valeur des actifs du réseau de transport (CAPEX)

ETAPE 2 : Calcul des revenus requis pour chaque actif de Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)

ETAPE 3 : . Calcul pour chaque échange bilatéral régional, l'utilisation du réseau de transport et des pertes de transport associées

ETAPE 4 : Calcul des revenus requis pour chaque GRT pour chaque échange bilatéral

ETAPE 5 : Calcul du tarif de transport et du coût des pertes de transport pour l'acheteur de chaque échange bilatéral régional

ETAPE 4: On calcule les revenus requis pour chaque GRT pour les échanges bilatéraux

- Le calcul des revenus requis pour chaque GRT est basé sur le taux d'utilisation du système par chaque utilisateur
- La répartition est faite sur la base du pourcentage d'utilisation de chaque actif du réseau de transport pour les échanges bilatéraux comme suit :

Revenus du GRT pour les échanges bilatéraux sur l'actif(i)

$$= \sum_{j=1}^m \delta(i,j) \times \text{Revenus requis du GRT pour l'actif}(i)$$

Avec :

j : l'échange bilatéral *m* : le nombre total d'échanges bilatéraux du GRT

i : l'actif de transport du GRT utilisé dans les échanges bilatéraux

$\delta(i,j)$: le pourcentage d'utilisation de l'actif (i) pour l'échange bilatéral (j)

- La somme des revenus de tous les actifs du GRT utilisés dans les échanges bilatéraux donne le revenu total dû au GRT :

$$= \sum_{i=1}^n \text{Revenus du GRT pour les échanges bilatéraux sur l'actif}(i)$$

Avec :

n : le nombre total d'actifs du GRT utilisés dans les échanges bilatéraux

- Le calcul est répété pour chaque GRT possédant au moins un actif d'interconnexion.
- Le revenu Total du GRT pour les échanges bilatéraux = Total de revenus requis du GRT pour l'actif
- Ainsi l'ensemble des coûts du GRT sont recouverts et son revenu est garanti



Les étapes fondamentales de la méthodologie tarifaire régionale

ETAPES

ETAPE 1 : Définition et évaluation de la valeur des actifs du réseau de transport (CAPEX)



ETAPE 2 : Calcul des revenus requis pour chaque actif de Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)



ETAPE 3 : . Calcul pour chaque échange bilatéral régional, l'utilisation du réseau de transport et des pertes de transport associées



ETAPE 4 : Calcul des revenus requis pour chaque GRT pour chaque échange bilatéral



ETAPE 5 : Calcul du tarif de transport et du coût des pertes de transport pour l'acheteur de chaque échange bilatéral régional

ETAPE 5: on calcule le tarif de transport et du coût des pertes de transport pour l'acheteur de chaque échange bilatéral régional

- La somme des coûts de chaque GRT pour chaque échange bilatéral est payée par l'acheteur de l'échange bilatéral

$$\text{Revenus du GRT pour l'échanges bilatéral}(j) = \sum_{i=1}^p \delta(i,j) \times \text{Revenus requis du GRT pour l'actif}(i)$$

Avec :

j : l'échange bilatéral

i: l'actif de transport du GRT utilisé dans les échanges bilatéraux

p : le nombre total des actifs de transport du GRT utilisés pour l'échange bilatéral (j)

$\delta(i,j)$: le pourcentage d'utilisation de l'actif (i) pour l'échange bilatéral (j)

- Les pertes de transport sont payées par l'acheteur de l'échange régional
- Le tarif applicable aux pertes est à déterminer par le Régulateur Régional



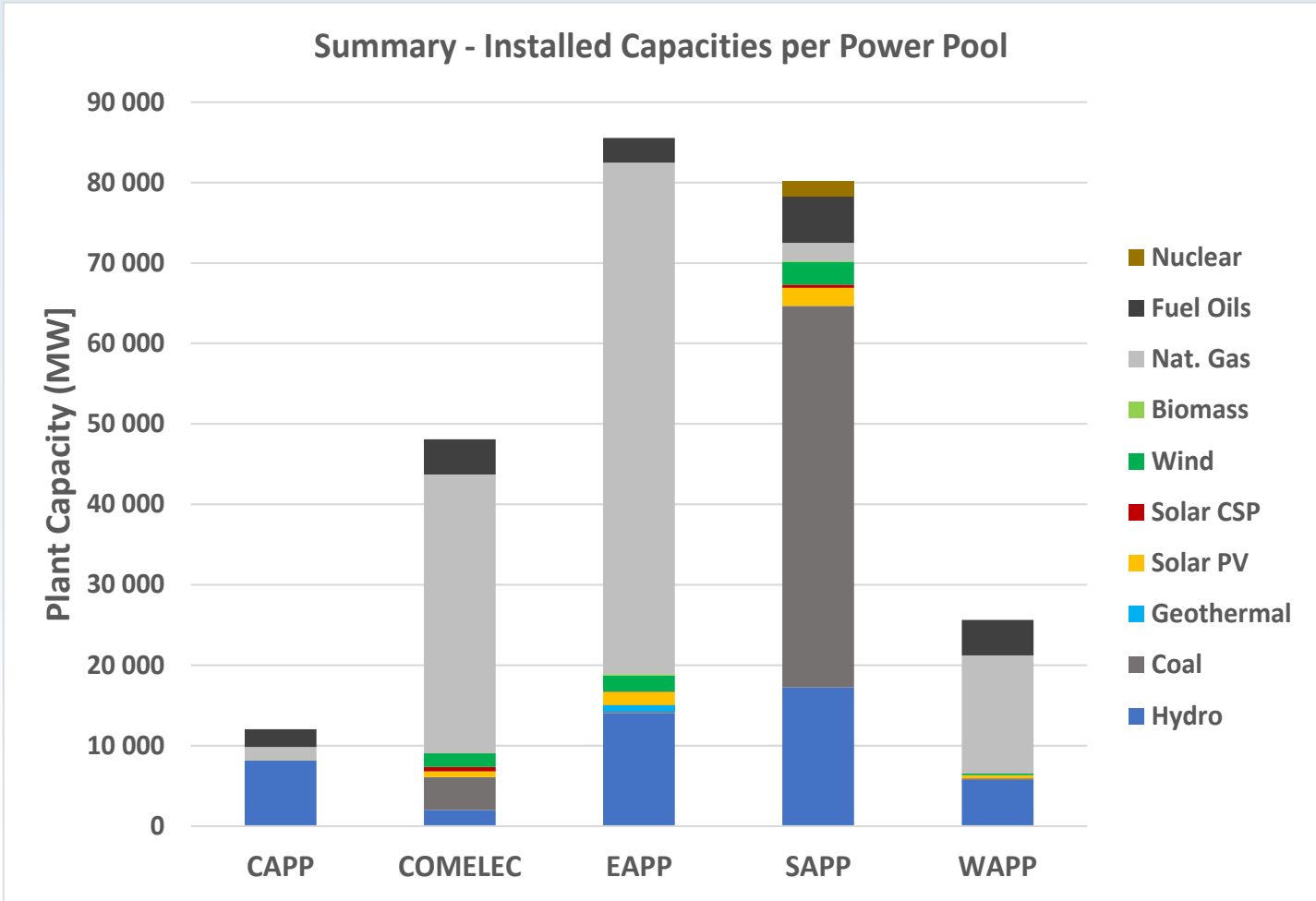
Table des Matières

1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur
2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier
3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions
4. Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain
- 5. Les projets d'interconnexions structurants par région**
6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme



Les projets d'interconnexions structurants par région

Répartition de la capacité de production installée par centrale électrique et par technologie en 2020



Source: African Continental Power System Master Plan - Deliverable 3: Resource Assessment and Techno-economic Data and Assumptions Report



Les projets d'interconnexions structurants par région

Résumé de l'augmentation de la capacité régionale attendue entre 2020 et 2040 grâce aux projets engagés et aux projets candidats

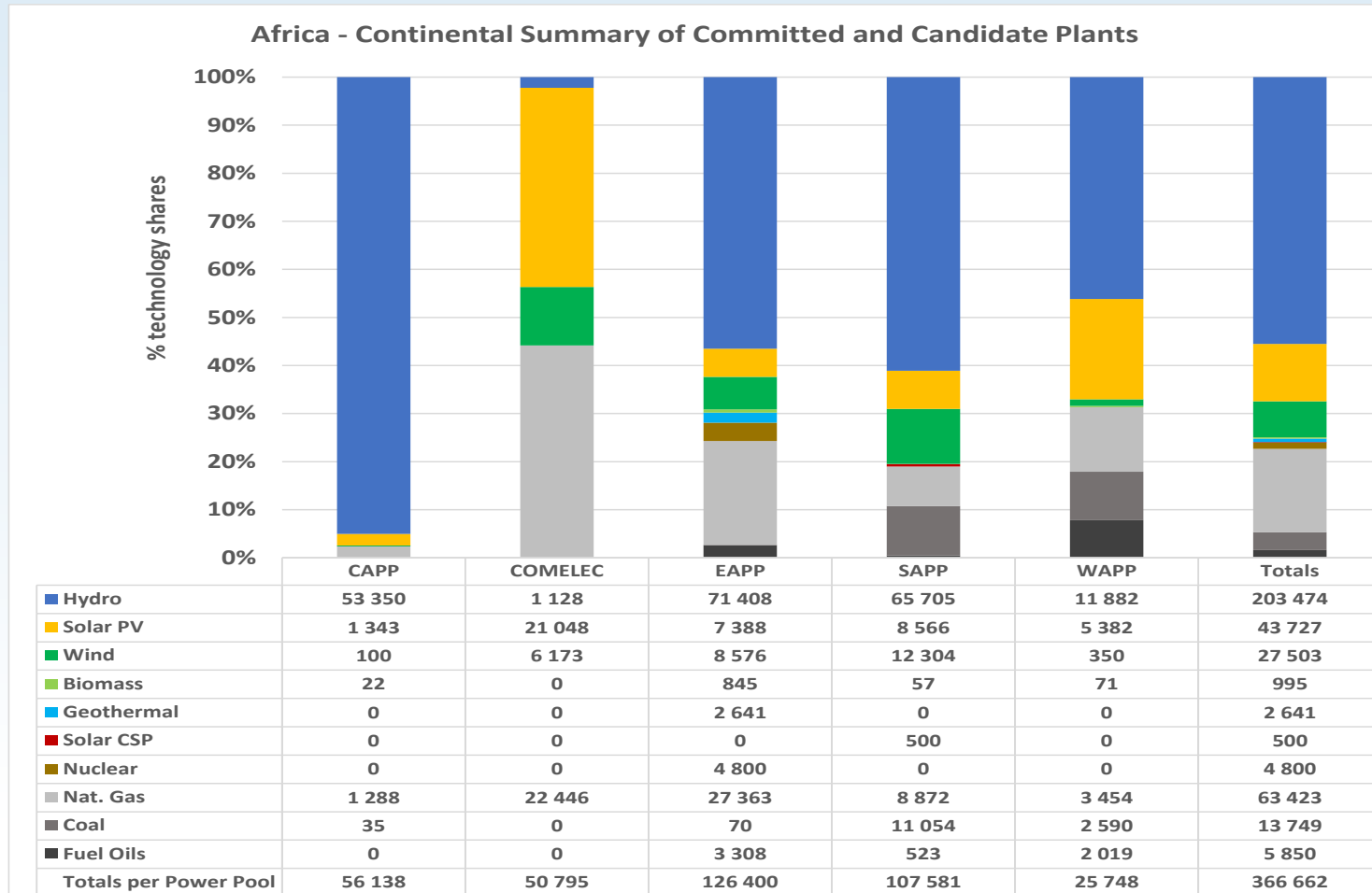




Table des Matières

1. Analyses des réglementations des interconnexions en vigueur
2. Problématiques et défaillances des interconnexions et les mesures à envisager pour y remédier
3. Présentation des acteurs de gestion des interconnexions
4. Méthodologie de tarification du transport pour le système d'échanges d'énergie électrique : l'exemple Ouest Africain
5. Les projets d'interconnexions structurants par région
- 6. Principal défi des interconnexions: le synchronisme**



Principal défi des interconnexions: le synchronisme

- Chaque système régional d'échange d'énergie électrique est constitué de zones interconnectées entre elles. Pour l'Afrique subsaharienne, c'est le synchronisme entre ces différentes zones qui pose le plus de soucis au quotidien.
- Les principales causes de l'a-synchronisme :
 1. **Effondrement de la fréquence:** recours aux réserves primaire, secondaire et tertiaire (au besoin) pour renouer avec la valeur nominale de la fréquence
 2. **Effondrement de la tension:** contrôle de la tension des générateurs et recours à la compensation de la puissance réactive dans certaines sous-stations et nœuds d'interconnexions ciblés
 3. **Surcharges thermiques en cascade:** prévoir le recours au « critère N-1 » qui agit dans ces conditions comme une barrière
 4. **Perte de synchronisme après une perturbation plus ou moins importante:**
 - Réduire le transfert sur des nœuds d'interconnexions ciblés ou des lignes longues et/ou de déconnecter le système en deux zones ou plus,
 - Améliorer le profil de tension et,
 - Installer des Stabilisateurs du Système Electrique (SSE) par l'envoi de signaux stabilisateurs dans les systèmes d'excitation des générateurs synchrones



Principal défi des interconnexions: le synchronisme

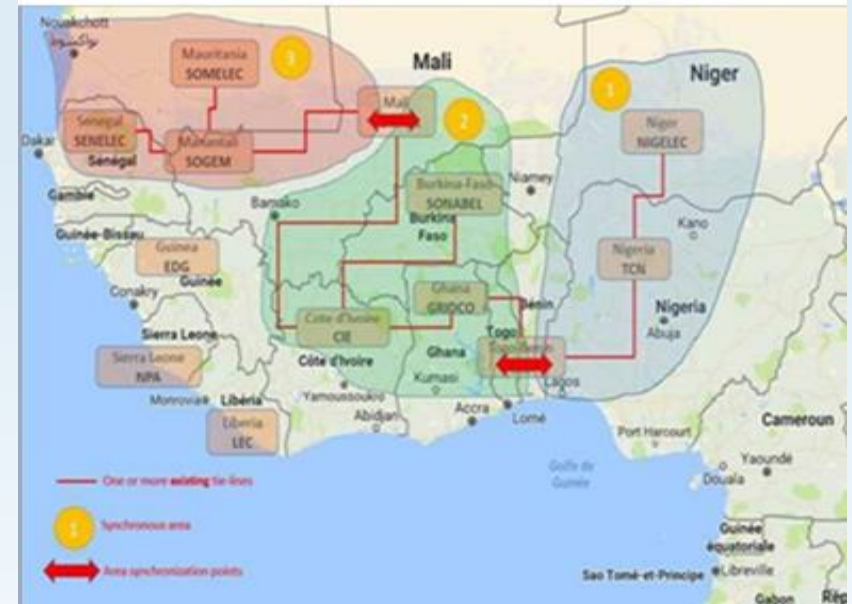
Exemple d'une synchronisation réussie entre les 3 zones formant le réseau de l'EEEOA

- Le samedi 8 juillet 2023 à 4h50 (GMT) a eu lieu, et pour la première fois, la synchronisation permanente des réseaux électriques de douze pays de l'Afrique de l'Ouest que sont le Bénin, le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, le Libéria, le Mali, la Mauritanie, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo*. Ceci a été rendu possible en deux phases:

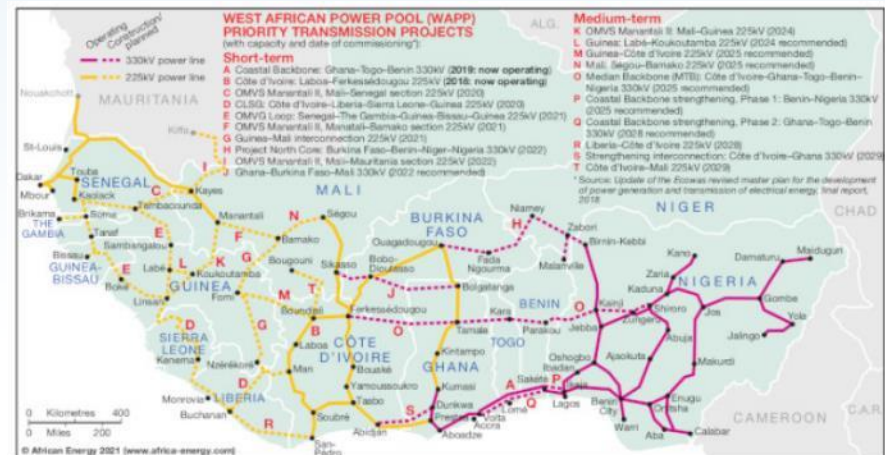
- Phase 1 :** Étude de la synchronisation
- Phase 2 :** Acquisition et installation des équipements nécessaires à la synchronisation

- Contrôle de la tension : Installation d'un compensateur statique (SVC) à Matam,
- Sûreté et sécurité du réseau:
 - Installation de PMU à chaque extrémité des lignes d'interconnexion pour les intégrer aux WAMS
 - Installation de relais de découplage
- Contrôle de la fréquence : travaux de mise à niveau des groupes pour participer au réglage de la fréquence
- Trois groupes de travail ont été créés à cet effet au sein du CIC, à savoir : 1) l'ajustement de la fréquence, 2) la coordination de la protection et 3) l'évaluation de la fiabilité du réseau

* Source: Direction de la Communication de l'EEEOA



Source: WAPP APUA_DAKAR_2021_DICC_presentation





Merci pour votre attention

