



DIRECTIVES TECHNIQUES **POUR L'INTERCONNEXION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES AFRICAINS**



GUIDE D'AFSEC 11: 2024
Première édition

AFSEC – 50010-04-01:2024 ed1

Remerciements

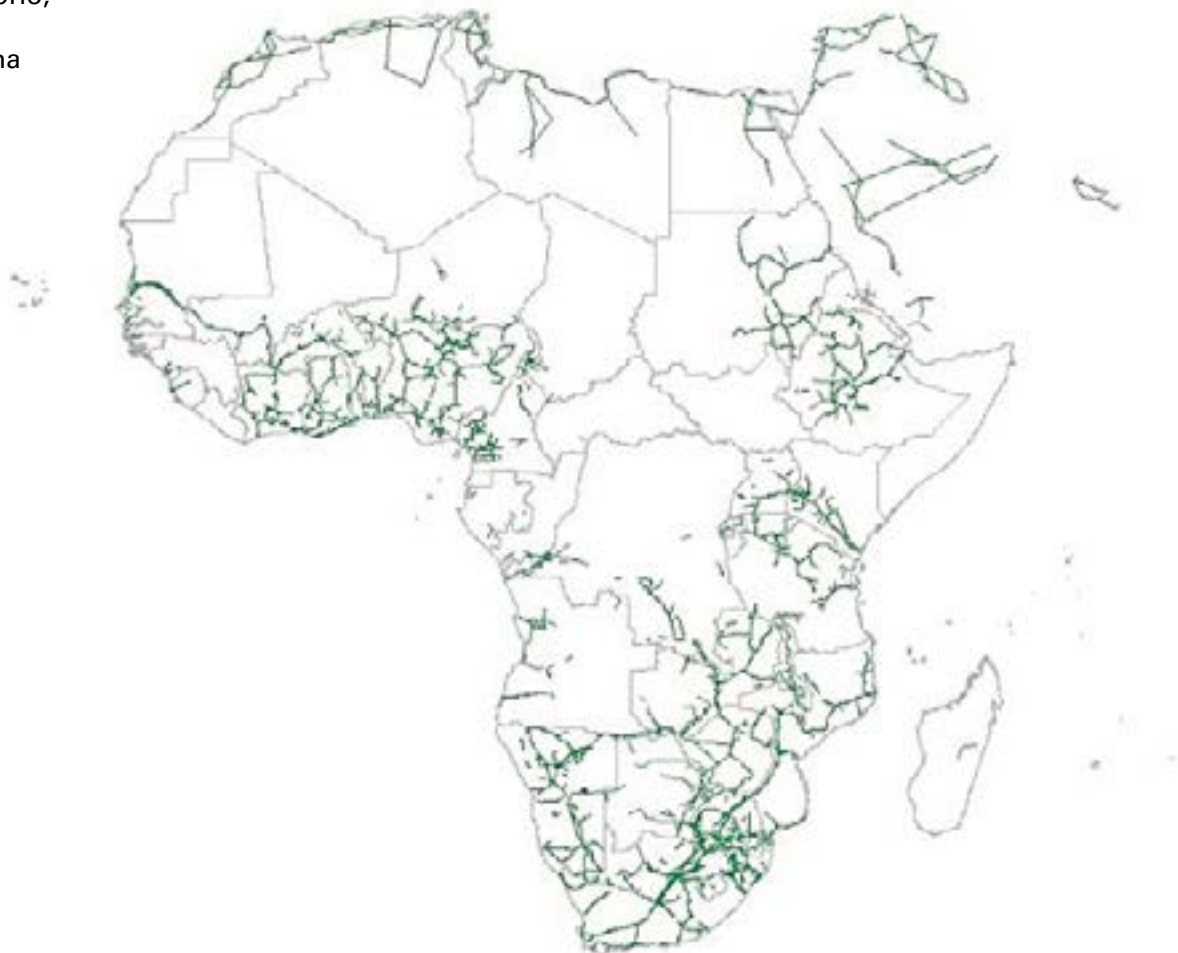
L'élaboration de ce guide a été soutenue par le PTB, Allemagne.

L'AFSEC salue également le soutien de l'IEC, du SAPP et de l'EEEOA en mettant à disposition des normes référencées et la participation de Leon Drotsche (expert PTB) AFSECTC08, membres de l'APUA/AFSEC SC5.



Équipe du projet :
Porteur du projet Comfort Masike (chaire ATC08)
soutenu par Martin Kopa

Équipe de montage finale :
Jeannot Chabo,
Alphonse Voegborlo,
Sydney Zimba,
Danny Rwagasana



DIRECTIVES TECHNIQUES **POUR L'INTERCONNEXION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES AFRICAINS**

Contenu

Avant-propos de l'AFSEC	5
Introduction	6
1 Portée.....	8
2 Références	9
3 Termes et définitions	10
4 Zone de contrôle.....	14
5 Gestion des limites de transfert.....	14
6 Gestion des fréquences	15
7 Gestion de la tension du système	16
8 Synchronisation du réseau et ses conditions	18
9 Stabilité transitoire / angulaire	18
10 Stabilité du signal faible	19
11 Exigences en matière de contrôle et de surveillance.....	20
12 Exigences en matière de protection	21
13 Mesure	22
14 Télécommunication	22
15 Processus opérationnels.....	23
16 Suivi des performances	24
Bibliographie.....	26



La Commission Africaine de Normalisation Electrotechnique (AFSEC) a été créée entre autres pour améliorer le bien-être de la population africaine, principalement par la promotion, le développement et l'application de normes harmonisées sur l'ensemble du continent afin d'améliorer l'accès à l'électricité.

Pour atteindre ces objectifs, l'AFSEC a pour mission de :

- Identifier les normes électrotechniques existantes et prioriser les besoins du continent africain en matière de normalisation ;
- Harmoniser les normes existantes, en les vérifiant et en les recommandant à ses membres pour leur adoption en tant que normes régionales africaines de l'AFSEC ;
- Identifier les normes qui doivent être adaptées aux conditions africaines en les adaptant par un comité technique de l'AFSEC ou
- Dans le cas de besoins spécifiques, un comité technique de l'AFSEC composé d'experts connexes produit des normes ou des guides techniques, à l'intention des membres de l'AFSEC en vue d'une adoption à l'identique.
- Produire des guides pour aider et donner des conseils techniques sur la normalisation et un QI sur le continent africain.

Reconnaissant la nécessité d'un guide approprié pour l'Afrique, le TC 8 de l'AFSEC, qui est un comité parallèle du TC 8 de la CEI, a été chargé d'élaborer des directives techniques pour l'interconnexion des réseaux électriques africains.

Le comité a décidé de faire référence aux réglementations existantes, à la CEI et aux normes AFSEC pour faciliter le projet.

Le guide couvre les cadres réglementaires, les principes de conception des systèmes, la sélection des composants, les pratiques d'installation, les procédures d'essai et de mise en service, les directives d'entretien, les précautions de sécurité et les exigences en matière de documentation.

REMARQUE: L'AFSEC collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (CEI) conformément aux conditions déterminées par accord entre les deux organisations.

Introduction

Cette directive fournit le champ d'application général pour répondre aux exigences de conception et d'exploitation de l'IPS. L'hypothèse est que chaque service public africain aura sa propre norme de planification du réseau de transport et une norme d'adéquation de la production détaillant les exigences pour garantir l'adéquation du système. Bien que les critères de planification soient traditionnellement utilisés pour déterminer la meilleure décision technico-économique en fonction des dépenses d'investissement, les exigences d'adéquation peuvent ne pas toujours être respectées en raison de contraintes économiques, de sorte que le risque d'enfreindre les codes de réseau régionaux doit être évalué et que des solutions d'atténuation opérationnelles doivent être formulées. Cette ligne directrice vise à garantir que les interconnexions sont conçues et exploitées de manière cohérente de manière à sécuriser et à améliorer la fiabilité de l'IPS du continent.

La mise en œuvre et le contrôle de la conformité de cette directive technique devraient être effectués par des organismes régionaux ou continentaux. La responsabilité des pools d'énergie sera de signaler les cas où ces critères sont enfreints et de les utiliser comme intrants dans les exigences de planification à plus long terme pour la production et l'adéquation du réseau. Les pools énergétiques sont également encouragés à utiliser les comités, les équipes de projet, les groupes de travail et d'autres méthodes existantes pour s'assurer que l'IPS est constamment mis à jour et maintenu, de manière à ce qu'il soit conforme aux directives d'exploitation régionales et aux codes de réseau.

Les avantages de la synchronisation réseau de l'IPS entre les pools d'énergie sont les suivants :

- **Fiabilité accrue** : La synchronisation du réseau permet à plusieurs réseaux électriques ou systèmes d'alimentation de fonctionner ensemble de manière transparente. Cette redondance et cette interconnectivité améliorent la fiabilité globale de l'alimentation. En cas de défaillance ou de panne d'un réseau, l'énergie peut provenir d'autres réseaux synchronisés, ce qui réduit le risque de pannes généralisées.
- **Amélioration de la qualité de l'énergie** : Les réseaux synchronisés peuvent maintenir une tension et une fréquence plus stables, ce qui se traduit par une meilleure qualité de l'énergie. Cela signifie moins de creux, de surtensions et de fluctuations de tension, qui peuvent être nocifs pour les équipements et les appareils électroniques sensibles.
- **Utilisation optimisée des ressources** : La synchronisation du réseau permet une utilisation efficace des ressources de production sur une zone géographique plus large. L'électricité peut être produite là où elle est la plus rentable et transmise aux zones à forte demande, ce qui réduit le besoin de production locale redondante et coûteuse.
- **Résilience du réseau améliorée** : les réseaux synchronisés sont mieux équipés pour résister et se remettre de diverses perturbations du système, d'événements météorologiques violents, de pannes d'équipement ou de cyberattaques. Ils peuvent isoler et gérer les problèmes plus efficacement et rétablir rapidement le courant.
- **Augmentation de la capacité du réseau** : En connectant et en synchronisant plusieurs réseaux, la capacité globale du système électrique peut être augmentée. Cela peut soutenir la croissance économique et répondre à la demande croissante d'électricité.
- **Bourse internationale de l'électricité** : Dans le cas de la synchronisation internationale du réseau, les pays voisins peuvent échanger efficacement l'électricité. Cela peut promouvoir la sécurité énergétique, la coopération et les avantages économiques grâce au commerce transfrontalier de l'électricité. L'électricité peut

être transportée à partir de zones où l'énergie est excédentaire pendant les heures de faible demande vers des régions où la demande est plus élevée pendant les heures de pointe, ce qui garantit une alimentation électrique stable.

- **Avantages économiques** : La synchronisation du réseau peut permettre de réaliser des économies en réduisant le besoin de capacité excédentaire, en diminuant les coûts d'exploitation et en fournissant un accès à des sources d'électricité moins chères.
- **Développement des marchés de l'énergie** : les réseaux synchronisés soutiennent souvent le développement des marchés de l'énergie, ce qui permet des prix compétitifs et une allocation efficace des ressources.

Facteur important requis pour les réseaux interconnectés synchronisés :

- **Systèmes de protection** : Des systèmes de protection robustes doivent être en place pour empêcher les défauts ou les perturbations d'un réseau d'affecter l'autre réseau. Cela inclut l'utilisation de relais, de disjoncteurs et d'autres dispositifs de protection.
- **Contrôle et communication** : Des systèmes de contrôle et de communication adéquats doivent être mis en place pour surveiller l'état du réseau et contrôler le flux d'énergie entre

les réseaux. Il peut s'agir d'unités de mesure Phasor (PMU), de systèmes de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) et d'algorithmes de contrôle avancés.

- **Conformité aux normes** : La synchronisation du réseau doit respecter les normes, réglementations et codes de réseau nationaux et internationaux pertinents établis par les autorités réglementaires et les organisations industrielles.
- **Stabilité stationnaire et transitoire** : Les réseaux doivent présenter une stabilité stable et transitoire pour faire face à des conditions de fonctionnement normales ainsi qu'à des perturbations ou à des imprévus sans défaillances en cascade.
- **Partage de la charge et contrôle du flux d'énergie** : Des mécanismes de partage de la charge et de contrôle du flux d'énergie entre les réseaux interconnectés doivent être en place pour distribuer efficacement l'énergie tout en maintenant la stabilité.
- **Procédures d'urgence** : Des protocoles et des procédures pour les situations d'urgence, telles que les défaillances du réseau ou les changements soudains de charge, doivent être établis pour assurer la sécurité et la stabilité des deux réseaux en cas d'événements imprévus.



1 PORTÉE

Ce document fournit des conseils sur les aspects techniques de la planification, de la conception et de l'exploitation d'un système d'alimentation interconnecté (EPI). Un IPS est normalement volumineux et complexe car il comprend plusieurs opérateurs de système, couvrant une vaste zone géographique. Le regroupement de ces opérateurs de système dans des zones de contrôle facilite l'exécution efficace d'obligations telles que le contrôle de la fréquence d'alimentation et des lignes de liaison, le maintien des réserves et la surveillance continue en temps réel, nécessaires à la sûreté, à la sécurité, à la stabilité et à la fiabilité des opérations. Le document présente les processus d'exploitation de la zone de contrôle, d'entretien de l'équipement et de gestion des pannes. Un IPS est souvent exposé à des conditions défavorables qui peuvent endommager l'équipement et mettre en danger le personnel et le public. Le document donne des lignes directrices sur la mise en œuvre des systèmes de protection nécessaires à l'élimination des défauts et à la gestion des urgences du système électrique. La mesure des flux d'énergie et de la qualité de l'alimentation sur les interconnexions est essentielle pour la gestion commerciale et technique des systèmes électriques. De plus, les télécommunications sont le catalyseur de nombreux systèmes d'exploitation des systèmes électriques, tels que les systèmes SCADA. Ce document fournit donc des directives techniques sur le comptage de l'énergie, la qualité de l'énergie et les télécommunications. Le document reconnaît l'importance des codes de réseau, des diverses exigences d'exploitation du système électrique fixées par des organismes tels que les pools énergétiques régionaux et des normes électrotechniques internationales. Ceux-ci sont référencés dans de nombreux domaines. L'application de ce document favorise la conformité technique et le suivi des performances, comme l'exigent les différentes autorités du secteur de l'alimentation électrique. Enfin, ce document se concentre sur les systèmes d'alimentation en courant alternatif et se limite à des conseils techniques de haut niveau.

2 RÉFÉRENCES

Les documents suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence dans le présent texte, constituent des dispositions du présent guide. Tous les documents peuvent faire l'objet d'une révision et, étant donné que toute référence à un document est réputée être une référence à la dernière édition de ce document, les parties aux accords fondés sur le présent guide sont encouragées à prendre des mesures pour assurer l'utilisation des éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-dessous.

Des informations sur les normes et spécifications nationales et internationales actuellement en vigueur peuvent être obtenues auprès de l'organisme national de normalisation approprié.

Les documents de référence suivants sont requis pour l'application de la présente norme. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence (y compris les éventuelles modifications) s'applique :

Série IEC 61000 toutes les pièces : Compatibilité électromagnétique (CEM)

Rapport technique CEI 62511 : 2014

Lignes directrices pour la conception de systèmes électriques interconnectés

REMARQUE : ajouté au catalogue régional d'adoption de l'AFSEC sous le nom d' **AFSEC 62511:2024**

CEI TS 63217:2021

Onduleurs photovoltaïques interconnectés - Procédure d'essai pour les mesures de surtension

CEI TS 63102:2021

Méthodes d'évaluation de la conformité au code du réseau pour le raccordement au réseau des centrales éoliennes et photovoltaïques

CEI TS 63060:2019

Réseaux d'approvisionnement en énergie électrique - Aspects généraux et méthodes de maintenance des installations et des équipements

CEI TR 60870-1-1:1988

Équipements et systèmes de télécommande. Partie 1 : Considérations générales. Première section : Principes généraux

CEI 62053-11:2003

Appareils de comptage de l'électricité (c.a.) - Exigences particulières Partie 11 : Compteurs électromécaniques pour énergie active (classes 0, 5, 1 et 2)

REMARQUE : ajouté au catalogue régional d'adoption de l'AFSEC sous le nom d' **AFSEC IEC 62053-11:2003**

CEI 62053-22 : 2020 ed2

Appareils de comptage de l'électricité - Exigences particulières - Partie 22 : Compteurs statiques pour l'énergie active AC (classes 0,1S, 0,2S et 0,5S)

CEI 62053-23 : 2020 ed2

Appareils de comptage de l'électricité - Exigences particulières - Partie 23 : Compteurs statiques pour énergie réactive (classes 2 et 3)

CEI 62053-24:2020.

Appareils de comptage de l'électricité - Exigences particulières - Partie 24 : Compteurs statiques pour l'énergie réactive des composants fondamentaux (classes 0,5S, 1S, 1, 2 et 3)

REMARQUE : ajouté au catalogue régional d'adoption de l'AFSEC sous le nom d' **AFSEC IEC 62053-24:2020**

CEI 62052-11: 2003

Appareils de comptage de l'électricité (CA) - Exigences générales, essais et conditions d'essai - Partie 11 : Appareils de comptage (Français et Anglais)

REMARQUE : ajouté au catalogue régional d'adoption de l'AFSEC sous le nom d' **AFSEC IEC 62052-11:2003**

IEC60044-7:1999 ed1.0

Transformateurs de mesure - Partie 7 : Transformateurs de tension électroniques

IEC60044-8:2002 ed1.0

Transformateurs de mesure - Partie 8 : Transformateurs de courant électroniques

3 TERMES ET DÉFINITIONS

Aux fins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

Adéquation

la capacité d'un réseau d'alimentation électrique à fournir la puissance électrique et l'énergie globales requises par les clients, dans des conditions d'état stationnaire, avec des valeurs nominales des composants du système non dépassées, des tensions de bus et une fréquence du système maintenues dans les tolérances, en tenant compte des tenir compte des pannes planifiées et non planifiées des composants du système. [SOURCE : CEI 60050-191:1990, 191-21-01]

Alimentation auxiliaire

Alimentation en électricité des systèmes auxiliaires d'une unité ou d'un équipement de sous-station.

Arrêt de maintenance

la mise hors service d'équipements pour effectuer des travaux sur des éléments spécifiques qui peuvent être différés.

Arrêt planifié

panne programmée à l'avance, pour des raisons de maintenance ou à d'autres fins. [SOURCE : CEI 60050-191:1990, 191-24-01]

Barre

Un conduit électrique à une sous-station où des lignes, des transformateurs et d'autres équipements sont connectés.

Capacité continue

capacité nominale de charge continue, exprimée en mégawatts (MW) ou en mégavolts-ampères (MVA) de production, de transmission ou d'autres équipements électriques.

Capacité de transfert

limite de fonctionnement relative au transfert d'énergie admissible entre des zones spécifiées du réseau de transport.

Capacité réservée

Capacité négociée en MVA qui est attribuée par le prestataire de services au client à un point d'approvisionnement particulier.

Charger

dispositif destiné à absorber l'énergie fournie par un autre appareil ou un système d'alimentation électrique.

[SOURCE : CEI 6005-151:2001, 151-15-15]

Contingence

événement, impliquant généralement la perte d'un ou plusieurs éléments, qui affecte l'IPS au moins momentanément.

Contrôle automatique de la génération (AGC)

Le contrôle automatique centralisé en boucle fermée des unités au moyen de l'EMS informatisé de l'exploitant du système. La sortie de l'unité est contrôlée en modifiant le point de consigne sur le régulateur.

Contrôle de fréquence primaire

L'ajustement automatique d'une puissance unitaire en réponse aux écarts de fréquence du système, au moyen du système de contrôle du régulateur local de la turbine. Cette commande est proportionnelle à l'écart de fréquence du système.

Court-circuit

Trajet conducteur accidentel ou intentionnel entre deux ou plusieurs parties conductrices, qu'il soit effectué accidentellement ou intentionnellement, forçant les différences de potentiel électrique entre ces parties conductrices à être égales ou proches de zéro (impédance relativement faible) Note 1 à l'article : Le terme défaut ou défaut de court-circuit utilisé dans le présent document fait référence à un court-circuit.

Critères NERC CPS1, CPS2 et DCS

Les critères de performance en matière de zone de contrôle et de perturbation du North American Electricity Reliability Council (NERC) qui s'appliquent aux zones de contrôle dans le SAPP.

Délestage

Processus consistant à déconnecter délibérément des charges présélectionnées d'un système d'alimentation en réponse à une condition anormale afin de maintenir l'intégrité du reste du système.

[SOURCE : CEI 60050-603:1986, 603-04-32]

Demande

l'importance d'une fourniture d'électricité, exprimée en kilowatts ou en kilovoltamères.
[SOURCE : CEI 60050-691:1973, 691-02-02]

Élément du système d'alimentation

tout appareil électrique avec des bornes qui peuvent être connectées à d'autres appareils électriques.

p. ex., génératrice, transformateur, disjoncteur ou section de bus

Élimination retardée des défauts

l'effacement des pannes qui est compatible avec le bon fonctionnement d'un groupe de protection contre les pannes de disjoncteur et de ses disjoncteurs associés, ou d'un groupe de protection de secours avec un retard intentionnel.

Élimination normale des défauts

l'élimination des défauts qui est compatible avec le bon fonctionnement du système de protection et avec le bon fonctionnement de tous les disjoncteurs ou autres dispositifs de commutation automatique destinés à fonctionner en conjonction avec ce système de protection.

Erreur de contrôle de zone (ACE)

L'inadéquation entre la demande instantanée et l'offre dans une zone de contrôle. Il combine l'erreur de fréquence et l'erreur de ligne de liaison.

Erreur de ligne de rattachement

Différence algébrique entre le flux d'énergie réel et le flux d'énergie programmé sur une ligne de raccordement interconnectant des zones de contrôle adjacentes.

Faute

un événement imprévu ou un défaut d'un élément qui peut entraîner une ou plusieurs défaillances de l'article lui-même ou d'un autre équipement associé
[SOURCE : CEI 60050-604:1987, 604-02-01,]

Fiabilité

Capacité d'un élément à exécuter une fonction requise dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné.
[SOURCE : CEI 60050-191:1990, 191-02-06, modifiée]

Fiabilité de l'approvisionnement

La capacité de l'IPS à supporter une éventualité de production ou de réseau sans interrompre l'approvisionnement des clients.

Génération

un processus de production d'énergie électrique à partir d'autres formes d'énergie.

Note 1 à l'article : La quantité d'énergie électrique produite, généralement exprimée en kilowattheures (kWh) ou en mégawattheures (MWh).

[SOURCE : CEI 60050-601:1985, 601-01-06]

Installation de comptage

Installation composée d'un compteur électronique interrogé à distance, disposant d'une liaison de communication électronique et connectée à la base de données de comptage du NTC. L'installation comprend VT et CT selon les besoins.

Interconnexion

Liaisons de transport uniques ou multiples entre les systèmes de transport permettant l'échange d'énergie électrique et d'énergie entre ces réseaux au moyen de circuits électriques et/ou de transformateurs.

[SOURCE : CEI 60050-601:1985, 601-01-11]

Limite de fonctionnement

la valeur maximale du ou des paramètres de fonctionnement du système les plus critiques qui satisfont : (a) aux critères de pré-contingence tels que déterminés par la capacité de charge de l'équipement et les conditions de tension acceptables, (b) aux critères de stabilité, et (c) aux critères de charge post-contingence et de tension.

Panne forcée

les arrêts non planifiés dont le début, automatique ou manuel, ne peut être différé.

[SOURCE : CEI 60050-191:1990, 191-24-03]

Pendre

Caractéristique MW/Hz selon laquelle le gouvernement aura lieu. Ceci est exprimé comme le pourcentage d'augmentation de la fréquence qui fera théoriquement passer une unité de MCR à zéro.

Pertes

Pertes d'énergie électrique associées à la production, à la transformation ou au transport d'électricité.

Protection

dispositions pour détecter les défauts ou autres conditions anormales dans un système électrique, pour permettre l'élimination des défauts, pour mettre fin aux conditions anormales et pour initier des signaux ou des indications.

Régulation des réserves

Capacité de production ou charge gérée du côté de la demande disponible pour commencer à répondre aux instructions AGC dans les 10 secondes et être complètement activée en 10 minutes. Cette catégorie de réserve la capacité dans le cadre de la prestation auxiliaire réglementaire. L'objectif est de permettre une capacité suffisante pour contrôler la fréquence et la puissance des lignes de raccordement de la zone de contrôle dans des limites acceptables en temps réel.

Relais

Dispositif électrique conçu pour produire des changements soudains prédéterminés dans un ou plusieurs circuits de sortie électrique, lorsque certaines conditions sont remplies dans les circuits d'entrée électrique contrôlant le dispositif.

[SOURCE : CEI 60050-151:2001, 151-13-31]

Relais de protection

relais de mesure qui, seul ou en combinaison avec d'autres relais, fait partie d'un équipement de protection.

[SOURCE : CEI 60050-448:1995, 448-11-02]

Réserve de rotation

capacité de production, conservée en réserve pour compenser tous les écarts possibles dans le rapport de force qui peuvent survenir entre les conditions normales et celles qui se produisent réellement, et ainsi assurer un approvisionnement en électricité fiable et économique.

Réserves d'urgence

Réserves rarement utilisées. Le gestionnaire de système peut utiliser cette capacité non seulement pour les réserves, mais aussi pour le fonctionnement d'urgence et le contrôle de la tension.

Réserve instantanée

Capacité de production ou charge gérée par la demande qui est disponible pour répondre pleinement dans les 10 secondes à une baisse de fréquence. Cette réponse doit être maintenue pendant au moins 10 minutes.

Sécurité

la capacité d'un système d'alimentation électrique à fonctionner de telle manière que des événements crédibles n'entraînent pas de perte de charge, de contraintes des composants du système au-delà de leurs valeurs nominales, de tensions de bus ou de fréquence du système en dehors des tolérances, d'instabilité, d'effondrement de tension ou de cascade.

[SOURCE : CEI 60050-191:1990, 191-21-03]

Sous-station (d'un système d'alimentation)

Partie d'un système électrique, confinée à une zone donnée, comprenant principalement les extrémités des lignes de transmission ou de distribution, les appareillages de commutation et de commande électriques, les bâtiments et les transformateurs.

[SOURCE : CEI 60050-601:1985, 601-03-02]

Stabilité

capacité d'un système électrique à maintenir un état d'équilibre dans des conditions ou des perturbations normales et anormales. Note 1 à l'article : La stabilité du système d'alimentation peut être classée comme la tension, l'angle du rotor et la stabilité de fréquence.

Sûreté de fonctionnement (protection)

La probabilité de ne pas fonctionner dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné [CEI 50 – 448].

Système d'alimentation interconnecté (IPS)

réseau d'alimentation électrique interconnecté dans une vaste zone, composé d'éléments de système attribués à différentes zones locales au sein de la même autorité d'exploitation ou d'une autorité d'exploitation différente (p. ex., ISO) sur lesquels les défauts ou les perturbations peuvent avoir un impact négatif important à l'extérieur de la zone locale

Système de protection spéciale (SPS)

système de protection conçu pour détecter des conditions anormales du système et prendre des mesures correctives autres que l'isolement des éléments défectueux Note 1 à l'article : Une telle action peut inclure des modifications de la charge, de la production ou de la configuration du système pour maintenir la stabilité du système, des tensions acceptables ou des flux de puissance. Les dispositifs de dérivation à commutation conventionnelle et contrôlés localement ne sont pas des SPS, tandis que le schéma de protection contre le rejet de génération pour la stabilité du système est un SPS. À titre d'exemple, le délestage automatique de sous-fréquence pour stabiliser la fréquence du système dans une zone lors d'un événement entraînant une baisse de fréquence n'est pas considéré comme un SPS.

Système de transmission (TS)

l'ensemble des moyens de transmission entre deux points, y compris le support de transmission, l'équipement terminal, tout équipement intermédiaire nécessaire et tout équipement fourni à des fins accessoires telles que l'alimentation, la surveillance et les essais.

[SOURCE : CEI 60050-704:1993, 704-04-10, modifiée – définition 1 supprimée]

Urgence

Situation où les producteurs, les fournisseurs de services de transport ou de distribution subissent une perte imprévue d'installations, ou une autre situation indépendante de leur volonté, qui compromet ou compromet leur capacité de répondre à la demande de leur réseau.

Zone de contrôle

système ou systèmes électriques, délimités par des compteurs d'interconnexion et des télémesures, capables de contrôler la production pour maintenir leur calendrier d'échange net avec d'autres zones de contrôle et contribuer à la régulation de la fréquence des interconnexions.

Document de référence IEC connexe :**Rapport technique CEI 62511**

La norme CEI TR 62511:2014(E) fournit des lignes directrices pour la planification et la conception du système d'alimentation interconnecté (IPS) et, par conséquent, la fourniture d'un service d'approvisionnement fiable. Les lignes directrices pour la conception des systèmes d'alimentation interconnectés contenues dans le présent document amélioreront la fiabilité du système, atténueront bon nombre des impacts négatifs associés à la perte d'une partie importante du système ou à la séparation involontaire d'une partie importante du système, et ne seront pas conséquentes en raison des éventualités de conception normales. Dans le contexte du présent Rapport technique, on entend par réseau électrique interconnecté le réseau de transport à haute tension d'une entité (zone de contrôle ou gestionnaire de réseau) qui peut avoir un impact négatif sur d'autres systèmes connectés en raison de défauts et de perturbations dans sa zone. Dans le cas de grandes superficies, l'exploitant du système peut définir un sous-ensemble de sa zone afin de limiter l'impact négatif dans une plus petite partie de son réseau. Ce rapport technique spécifie les techniques recommandées pour sécuriser un IPS afin d'assurer un haut niveau de fiabilité. En général, les systèmes d'alimentation interconnectés sont connectés de manière synchrone ou asynchrone via des interconnexions CC. Le présent document vise à garantir que les interconnexions sont conçues et exploitées de manière cohérente aux deux extrémités. Les recommandations comprennent des exigences de conception et d'exploitation pour résister aux principales éventualités spécifiées dans le présent document.

4 ZONE DE CONTRÔLE

Les systèmes électriques interconnectés sont vastes et complexes en termes de zones géographiques et de nombre d'équipements à gérer. Pour faciliter le contrôle et la gestion des opérations, ils peuvent être délimités en zones de contrôle.

Les organisations régionales de pools énergétiques devraient définir des zones de contrôle, c'est-à-dire « un système électrique dont les frontières sont définies par des points d'interconnexion et capable de maintenir un équilibre continu entre la production sous son contrôle, la consommation d'électricité dans la zone de contrôle et les échanges programmés avec d'autres zones de contrôle ».

Les critères de fonctionnement de la zone de contrôle sont les suivants : l'équipement de commande de chaque zone de contrôle doit être conçu et exploité de manière à permettre à l'exploitant de la zone de contrôle de remplir en permanence ses obligations de contrôle du réseau et de l'interconnexion et de mesurer ses performances. Les opérateurs de zone de contrôle sont tenus de fournir des services de zone de contrôle et des réserves de régulation pour le contrôle et l'exploitation sécurisés du système interconnecté.

Le contrôle de fréquence de l'ensemble de l'IPS dépend de la façon dont chaque zone de contrôle gère sa fréquence dans la bande morte acceptable, comme l'exigent les codes de réseau et les directives d'exploitation des services publics membres. Le contrôle de la fréquence est également rendu possible par l'adéquation de la production et de la charge ainsi que par les exigences de réserves régulatrices stipulées dans les directives régionales pour assurer la stabilité de la fréquence en cas d'imprévus probables.

Les opérateurs de zone de contrôle doivent également gérer les flux entre les zones de contrôle dans le cadre de contrats horaires afin de minimiser les déséquilibres ou l'énergie non programmée en temps réel.

5 GESTION DES LIMITES DE TRANSFERT

Les limites de transfert entre les services publics doivent être clairement définies, y compris les scénarios opérationnels d'applicabilité.

Chaque année, des études devraient être réalisées pour déterminer les limites de transfert entre les zones d'interconnexion, et ces études devraient être utilisées comme données d'entrée dans le processus de planification pour déterminer les contrats de flux d'énergie entre les zones d'interconnexion. Ces contrats doivent être honorés par tous les services publics membres du pool d'énergie pour assurer un contrôle efficace de la fréquence et peuvent être activés en disposant d'un contrôle automatique de la production (AGC) fonctionnel de tous les côtés de l'interconnexion.

6 GESTION DES FRÉQUENCES

La fréquence de l'alimentation est commune à tous les systèmes interconnectés, et tout écart par rapport à la valeur de fréquence programmée (50 Hz), aux stipulations des codes et directives du réseau régional aura un impact négatif sur la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de tous les clients et pourrait également conduire à l'effondrement du système. Le taux de changement de fréquence (ROCOF) dépend de l'inertie des générateurs rotatifs et des charges connectées au réseau.

Les opérateurs de zone de contrôle sont tenus d'effectuer la gestion de la fréquence en équilibrant la production disponible par rapport à la charge et de prendre des mesures correctives en cas de non-concordance en temps réel. Ils doivent s'assurer qu'il y a suffisamment de réserves dans leurs zones de contrôle pour faire face aux perturbations.

Dans le contrôle de fréquence primaire, les générateurs dans leurs zones de contrôle doivent agir directement en réponse à l'écart de fréquence réel en utilisant l'approche de contrôle de fréquence décentralisée.

Le contrôle secondaire de la fréquence doit être effectué à l'aide de l'approche de contrôle centralisé de la fréquence, où les génératrices et les charges modifient leur sortie sur instruction d'un coordonnateur central situé dans leurs centres nationaux de contrôle (CCN). Le contrôle de fréquence secondaire doit être effectué à l'aide d'un contrôle de génération automatique (AGC) et/ou d'instructions de réserve manuelle pour compléter la capacité de l'AGC. L'AGC est une boucle de contrôle centralisée qui coordonne les générateurs et dont la fonction principale est de rétablir la fréquence du système à la valeur nominale ou à la bande morte convenue.

Les opérateurs de zone de contrôle doivent se conformer aux normes de performance de contrôle de fréquence (CPS) et aux normes de contrôle des perturbations (DCS) utilisées à l'échelle internationale, et ces indicateurs clés de performance doivent être surveillés par des pools d'alimentation. Toutes les zones de contrôle doivent atteindre une conformité d'au moins 100 % pour CPS1, 90 % pour CPS2 et 100 % pour DCS pour toutes les perturbations à signaler mesurées

sur une année :

- CPS1 mesure la mesure dans laquelle le service public membre se conforme aux exigences de contrôle de fréquence en une minute en moyenne.
- CPS2 mesure la mesure dans laquelle le service public membre se conforme aux exigences de contrôle de fréquence en 10 minutes en moyenne.
- DCS mesure la mesure dans laquelle l'utilitaire membre a récupéré l'erreur de contrôle de zone (ACE) aux niveaux d'avant la perturbation dans les 10 minutes.

L'IPS n'est pas conçu pour faire face à toutes les éventualités possibles et à toutes les combinaisons d'éventualités qui pourraient entraîner d'importants écarts de fréquence, mais des plans de correction automatiques devraient être conçus pour arrêter la baisse de fréquence en éliminant les charges prédéterminées. Cela devrait être étudié et mis en œuvre de manière à ce qu'une charge suffisante soit déchargée par étapes pour arrêter et ramener la fréquence dans la bande morte stipulée. Le schéma UFLS (Under Frequency Load Shedding Scheme) est la dernière barrière contre une panne de système lorsqu'il s'agit d'une baisse rapide des fréquences.

Les zones de contrôle des pools énergétiques devraient garantir l'intégrité du système à travers

- Audit régulier de la performance du régime.
- Vérification de la performance du dispositif a posteriori.
- S'assurer qu'une charge adéquate reste sur le schéma, en particulier lors d'un délestage manuel. Il faut s'assurer qu'un pourcentage prédéterminé de la charge du système, déterminé par des études du système, reste sur le schéma pendant le délestage manuel.
- Assurer la coordination des paramètres entre les systèmes interconnectés

7 GESTION DE LA TENSION DU SYSTÈME

Le maintien d'une tension saine est un moyen de réduire les pertes techniques et d'assurer la stabilité du système. Les contrôleurs du système d'alimentation ont la responsabilité de maintenir les niveaux de tension dans les limites spécifiées.

7.1 Stabilité de la tension

La stabilité de la tension est un phénomène local et est définie comme la capacité du système à rester dans les niveaux stipulés après une éventualité probable. Les tensions doivent être maintenues dans les bandes suivantes dans des conditions saines du système et pendant les pannes planifiées. Après une seule éventualité, avant qu'une action corrective ne soit prise, la tension peut diminuer entre 0,9 et 0,98 pu. Une fois que des mesures correctives ont été prises, la tension doit revenir entre 0,95 pu et 1,05 pu. Après l'urgence, la tension doit être rétablie dans les 15 minutes. Les directives techniques applicables au pool d'alimentation ou les exigences du code de réseau pour le facteur de puissance, la tension de passage et la gestion de la puissance réactive doivent prévaloir.

Les études à long terme ainsi que les études de stabilité de tension dynamique pour déterminer la limite de transfert doivent être effectuées sur une base annuelle. Tous les pools d'alimentation doivent s'assurer que les équipements identifiés par ces études pour supporter les tensions aux interconnexions, tels que les SVC et les dispositifs de compensation réactive de dérivation, sont installés, en état de marche et bien entretenus.

Document de référence connexe ::

CEITS63217:2021 éd. 1

Onduleurs photovoltaïques interconnectés
- Procédure d'essai pour les mesures de surtension

La norme CEI TS 63217:2021 fournit une procédure de test pour évaluer les performances des fonctions de surtension Ride-Through (OVRT) dans les onduleurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques (PV) interconnectés par les services publics. Ce document s'applique particulièrement

aux grands systèmes où les onduleurs PV sont connectés à des systèmes de distribution haute tension (HT). Toutefois, les procédures applicables peuvent également être utilisées pour les installations basse tension (BT) dans les endroits où les exigences évolutives de l'OVRT incluent de telles installations, par exemple les systèmes monophasés ou triphasés. Ce document est destiné aux tests d'onduleurs PV, bien qu'il contienne des informations qui peuvent également être utiles pour tester une centrale photovoltaïque complète composée de plusieurs onduleurs connectés en un seul point au réseau public. Il fournit en outre une base pour la simulation numérique et la validation de modèles d'onduleurs photovoltaïques interconnectés

7.2 Tension Ferranti

Lors de la mise sous tension de longues lignes, l'extrémité ouverte de la ligne subira des tensions Ferranti. Ces tensions doivent rester dans les limites nominales de l'équipement, et ne doivent donc pas dépasser plus de 1,1 pu à l'extrémité ouverte de la ligne. Lors du calcul de l'augmentation attendue de la tension Ferranti, chaque cas doit être étudié sur une base individuelle en tenant compte des tensions réalistes, sur cette partie du réseau, sous lesquelles ils fonctionneront dans des conditions de charge légère. Ces interconnexions pourraient être longues et devraient avoir des réacteurs de ligne installés aux deux extrémités de la ligne pour faire face à l'effet de tension Ferranti. Les réacteurs doivent être planifiés, conçus et dimensionnés de manière appropriée pour le réseau.

7.3 Tension de commutation

Lors de la commutation de dispositifs de compensation réactive, la tension ne doit pas augmenter de plus de 3 % en état de fonctionnement du système et de plus de 5 % en cas d'urgence.

7.4 Effondrement de la tension

Le réseau de transmission doit être conçu et exploité de telle manière qu'il n'est jamais surcompensé par des batteries de condensateurs shunt, c'est-à-dire que pour une augmentation de la charge à n'importe quelle barre omnibus, la tension doit diminuer. Cela équivaut à une pente négative sur la courbe puissance-tension (P-V) pour n'importe quelle barre omnibus. De plus, la tension au transfert de puissance maximal (point de coude de la courbe P-V) doit être inférieure à la tension nominale.

Les limites suivantes peuvent être définies :

- *5 % de la limite maximale de transfert de puissance.* Cette limite (en MW) est de 95% de la puissance maximale transférée au coude d'une courbe P-V. 5 % de la charge augmentée pour déterminer la limite de transfert est utilisée comme marge de sécurité pour éviter de faire fonctionner le système d'alimentation trop près du genou de la courbe P-V.
- *Limite de tension de 0,95 p.u.* Cette limite (en MW) est le transfert de puissance maximal auquel toutes les tensions de barre omnibus sont égales ou supérieures à 0,95p.u.
- *Limite de marge de réserve de puissance réactive de 10 %.* Cette limite (en MW) est le transfert de puissance maximal auquel tous les générateurs ou compensateurs de Var statiques (SVC) de la zone atteignent ou dépassent 90 % de leur puissance réactive maximale. Cette limite est couramment utilisée sur les réseaux qui utilisent des SVC pour augmenter le transfert de puissance et subir un effondrement de tension à une tension relativement élevée.

La plus basse des limites de transfert ci-dessus dans des conditions d'urgence uniques est le facteur limitant global et la limite maximale de transfert de puissance sûre. Le réseau électrique doit être exploité de manière à ce qu'aucune de ces limites ne soit dépassée à la suite de la pire éventualité.

Si la conception du réseau est telle qu'il n'est pas possible d'exploiter l'interconnexion à l'intérieur de ces marges sans délestage préventif, cela doit

être souligné et un plan d'action corrective doit être mis en œuvre. Dans des conditions saines du système, le système d'alimentation ne doit pas fonctionner au-delà des limites ci-dessus.

7.5 Qualité de l'énergie

Il est important qu'aux points d'interconnexion, l'alimentation soit conforme aux exigences du code de réseau ou aux normes CEI pertinentes.

Des instruments de mesure de la qualité de l'énergie doivent être installés à chaque extrémité de l'interconnexion. L'indicateur de qualité de l'énergie doit être capable de mesurer les régulations de tension, les déséquilibres de tension, les harmoniques, les baisses de tension et les interruptions. Les instruments doivent être étalonnés et certifiés par l'autorité de certification compétente. Les instruments doivent être mis à l'essai, entretenus et réétalonnés conformément aux directives de l'exploitant du système.

Les violations de la qualité de l'énergie doivent faire l'objet d'une enquête et d'une atténuation par les opérateurs du système d'interface..

Norme de référence CEI connexe :

IEC61000 - toutes les pièces

8 SYNCHRONISATION DU RÉSEAU ET SES CONDITIONS

La synchronisation du réseau est le processus d'harmonisation de divers paramètres électriques de deux ou plusieurs réseaux ou systèmes électriques, y compris l'alignement de leurs fréquences, niveaux de tension et angles de phase, afin de permettre leur interconnexion et leur fonctionnement sans faille. La synchronisation du réseau garantit que les réseaux électriques peuvent fonctionner ensemble de manière fluide et sûre, évitant ainsi les incohérences de tension ou de fréquence qui pourraient perturber la stabilité et la fiabilité des systèmes interconnectés.

Conditions de synchronisation du réseau :

- **Correspondance de fréquence :** Les fréquences des deux grilles doivent être très proches ou idéalement identiques.
- **Compatibilité de tension :** Les niveaux de tension des réseaux doivent être adaptés. Si ce n'est pas le cas, des transformateurs ou d'autres dispositifs de contrôle de tension peuvent être nécessaires pour correspondre aux niveaux de tension au point d'interconnexion.
- **Synchronisation de phase :** Les angles de phase des formes d'onde de tension et la séquence de phase dans les deux grilles doivent être synchronisés pour s'assurer que les formes d'onde sont alignées dans le temps. La confirmation de la séquence de phase est nécessaire lors de la mise en service d'une nouvelle installation ou à la suite d'une modification majeure de la configuration du réseau.

L'équipement de synchronisation doit être installé aux deux extrémités des interconnexions. Les tolérances acceptables des paramètres ci-dessus avant la synchronisation doivent être conformes aux directives régionales applicables ou convenues entre les parties à l'interface.

Les deux réseaux doivent présenter des caractéristiques de tension et de fréquence stables. Des fluctuations soudaines de tension ou de fréquence peuvent perturber la synchronisation. Chaque réseau doit être exploité selon ses normes de fiabilité et de qualité. Cela permet d'éviter les surtensions et les sursensions lors de l'interconnexion des réseaux.

9 STABILITÉ TRANSITOIRE / ANGULAIRE

La stabilité angulaire fait référence à la capacité des machines synchrones interconnectées à rester synchronisées lorsqu'elles sont soumises à une perturbation. La période d'intérêt dans les études de stabilité transitoire est généralement de 3 à 5 secondes après la perturbation. Il peut s'étendre jusqu'à 10 à 20 secondes pour les très grands systèmes avec des oscillations inter-zones dominantes.

Le système doit être transitoirement stable pour faire face à la pire éventualité, quelles que soient les circonstances. Dans le cas où le système n'est pas transitoirement stable pour une double éventualité, au moins l'une des mesures d'atténuation opérationnelles suivantes doit être mise en œuvre :

- Un plan d'action corrective pour prévenir l'instabilité (c'est la solution privilégiée) ou.
- Une ligne directrice opérationnelle du système avec des recommandations sur la façon dont le réseau doit être exploité pour faire face à la pire éventualité possible.

La stabilité transitoire pour les centrales de puissance de MW stipulée par les codes de réseau correspondants doit être maintenue après les incidents suivants :

- Un défaut triphasé, de ligne ou de jeu de barres, éliminé dans des temps de protection normaux, avec le système en bonne santé et les conditions de charge de la centrale électrique les plus onéreuses.
- Un défaut de jeu de barres monophasé résolu en temps de « bande de bus » (c'est-à-dire une protection de secours), avec le système sain et la condition de charge de la centrale électrique la plus onéreuse.
- Défaut monophasé, éliminé dans des temps de protection normaux, avec un circuit hors service avec la centrale chargée à une disponibilité moyenne.

Les exploitants de la zone de contrôle devraient exploiter l'IPS dans la mesure du possible afin d'éviter l'instabilité, les séparations incontrôlées ou les pannes en cascade en raison des doubles éventualités les plus graves. Pour cette raison, la stabilité transitoire doit également être maintenue pour un défaut de ligne triphasé/défaut de jeu de barres éliminé dans des temps de protection normaux avec un circuit hors service.

10 STABILITÉ DU SIGNAL FAIBLE

La stabilité du petit signal est définie comme la « capacité du système d'alimentation à maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à de petites perturbations ». La faible instabilité du signal est généralement causée par la faiblesse du lien entre les pools de production et l'insuffisance des couples de synchronisation et des charges locales pour aider à l'amortissement des oscillations du système. La stabilité du système peut être interprétée au moyen d'une analyse linéaire et des valeurs propres, ce qui permet d'identifier les modes mal amortis ou instables dans les modèles dynamiques du système électrique. Les oscillations de puissance dans l'IPS sont toujours présentes et sont déclenchées par de petits changements à la fois dans la production et la charge. Ces oscillations sont principalement dues au transfert d'énergie entre les masses rotatives des machines sur les systèmes électriques interconnectés par de faibles lignes de transmission. Lorsque ces oscillations sont excitées par des perturbations du système, elles atteignent des amplitudes qui peuvent causer des effets indésirables sur le système et endommager les installations et l'équipement du système électrique.

Des études conjointes interrégionales devraient être effectuées pour évaluer les modes de fréquence qui existent dans l'IPS, le niveau d'amortissement et leur point de contrôle. Les oscillations de puissance inter-zones avec des modes de fréquence de 0,1 à 0,5 Hz sont une caractéristique de la liaison relativement faible entre les deux systèmes. Les études effectuées pour déterminer s'il existe un amortissement suffisant des oscillations de puissance doivent être utilisées pour le réglage correct des stabilisateurs du système d'alimentation (PSS). Les dispositifs de contrôle actif tels que les amortisseurs d'oscillation de puissance (POD) et PSS doivent toujours être correctement réglés et opérationnels.

Les systèmes de mesure à zone étendue (WAMS) utilisant des unités de mesure de phaseur (PMU) sont de plus en plus utilisés pour surveiller et améliorer ces oscillations observées sur l'IPS. Un WAMS basé sur un phaseur est un réseau de mesures synchronisées dans le temps rapide de phaseurs de tension et de courant (synchrophaseurs) qui permet aux utilisateurs de surveiller la stabilité angulaire et la dynamique d'un système électrique. La surveillance continue

permet aux opérateurs d'effectuer rapidement des actions correctives avant qu'un problème ne s'aggrave et ne présente un risque pour l'intégrité du système. De cette façon, la fiabilité et la stabilité du réseau IPS sont améliorées. Il est recommandé de mettre en place de tels systèmes.

La plupart des opérateurs de zones de contrôle sont confrontés à des défis dans l'exploitation de réseaux de systèmes électriques modernes en raison de contraintes de capacité, de pénuries de réserves et d'une augmentation de la production intermittente basée sur des onduleurs. WAMS est donc recommandé pour aider à la connaissance de la situation de ces réseaux de systèmes électriques modernes et complexes.

11 EXIGENCES EN MATIÈRE DE CONTRÔLE ET DE SURVEILLANCE

Chaque gestionnaire de système doit disposer d'un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) pour le contrôle et la surveillance de son réseau. Lors de la connexion de deux réseaux, il est important de confirmer le point de contrôle de l'opérateur du système. Chaque Gestionnaire de Système n'aura le droit de contrôler le réseau que de son côté de ces limites, sauf accord contraire.

Dans la plupart des cas, les zones de contrôle devront avoir une visibilité au-delà des limites de contrôle, au moins jusqu'aux premières sous-stations d'interface. Les parties devront se mettre d'accord sur l'étendue de visibilité requise, et cet équipement pourra ensuite être inclus dans les systèmes SCADA correspondants. Les données opérationnelles clés devraient être partagées entre les zones de contrôle au moyen de protocoles tels que le protocole ICCP (Inter-Control Center Protocol) afin de faciliter un contrôle coordonné efficace de l'IPS. Dans certains cas, il peut être nécessaire de mettre à niveau le SCADA existant.

12 EXIGENCES EN MATIÈRE DE PROTECTION

Le but de la protection est d'éliminer les défauts le plus rapidement possible pour maintenir la stabilité du réseau. Les exigences générales de protection pour les systèmes interconnectés devraient garantir que l'IPS dispose d'une conception et d'un fonctionnement fiables et adéquats des systèmes de protection et de contrôle.

Les interconnexions à très haute tension (EHV) de transport doivent être protégées par deux systèmes de protection équivalents (principal 1 et principal 2). Ces réseaux doivent être entièrement séparés dans leurs circuits secondaires. Le système de protection doit inclure des relais de protection de distance ou différentiels, ou les deux en fonction de la longueur de la ligne. Le système de protection doit également inclure une protection de secours pour la protection contre la résistance monophasée à la terre.

Les lignes d'alimentation haute tension (HT) doivent être protégées par un système de protection principal simple ou double et doivent avoir une protection de secours pour les défauts monophasés et de phase à phase.

Les paramètres de protection doivent être calculés de manière à ce que le système de protection soit sensible, fiable, sûr et rapide pour tous les courts-circuits possibles. Pour faciliter la vitesse de fonctionnement, les applications de protection à distance doivent être équipées de dispositifs de téléprotection. Pour améliorer à la fois la vitesse et la sécurité, les applications de protection différentielle doivent être équipées d'installations de téléprotection par fibre dédiées. Il s'agit d'assurer un fonctionnement de protection correct qui éliminera les défauts dans le temps de protection, limitera l'impact sur la zone défectueuse et permettra un fonctionnement stable, sûr et sécurisé de l'IPS. Des systèmes de secours à courant continu (CC) d'une capacité et d'un temps de veille appropriés sont nécessaires pour soutenir l'installation et l'équipement de la sous-station.

Aux points de connexion, il doit également y avoir des dispositifs de vérification de la synchronisation pour s'assurer que les mesures de tension et de fréquence se situent dans une plage acceptable chaque fois que les systèmes sont connectés.

Un fonctionnement incorrect de la protection à la suite d'un mauvais réglage ou d'un mauvais fonctionnement du relais peut être la cause ou le facteur contributif d'un incident majeur de panne du réseau. Par conséquent, les systèmes de protection doivent être testés et entretenus régulièrement. Les essais de l'équipement de protection des interconnexions devraient être coordonnés entre les deux zones. Les rapports d'essai devraient être mis à la disposition des parties prenantes concernées.

Pour améliorer les performances de protection, les indicateurs clés de performance qui examinent la sécurité et la fiabilité des systèmes de protection doivent être formulés, surveillés, suivis et comparés aux pratiques internationales.

13 MESURE

Le comptage est une partie importante du système interconnecté, car il fournit des informations à des fins de facturation et de mesure de la qualité de l'énergie.

Le circuit de comptage (transformateurs de courant, transformateurs de tension, etc.) doit être conforme aux normes internationales applicables.

Normes connexes :

CEI 60044-7:1999 (VT) & CEI 60044-8:2002 (TC)

Des compteurs principaux et des compteurs de secours doivent être installés à chaque extrémité de l'interconnexion. Toutes les installations de comptage à tous les points d'interconnexion devraient avoir le registre de comptage. Les compteurs doivent être capables de mesurer dans les quatre quadrants, étalonnés et certifiés par l'autorité de certification compétente.

Le processus de comptage suivant doit être établi :

- l'enregistrement d'un point de raccordement, d'un point de comptage et des participants au réseau concernés ;
- vérification du respect du Code du réseau ; et
- contrôle vérifiable des modifications apportées aux informations enregistrées.

Le système de mesure doit être mis à l'essai, entretenu et réétalonné conformément aux lignes directrices de l'exploitant du système et aux normes internationales.

Normes référencées :

IEC-62052 partie 11:2003 (mètres) ;
IEC-62053 : partie 11 2003 (classe de compteurs d'énergie active), partie 22 (compteurs d'énergie active classe S), partie 23 (compteurs d'énergie réactive) et partie 24:2020 (classe de compteurs d'énergie réactive)]

Les gestionnaires de réseau voisins doivent se mettre d'accord sur le processus de gestion des données de comptage. Cet accord doit couvrir des aspects tels que la synchronisation des données, la gestion de la confidentialité, l'accès à distance, le stockage, etc.

14 TÉLÉCOMMUNICATION

Les télécommunications sont essentielles pour le fonctionnement sûr et fiable du système électrique. Il permet des fonctions telles que SCADA, WAMS ainsi que des schémas de protection réseau. Il permet également la communication vocale entre les centres de contrôle. Ses performances sont essentielles à la sécurité du système électrique et nécessitent donc un cahier des charges strict et des niveaux de disponibilité élevés.

Les opérateurs de système doivent s'assurer qu'une bande passante de connectivité adéquate est disponible pour le poste d'interconnexion afin de faciliter les transferts de données et les opérations par les opérateurs de zone de contrôle. Ils doivent également veiller à ce qu'il y ait une redondance du réseau de télécommunication afin de réduire le risque d'indisponibilité du réseau. Les indicateurs clés de performance pour la disponibilité des équipements et du réseau doivent être définis, surveillés et établis conformément aux meilleures pratiques internationales.

Norme de référence CEI associée :

CEITR 60870-1-1:1988

Équipements et systèmes de télécommande. Partie 1 – Considérations générales, première section :

Principes généraux - Spécifie les classes de conditions environnementales dans lesquelles l'équipement de télécommande doit fonctionner. Donne une vue d'ensemble des éléments fonctionnels contribuant aux structures de base et au choix des configurations du système de télécontrôle. Il traite des fonctions typiques de tout processus à surveiller et à contrôler, mais met l'accent sur les problèmes spécifiques qui caractérisent les processus géographiquement répandus, tels que l'influence dominante des liaisons de télécommunications avec une largeur de bande restreinte et un rapport signal/bruit souvent faible. Cependant, ce rapport ne sert que d'introduction aux normes et recommandations détaillées énoncées dans les parties 2 à 5 de la CEI 60870.

15 PROCESSUS OPÉRATIONNELS

Les processus suivants doivent être mis en place pour assurer un fonctionnement sûr et fiable du réseau électrique interconnecté :

15.1 Procédures de mise en service et de remise en service

Il devrait y avoir une entente entre les services publics sur les processus de mise en service. La mise en service de l'équipement d'interfaçage doit être planifiée conjointement par les deux exploitants du système. Il doit y avoir un accord sur les procédures de mise en service et sur les protocoles de communication lors de la mise en service. Les rapports de mise en service doivent être mis à la disposition des parties prenantes concernées avant la mise sous tension.

15.2 Procédures de préparation aux situations d'urgence

Des procédures de préparation aux situations d'urgence doivent être mises en place pour assurer un rétablissement rapide en cas d'imprévu. Les gestionnaires du système d'interface devraient s'aligner sur la pertinence et l'applicabilité de ces procédures.

15.3 Coordination des pannes

Les gestionnaires de réseau voisins devraient s'entendre sur le processus de planification des pannes, en particulier en ce qui concerne les interconnexions. Dans la mesure du possible, ces pannes doivent être réduites au minimum, les deux services publics alignant les plans d'entretien sur ces calendriers.

Les gestionnaires de réseau devraient également convenir des pannes à signaler sur le réseau voisin.

15.4 Procédures d'entretien

La maintenance est cruciale pour assurer un fonctionnement optimal et fiable des interconnexions. La maintenance des interconnexions doit être coordonnée entre tous les gestionnaires de réseau participant à l'interconnexion. La maintenance ne doit pas se limiter aux équipements principaux à haute tension, mais inclure également les systèmes auxiliaires tels que les télécommunications, les compteurs, le télécontrôle, la protection et les systèmes de batteries aux sous-stations frontalières. Les plans d'entretien doivent être établis et communiqués à l'avance à tous les intervenants. Des efforts doivent être déployés pour préserver la fiabilité du système d'alimentation pendant la maintenance. Des règles de sécurité doivent être respectées lors de l'entretien pour protéger le personnel, le grand public et l'équipement.

Tous les services publics membres doivent s'assurer que leur équipement est entretenu de manière adéquate conformément aux normes applicables, par exemple [IEC 63060]. Dans la mesure du possible, la dénomination, la numérotation et le codage couleur des équipements d'interconnexion devraient être normalisés.

L'entretien des équipements d'interconnexion et des systèmes auxiliaires doit être effectué conformément au manuel du fabricant et à la législation nationale. L'arrêt de l'équipement d'interconnexion et des systèmes auxiliaires pour la maintenance doit être soutenu par des simulations de système pour éclairer la surveillance et le contrôle en temps réel du système électrique. Toutes les éventualités identifiées doivent être atténuées pour assurer la fiabilité du système électrique pendant l'entretien. Des plans annuels d'entretien des interconnexions pour une année donnée doivent être établis et convenus entre les parties concernées. Les opérateurs de système doivent utiliser un logiciel moderne pour déterminer le flux d'énergie optimal et analyser les imprévus lors des interruptions de maintenance des interconnexions.

Deux interconnexions ou plus ne doivent pas être libérées en maintenance en même temps,

à moins que des mesures spécifiques n'aient été prises pour préserver la fiabilité du système électrique.

Lors de la remise en service de l'interconnexion, toutes les parties prenantes, en particulier les acteurs du marché, doivent être informées. Les gestionnaires de réseau voisins d'une interconnexion doivent utiliser des certificats communs pour la commutation haute tension, l'isolement, la mise à la terre et l'octroi d'autorisations de travail. Dans la mesure du possible, l'équipement situé à une extrémité de

Les opérateurs de système doivent s'assurer que les mesures de performance sont définies, surveillées et établies comme recommandé dans le présent document. Au besoin, des mesures correctives doivent être prises.

Normes CEI connexes

CEI TS 63060:2019.

La norme CEI TS 63060:2019(E) fournit des lignes directrices pour l'élaboration d'exigences de maintenance des installations et des équipements dans les réseaux électriques. Il s'adresse principalement aux gestionnaires de réseaux électriques, en particulier ceux des alimentations publiques, y compris la transmission à haute tension en courant continu (CCHT). Ce champ d'application ne comprend pas :

- les réseaux ferroviaires,
- les installations de réseaux destinés aux consommateurs finaux,
- les installations de production d'électricité.

La gestion des crises, par exemple dans des situations d'urgence, n'entre pas dans le domaine d'application du présent document.



Bibliographie

Lignes directrices relatives à l'AAPP&EEEE/
CEDEAO sur les réseaux/réseaux interconnectés



Figure 1: SAAP Pool énergétique africain

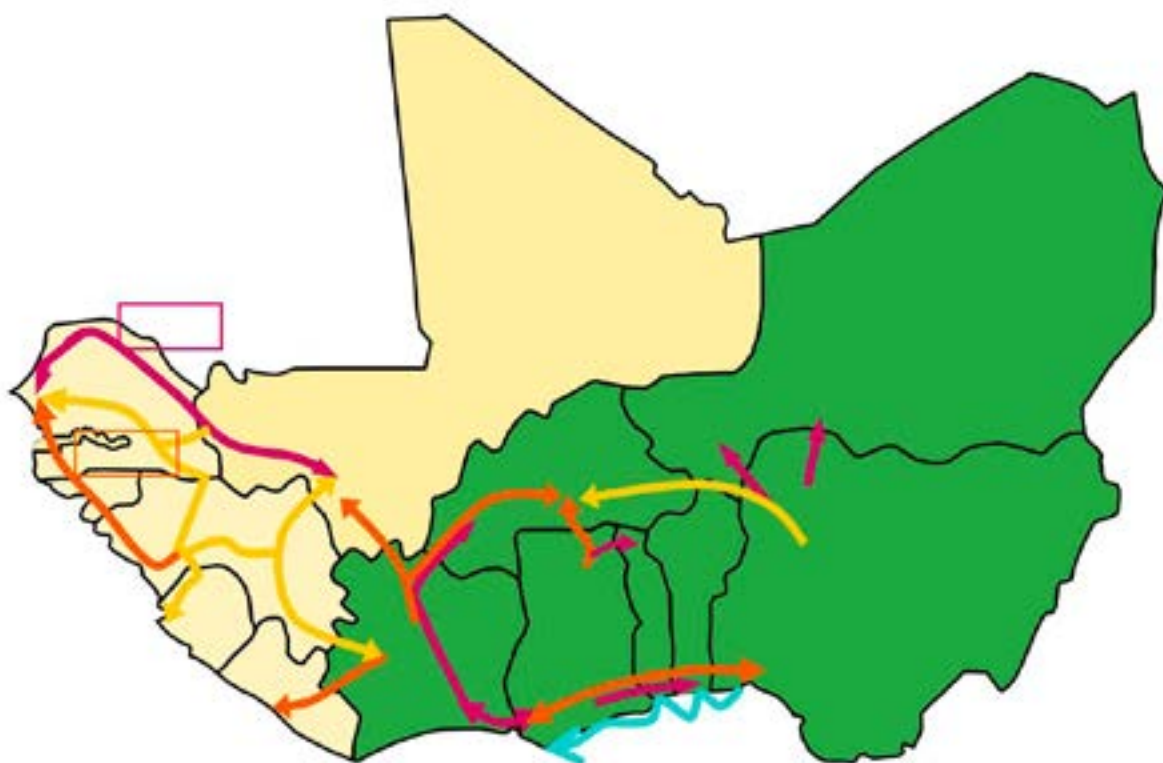


Figure 2: WAPP Pool énergétique

