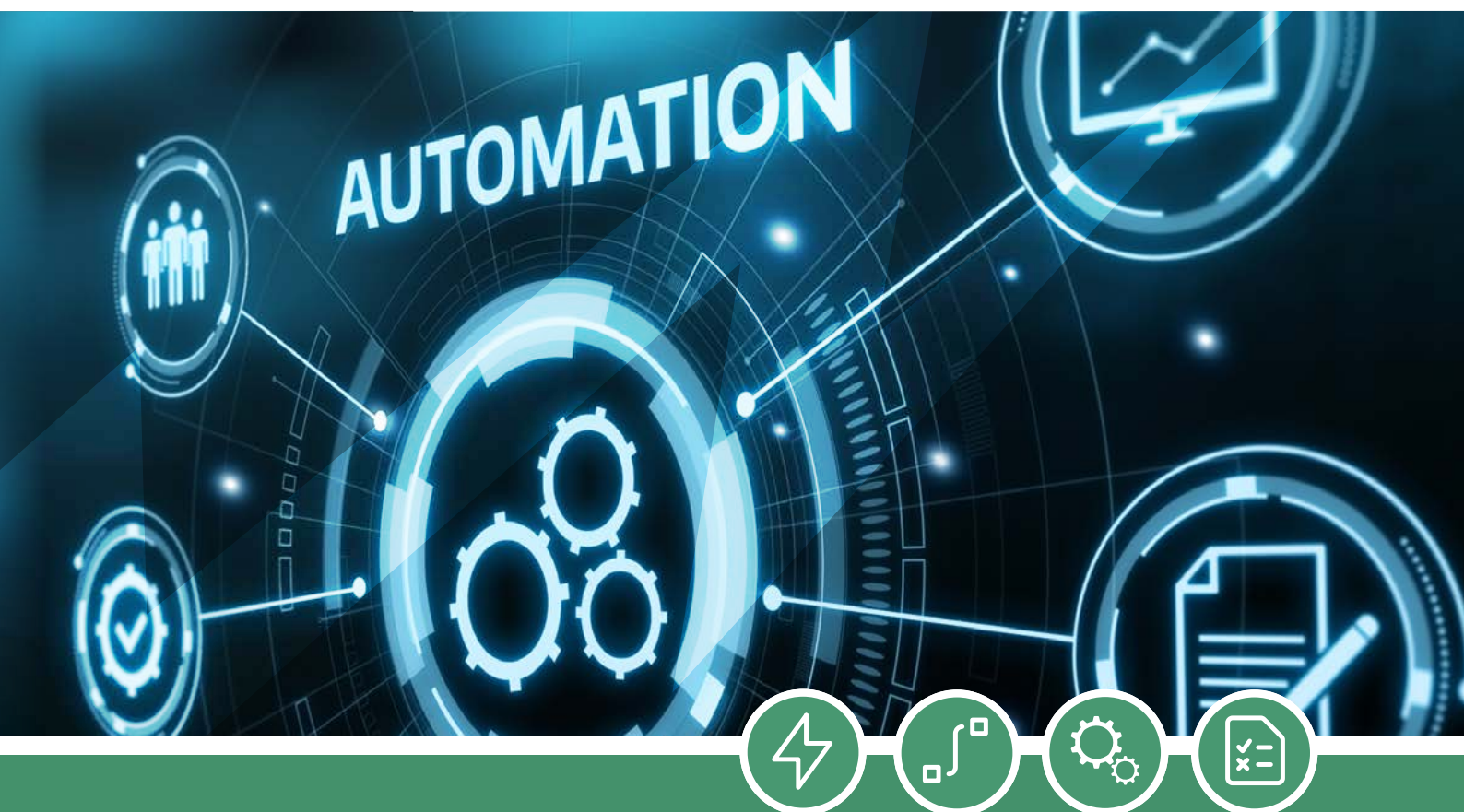


GUIDE DE **NORMES D'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION**



Remerciements

L'élaboration de ce guide a été soutenue par l'Institut national de métrologie d'Allemagne « Physikalisch-Technische Bundesanstalt » (PTB) et le Kenya Bureau of Standards (KEBS).

L'AFSEC reconnaît également le soutien de la Commission électrotechnique internationale (IEC) et de l'Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (IEEE) en mettant à disposition des copies de normes et de spécifications référencées avec but d'étude.

Secrétariat de l'AFSEC

Courriel : secretariat@afsec-africa.org

Droits d'auteur réservés.

Imprimé pour la première fois en 2025



GUIDE DE **NORMES D'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION**

Table des matières

Remerciements.....	2
Avant-propos.....	5
Introduction	6
Champ d'application	8
Références normatives.....	10
1 Introduction à l'automatisation des systèmes d'alimentation.....	13
2 Composants clés de l'automatisation des systèmes d'alimentation	16
3 Normes et protocoles d'automatisation.....	30
4 Architectures d'automatisation des systèmes d'alimentation	41
5 Communication et gestion de données.....	43
6 Conception et planification de systèmes d'automatisation	58
7 Mise en œuvre de l'automatisation des systèmes d'alimentation	60
8 Maintenance, surveillance et dépannage	65
9 Tendances récentes en matière d'automatisation des systèmes d'alimentation	68
10 Cybersécurité dans l'automatisation des systèmes d'alimentation	71
11 L'automatisation des systèmes d'alimentation dans le contexte régional africain.....	74
12 Études de cas régionales.....	80
13 Conclusion.....	83
Annexes	85
Cartographie des normes IEC et ISO pour les réseaux intelligents	97
Accès aux normes internationales et nationales	98
Glossaire des termes	100
Références et lectures complémentaires	102

Avant-propos



La Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation (AFSEC) a été créée pour favoriser l'adoption et l'harmonisation des normes à travers le continent, permettant le développement de systèmes énergétiques robustes et durables à l'appui des objectifs de développement durable (ODD) et des aspirations de l'Agenda 2063. En promouvant des normes communes, l'AFSEC vise à renforcer l'accès à une électricité fiable, à améliorer la qualité de vie des populations africaines et à stimuler le développement économique grâce à une meilleure intégration des énergies renouvelables et des systèmes électriques avancés.

L'AFSEC, par le biais de ses comités techniques et de sa collaboration avec les organismes internationaux, joue un rôle essentiel en appuyant la mise en œuvre de la Zone de libre-échange continentale africaine (ZLE-CAf). Reconnaisant la grande importance des normes d'automatisation pour les systèmes d'alimentation modernes, le comité technique de l'AFSEC (ATC57) - un comité technique qui reflète le travail du comité technique (TC57) de la Commission électrotechnique internationale (IEC) en matière d'automatisation - a élaboré le présent Guide de normes d'automatisation des systèmes d'alimentation. Le présent guide reflète le rôle croissant de l'automatisation pour assurer la fiabilité, l'efficacité et la résilience du réseau et s'appuie sur les meilleures pratiques mondiales, y compris les normes de l'IEC, de l'IEEE et d'autres organismes internationaux reconnus.

Le présent guide est destiné à servir de ressource pour les décideurs, les services publics, les ingénieurs et d'autres parties prenantes à travers l'Afrique, il fournit des informations et des recommandations pour accélérer l'adoption des technologies d'automatisation tout en assurant la compatibilité avec les infrastructures existantes. Il s'aligne sur la mission de l'AFSEC visant à harmoniser les normes et à soutenir la modernisation des systèmes électriques africains, permettant ainsi au continent de répondre à ses besoins croissants en énergie de manière durable et efficace.

Le présent guide a été préparé par l'équipe du projet du comité technique de l'AFSEC (ATC57), l'AFSEC, composée des membres suivants et d'experts invités :

Dr. Omar Gatera - Président de l'ATC57, Rwanda

Ing. Robert Ato Mensah – Secrétaire de l'ATC57, Ghana

M. Walter Waziri Jonathan, Kenya

Ingénieur Kahor Wachira, Kenya

M. Nathan Birungi Kenneth, Ouganda

M. Ayodele Akinware, Nigéria

Ingénieur Ian Naicker, Afrique du Sud

Ingénieur Andre Reddy, Consultant expert

Introduction

Les systèmes électriques de l'Afrique sont en pleine transformation, sous l'effet de double pression de la demande croissante en énergie et du besoin urgent de moderniser les infrastructures vieillissantes. Avec plus de 600 millions de personnes à travers le continent qui n'ont pas accès à une électricité fiable, l'impératif d'améliorer les systèmes énergétiques n'a jamais été aussi critique. En même temps, les abondantes ressources d'énergie renouvelable de l'Afrique, telles que l'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique, lui confèrent une position unique pour diriger les efforts mondiaux en matière de développement énergétique durable. Pour relever ces défis, **l'automatisation des systèmes d'alimentation** apparaît comme une solution transformatrice, promettant d'améliorer la fiabilité, l'efficacité et la résilience du réseau.

Le développement de systèmes d'alimentation automatisés est essentiel pour adresser le paysage énergétique unique en Afrique, caractérisé par l'immensité géographique, la diversité des besoins énergétiques et les différents niveaux de développement des infrastructures. Les technologies d'automatisation des systèmes d'alimentation, qui intègrent des systèmes de contrôle avancés, des protocoles de communication et une surveillance en temps réel, fournissent un cadre pour la construction de systèmes énergétiques robustes, adaptatifs et évolutifs.

L'automatisation des systèmes d'alimentation est la pierre angulaire de la transition vers les réseaux intelligents, permettant des réponses dynamiques aux fluctuations de la demande d'énergie, une intégration transparente des sources d'énergie renouvelables et une efficacité opérationnelle améliorée. Grâce à l'automatisation, les services publics peuvent déployer des pratiques de maintenance prédictive, améliorer la détection des pannes et optimiser les performances du réseau, réduisant ainsi les pannes et les coûts opérationnels. Il est important de noter que l'automatisation des systèmes d'alimentation soutient également la transition vers des systèmes énergétiques à faible émission de carbone en facilitant l'intégration des énergies renouvelables et des ressources énergétiques distribuées (RED). Cela est particulièrement pertinent pour l'Afrique où le potentiel d'énergie renouvelable est vaste mais souvent sous-utilisé en raison d'obstacles liés aux infrastructures et aux politiques.

Conformément à l'Agenda 2063 de l'Union africaine et aux Objectifs de développement durable (ODD), le présent guide fournit un cadre structuré pour la mise en œuvre de technologies d'automatisation qui améliorent les performances des systèmes électriques. En faisant référence à des normes mondialement reconnues telles que IEC 61850, IEC 60870-5, IEC 62351 et IEEE 1547, le

guide garantit l'interopérabilité, la fiabilité et la cybersécurité qui sont essentielles pour les systèmes énergétiques modernes. Ces normes soutiennent non seulement les progrès technologiques, mais favorisent également la collaboration régionale et internationale, permettant ainsi aux pays africains de s'intégrer aux marchés mondiaux de l'énergie.

Les défis uniques auxquels est confronté le secteur de l'énergie en Afrique, notamment les pertes élevées de transmission, la couverture limitée du réseau dans les zones rurales et le besoin d'une gestion de l'énergie en temps réel, soulignent l'importance d'adopter des pratiques d'automatisation normalisées. Les technologies d'automatisation permettent aux services publics de résoudre complètement ces problèmes en tirant parti des dispositifs électroniques intelligents (IED), de l'infrastructure de comptage avancée (AMI) et des protocoles de communication qui permettent des opérations efficaces sur le réseau. De plus, en adoptant des meilleures pratiques et en s'alignant sur les normes internationales, les services publics peuvent attirer des investissements, réduire les risques opérationnels et renforcer leur résilience face aux défis futurs, notamment le changement climatique et les menaces liées à la cybersécurité.

Le présent **guide de normes d'automatisation des systèmes d'alimentation** sert de référence complète pour faire progresser les systèmes électriques africains grâce à la mise en œuvre des technologies d'automatisation des systèmes d'alimentation. En s'attaquant aux défis régionaux tels que le vieillissement des infrastructures et les pertes élevées d'énergie ainsi qu'en s'alignant sur les normes mondiales, le guide offre une voie pour améliorer la fiabilité du réseau, réduire les coûts d'exploitation et accélérer l'adoption des énergies renouvelables. Son cadre structuré met en évidence le rôle de l'automatisation des systèmes d'alimentation dans la modernisation des réseaux, permettant ainsi la surveillance, le contrôle et la protection en temps réel de l'infrastructure électrique. En fournissant des informations aux techniciens, aux ingénieurs et aux décideurs politiques, le présent guide soutient le développement de systèmes électriques efficaces, durables et résilients, garantissant ainsi que l'avenir énergétique de l'Afrique est sûr, adaptable et prêt à répondre à l'évolution des demandes.

Justification du guide

- **Comblant les lacunes en matière d'infrastructures :** De nombreux réseaux africains fonctionnent avec des infrastructures obsolètes, ce qui entraîne des inefficacités et des coûts d'exploitation élevés. Ce guide propose des stratégies de modernisation grâce à l'automatisation.

- **Assurer l'interopérabilité** : À mesure que les services publics adoptent diverses technologies, les pratiques d'automatisation normalisées garantissent la compatibilité entre les systèmes et une intégration transparente dans les réseaux mondiaux.
- **Promouvoir la durabilité** : L'automatisation facilite l'intégration de sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne et solaire, réduisant ainsi la dépendance aux combustibles fossiles et soutenant les objectifs environnementaux.
- **Diffusion de connaissances** : Ce guide fournit aux techniciens et aux ingénieurs des informations sur l'automatisation des systèmes d'alimentation et des ressources pour mettre en œuvre efficacement les technologies d'automatisation, favorisant ainsi l'expertise technique.
- **Soutenir l'élaboration des politiques** : En alignant les projets d'automatisation sur les réglementations régionales et internationales, le présent guide encourage l'investissement, l'innovation et la collaboration au-delà des frontières.

Objectif du guide

- **Normaliser les pratiques d'automatisation** : Fournir des conseils pour la mise en œuvre de l'automatisation des systèmes d'alimentation, en garantissant la cohérence de la conception, de l'exploitation et de la maintenance tout en s'alignant sur les normes internationales reconnues telles qu'IEC, IEEE et ISO.
- **Promouvoir la compréhension du marché** : Clarifier les normes et les pratiques d'approvisionnement, en permettant des opérations de marché concurrentielles, transparentes et efficaces pour les solutions d'automatisation qui adhèrent aux références mondialement reconnues.
- **Renforcer les capacités de ressources humaines** : Déterminer les compétences et l'expertise requises pour mettre en œuvre et gérer les systèmes d'automatisation. Encourager le développement de la main-d'œuvre par le biais d'initiatives de renforcement des capacités, en intégrant une formation sur les normes internationales afin d'améliorer les compétences mondiales.
- **Permettre la mise en œuvre du réseau intelligent** : Fournir un cadre pour l'intégration de technologies de pointe dans les systèmes électriques, en soutenant la transition de l'Afrique vers des réseaux intelligents et une énergie durable tout en tirant parti des meilleures pratiques et des normes internationales pour une intégration transparente.

Note d'information à l'intention des décideurs politiques

Les décideurs politiques et les régulateurs sont essentiels pour favoriser l'adoption de l'automatisation des systèmes d'alimentation en Afrique. Il est essentiel

d'établir des cadres réglementaires clairs qui favorisent la normalisation, la cybersécurité et l'intégration transfrontalière des réseaux pour garantir des systèmes énergétiques efficaces et interconnectés. Alors que l'accès à l'électricité reste un défi majeur, l'automatisation offre un moyen de moderniser les réseaux, de réduire les pertes et d'améliorer la fiabilité. L'automatisation normalisée améliorera le commerce régional de l'électricité grâce à des initiatives telles que la Zone de libre-échange continentale africaine (ZLECAf) et optimisera l'utilisation des ressources dans les pools énergétiques.

Il est essentiel d'investir dans la formation d'ingénieurs et de techniciens pour maintenir les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation et favoriser une main-d'œuvre qualifiée. De plus, les partenariats public-privé (PPP) peuvent mobiliser des fonds et de l'expertise pour accélérer l'automatisation et la modernisation du réseau.

Pour maximiser les avantages de l'automatisation des systèmes d'alimentation, il faut des politiques qui favorisent la fabrication locale des composants d'automatisation, réduisant ainsi la dépendance aux importations et soutenant la croissance économique. L'intégration de l'automatisation aux vastes ressources d'énergie renouvelable de l'Afrique (solaire, éolienne et hydroélectrique) peut améliorer l'efficacité énergétique et stabiliser les réseaux malgré la production intermittente.

Les systèmes automatisés permettent une maintenance prédictive, réduisant ainsi les coûts et les pannes tout en améliorant les performances du réseau. Cependant, la numérisation accrue augmente également les risques de cybersécurité, nécessitant des politiques solides alignées sur les normes mondiales telles qu'IEC 62351 et ISO/IEC 27001 pour protéger les infrastructures critiques. L'automatisation des réseaux intelligents peut réduire les coûts d'exploitation et améliorer le prix abordable de l'électricité, ce qui profite aux entreprises et aux ménages.

En alignant les stratégies nationales d'énergie sur les normes mondiales d'automatisation et en favorisant la collaboration régionale, les pays africains peuvent établir des systèmes électriques résilients et prêts pour l'avenir. L'automatisation soutient l'électrification décentralisée qui est essentielle pour élargir l'accès aux communautés éloignées. Alors que les marchés de l'énergie évoluent, l'Afrique a la possibilité de devenir un chef de solutions énergétiques intelligentes en adoptant des politiques avant-gardistes. Le présent guide sert de ressource aux décideurs politiques et aux parties prenantes de l'industrie, en fournissant des informations pour naviguer dans la mise en œuvre de l'automatisation des systèmes d'alimentation et pour favoriser des améliorations durables dans le secteur de l'électricité en Afrique.

Champ d'application

Le « **Guide de normes d'automatisation des systèmes d'alimentation** » fournit un cadre concis pour la modernisation et l'amélioration des systèmes électriques à travers l'Afrique. Il comble les lacunes critiques en matière d'infrastructure et promeut les technologies d'automatisation pour mettre en place des systèmes énergétiques fiables et durables. L'accent est mis sur l'intégration des énergies renouvelables, l'amélioration des opérations du réseau et l'exploitation des normes mondialement reconnues telles qu'IEC 61850, IEC 60870-5 et IEEE 1547, en alignant les progrès sur les objectifs énergétiques régionaux tels que l'Agenda 2063 et les objectifs de développement durable.

Le document couvre les principaux aspects de l'automatisation des systèmes d'alimentation, notamment la conception, la mise en œuvre, la maintenance et la cybersécurité. Il détaille les méthodologies d'intégration des dispositifs électroniques intelligents (IED), des systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA) et des protocoles de communication avancés afin d'améliorer la stabilité et l'efficacité du réseau tout en réduisant les pannes. Des solutions pratiques et des études de cas régionales abordent les défis d'Afrique, tels que les infrastructures limitées et les pertes élevées de transmission, tout en soulignant les opportunités d'utilisation des énergies renouvelables.

Le présent guide s'adresse aux décideurs, aux ingénieurs et aux services publics en fournissant des orientations pour le partage de connaissances, le renforcement des capacités et l'élaboration de politiques. Il met l'accent sur les normes mondiales et les meilleures pratiques pour favoriser l'innovation, l'investissement et la collaboration, facilitant ainsi la transition de l'Afrique vers des réseaux intelligents et des systèmes énergétiques résilients. Son cadre structuré aide les parties prenantes à adresser les complexités de l'automatisation et à adopter des technologies de pointe pour répondre durablement aux besoins énergétiques croissants de l'Afrique.

Ce document porte principalement sur l'infrastructure des systèmes électriques, les opérations du réseau, les énergies renouvelables, les ressources énergétiques distribuées et les technologies associées. Il s'applique également aux mini-réseaux, micro-réseaux et les systèmes hors-réseau. Il ne couvre pas les systèmes d'automatisation, tels que l'automatisation des bâtiments, la domotique et l'automatisation industrielle.

Résumé du chapitre

1. Introduction à l'automatisation des systèmes d'alimentation

Présenter l'automatisation des systèmes d'alimentation, en mettant l'accent sur son rôle dans l'amélioration de la fiabilité, de l'efficacité et de l'adaptabilité du réseau.

2. Composants clés de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Couvrir les composants essentiels tels que les dispositifs électroniques intelligents (IED), les systèmes SCADA et les protocoles de communication. Mettre l'accent sur leurs rôles en matière de la gestion des pannes, de l'optimisation des charges et de l'intégration des ressources énergétiques distribuées (DER).

3. Normes et protocoles d'automatisation

Explorer les normes mondiales et régionales telles qu'IEC 61850, IEC 60870 et IEEE 1547. Discuter de leur application pour assurer l'interopérabilité en matière de l'automatisation des sous-stations et de l'échange de données.

4. Architectures d'automatisation des systèmes d'alimentation

Examiner les architectures d'automatisation centralisées, décentralisées et hiérarchiques. Mettre en évidence leur rôle dans le soutien de la résilience, de l'évolutivité et de l'efficacité du réseau.

5. Communication et gestion de données

Se concentrer sur les technologies de communication et les stratégies pour un échange de données efficace. L'accent technique est mis sur la conception de réseaux de communication robustes, la synchronisation temporelle, la redondance et les protocoles tels que l'évènement générique de sous-station orientée objet (GOOSE) et les valeurs échantillonnées (SV).

6. Conception et planification des systèmes d'automatisation

Décrire les méthodologies de la conception des systèmes d'automatisation, de l'évaluation au déploiement. Couvrir les considérations techniques, économiques et opérationnelles pour une mise en œuvre efficace.

7. Mise en œuvre de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Discuter des aspects pratiques du déploiement de l'automatisation, y compris l'intégration de l'infrastructure et la formation. Mettre l'accent sur la mise en œuvre progressive pour réduire les perturbations.

8. Maintenance, surveillance et dépannage

Couvrir les stratégies de maintenance et de dépannage pour des performances optimales. Inclure la maintenance prédictive, les outils de surveillance et la résolution des pannes.

9. Tendances récentes en matière d'automatisation des systèmes d'alimentation

Explorer les tendances émergentes telles que l'intelligence artificielle, l'apprentissage automatique et l'informatique en périphérie de réseau. Mettre en évidence les progrès en matière de la gestion des énergies renouvelables et de la numérisation du réseau.

10. Cybersécurité en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Mettre l'accent sur la protection des systèmes d'automatisation contre les cybermenaces. Discuter des normes telles qu'IEC 62351 et ISO/IEC 27001 ainsi que des stratégies pour assurer la sécurité de données.

11. Automatisation des systèmes d'alimentation dans le contexte régional africain

Examiner les défis et les opportunités de l'automatisation en Afrique. Couvrir les lacunes en matière d'infrastructures, le potentiel d'énergie renouvelable et la collaboration régionale pour les objectifs énergétiques.

12. Études de cas régionales

Fournir des exemples d'initiatives d'automatisation en Afrique et présenter les réussites et les leçons apprises. Mettre en évidence les stratégies de modernisation du réseau et d'intégration transfrontalière.

13. Conclusion

Résumer l'importance de l'automatisation des systèmes d'alimentation dans la réalisation de systèmes énergétiques durables et efficaces. Appeler à la collaboration des parties prenantes et au respect des normes mondiales.

Annexe 1 : Matériel de l'automatisation des systèmes d'alimentation et normes associées

Cette section fournit une vue d'ensemble complète des catégories de matériel utilisées dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, telles que les dispositifs de terrain, les équipements de protection et les outils de surveillance. Elle aligne ces composants matériels sur les normes IEC et IEEE pertinentes, garantissant ainsi la conformité et l'interopérabilité dans les projets d'automatisation.

Annexe 2 : Liste de contrôle en matière d'orientation relative à la conformité aux normes d'automatisation

Cette section décrit une liste de contrôle détaillée pour s'assurer que les systèmes d'automatisation répondent aux normes internationales, couvrant les protocoles de communication, la cybersécurité, les références de performance et les conditions environnementales. L'annexe met l'accent sur les méthodes d'essai telles que les tests d'acceptation en usine (FAT) et les tests d'acceptation sur site (SAT) pour valider la conformité du système.

Annexe 3 : Liste de contrôle pour les projets d'automatisation des systèmes d'alimentation

Cette section offre des directives pratiques aux services publics sur la planification et l'exécution de projets d'automatisation. Elle comprend des considérations clés telles que les études de faisabilité, la conformité réglementaire, la conception du système, la sélection des fournisseurs, la cybersécurité et le soutien après la mise en œuvre.

Annexe 4 : Liste de contrôle des spécifications de services publics

Cette section fournit un modèle structuré permettant aux services publics de définir leurs spécifications lors de projets d'automatisation.

Annexe 5 : Critères de sélection des fournisseurs pour les projets d'automatisation des systèmes d'alimentation

Cette section détaille les critères de sélection des fournisseurs, y compris les capacités techniques, l'expérience, la présence locale et la conformité aux normes.

La cartographie des normes IEC et ISO pour les réseaux intelligents

Une cartographie structurée des normes IEC et ISO relatives aux applications de réseaux intelligents et d'automatisation des systèmes d'alimentation.

Glossaire des termes

Cette section définit les principaux termes techniques et les acronymes utilisés tout au long du guide, ce qui contribue à la clarté et à la compréhension des concepts d'automatisation des systèmes d'alimentation. Les termes incluent ceux liés à la cybersécurité, aux protocoles de communication et aux systèmes de gestion d'énergie.

Références et lectures complémentaires

Cette section comprend une bibliographie des travaux cités, des normes et des documents supplémentaires pour une exploration plus approfondie des technologies et des méthodologies d'automatisation.

Références normatives

LA COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE (IEC)

IEC 60034 : Machines électriques tournantes

IEC 60044 / IEC 61869 : Transformateurs de mesure

IEC 60068 : Essais environnementaux d'équipement électronique et électrique

IEC 60076 : Transformateurs de puissance

IEC 60099 : Parafoudres

IEC 60255 : Relais de mesure et dispositifs de protection

IEC 60255-24 : Relais de mesure et dispositifs de protection - Format commun pour l'échange de données transitoires (COMTRADE) pour les réseaux électriques

IEC 60439 / IEC 61439 : Ensemble d'appareillage à basse tension

IEC 60870 : Matériels et systèmes de télé-conduite

IEC 60870-5-101 : Matériels et systèmes de télé-conduite - Partie 5-101 : Protocoles de transmission - Norme d'accompagnement pour les tâches de télé-conduite

IEC 60870-5-104 : Matériels et systèmes de télé-conduite - Partie 5-104 : Protocoles de transmission - Accès au réseau utilisant des profils de transport normalisés pour l'IEC 60870-5-101

IEC 60870-6 : Matériel et systèmes de télé-conduite - Partie 6 : Protocoles de télé-conduite pour le contrôle de supervision et l'acquisition de données (SCADA)

IEC 60904 : Dispositifs photovoltaïques

IEC 61000 : Compatibilité électromagnétique (CEM)

IEC 61131 : Automates programmables

IEC 61326 : Matériel électrique de mesure, de commande et de laboratoire - Exigences relatives à la CEM

IEC 61334 : Automatisation de la distribution à l'aide de systèmes de communication à courants porteurs

IEC 61360 : Types normalisés d'éléments de données avec plan de classification

IEC 61400 : Systèmes de génération d'énergie éolienne

IEC 61400-25 : Systèmes de génération d'énergie éolienne, Partie 25 : Communications pour la surveillance et la commande des centrales éoliennes

IEC 61557 : Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension jusqu'à 1000 V c.a. et 1500 V c.c.

IEC 61588 : Synchronisation du protocole de temps de précision pour les systèmes de mesure et de contrôle en réseau

IEC 61724 : Surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques - Recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse de données

IEC 61727 : Systèmes photovoltaïques (PV) - Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau

IEC 61730 : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)

IEC 61804 : Blocs fonctionnels (FB) pour les procédés industriels et le langage de description électronique de produit (EDDL)

IEC 61836 : Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire - Termes, définitions et symboles

IEC 61850 : Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes d'alimentation

IEC 61850-90-5 : Utilisation de la norme IEC 61850 pour transmettre des informations de synchrophaseur conformément à la norme IEEE C37.118

IEC 61968 : Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de la distribution

IEC 61970 : Interface de programme d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API)

IEC 61987 : Mesure et contrôle des processus industriels - Structures de données et éléments de données dans les catalogues d'équipements de processus

IEC 62040 : Alimentation sans interruption (ASI)

IEC 62056 : Échange de données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM

IEC 62056-5-3 : Échange de données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 5-3 : couche d'application DLMS/COSEM

IEC 62061 : Sécurité des machines - Sécurité fonctionnelle des systèmes de commande électriques, électroniques et programmables relatifs à la sécurité

IEC 62264 : Intégration des systèmes entreprise-contrôle

IEC 62271 : Appareillages de commutation et de commande à haute tension

IEC 62271-3 : Appareillages de commutation et de commande haute tension Partie 3 : Interfaces numériques basées sur la norme IEC 61850

IEC 62325 : Cadre pour les communications pour le marché de l'énergie

IEC 62351 : Gestion des systèmes d'alimentation et échange d'informations associées - Sécurité des données et de communication

IEC 62357 : Gestion des systèmes d'alimentation et échange d'informations associées - Partie 1 : Architecture de référence

IEC 62361 : Gestion des systèmes d'alimentation et échange d'informations associées - Interopérabilité à long terme

IEC 62439 : Réseaux de communication industriels - Réseaux de haute disponibilité pour l'automatisation

IEC 62443 : Sécurité des systèmes d'automatisation et de contrôle industriels

IEC 62446 : Systèmes photovoltaïques (PV) - Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance

IEC 62488-1 : Systèmes de communication sur lignes d'énergie de compagnies d'électricité - Conception des systèmes à courants porteurs de lignes d'énergie analogiques et numériques

IEC 62541 : Architecture unifiée OPC

INSTITUT DES INGÉNIEURS ÉLECTRICIENS ET ÉLECTRONICIENS (IEEE)

IEEE 450 : Maintenance des batteries au plomb ventilées pour les applications stationnaires

IEEE 519 : Pratiques recommandées et exigences pour le contrôle des harmoniques dans les systèmes d'alimentation électrique

IEEE 1246 : Guide pour les systèmes de mise à la terre de protection temporaire utilisés dans les sous-stations

IEEE 1402 : Guide pour la sécurité physique des sous-stations électriques

IEEE 1547 : Norme sur l'interconnexion et l'interopérabilité des ressources énergétiques distribuées avec les interfaces des systèmes d'alimentation électrique associés

IEEE 1815 (DNP3) : Protocole du réseau distribué pour la communication des systèmes d'alimentation électrique

Série IEEE 2030 : Guide sur l'interopérabilité des réseaux intelligents pour les opérations des technologies d'énergie et des technologies d'information

IEEE 2030.5 (SEP 2.0) : Protocole d'application du profil d'énergie intelligente

Série IEEE C37 : Normes pour les relais de protection et les équipements associés

IEEE C37.118 : Norme de mesures de synchrophaseur pour les systèmes électriques

ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION (ISO) / ISO/IEC

ISO 8601 : Éléments de données et formats d'échange - Échange d'information - Représentation de la date et de l'heure

ISO 19142 : Information géographique - Service d'accès aux entités géographiques par le web

ISO/IEC 7498-1 : Technologies de l'information - Interconnexion de systèmes ouverts - Modèle de référence de base

ISO/IEC 8802-1 : Technologies de l'information - Télécommunications et échange d'information entre systèmes - Réseaux locaux et métropolitains - Exigences spécifiques

ISO/IEC 8802-3 : Technologies de l'information - Télécommunications et échange d'information entre systèmes - Exigences pour les réseaux locaux et métropolitains

ISO/IEC 12139-1 : Technologies de l'information - Télécommunications et échange d'information entre systèmes - Courants porteurs en ligne (CPL) - Exigences générales

ISO/IEC 14908 : Technologies de l'information - Protocole de réseau de contrôle

ISO/IEC 15802 : Technologies de l'information - Télécommunications et échange d'information entre systèmes - Réseaux locaux et métropolitains - Spécifications communes

ISO/IEC 27001 : Sécurité de l'information, cybersécurité et protection de la vie privée - Systèmes de management de la sécurité de l'information - Exigences

ISO/IEC 27002 : Sécurité de l'information, cybersécurité et protection de la vie privée - Mesures de sécurité de l'information

1 INTRODUCTION À L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

1.1 Vue d'ensemble des systèmes d'alimentation

Les systèmes d'alimentation sont la base d'une distribution fiable de l'électricité aux industries, aux foyers et aux infrastructures numériques. Un système d'alimentation standard comprend les composants clés suivants :

- **Centrales de production :**
Ces installations produisent de l'électricité à partir de diverses sources, notamment les combustibles fossiles (charbon, gaz), le nucléaire, l'hydroélectricité, les énergies renouvelables (solaire, éolienne) et les ressources énergétiques distribuées (RED). Une coordination efficace est essentielle pour s'assurer que la production d'électricité correspond à la demande.
- **Lignes de transport :**
Les lignes à haute tension transportent l'électricité sur de longues distances, minimisant les pertes et connectant les installations de production aux centres urbains.
- **Sous-stations :**
Les sous-stations règlent les niveaux de tension, gèrent le flux d'énergie et protègent le réseau contre les pannes grâce à des systèmes de contrôle et des transformateurs avancés.
- **Réseaux de distribution :**
Les réseaux de distribution fournissent de l'électricité aux utilisateurs finaux à des niveaux de tension inférieurs, assurant ainsi une alimentation électrique fiable et sûre pour les ménages, les entreprises et les industries.

L'intégration de sources d'énergie renouvelables et de RED, telles que l'énergie éolienne et solaire ainsi que le stockage par batterie, complique les systèmes électriques. Cependant, cette intégration améliore la flexibilité et soutient les objectifs d'énergie propre. Les technologies d'automatisation sont essentielles pour assurer la stabilité du système, améliorer l'efficacité opérationnelle et atténuer les perturbations potentielles dans cet environnement dynamique.

1.2 Automatisation des systèmes d'alimentation

Qu'est-ce que l'automatisation des systèmes d'alimentation ?

L'automatisation des systèmes d'alimentation modernise les systèmes électriques en intégrant des technologies avancées, des dispositifs intelligents et des réseaux de communication. Elle permet la surveillance, le contrôle et la protection de l'infrastructure électrique en temps réel, faisant de l'automatisation des systèmes d'alimentation une pierre angulaire de la transition vers les réseaux intelligents. L'automatisation des systèmes d'alimentation crée un réseau plus résilient et adaptatif, qui est capable de répondre aux défis énergétiques modernes.

Alors que les systèmes électriques évoluent pour répondre à la demande croissante d'énergie, l'automatisation des systèmes d'alimentation relève des défis critiques tels que l'intégration des énergies renouvelables, la décentralisation du réseau et le besoin d'améliorer l'efficacité opérationnelle. Grâce à l'automatisation, les services publics peuvent maintenir la stabilité du système tout en réagissant de manière dynamique aux changements de conditions de charge, de production et du réseau.

Les normes industrielles telles qu'IEC 61850 et IEEE 1815 (DNP3) garantissent l'interopérabilité et la cohérence entre les systèmes d'alimentation, facilitant ainsi l'intégration transparente de divers dispositifs et technologies. Ces normes sont essentielles à la création de solutions uniformes, évolutives et pérennes pour les services publics du monde entier.

Comment fonctionne l'automatisation des systèmes d'alimentation

L'automatisation des systèmes d'alimentation combine les capteurs, les contrôleurs intelligents et les systèmes de communication pour collecter et analyser les données en temps réel telles que la tension, le courant et l'état d'équipement. Cet écosystème interconnecté de dispositifs et de systèmes permet aux services publics de :

- **Optimiser les performances du réseau :**
Améliorer le flux d'énergie, minimiser les pertes et maintenir un équilibre entre l'offre et la demande.
- **Détectez et isolez les défauts :**
Identifier et localiser rapidement les défauts pour éviter les défaillances en cascade et réduire la durée des pannes.

- **Exécuter des actions de contrôle automatisées :**
Réagir aux conditions changeantes, telles que la fluctuation de la demande ou de la production, grâce à des ajustements automatisés de la distribution d'énergie.

Les principales technologies habilitantes de l'automatisation des systèmes d'alimentation sont les suivantes :

- **Dispositifs électroniques intelligents (IED) :**
Ces dispositifs surveillent, contrôlent et protègent les équipements électriques, permettant une détection, une isolation et une restauration rapides des défauts.
- **Unités de mesure de phaseur (PMU) :**
Les PMU fournissent des mesures précises et à synchronisation temporelle en matière des paramètres du réseau, qui sont essentielles pour maintenir la stabilité et identifier les perturbations du système.
- **Systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA) :**
Les systèmes SCADA dans l'automatisation des systèmes d'alimentation regroupent les données de dispositifs de terrain, permettant un contrôle et une visualisation centralisés.
- **Réseaux de communication :**
Les réseaux de communication robustes assurent un flux de données transparent entre les dispositifs, ce qui permet une coordination et une prise de décision rapide. Des protocoles tels qu'IEC 60870-5, IEEE 1815 (DNP3) et IEC 61850 jouent un rôle central pour garantir la compatibilité et l'efficacité sur l'ensemble du réseau.

L'automatisation des systèmes d'alimentation prend également en charge des fonctionnalités avancées, notamment :

- **La gestion de demande :**
L'automatisation des systèmes d'alimentation aide à équilibrer la production et la consommation d'électricité, permettant aux services publics de gérer les charges maximales et de réduire la pression sur l'infrastructure.
- **L'intégration des énergies renouvelables :**
L'automatisation facilite l'intégration des sources d'énergie renouvelables intermittentes, telles que l'énergie solaire et éolienne, en ajustant dynamiquement les opérations du réseau pour s'adapter à la variabilité.

- **L'amélioration de la cybersécurité :**

Les systèmes modernes d'automatisation des systèmes d'alimentation intègrent des mesures de cybersécurité robustes pour protéger les infrastructures critiques contre les cybermenaces, garantissant ainsi des opérations de réseau sûres et fiables.

1.3 Principaux avantages de l'automatisation des systèmes d'alimentation

- **Fiabilité et stabilité améliorées :**
Détecter et isoler rapidement les défauts, garantissant des opérations sans coupure, réduisant les pannes et maintenant des opérations de réseau stables. Les systèmes automatisés identifient les problèmes en temps réel, minimisant ainsi l'impact des défauts sur le réseau.
- **Efficacité opérationnelle améliorée :**
Optimiser le flux d'énergie, équilibrer les charges et réduire les interventions manuelles grâce à la surveillance et le contrôle en temps réel. Cela permet non seulement de minimiser les contraintes liées à l'équipement, mais aussi de réduire les coûts d'exploitation.
- **Maintenance prédictive :**
L'automatisation permet une détection précoce des défauts, ce qui permet des pratiques de maintenance prédictive qui prolongent la durée de vie des actifs et réduisent les dépenses de maintenance.
- **Réduction des coûts et économies :**
La surveillance et le contrôle à distance réduisent le besoin de personnel sur site, ce qui réduit considérablement les dépenses opérationnelles. Les systèmes d'automatisation peuvent réduire le total des coûts opérationnels jusqu'à 15% tout en améliorant les performances du système.
- **Gestion de l'énergie :**
Améliorer l'allocation de l'énergie, minimiser le gaspillage et soutenir la gestion de la demande. L'automatisation garantit une utilisation efficace des ressources, en optimisant la distribution d'énergie pour répondre à la demande.
- **Sécurité accrue :**
Automatiser les processus dangereux, réduire l'exposition humaine aux risques et assurer des réponses plus rapides et plus efficaces aux défauts, créant ainsi un environnement de travail plus sûr.

- **Durabilité environnementale :**
Soutenir l'intégration des sources d'énergie renouvelable en gérant les productions variables de l'énergie solaire et éolienne, en réduisant la dépendance aux combustibles fossiles et en favorisant l'utilisation durable de l'énergie.
- **Évolutivité et flexibilité :**
Les systèmes d'automatisation sont évolutifs, ce qui permet aux services publics d'étendre efficacement leurs opérations. Ils offrent la flexibilité nécessaire pour s'adapter à l'évolution des demandes du réseau, y compris l'intégration des micro-réseaux et des ressources énergétiques distribuées (RED).
- **Prise de décision basée sur les données :**
Les systèmes d'automatisation collectent et analysent les données en temps réel, ce qui permet de prendre des décisions éclairées sur les opérations du réseau, la gestion des actifs et les investissements futurs dans l'infrastructure.
- **Expérience client améliorée :**
Une détection et une résolution plus rapides de défauts permettent de réduire le nombre de pannes, ce qui garantit une meilleure fiabilité du service pour les clients. Les compteurs intelligents

et les systèmes de facturation automatisés améliorent également la transparence et la satisfaction des clients.

- **Cybersécurité et résilience :**
Les systèmes d'automatisation modernes intègrent des mesures avancées de la cybersécurité, tout en protégeant les infrastructures critiques contre les cybermenaces et en améliorant la résilience globale du réseau.
- **Conformité réglementaire :**
L'automatisation aide les services publics à respecter les normes réglementaires en garantissant des rapports précis, une utilisation efficace de l'énergie et l'intégration de sources d'énergie propres, conformément aux directives gouvernementales et internationales.

En tirant parti de l'automatisation des systèmes d'alimentation, les services publics peuvent construire un réseau plus intelligent et plus adaptatif qui répond de manière proactive aux défis, améliore la fiabilité du service et soutient la transition vers des systèmes énergétiques plus propres. Cette approche transformatrice ouvre la voie à un avenir énergétique durable et résilient.

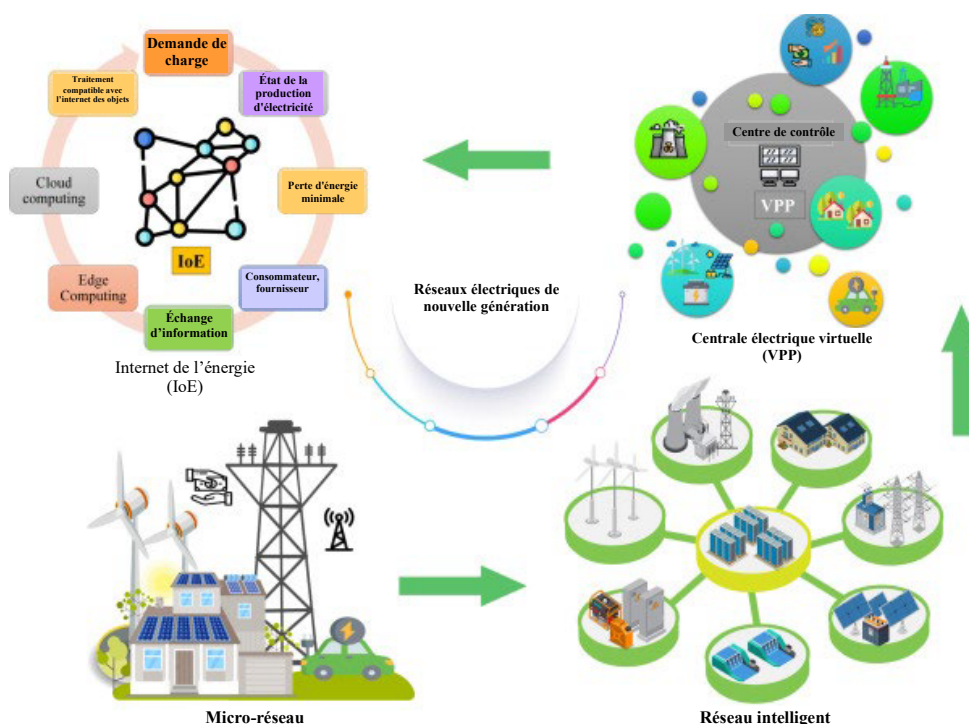


Figure 1. Réseaux électriques de nouvelle génération

Source : S. Khoussi, A. Mattas, dans le Manuel de sûreté et de sécurité du système, 2017

Évolution des systèmes électriques : transition du réseau traditionnel au réseau moderne avec les énergies renouvelables et la gestion active

2 COMPOSANTS CLÉS DE L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

L'automatisation révolutionne les systèmes d'alimentation en améliorant l'efficacité, la fiabilité et la résilience dans tous les segments. Ce chapitre examine les principaux composants de l'automatisation dans la production, la transmission et la distribution d'électricité, ainsi que le rôle des centres de contrôle et des pools énergétiques régionaux. Il aborde également l'intégration des énergies renouvelables et les infrastructures essentielles soutenant ces systèmes.

2.1 Automatisation de la production d'électricité

L'automatisation de la production d'électricité garantit la stabilité, l'efficacité et le contrôle des émissions de diverses sources d'énergie, notamment les combustibles fossiles, le nucléaire et les énergies renouvelables.

Les composants clés :

- Le contrôle automatique de la production (AGC) : il maintient la stabilité de la fréquence et assure l'équilibre de la charge en ajustant dynamiquement les sorties du générateur.
- Le contrôle des turbines et des chaudières : il optimise l'alimentation en combustible, le flux de vapeur et les processus de combustion dans les centrales thermiques, réduisant ainsi les émissions et améliorant l'efficacité.
- La gestion des énergies renouvelables : elle équilibre les sources variables telles que l'énergie solaire et éolienne en intégrant le stockage d'énergie et en coordonnant la production de secours pour stabiliser le réseau.

Exemple :

Dans un parc solaire, l'automatisation suit l'intensité de la lumière solaire et les performances des panneaux, assurant ainsi une capture d'énergie optimale et une coordination des systèmes de stockage pendant les périodes de faible activité solaire.

Défis :

la pénétration croissante des énergies renouvelables nécessite des outils de prévision avancés, des solutions de stockage et des capacités de prise de décision en temps réel.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 421.1, ISO 50001, IEEE 1547 et IEC 61400.

2.2 Automatisation des systèmes de transmission

Les systèmes de transmission sont essentiels pour le transfert d'électricité en vrac entre les régions. L'automatisation dans ce domaine garantit la fiabilité, l'optimisation de la capacité et la gestion des défauts.

Les composants clés :

- La détection et l'isolation des défauts : les dispositifs électroniques intelligents (IED) et les relais identifient et isolent rapidement les défauts pour éviter les pannes en cascade.
- Dynamic Line Rating (DLR) : adapte l'évaluation des lignes en temps réel en fonction des conditions météorologiques et de fonctionnement, maximisant ainsi les capacités de transmission tout en évitant la surchauffe.
- Le contrôle de la tension et la gestion de l'énergie réactive : les systèmes automatisés stabilisent la tension à l'aide de contrôleurs avancés, de batteries de condensateurs et de systèmes FACTS (systèmes de transmission flexible à courant alternatif).

Exemple :

lorsqu'une ligne de transmission dépasse sa capacité thermique, les systèmes DLR ajustent la charge ou réacheminent l'énergie pour éviter les dommages, préservant ainsi la stabilité du réseau.

Défis :

le vieillissement des infrastructures, les vulnérabilités en matière de cybersécurité et l'intégration des énergies renouvelables à grande échelle exigent des solutions modernisées et robustes.

Normes applicables :

IEC 60255, IEEE C37.118, IEC 61970, IEEE 1686. 61850 et IEC 60870-5.

2.3 Automatisation du système de distribution

L'automatisation des réseaux de distribution garantit une résolution rapide de défauts, une gestion efficace de charge et une meilleure qualité de service pour les utilisateurs finaux.

Les composants clés :

- Détection, isolation et reprise après défaillances (FDIR) : identifie et isole rapidement les défaillances tout en restaurant les sections non affectées du réseau.
- Commutation et réenclencheurs automatisés : les dispositifs gèrent le flux d'alimentation, réagissent aux défaillances et rétablissent le service de manière autonome.
- Gestion de la charge et réponse à la demande : elle ajuste dynamiquement les charges pendant les pics de demande à l'aide de données en temps réel et de la participation des consommateurs.

Exemple :

lors d'une panne localisée, les systèmes automatisés isolent le segment affecté, réacheminent l'alimentation et informent les opérateurs pour accélérer les travaux de réparation.

Défis :

gestion d'une complexité croissante grâce à l'intégration de ressources énergétiques distribuées (RED) comme les panneaux solaires sur les toits.

Normes applicables :

IEC 60870-5, IEEE 1815 (DNP3), IEEE 1547, IEC 61968, 61850, 608760-5/6 et ICCP.

2.4 Automatisation des ressources énergétiques distribuées (RED)

L'automatisation joue un rôle essentiel dans l'intégration transparente des sources d'énergie renouvelable dans le réseau, telles que l'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique. Elle garantit que la variabilité de la production d'énergie renouvelable ne compromet pas la stabilité du réseau ou l'efficacité opérationnelle. Avec l'adoption croissante de RED, les technologies d'automatisation évoluent pour gérer les environnements décentralisés et dynamiques du réseau.

Des fonctions clés :

L'équilibrage du réseau :

- L'automatisation ajuste dynamiquement l'offre et la demande pour tenir compte des fluctuations de la production d'énergie renouvelable.
- Il utilise les données en temps réel de RED, des prévisions météorologiques et des modèles de demande en matière de charge pour garantir une stabilité constante du réseau.

La prévision et la réponse à la demande :

- Des modèles avancés de prévision météorologique et des outils de prévision prédisent la production d'énergie renouvelable et l'alignent sur les exigences du réseau.
- Les programmes de réponse à la demande automatisent les ajustements de charge des consommateurs pendant les périodes de pointe ou les excédents de production d'énergie renouvelable.

La gestion du stockage d'énergie :

- Les systèmes automatisés de stockage d'énergie par batterie (BESS) captent l'énergie excédentaire pendant les périodes de forte production et la libèrent lors des pics de demande.
- La coordination entre les systèmes de stockage d'énergie et les ressources renouvelables garantit la disponibilité de l'énergie lorsque la production d'énergie renouvelable est faible.

Les micro-réseaux :

- L'automatisation permet aux micro-réseaux d'intégrer et de gérer les RED, comme les panneaux solaires sur les toits et les éoliennes.
- Les micro-réseaux peuvent fonctionner indépendamment ou se coordonner avec le réseau principal, fournissant ainsi des solutions d'alimentation localisées dans les zones éloignées ou mal desservies.

La coordination des RED :

- Les systèmes automatisés surveillent et contrôlent les RED pour assurer leur intégration efficace dans le réseau.
- Ces systèmes gèrent les flux bidirectionnels d'énergie, la régulation de tension et la stabilisation de fréquence.

Exemple :

dans un parc éolien, l'automatisation combine des outils de prévision avec des BESS pour prévoir la vitesse élevée de vent et stocker à l'avance le surplus d'énergie. Cette énergie stockée est libérée pendant les périodes de faible activité éolienne, assurant ainsi une alimentation électrique constante. De même, les systèmes RED avec des panneaux solaires sur les toits et les BESS sont coordonnés pour réduire la demande de pointe sur le réseau principal dans une zone résidentielle.

Défis :

- L'expansion du stockage : la capacité des systèmes de stockage d'énergie doit augmenter pour s'adapter à la pénétration croissante des énergies renouvelables.
- La réduction des énergies renouvelables : la diminution du besoin de réduire la production d'énergie renouvelable en raison des limites du réseau nécessite de meilleures prévisions et une meilleure flexibilité du réseau.
- La gestion de RED : la gestion d'un ensemble diversifié et décentralisé de RED exige une automatisation avancée, des protocoles de communication robustes et une coordination en temps réel.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 1547, ISO 50001, IEC 61400, IEC 61968, IEC 60870-5-104 et IEC 62351.

2.5 Pools énergétiques régionaux

Les pools énergétiques régionaux sont essentiels pour optimiser les systèmes électriques interconnectés dans plusieurs régions ou pays. Ils facilitent le commerce de l'énergie, l'intégration des énergies renouvelables et la fiabilité du réseau.

Des fonctions clés :

- Surveillance en temps réel : suivre l'état du réseau dans toutes les régions, tout en équilibrant l'offre et la demande de manière dynamique.
- Programmation et répartition de l'énergie : automatiser les programmes de production et de transmission pour une distribution d'énergie économique et sécurisée.
- Intégration des énergies renouvelables : coordonner les ressources renouvelables entre les services publics membres, tout en utilisant des prévisions avancées et le stockage de l'énergie pour gérer la variabilité.

Exemple :

le Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP) permet aux pays membres de partager les ressources d'énergie renouvelable, ce qui réduit les coûts et améliore la fiabilité.

Défis :

harmoniser les infrastructures et les cadres réglementaires entre les pays, gérer les risques géopolitiques et mettre à l'échelle les systèmes d'automatisation.

Normes applicables :

IEC 61850, IEC 61970, IEC 62351 et IEC 60870-6.

2.6 Opérateur indépendant de système (ISO), opérateur national de réseau et opérateur de marché

Le paysage du système électrique africain est une mosaïque de défis et d'opportunités, caractérisé par des structures de marché diverses et la coexistence d'ISO, d'opérateurs nationaux de réseau et d'opérateur de marché. Ces entités remplissent des rôles distincts mais parfois qui se chevauchent, reflétant la combinaison de systèmes électriques réglementés et déréglementés du continent.

Les distinctions clés :

- **Opérateurs de système versus opérateurs indépendants de système (ISO) :** les opérateurs de système se concentrent sur le fonctionnement et la stabilité du réseau, généralement dans les limites nationales, tandis que les ISO fonctionnent comme des entités neutres et indépendantes gérant la transmission et facilitant la coordination régionale.
- **Opérateur de marché versus opérateurs indépendants de marché :** les opérateurs de marché fonctionnent dans des cadres nationaux, tandis que les opérateurs indépendants de marché supervisent le commerce transfrontalier ou régional de l'électricité dans des environnements déréglementés.

Opérateur indépendant de système (ISO)

En Afrique, les ISO servent d'organismes neutres chargés d'assurer la fiabilité du réseau, d'équilibrer l'offre et la demande et de coordonner le commerce transfrontalier de l'énergie. Ces entités jouent un rôle essentiel dans la gestion des interconnexions régionales et la promotion des marchés de l'électricité dans plusieurs juridictions.

Fonctions :

- La coordination du commerce transfrontalier de l'énergie : faciliter les transactions d'électricité entre les pays, en assurant une allocation équitable des ressources.
- La gestion de la stabilité du réseau : surveiller et équilibrer l'offre et la demande sur les réseaux interconnectés.
- La facilitation de l'accès au marché : fournir un accès équitable aux marchés de l'énergie et favoriser la concurrence.

Opérateur national du réseau

Les opérateurs nationaux de réseau gèrent des réseaux de transmission à haute tension dans chaque pays, en se concentrant sur la maintenance des infrastructures, la fiabilité et l'intégration des énergies renouvelables. Ces entités jouent un rôle central dans l'exploitation des réseaux nationaux et les flux d'énergie internationaux.

Fonctions :

- La gestion de l'infrastructure : entretenir et exploiter l'infrastructure du réseau national pour assurer la sécurité de la distribution d'électricité.
- La fiabilité du réseau : surveiller et stabiliser la transmission d'électricité, en évitant les pannes et les inefficacités.
- L'intégration de l'énergie renouvelable : permettre la connexion au réseau pour les projets d'énergie renouvelable et gérer les flux bidirectionnels d'énergie.

Exemples :

Eskom et NTCSA (Afrique du Sud) : la National Transmission Company of South Africa (NTCSA) a été créée en 2024 pour dégroupier les opérations d'Eskom, améliorer la transparence et favoriser des marchés compétitifs de l'électricité. La NTCSA se concentre sur :

- La gestion de la transmission : assurer une fourniture fiable de l'électricité.
- L'expansion du réseau : investir dans la connectivité des énergies renouvelables pour soutenir les transitions vers l'énergie propre.
- La facilitation des marchés : encourager les investissements du secteur privé et les pratiques concurrentielles.

Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO) : la société améliore l'infrastructure du réseau de Kenya, en favorisant l'accès aux énergies renouvelables et la connectivité régionale.

Nigeria Transmission Company (TCN) : la société gère les opérations du réseau nigérian et soutient les flux transfrontaliers d'énergie au sein du Système d'échange d'énergie électrique ouest-africain (EEEOA).

Opérateur indépendant de marché

Les opérateurs indépendants de marché supervisent les marchés de l'électricité, en veillant à ce que les mécanismes d'échange soient transparents, compétitifs et efficaces. Ils sont essentiels dans les régions où le commerce transfrontalier de l'électricité est en croissance, facilitant les échanges équitables d'énergie et optimisant l'allocation des ressources.

Fonctions :

- **L'administration du marché de l'électricité** : gérer des plateformes de négociation pour les transactions journalières, intra-journalières et bilatérales.
- La transparence et la concurrence : appliquer des règles commerciales équitables et la conformité du marché.
- L'utilisation efficace des ressources : optimiser la répartition de la production pour réduire les coûts et améliorer l'efficacité du réseau.

Exemples :

Le mécanisme du marché concurrentiel du Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP) : faciliter le commerce de l'électricité entre les États membres grâce à des marchés journaliers et intra-journaliers.

Le commerce de l'électricité entre l'Éthiopie et Djibouti : un exemple de commerce bilatéral où l'Éthiopie fournit de l'électricité à Djibouti, mettant en évidence l'évolution de structures des opérateurs indépendants de marché.

Le marché de l'électricité en Ouganda : supervisé par l'Autorité de régulation de l'électricité, garantissant une tarification équitable et un accès au marché malgré l'absence d'un officiel opérateur indépendant de marché.

L'interaction entre les opérateurs indépendants de système, les opérateurs nationaux de réseau et les opérateurs indépendants du marché soutient la fonctionnalité et la modernisation des systèmes électriques africains. En tirant parti des technologies avancées d'automatisation et en adhérant aux normes internationales, ces entités améliorent la fiabilité, facilitent le commerce de l'énergie et permettent l'intégration des énergies renouvelables. L'harmonisation continue des cadres réglementaires et l'investissement dans les infrastructures seront essentiels pour atteindre les objectifs de transition énergétique de l'Afrique.

Les pools énergétiques en Afrique

• **Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP)** :

Le SAPP agit en tant qu'opérateur de réseau quasi indépendant (ISO), coordonnant la répartition de l'électricité et le commerce de l'énergie entre ses 12 pays membres, à savoir l'Angola, le Botswana, la République démocratique du Congo, l'Eswatini, le Lesotho, le Malawi, le Mozambique, la Namibie, l'Afrique du Sud, la Tanzanie, la Zambie et le Zimbabwe. Le pool renforce la fiabilité, favorise les marchés d'électricité compétitifs et améliore l'efficacité du marché grâce aux opérations interconnectées de réseau et au commerce régional de l'énergie.

• **Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP)** :

L'EAPP se concentre sur l'harmonisation des opérations de réseau et l'amélioration du commerce de l'énergie en Afrique de l'Est. Ses pays membres sont le Burundi, Djibouti, la République démocratique du Congo, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, le Rwanda, le Soudan du Sud, le Soudan, la Tanzanie et l'Ouganda. En tirant parti des ressources partagées telles que l'hydroélectricité d'Éthiopie et l'énergie géothermique du Kenya, l'EAPP réduit les coûts de production, renforce la stabilité du réseau et soutient la transition de la région vers les énergies renouvelables.

• **Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP)** :

Le WAPP intègre les marchés de l'électricité en Afrique de l'Ouest, comprenant 14 pays membres : Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Libéria, Mali, Niger, Nigéria, Sénégal, Sierra Leone, Gambie et Togo. Le WAPP facilite le commerce transfrontalier de l'énergie, promeut le développement des infrastructures énergétiques régionales et renforce les interconnexions de réseaux afin d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement et de réduire les coûts.

• **Pool énergétique de l'Afrique centrale (PEAC)** :

Le PEAC comprend l'Angola, le Burundi, le Cameroun, la République centrafricaine, le Tchad, la République démocratique du Congo, la Guinée équatoriale, le Gabon, la République du Congo, le Rwanda et São Tomé-et-Príncipe. Son objectif principal est d'optimiser l'utilisation des ressources dans la région de l'Afrique centrale, de faciliter le commerce de l'énergie et de promouvoir le développement de projets hydroélectriques à grande

échelle pour répondre aux besoins énergétiques régionaux.

- **Système d'interconnexion de l'Afrique du Nord :**
Ce pool énergétique couvre les réseaux interconnectés des pays d'Afrique du Nord, notamment l'Algérie, l'Égypte, la Libye, le Maroc et la Tunisie. L'interconnexion de l'Afrique du Nord vise à faciliter l'échange d'énergie et à intégrer les sources d'énergie renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, en exploitant le vaste potentiel désertique de la région pour la production d'énergie propre. Ces interconnexions relient également l'Afrique du Nord à l'Europe via des lignes électriques transméditerranéennes, ce qui renforce le commerce mondial de l'énergie.

Normes applicables :

ISO : IEC 61850, IEC 61970, ISO 55000, IEC 60870-6 (ICCP) et IEC 60870-5

Opérateur national de réseau : IEC 62351, ISO 27001, IEC 61968, IEC 60255 et IEC 60870-5

Opérateur indépendant de marché : IEC 61970, ISO 27001, IEC 60870-6 et IEC 62351.

2.7 Centres de contrôle

Les centres de contrôle jouent un rôle essentiel dans la gestion des opérations de production, de transmission et de distribution. Ils intègrent des technologies avancées de surveillance et de contrôle pour assurer la stabilité du réseau et l'efficacité opérationnelle.

Les rôles clés :

- Les centres de contrôle locaux : les installations sur site surveillent des zones spécifiques du réseau, permettant une détection et une résolution immédiates de défauts.
- Les centres de contrôle à distance : Les installations centralisées utilisent des systèmes SCADA pour superviser et coordonner les grands réseaux, rationaliser les réponses aux défauts et optimiser les opérations.

Exemple :

un centre de contrôle à distance surveille les paramètres du réseau dans plusieurs sous-stations, identifie les défauts et déploie des équipes pour une intervention rapide tout en réacheminant l'alimentation pour minimiser les perturbations.

Défis :

faire évoluer les systèmes pour gérer la complexité croissante du réseau tout en garantissant des mesures de cybersécurité robustes contre les menaces en constante évolution.

Normes applicables :

IEC 60870-6, IEEE C37.1, IEC 62351 et ISO 27001.

2.8 Sous-stations

Les sous-stations servent de nœuds critiques dans les systèmes d'alimentation, permettant la transformation de la tension, l'isolation des défauts et l'acheminement de l'énergie.

Les composants clés :

- Les transformateurs : régulent les niveaux de tension pour la transmission et la distribution.
- Les IED : permettent la détection, la surveillance et le contrôle des défauts en temps réel au sein des sous-stations.
- Les systèmes de protection : les disjoncteurs et les relais protègent le réseau en isolant rapidement les défauts.

Exemple :

dans une sous-station à haute tension, les IED détectent les niveaux de tension anormaux et déclenchent des disjoncteurs pour éviter d'endommager l'équipement et de provoquer des défaillances en cascade.

Défis :

mettre à niveau l'infrastructure vieillissante pour intégrer des systèmes d'automatisation modernes et assurer l'interopérabilité entre les dispositifs de différents fabricants.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 2030.5, IEC 61970, IEC 60870-6 (ICCP) et IEC 60870-5.

2.9 Contrôle de supervision et acquisition de données (SCADA)

Les systèmes SCADA sont essentiels à l'automatisation des systèmes d'alimentation, car ils fournissent une surveillance, un contrôle et un enregistrement des données centralisés en temps réel pour une gestion efficace du réseau.

Les composants clés :

- Surveillance : suit les paramètres critiques du réseau tels que la tension, la fréquence et le flux d'énergie, alertant les opérateurs des anomalies pour une résolution rapide. Les systèmes SCADA permettent une surveillance à distance et distribuée, ce qui les rend indispensables pour les réseaux électriques vastes et complexes.
- Contrôle : facilite le fonctionnement à distance de dispositifs tels que les disjoncteurs, les transformateurs et les commutateurs de charge, permettant aux opérateurs de réagir aux perturbations du réseau sans être physiquement présents. Cela réduit le temps de réponse et les risques opérationnels.
- Enregistrement des données : enregistre les données historiques, y compris les événements de défauts, la performance d'équipement et les calendriers de maintenance. Ces informations sont essentielles pour le diagnostic, la maintenance prédictive et l'optimisation du système.

Exemple :

en cas de défaut, les systèmes SCADA jouent un rôle essentiel en surveillant les données en temps réel des dispositifs de terrain, en identifiant les emplacements de défauts et en coordonnant l'isolation des sections affectées. Ils réacheminent l'alimentation électrique par d'autres voies alternatives afin de maintenir la continuité du service et de minimiser les perturbations. Les systèmes SCADA enregistrent également des données détaillées sur les défauts, fournissant ainsi des informations précieuses pour l'analyse post-événement et l'amélioration de la fiabilité du système.

Normes applicables :

IEC 60870-5, IEEE 1815 (DNP3) et IEC 62351.

2.10 Unités terminales distantes (RTU) et contrôleurs logiques programmables (PLC)

Les RTU et les PLC sont des composants essentiels pour la collecte de données de terrain et l'exécution d'actions de contrôle dans les systèmes d'automatisation en temps réel.

Les composants clés :

- Les RTU :
 - Recueillir des données à partir de capteurs de terrain sur les variables telles que les niveaux de tension, la température et les signaux de défaut.
 - Transmettre ces données aux systèmes SCADA ou aux centres de contrôle à l'aide de protocoles de communication tels que DNP3 et Modbus.
- Les PLC :
 - Exécuter une logique de contrôle complexe en temps réel pour des tâches telles que les opérations de changeur de prises, le contrôle de moteur et la commutation automatisée.
 - Opérer avec une grande précision pour assurer la stabilité et l'efficacité du système dans les environnements exigeants.

Exemple :

une RTU signale l'état d'un disjoncteur au système SCADA, tandis qu'un PLC gère les réenclencheurs automatisés pour rétablir le service après les défauts temporaires.

Défis :

l'intégration des RTU existantes avec des PLC modernes nécessite des passerelles d'automatisation pour une communication transparente.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 1547, IEC 61968, IEC 60870-5 et IEEE 1815 (DNP3).

2.11 Dispositifs électroniques intelligents (IED)

Les IED sont des composants d'automatisation avancés capables de fonctions autonomes de protection, de surveillance et de contrôle.

Des fonctions clés :

- Protection : détecter et isoler les défauts électriques (par exemple, surintensité, sous-tension) en quelques millisecondes pour protéger l'équipement et maintenir la fiabilité du service.
- Contrôle : gérer les opérations critiques du réseau, telles que la régulation de tension et l'équilibrage de charge, en exécutant une logique prédéfinie.
- Surveillance et communication : fournir des données en temps réel aux systèmes SCADA ou aux RTU, en garantissant l'interopérabilité via des protocoles normalisés tels que la norme IEC 61850.

Exemple :

un dispositif électronique intelligent détecte un défaut dans une ligne de transmission, communique l'emplacement du défaut au centre de contrôle et isole la section affectée pour éviter les défaillances en cascade.

Défis :

l'assurance d'une interopérabilité transparente entre les IED de différents fournisseurs nécessite souvent le respect de normes strictes.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE C37.118 et IEC 60870-6.

2.12 Passerelles d'automatisation

Les passerelles d'automatisation servent comme des ponts entre les systèmes existants et les technologies modernes d'automatisation, assurant une communication et une intégration transparentes.

Des fonctions clés :

- Conversion de protocole : traduire les protocoles de communication propriétaires en formats normalisés, tels que la conversion de données Modbus pour une utilisation avec les systèmes basés sur la norme IEC 61850.
- Cybersécurité : mettre en œuvre des systèmes de cryptage, de pare-feu et de détection d'intrusion pour protéger les canaux de communication contre les cybermenaces.
- Agrégation de données : consolider les données de plusieurs dispositifs pour une surveillance et une analyse en temps réel.
- Accès à distance : permettre aux opérateurs de surveiller et de contrôler les dispositifs à partir de sites centralisés, améliorant ainsi la flexibilité opérationnelle et le temps de réponse.

Exemple :

une passerelle convertit les données RTU existantes au format IEC 61850, ce qui permet l'intégration avec un système SCADA moderne.

Défis :

les problèmes de cybersécurité et la compatibilité des systèmes plus anciens avec les nouvelles technologies sont des problèmes récurrents.

Les interactions Màm (Machine-à-Machine) font référence à la communication directe entre les appareils, les systèmes ou les machines sans intervention humaine. Dans le contexte des systèmes d'alimentation et de l'automatisation, les interactions Màm permettent un échange efficace de données et une coordination entre les différents composants, garantissant ainsi un fonctionnement et un contrôle transparent.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 1815 (DNP3), IEC 62351, IEC 60870-5, IEEE 1815 (DNP3).

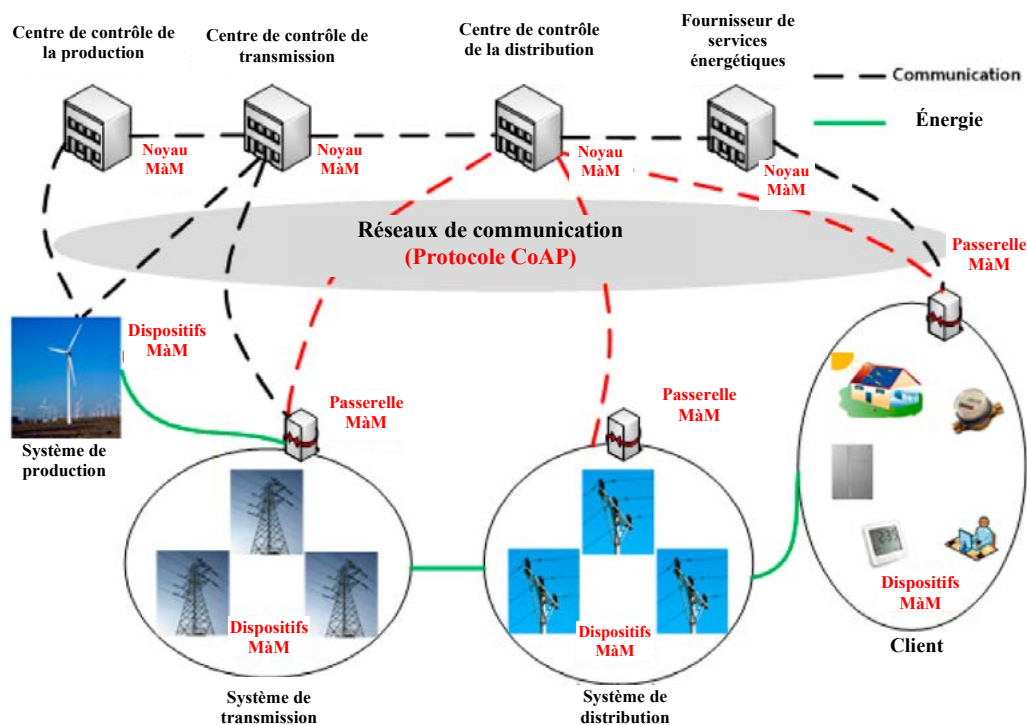


Figure 2 : Systèmes de communication de machine à machine (Màm) vers les réseaux intelligents

Source : par Jae Shin Byung-Kwen Song et Doo-Seop Eom, Energies 2017

2.13 Unités de fusion dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

Les unités de fusion sont des composants essentiels dans l'automatisation moderne des systèmes d'alimentation, en particulier dans les environnements de sous-station. Elles servent de points d'agrégation de données, collectant et traitant des informations provenant de plusieurs capteurs et dispositifs de terrain. Les unités de fusion jouent un rôle essentiel dans l'intégration de divers systèmes, permettant une communication et un contrôle efficaces dans les réseaux automatisés.

Des fonctions clés :

- L'agrégation de données :
 - Les unités de fusion recueillent les données en temps réel à partir de divers capteurs et dispositifs électroniques intelligents (IED), tels que les transformateurs de tension et de courant.
 - Elles regroupent ces informations dans des formats normalisés pour une communication transparente avec les systèmes SCADA et les relais de protection.
- L'interopérabilité et la normalisation :
 - En convertissant les signaux analogiques des capteurs conventionnels en formats numériques (par exemple, IEC 61850-9-2), les unités de fusion assurent la compatibilité entre les dispositifs de plusieurs fournisseurs.
 - Elles supportent les protocoles de communication standardisés, permettant un fonctionnement intégré dans les sous-stations et les systèmes distribués.
- La surveillance et la protection améliorées :
 - Les unités de fusion fournissent des mesures précises et synchronisées qui sont essentielles pour les schémas de protection, l'analyse de défauts et la surveillance de la stabilité du réseau.
 - Elles permettent des opérations de relais rapides et précises en transmettant des données avec une faible latence, assurant une détection et une isolation fiables de défauts.
- L'intégration avec les ressources énergétiques distribuées (RED) :
 - Les unités de fusion facilitent l'intégration de RED en agrégeant les données de performance des systèmes d'énergie renouvelable tels que les onduleurs solaires, les éoliennes et les systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS).
- Elles supportent la gestion bidirectionnelle des flux d'énergie et l'échange de données en temps réel entre les RED et le réseau central.
- La synchronisation de l'heure :
 - Les unités de fusion utilisent des protocoles de temps de précision (par exemple, IEEE 1588) pour assurer la collecte et la transmission synchronisées des données sur le réseau. Cette capacité est essentielle pour les unités de mesure de phaseur (PMU) et les systèmes de surveillance à zone étendue (WAMS).

Exemple :

Dans une sous-station numérique, une unité de fusion recueille les données à partir de plusieurs transformateurs et IED, les convertit au format de IEC 61850 et les transmet à un relais de protection et à un système SCADA. Cela permet aux opérateurs de surveiller les performances des sous-stations en temps réel et de réagir rapidement aux défauts.

Avantages :

- **L'évolutivité** : simplifie l'expansion des systèmes d'automatisation en consolidant les sorties des capteurs et en réduisant la complexité du câblage.
- **La flexibilité** : prend en charge les configurations hybrides en intégrant les équipements existants aux technologies d'automatisation modernes.
- **La fiabilité** : améliore la résilience du système en assurant une transmission précise et synchronisée de données pour les applications critiques telles que la protection et le contrôle.

Défis :

- **La cybersécurité** : il est essentiel de protéger les unités de fusion contre les accès non autorisés et la falsification des données pour maintenir la sécurité du réseau.
- **Les lacunes en matière de normalisation** : l'assurance d'un fonctionnement transparent sur divers dispositifs peut nécessiter le respect de plusieurs normes en constante évolution.

Les tendances futures en matière des unités de fusion :

- L'intégration de l'informatique en périphérie de réseau : les unités de fusion intégreront des capacités d'Informatique en périphérie de réseau pour traiter les données localement, réduisant ainsi la

dépendance aux systèmes centralisés et améliorant le temps de réponse.

- L'intelligence artificielle (IA) et l'apprentissage automatique : les algorithmes avancés amélioreront l'analyse des données au niveau de l'unité de fusion, permettant une maintenance prédictive et une gestion proactive du réseau.
- Les unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables : les unités de fusion conçues spécifiquement pour l'intégration de RED soutiendront les marchés d'énergie dynamiques et les réseaux décentralisés.

Les unités de fusion adaptées au RED, intégrant les normes IEC 61850-9-2, IEC 61869-9 et IEC 62351, soutiendront l'intégration des énergies renouvelables et assureront l'interopérabilité du réseau. Ces unités permettront de :

Faciliter l'intégration des RED :

- Les unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables s'interfaceront de manière transparente avec les onduleurs solaires, les éoliennes et les systèmes de stockage d'énergie conformément aux normes IEC 61850.
- IEC 61850-9-2 : fournit une communication du bus de traitement pour la surveillance et le contrôle en temps réel.
- IEC 61869-9 : définit les interfaces numériques pour les transformateurs de mesure, garantissant la compatibilité avec les systèmes renouvelables modernes.

Favoriser la participation au marché de l'énergie :

- Les unités de fusion avec compteurs d'accumulateurs (ACC) intégrés suivront la production et l'utilisation cumulées d'énergie, fournissant des données précises pour la tarification dynamique de l'énergie et le commerce entre pairs.

Coordonner avec les systèmes de stockage d'énergie :

- Les unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables surveillent et gèrent les BESS afin d'optimiser le stockage et la répartition de l'énergie.
- La fonctionnalité d'ACC enregistre les flux d'énergie, assurant des diagnostics précis et une planification opérationnelle.

Soutenir la stabilité du réseau :

- En utilisant la norme **IEEE 1588** pour la synchronisation temporelle de précision, les unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables maintiennent la stabilité lors des fluctuations de la production d'énergies renouvelables.
- Ces unités assurent une gestion bidirectionnelle du flux d'énergie et évitent les perturbations.

Cas d'utilisation des unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables :

Parcs solaires intelligentes :

- Les unités de fusion regroupent les données en temps réel des panneaux solaires et gèrent les interactions avec les BESS à l'aide des normes IEC.
- L'ACC suit l'énergie cumulée générée et stockée, soutenant l'équilibrage du réseau et l'écêtement des pointes.

Micro-réseaux :

- Dans les micro-réseaux insulaires, les unités de fusion prêtes pour les énergies renouvelables gèrent les contributions de RED et les flux d'énergie, assurant ainsi une alimentation électrique ininterrompue en cas de perturbation.
- Les données d'ACC éclairent le déploiement du stockage d'énergie et la priorisation de la charge.

Marchés dynamiques de l'énergie :

- Les unités de fusion permettent une comptabilité énergétique transparente en suivant les entrées et les sorties d'énergie, ce qui permet aux propriétaires de RED de participer au commerce décentralisé de l'énergie.

En intégrant les unités de fusion au système d'automatisation des systèmes d'alimentation, les services publics peuvent améliorer l'efficacité, la fiabilité et l'adaptabilité du réseau. Ces dispositifs comblent le fossé entre les équipements existants et les systèmes numériques avancés, jetant ainsi les bases des réseaux intelligents et durables du futur.

Normes applicables :

IEC 61850-9-2, IEEE 1588, IEC 62351, ISO 27001, IEC 61869-9

2.14 Matériel d'automatisation

Le matériel d'automatisation des systèmes d'alimentation englobe une gamme de composants qui surveillent, contrôlent et protègent le réseau.

Catégories clés :

- **Capteurs** : mesurer des paramètres tels que la température, le courant et la tension pour fournir des données en temps réel aux systèmes d'automatisation.
- **Contrôleurs** : traiter les données et exécuter des actions de contrôle pour maintenir la stabilité du réseau et l'efficacité opérationnelle.
- **Relais** : fournir une protection contre les défauts en isolant les sections affectées du réseau.
- **PMU** : surveiller la dynamique du réseau et soutenir les systèmes de surveillance à zone étendue (WAMS).

Défis :

assurer la compatibilité et l'interopérabilité entre le matériel de différents fabricants, en particulier lors de l'intégration de systèmes existants.

Exemple :

une sous-station intègre des capteurs avancés, des IED et des PMU pour permettre la détection des défauts en temps réel, l'isolation et la surveillance de la stabilité du réseau.

Perspectives futures : à mesure que l'automatisation évolue, le matériel sera de plus en plus doté d'une intelligence intégrée et de capacités améliorées de la cybersécurité, ce qui soutiendra le développement de réseaux plus intelligents et plus adaptatifs.

Référence annexe 1 :

pour une liste détaillée du matériel et des normes applicables.

2.15 Infrastructure de comptage avancée (AMI) et automatisation

2.15.1 Facturation à l'aide du comptage automatique à tous les étages du réseau électrique

Le comptage automatique, facilité par l'infrastructure de comptage avancée et les technologies associées, offre de nombreux avantages pour les processus de facturation à toutes les étapes de la production, de la transmission et de la distribution du système électrique. Ces avantages contribuent à l'efficacité opérationnelle, à la transparence et à la satisfaction de clients.

L'étape de production

- **Répartition précise des coûts** :
Le comptage automatique permet un suivi en temps réel de l'énergie produite, assurant une répartition précise des coûts entre les services publics, les opérateurs de réseau et les acteurs du marché de l'énergie.
- **Comptabilité simplifiée des énergies renouvelables** :
Pour la production impliquant des sources renouvelables, le comptage automatique aide à suivre la production, à calculer les tarifs de rachat et à valider les certificats d'énergie renouvelable (CER).
- **Règlement simplifié sur les marchés de l'énergie** :
Les compteurs automatiques fournissent des données vérifiées pour les règlements du marché, réduisant ainsi les litiges entre les producteurs d'électricité et les opérateurs de réseau.

L'étape de transmission

- **Suivi des pertes d'énergie** :
Les compteurs automatisés dans les sous-stations de transmission permettent une surveillance détaillée de pertes le long des lignes à haute tension, contribuant ainsi à une facturation précise de l'énergie livrée en aval.
- **Amélioration de la facturation des services publics** :
Pour les réseaux interconnectés, le comptage automatique assure une facturation précise entre les opérateurs de transmission pour l'énergie échangée ou transportée entre les régions.

- **Intégration de la tarification dynamique :**
Les données en temps réel des compteurs automatisés prennent en charge la facturation en fonction de l'heure de consommation et les programmes de réponse à la demande au niveau de la transmission.

L'étape de distribution

- **Exactitude de la facturation des clients :**
Les compteurs automatisés, aux points de distribution et aux points du consommateur final, assurent une mesure précise de la consommation d'électricité, éliminant ainsi les erreurs manuelles et les factures estimées.
- **Détection des fraudes :**
Grâce à la surveillance continue des données, les services publics peuvent identifier et traiter les vols ou les falsifications d'énergie, réduisant ainsi les pertes de revenus.
- **Transparence améliorée pour les consommateurs :**
Les consommateurs ont accès aux données détaillées de consommation grâce aux compteurs intelligents, ce qui favorise la confiance et permet une meilleure gestion de l'énergie.
- **Résolution plus rapide des litiges :**
L'enregistrement automatisé des données fournit des registres transparents, simplifiant ainsi la résolution des litiges de facturation.
- **Flexibilité des services prépayés et post-payés :**
Les systèmes automatisés soutiennent plusieurs modèles de facturation, tels que les compteurs prépayés ou la facturation en fonction de l'heure d'utilisation, pour répondre aux diverses préférences des clients.

Des avantages unifiés à toutes les étapes

- **Efficacité opérationnelle :**
L'automatisation minimise les interventions manuelles dans les processus de facturation, ce qui réduit les coûts de main-d'œuvre et les retards opérationnels.
- **Assurance des revenus :**
La collecte de données précises et les rapports en temps réel améliorent la collecte des revenus à toutes les étapes.

- **Prise de décision basée sur les données :**
Les services publics et les opérateurs de réseau peuvent utiliser les données de comptage pour la prévision de demande, l'équilibrage de charge et la planification des infrastructures.
- **Conformité réglementaire :**
Le comptage automatisé garantit le respect des normes de facturation et des exigences légales dans l'ensemble du réseau électrique.

2.15.2 Comptage prépayé

Les compteurs prépayés sont un type de compteur de services publics qui permet aux consommateurs de payer leur consommation d'électricité à l'avance. Ce modèle permet aux utilisateurs de surveiller et de gérer leur consommation, d'éviter les factures inattendues et de favoriser les économies d'énergie. Les compteurs prépayés fonctionnent soit par des paiements directs sur compte, soit par des systèmes à jeton où les consommateurs achètent des jetons pour charger du crédit sur leur compteur. Les compteurs prépayés à jeton utilisent généralement des codes uniques ou des cartes à puce pour valider et mettre à jour le solde prépayé.

Dans le contexte de l'infrastructure de comptage avancée (AMI) et de l'automatisation, les compteurs prépayés ont considérablement évolué. L'AMI intègre des technologies de communication avancées et des systèmes de gestion des données pour permettre une surveillance en temps réel, un contrôle à distance et des interactions améliorées avec les clients. Les compteurs prépayés à jeton dans un environnement d'AMI offrent plusieurs avantages en matière d'automatisation, notamment :

1. **Recharge et surveillance transparentes :** les compteurs prépayés compatibles avec l'infrastructure de comptage avancée permettent aux consommateurs de recharger via des applications mobiles, des plateformes en ligne ou des kiosques automatisés, réduisant ainsi la dépendance à la distribution physique de jetons. La synchronisation de données en temps réel garantit la mise à jour immédiate du crédit.
2. **Gestion à distance :** les entreprises de services publics peuvent surveiller, mettre à jour et dépanner à distance les compteurs prépayés à l'aide de

l'AMI. Il n'est donc plus nécessaire de se rendre sur place, ce qui améliore l'efficacité opérationnelle.

3. **Amélioration de la connaissance de consommateurs** : les compteurs prépayés intégrés à l'AMI fournissent aux consommateurs des habitudes de consommation détaillées et des alertes via des interfaces numériques. Cela favorise une meilleure gestion de l'énergie et une meilleure prise de décision.
4. **Déconnexion et reconnexion automatisées** : l'automatisation des compteurs prépayés simplifie le processus de déconnexion et de reconnexion des services en fonction de la disponibilité du crédit. Lorsque le solde est épuisé, le système déconnecte automatiquement l'alimentation et les services reprennent sans problème lors de la recharge.
5. **Prévention de la fraude** : les compteurs prépayés à jetons, associés à l'AMI, améliorent la sécurité en exploitant la communication cryptée pour la validation des jetons, minimisant ainsi le risque de falsification ou d'utilisation non autorisée.

La fusion de la technologie des compteurs prépayés avec l'AMI et l'automatisation transforme la gestion traditionnelle de l'énergie en un modèle plus interactif, efficace et centré sur le consommateur. Cette intégration aide les services publics à améliorer l'assurance des revenus tout en offrant aux consommateurs un meilleur contrôle et une plus grande transparence sur leur consommation d'énergie.

Normes applicables :

IEC 60730-1 ; IEC 61158 ; IEC 61499 ; IEC 61784-2 ; Série IEC 61850 ; IEC 61968-9 ; Série IEC 61970 ; IEC 62052-11 ; Série IEC 62053 ; Série IEC 62055 ; IEC 62055-31 ; IEC 62055-41 ; IEC 62055-51 ; Série IEC 62056 ; IEC 62056-21 ; IEC 62056-53 ; IEC 62056-62 ; Série IEC 62351 ; IEEE 1547 ; IEEE 1901 ; IEEE 2030.5 (SEP 2.0) ; IEEE 802.15.4 ; ISO 50001 ; ISO/IEC 15118 ; ISO/IEC 17025 ; ISO/IEC 27001 ; ISO/IEC 27019 ; OpenADR ; et, Spécification STS.

2.16 Autres éléments et concepts clés

L'automatisation des systèmes d'alimentation s'appuie sur une variété d'outils et de technologies qui constituent la base d'un fonctionnement fiable, efficace et sécurisé du réseau.

Autres composants clés :

- Interfaces homme-machine (IHM) : fournir aux opérateurs des interfaces graphiques et intuitives pour surveiller et contrôler efficacement les systèmes.
- Unités de mesure de phaseur (PMU) : fournir des mesures synchronisées des formes d'onde de tension et de courant pour surveiller la stabilité du réseau et détecter les anomalies en temps réel.
- Contrôleurs d'automatisation : mettre en œuvre des stratégies de contrôle avancées pour maintenir la stabilité du réseau, y compris la réponse à la demande et l'intégration des énergies renouvelables.
- Mesures de cybersécurité : protéger les systèmes d'automatisation à l'aide de chiffrements, de pare-feu et de cadres de sécurité multicouches pour empêcher les accès non autorisés et les violations de données.

Normes applicables :

IEC 61850, 61850-9-1, IEC 61970 et ISO 27001.

L'automatisation moderne des systèmes d'alimentation dépend d'une gamme de normes et de protocoles qui permettent une interopérabilité, une communication efficace et des opérations sécurisées. Ces normes constituent la pierre angulaire pour la gestion de systèmes énergétiques complexes.

3 NORMES ET PROTOCOLES D'AUTOMATISATION

3.1 Protocole et normes de communication : contexte des services publics africains

Au cours des 50 dernières années, les services publics africains ont utilisé une gamme variée de protocoles de communication pour l'automatisation des systèmes d'alimentation. Ces protocoles reflètent une progression des systèmes propriétaires vers des cadres modernes, standardisés et interopérables, supportant l'évolution de la demande énergétique.

3.1.1 Protocoles de communication existants (années 1970-1990)

Ces protocoles ont constitué la base des premiers systèmes d'automatisation, fournissant des capacités de communication de base.

- CPL (communication par courants porteurs en ligne) :
 - Caractéristiques : communication à bande étroite sur les lignes électriques (30-500 kHz).
 - Utilisation : largement utilisé pour la téléprotection, les systèmes SCADA et le contrôle dans les systèmes de transmission.
- Modbus (1979) :
 - Caractéristiques : communication en série (RS-232/RS-485) ; simple et robuste.
 - Utilisation : courant dans la production et la distribution pour les systèmes SCADA et le comptage.
- DNP3 (protocole de réseau distribué, années 1990) :
 - Caractéristiques : protocole SCADA standardisé prenant en charge la télémétrie et le contrôle.
 - Utilisation : fréquemment utilisé pour l'automatisation des sous-stations, en particulier dans les systèmes de distribution.
- Profibus (1989) :
 - Caractéristiques : protocole de bus de terrain à haut débit pour le contrôle industriel.
 - Utilisation : automatisation industrielle dans les centrales électriques.
- IEC 60870-5 (1988) :
 - Caractéristiques : protocole de télécontrôle en temps réel.
 - Utilisation : largement adopté pour les systèmes SCADA dans la transmission et la distribution.

3.1.2 Transition vers les protocoles modernes (années 2000 jusqu'à aujourd'hui)

Les protocoles modernes ont introduit la normalisation, l'interopérabilité et la prise en charge des besoins d'automatisation avancée.

- IEC 61850 (2004) :
 - Caractéristiques : norme interopérable et orientée-objet pour l'automatisation des sous-stations.
 - Utilisation : de plus en plus adopté pour la modernisation des sous-stations et l'intégration de sources d'énergie renouvelables.
- Ethernet/IP :
 - Caractéristiques : protocole industriel sur Ethernet ; Prend en charge le transfert de données à haut débit.
 - Utilisation : déployé dans les sous-stations intelligentes et les systèmes de contrôle industriel.
- MMS (service de messagerie industrielle, 1987) :
 - Caractéristiques : protocole multicouche prenant en charge la norme IEC 61850.
 - Utilisation : protocole de base pour l'échange de données dans les systèmes basés sur la norme IEC 61850.
- GSM/GPRS/3G/4G/5G :
 - Caractéristiques : communication sans fil pour l'infrastructure de comptage avancée (AMI) et la gestion du réseau.
 - Défis : de nombreux services publics africains restent dépendants des réseaux 2G et 3G, ce qui entrave l'adoption de solutions avancées telles que les réseaux intelligents compatibles 5G.
- Zigbee (2004) :
 - Caractéristiques : protocole sans fil à faible consommation d'énergie pour les réseaux maillés.
 - Utilisation : appliqué aux compteurs intelligents et à l'automatisation de la distribution.
- WiMAX (2005) :
 - Caractéristiques : technologie sans fil à haut débit pour la surveillance de zones étendues.
 - Utilisation : utilisé dans la surveillance de zone étendue pour l'acquisition de données en temps réel dans les réseaux de distribution.

- LoRa/LoRaWAN:
Idéal pour la surveillance à distance et les compteurs intelligents.
 - Caractéristiques :
 - Faible consommation d'énergie pour les dispositifs à distance.
 - Communication à longue portée adaptée aux zones rurales.
 - Applications :
 - Comptage intelligent dans les zones isolées.
 - Surveillance dans les sous-stations.

3.2 Supports et tendances de communication

Communication par fibre optique (années 1990 jusqu'à présent) :

- Protocoles : protocoles basés sur Ethernet tels que MPLS, IEC 61850.
- Applications : réseaux SCADA à haut débit, interconnectivité de sous-stations.

Communication par satellite (années 1980 jusqu'à présent) :

- Protocoles : systèmes de télémétrie basés sur IP ou exclusifs.
- Applications : surveillance à distance de sous-stations rurales ou d'actifs de production isolés.

Communication par courants porteurs en ligne (CPL) :

- Applications : toujours largement utilisé lorsque l'infrastructure fibre ou cellulaire n'est pas disponible, passant vers CPL à haut débit pour des débits de données plus élevés.

3.3 Protocole et normes de communication : les défis des services publics en Afrique

- Infrastructure existante :
De nombreux services publics s'appuient encore sur des protocoles plus anciens tels que CPL, Modbus et IEC 60870-5-101, en raison de budgets et d'expertise limités.
- Interopérabilité limitée :
Les systèmes exclusifs ont entravé l'intégration, ce qui a entraîné le passage à la norme IEC 61850.
- Problèmes de connectivité :
Les communications cellulaires et par satellite jouent un rôle essentiel dans les zones dépourvues de réseaux de fibre optique.
- Adoption de protocoles modernes :
La transition vers la norme IEC 61850 et les protocoles sans fil se développe, stimulée par les initiatives en matière d'énergie renouvelable et de réseau intelligent.

3.4 Sélection des protocoles de communication – Exemple

Les protocoles IEC 60870-5-101 et IEC 60870-5-104 font partie intégrante des systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA), facilitant la communication entre les centres de contrôle et les dispositifs de terrain distants. Ces protocoles appartiennent à la série IEC 60870-5 et sont largement adoptés pour la surveillance et le contrôle à distance dans les réseaux de transmission d'énergie, chacun étant adapté à des contextes opérationnels et technologiques spécifiques.

Voici un aperçu de leurs différences :

Tableau sommaire

Caractéristique	IEC 60870-5-101	IEC 60870-5-104
Couche de transport	Série (RS-232/RS-485)	TCP/IP (Ethernet)
Mode de communication	Maître-esclave (interrogation)	Client-serveur (pilote par les événements)
Vitesse	Bas	Haut
Adressage	Limité	Grand et évolutif
Topologie de réseau	Point à point ou étoile	Souple (étoile, anneau, maille)
Synchronisation horaire	Manuel ou par commande	Automatique (par exemple, Protocole d'heure réseau - NTP)
Sécurité	Minimal	Avancé (par exemple, cryptage)
Application	Systèmes existants et à petite échelle	Systèmes modernes à grande échelle

3.5 Vue d'ensemble des protocoles 60870-5

- IEC 60870-5-101 :
 - Conçu pour les systèmes existants utilisant la communication en série.
 - Fonctionne sur un modèle maître-esclave avec une transmission à faible vitesse sur des liaisons asynchrones telles que RS-232 ou RS-485.
 - Idéal pour les sites distants avec une bande passante limitée ou une infrastructure plus ancienne, offrant une simplicité et une fiabilité.
 - Utilise des mécanismes d'interrogation/réponse, assurant un cycle de communication prévisible et stable.
- IEC 60870-5-104 :
 - Une évolution de la norme 101, adaptée aux réseaux IP modernes.
 - Fonctionne via TCP/IP, ce qui permet une communication à haute vitesse, fiable et évolutive.
 - Prend en charge la communication basée sur les événements, réduisant la latence et améliorant l'efficacité de la transmission de données en temps réel.
 - Bien adapté aux systèmes nécessitant des mises à jour fréquentes, de gros volumes de données et une intégration avec les réseaux informatiques.

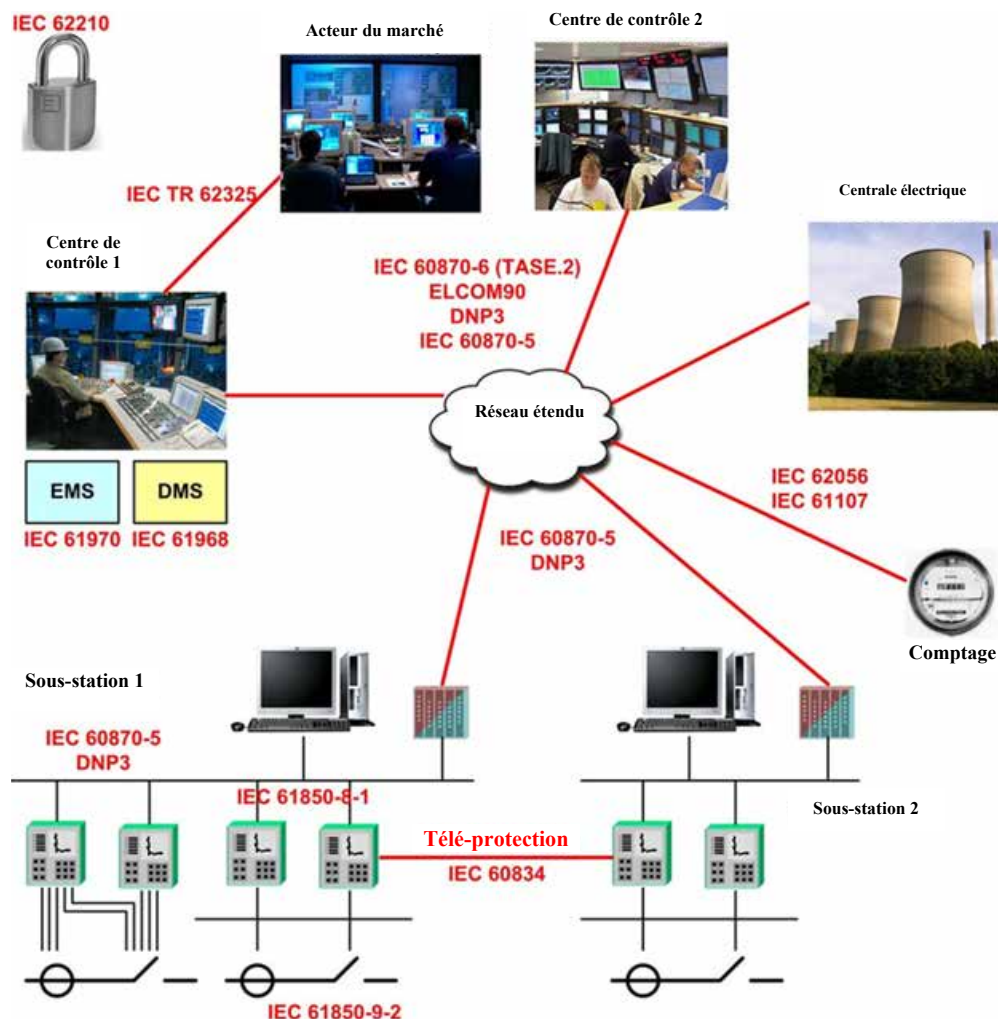


Figure 3 : Protocoles de communication typiques utilisés dans un système d'alimentation

Source : IEEE PES '09. Réunion générale 2009 de la Société « IEEE Power & Energy », Salman Mohagheghi.

3.6 Applications de la transmission à distance

- IEC 60870-5-101 en transmission à distance :
 - Idéale pour les réseaux de transmission existants où la simplicité et la robustesse sont essentielles.
 - Couramment déployée dans les zones rurales ou éloignées avec une infrastructure de communication limitée, en exploitant les connexions en série existantes.
 - Fournit des solutions rentables pour les systèmes où les contraintes de bande passante et les exigences de faible vitesse sont acceptables.
 - Prend en charge les tâches critiques de surveillance et de contrôle dans les zones où les systèmes IP modernes ne sont pas encore réalisables.
- IEC 60870-5-104 en transmission à distance :
 - Parfaite pour les systèmes de transmission modernes nécessitant des échanges de données à haut débit et en grand volume.
 - Fréquemment utilisé dans les réseaux de transmission urbains et interrégionaux où l'infrastructure IP est largement disponible.
 - Facilite les fonctionnalités avancées, telles que :
 - L'échange de données dynamique pour la surveillance du réseau en temps réel.
 - Les mises à jour déclenchées par des événements pour réduire les frais inutiles de communication.
 - L'intégration avec les systèmes de surveillance à zone étendue (WAMS) et les systèmes de contrôle pour les sources d'énergie renouvelables.
 - Permet une intégration transparente avec d'autres protocoles, tels que la norme IEC 61850, pour une communication unifiée entre les sous-stations et les centres de contrôle.

3.7 Considérations clés à prendre en compte pour la sélection du protocole

- Contraintes opérationnelles :
 - Latence : la communication IP de la norme IEC 60870-5-104 réduit les retards, ce qui la rend adaptée aux applications nécessitant des réponses rapides.
 - Bande passante : la norme IEC 60870-5-101 est meilleur pour les environnements à faible bande passante, tandis que : la norme IEC 60870-5-104 excelle dans les systèmes à haut débit.
- Compatibilité de l'infrastructure :
 - Les systèmes de transmission existants peuvent nécessiter la norme IEC 60870-5-101 en raison du matériel de communication en série existant.
 - Les réseaux modernes avec une infrastructure Ethernet et IP privilégient la norme IEC 60870-5-104 pour son évolutivité et ses capacités d'intégration.
- Sécurité :
 - La norme IEC 60870-5-104 prend en charge des fonctionnalités de sécurité améliorées, telles que le cryptage de sécurité de la couche transport (TLS), essentielles pour protéger les communications IP.
 - La norme IEC 60870-5-101 ne dispose pas de mécanismes de sécurité intégrés, s'appuyant sur des réseaux isolés ou des mesures externes pour la protection des données.
- Coût et évolutivité :
 - La transition de 101 à 104 peut impliquer des mises à niveau importantes de l'infrastructure, mais offre une évolutivité à long terme.
 - Une approche hybride peut être adoptée où les deux protocoles coexistent au cours d'efforts de modernisation par étapes.

3.8 Études de cas sur la transmission à distance

IEC 60870-5-101 pour les systèmes existants :

Éthiopie : la société Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo) a toujours utilisé la norme IEC 60870-5-101 pour surveiller et contrôler son vaste réseau de sous-stations distantes. Les faibles exigences en bande passante de ce protocole s'alignent bien avec l'infrastructure de communication série existante du pays, permettant un télécontrôle efficace sans nécessiter de mises à niveau importantes.

IEC 60870-5-104 pour les réseaux modernes :

Afrique du Sud : Eskom, le principal fournisseur d'électricité de l'Afrique du Sud, est en train d'évaluer la mise en œuvre de la norme IEC 60870-5-104 dans son réseau de transmission, garantissant ainsi la compatibilité future avec les systèmes de télécommunication IP.

Déploiement hybride :

Maroc : l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE) au Maroc a adopté une approche hybride. Dans ce système, la norme IEC 60870-5-101 est maintenue pour les sites distants disposant d'une infrastructure existante, tandis que la norme IEC 60870-5-104 est mise en œuvre dans les zones urbaines équipées de réseaux IP. Cette stratégie permet une modernisation progressive sans perturber les opérations en cours.

Ces exemples montrent comment les services publics africains mettent en œuvre stratégiquement les protocoles IEC 60870-5-101 et IEC 60870-5-104 pour équilibrer les efforts de modernisation avec les capacités d'infrastructure existantes, garantissant ainsi des opérations efficaces et fiables du système électrique dans diverses régions.

3.9 Tendances et recommandations futures

- **Planification de la transition :**

Les services publics devraient effectuer des évaluations complètes de leurs réseaux de transmission afin de déterminer la faisabilité de la transition de la norme 101 à la norme 104. Des facteurs tels que la disponibilité de la bande passante, les exigences de latence et l'état de préparation des infrastructures doivent être évalués.

- **Intégration aux protocoles avancés :**

La compatibilité de la norme IEC 60870-5-104 avec des protocoles tels que l'IEC 61850 la positionne comme la pierre angulaire des systèmes de transmission prêts pour l'avenir.

- **Cybersécurité :**

À mesure que la dépendance à l'égard de protocoles IP - tels que la norme IEC 60870-5-104 - augmente, la mise en œuvre de mesures de cybersécurité robustes est essentielle pour protéger les systèmes de transmission à distance contre les menaces potentielles.

Les protocoles IEC 60870-5-101 et IEC 60870-5-104 jouent des rôles distincts mais complémentaires dans les systèmes de transmission à distance. Alors que le protocole 101 reste pertinent pour les systèmes existants avec une infrastructure de communication limitée, le protocole 104 est indispensable pour les réseaux IP modernes exigeant une communication évolutive, sécurisée et à haut débit. La sélection du protocole approprié ou l'adoption d'une approche hybride permet aux services publics d'équilibrer les besoins actuels avec la croissance future, en optimisant les performances et la fiabilité des systèmes de transmission d'électricité.

Les principaux facteurs à prendre en compte sont les contraintes opérationnelles (latence, bande passante), la sécurité (par exemple, le chiffrement des protocoles IP) et la compatibilité avec l'infrastructure existante.

Une **évaluation approfondie du système** est essentielle pour s'assurer que le protocole sélectionné répond aux besoins actuels et futurs, évitant ainsi des erreurs coûteuses et améliorant les performances à long terme.

3.10 Vue d'ensemble de la norme IEC 61850

La norme IEC 61850 est la pierre angulaire de l'automatisation des services publics d'électricité, en particulier dans les environnements de sous-stations. Elle permet une communication transparente, la modularité et l'interopérabilité entre les dispositifs électroniques intelligents (IED).

Les principales normes de l'IEC 61850

- **IEC 61850-1 : Introduction et vue d'ensemble**
Fournit le champ d'application général, les objectifs et les principes de la norme IEC 61850 pour les systèmes d'automatisation de sous-stations.
- **IEC 61850-2 : Glossaire**
Définit la terminologie et les abréviations utilisées dans les normes IEC 61850.
- **IEC 61850-3 : Exigences générales**
Spécifie les exigences environnementales, électromagnétiques et de sécurité pour les systèmes de communication de sous-station.
- **IEC 61850-4 : Gestion des systèmes et de projets**
Détaille les principes d'ingénierie, de spécification et de mise en œuvre des systèmes.
- **IEC 61850-5 : Exigences de communication pour les fonctions et les modèles de dispositifs**
Décrit les besoins de communication pour les fonctions de protection, de contrôle, de surveillance et d'automatisation.
- **IEC 61850-6 : Langage de configuration de sous-station (SCL)**
Introduit le langage de configuration de sous-station (SCL), un langage standard XML pour décrire la configuration des systèmes d'automatisation de sous-station.

Avantages de SCL :
 - Assure la cohérence de la conception et de la configuration du système.
 - Simplifie les essais d'interopérabilité en fournissant une description claire du système.
 - Permet la génération automatisée de configurations de dispositif à partir de la description du système.
- **Série IEC 61850-7 :**
 - IEC 61850-7-1 : définit la structure de communication de base pour les systèmes d'alimentation.
 - IEC 61850-7-2 : Interface abstraite pour les services de communication (ACSI), facilitant l'interaction entre les nœuds logiques et les systèmes de communication.
 - IEC 61850-7-3 : classes de données communes (CDC) qui structurent les objets de données pour en assurer la cohérence.
 - IEC 61850-7-4 : classes de nœuds logiques et classes d'objets de données, des fonctions de catalogue telles que la protection et la mesure.
- **IEC 61850-8-1 : Mappage vers MMS et Ethernet**
Spécifie la manière dont les messages sont mappés vers MMS (Spécification de messagerie industrielle) et Ethernet pour la communication.
- **Série IEC 61850-9 :**
 - IEC 61850-9-1 : Valeurs échantillonnées sur des liaisons série, largement remplacées par l'IEC 61850-9-2.
 - IEC 61850-9-2 : Valeurs échantillonnées via Ethernet pour la transmission de données analogiques en temps réel.
- **IEC 61850-10 : Essais de conformité**
Définit des procédures normalisées d'essai pour garantir que les dispositifs sont conformes aux exigences de la norme IEC 61850, permettant l'interopérabilité entre les produits de différents fournisseurs.

3.11 IEC 61850 Sous-station

La norme IEC 61850 définit une structure hiérarchique pour la communication des sous-stations, intégrant les nœuds logiques (LN), les bus de sous-stations et les couches de communication.

Composants clés

- **Nœuds logiques (LN) :**
Modèles de données standardisés représentant les fonctions de la sous-station telles que la protection, le contrôle et la mesure.

Exemples :

- CSWI (Contrôleur de commutation) : fonctions de contrôle.
- PTOC (Protection contre les surintensités) : fonctions de protection.
- MMXU (Unité de mesure) : fonctions de mesure.

- **Bus de sous-stations :**
Définir les voies de communication à différents niveaux :
 - Bus de station : connecte les IHM, les passerelles et les systèmes SCADA via MMS sur Ethernet pour la supervision et le contrôle.
 - Bus de processus : transmet les données en temps réel à partir de capteurs et d'unités de fusion aux IED à l'aide de protocoles tels que GOOSE et SV.
 - Communication au niveau de baie : facilite les opérations localisées pour l'interverrouillage et le contrôle.

3.11.1 Couches de communication

Dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, les couches de communication sont alignées sur le **modèle OSI** pour garantir l'évolutivité, la flexibilité et la fiabilité dans diverses applications et infrastructures. Ces couches définissent la façon dont les données sont transmises, acheminées et gérées au sein du système d'automatisation.

Couche physique

La couche physique est responsable de la transmission matérielle des signaux de données brutes. Elle prend en charge divers supports pour répondre aux exigences uniques de l'automatisation des systèmes d'alimentation, notamment :

- **Fibre optique :**
largement utilisé pour les communications résis-

tantes aux interférences, longue distance et à large bande passante. Elle est particulièrement adaptée aux applications critiques telles que l'automatisation des sous-stations et le transfert de données à haut débit dans les systèmes de transmission.

- **Câbles en cuivre :**
couramment utilisés dans les systèmes existants ou pour des distances plus courtes au sein des sous-stations et des centres de contrôle. Les câbles en cuivre blindés offrent une robustesse contre les interférences électromagnétiques (IEM).
- **Technologies sans fil :**
la communication sans fil est de plus en plus intégrée à l'automatisation des systèmes d'alimentation en raison de sa flexibilité et de sa rentabilité dans les situations où l'infrastructure filaire n'est pas pratique. Voici quelques exemples :
 - Wi-Fi (IEEE 802.11) : utilisé pour les compteurs intelligents et la communication localisée des dispositifs.
 - ZigBee (IEEE 802.15.4) : facilite la communication à faible consommation d'énergie et à courte portée dans l'automatisation de la distribution.
 - Réseaux cellulaires (4G, 5G) : fournissent une connectivité étendue pour la surveillance à distance des sous-stations, des sources d'énergie renouvelables et des ressources énergétiques distribuées (RED).
 - LoRaWAN : prend en charge la communication à faible bande passante et à longue portée dans les sites ruraux ou éloignés du système d'automatisation des systèmes d'alimentation.
 - Communication par satellite : idéale pour les centrales de production géographiquement isolées ou les installations offshore.
 - Les options sans fil améliorent l'évolutivité en réduisant les coûts de déploiement de l'infrastructure et en permettant une intégration rapide de dispositifs IoT sur le réseau.

Couche de liaison de données

La couche de liaison de données assure un transfert fiable de données sur le support physique. Elle gère la détection et la correction d'erreurs, ainsi que le contrôle d'accès au support. Dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, la norme clé est la suivante :

Ethernet (ISO/IEC 8802-3) :

fournir une communication à haut débit et à faible latence pour l'échange de données en temps réel. Les variantes industrielles d'Ethernet, telles que la messa-

gerie GOOSE IEC 61850, sont largement utilisées dans l'automatisation des sous-stations.

Couche réseau

La **couche réseau** gère l'acheminement et l'adressage des données entre les différents nœuds du réseau. Sa fonction principale est de s'assurer que les paquets de données atteignent leur destination. L'automatisation des systèmes d'alimentation s'appuie sur :

Adressage IP (IPv4/IPv6) :

permet l'acheminement des données entre les dispositifs, les sous-stations et les centres de contrôle sur des réseaux locaux et étendus. IPv6 est de plus en plus adopté pour son évolutivité et sa sécurité renforcée.

Couche de transport

La couche de transport fournit des services de communication de bout en bout, garantissant l'intégrité des données et un séquençage approprié. Deux protocoles sont largement utilisés dans l'automatisation des systèmes d'alimentation :

UDP (Protocole de datagramme d'utilisateur) :

Adapté aux applications à faible latence et à délai critique telles que :

- **Messagerie GOOSE** : assure une communication rapide pour les signaux de protection et de

contrôle dans l'automatisation des sous-stations.

- **Valeurs échantillonnées (SV)** : transfèrent les données de mesure en temps réel pour les opérations de relais et la détection des défauts.
- **TCP (Protocole de contrôle de transmission)** : Assure une communication fiable et orientée connexion pour les applications nécessitant l'intégrité de données, telles que :
- **MMS (Spécification de messagerie industrielle)** : prend en charge la communication sécurisée de l'état du système, la configuration et les données de surveillance dans les systèmes d'automatisation.

Les couches de communication du système d'automatisation des systèmes d'alimentation, alignées sur le modèle OSI, garantissent un échange de données robuste et efficace.

L'extension de la Couche physique avec des technologies sans fil offre plus de flexibilité, d'évolutivité et de rentabilité, permettant l'intégration de solutions avancées de surveillance, de contrôle et basées sur l'Internet des objets à tous les niveaux du réseau électrique. Cette approche à plusieurs couches sous-tend la fiabilité et l'interopérabilité essentielles aux infrastructures modernes du réseau.

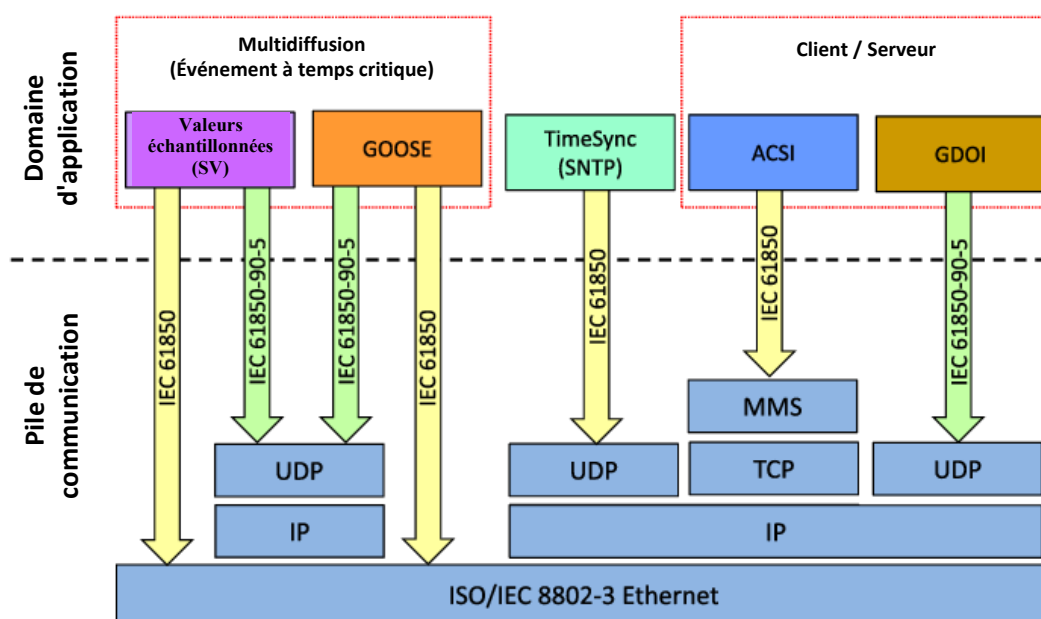


Figure 4 : Mappage de la pile de protocoles IEC 61850-90-5 avec le modèle OSI

Source : Accès d'IEEE, Contrôle et surveillance en temps réel dans les réseaux intelligents, juin 2017

Domaine d'application :

- **Valeurs échantillonnées (SV)** – un protocole de la norme IEC 61850 utilisé pour transmettre en temps réel des mesures numérisées de courant et de tension dans les sous-stations électriques.
- **GOOSE (événement générique de sous-station orientée objet)** – un protocole de messagerie multidiffusion de la norme IEC 61850 utilisé pour des messages rapides et urgents, tels que les signaux de protection et de contrôle dans les systèmes électriques.
- **TimeSync (SNTP – Protocole de temps réseau simple)** : protocole utilisé pour la synchronisation horaire dans les dispositifs en réseau avec une précision inférieure à celle du NTP complet.
- **ACSI (Interface abstraite pour les services de communication)** – une interface de communication dans la norme IEC 61850 qui définit un ensemble de services pour les systèmes d'automatisation de sous-stations.
- **GDOI (Domaine de groupe d'interprétation)** – un protocole de sécurité utilisé pour les communications sécurisées de groupe, y compris la distribution de clés de cryptage pour le trafic multicast.
- **UDP (Protocole de datagramme d'utilisateur)** – un protocole de transmission léger et sans connexion utilisé pour une communication rapide et à faible latence dans les applications en réseau.
- **TCP (Protocole de contrôle de transmission)** – un protocole de transmission qui fournit une communication fiable et orientée connexion entre les dispositifs en réseau.
- **IP (Protocol d'Internet)** – le protocole de base d'Internet, responsable de l'adressage et de l'acheminement des paquets entre les dispositifs d'un réseau.
- **Ethernet ISO/IEC 8802-3** – la norme Ethernet IEEE 802.3 qui définit les technologies du réseau filaire pour les réseaux locaux (LAN).

Ces protocoles et normes sont fondamentaux pour la communication, la protection et l'automatisation en temps réel dans **les réseaux intelligents** et les **systèmes d'automatisation de sous-stations**.

Pile de communication :

- **IEC 61850** – une norme internationale pour les réseaux et les systèmes de communication dans les sous-stations, définissant des protocoles d'échange de données dans l'automatisation des systèmes d'alimentation.
- **IEC 61850-90-5** – une extension de la norme IEC 61850 qui fournit des mécanismes pour la transmission de données sur des réseaux étendus, tels que les données de synchrophaseur en temps réel et les signaux de protection.
- **MMS (Spécification de messagerie industrielle)** – un protocole de messagerie utilisé dans l'automatisation industrielle et les sous-stations pour l'échange de données en temps réel.

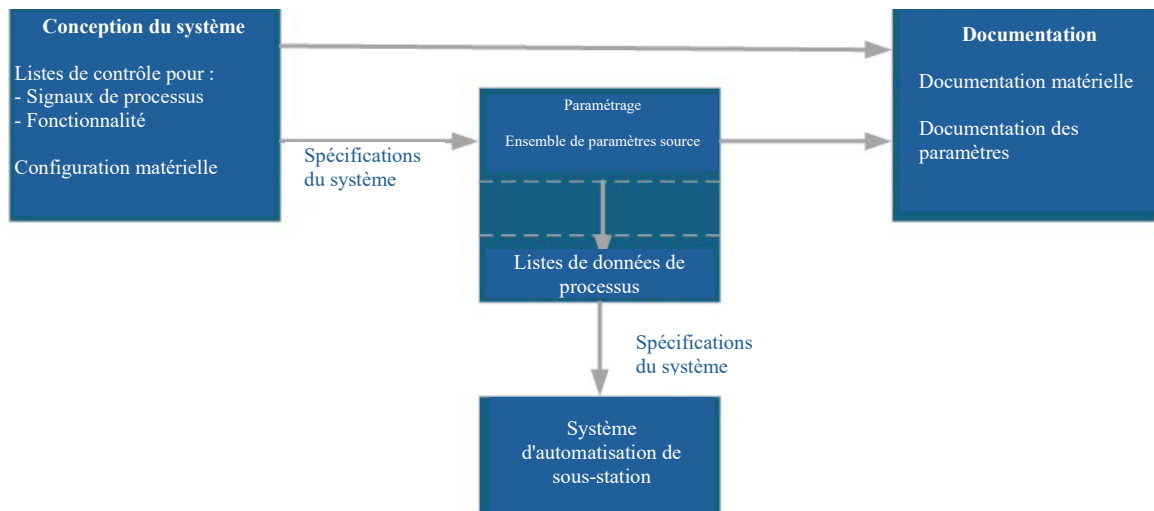


Figure 5 : Conception du système, paramétrage et flux de documentation dans l'automatisation des sous-stations (norme IEC 61850), source : IEC 61850

3.11.2 Langage de configuration de sous-station (SCL)

SCL est une caractéristique clé de la norme IEC 61850, fournissant un cadre standardisé pour la conception, la configuration et la documentation du système.

Principales caractéristiques de SCL :

- **Description du système** : Définir la configuration globale du système, y compris les nœuds logiques, les chemins de communication et les attributs de dispositifs.
- **Configuration des IED** : Fournir des configurations détaillées pour chaque IED, assurant une intégration transparente au système global.
- **Prise en charge des processus d'ingénierie** : Simplifier l'ingénierie du système en automatisant la génération de configuration et en garantissant la cohérence entre les dispositifs.

Avantages de SCL :

- Réduire le temps et la complexité de l'ingénierie en fournissant une configuration de système structurée et réutilisable.
- Assurer une documentation cohérente et sans erreur pour les systèmes d'automatisation des sous-stations.
- Faciliter les essais d'interopérabilité en normalisant les descriptions des systèmes.

3.11.3 Essais IEC 61850

La norme IEC 61850 comprend des exigences complètes en matière de tests pour vérifier la conformité et l'interopérabilité.

Types de tests :

- **Test de conformité (IEC 61850-10)** : Garantir que les dispositifs sont conformes aux normes IEC 61850, en validant leur fonctionnalité, leurs performances et leur interopérabilité.
- **Test d'interopérabilité** : Vérifier que les dispositifs de différents fabricants peuvent fonctionner ensemble de manière transparente dans un environnement IEC 61850.
- **Test d'acceptation en usine (FAT)** : Réalisé dans des environnements contrôlés pour valider l'intégration des appareils et leurs configurations avant le déploiement.
- **Des tests :P réception sur site (SAT)** sont effectués sur site pour s'assurer que le système fonctionne correctement dans son environnement réel.

Outils et pratiques pour les tests :

- **Simulateurs et outils de test** : Utiliser pour simuler les conditions de sous-station et valider le comportement de dispositif.
- **Cadres de tests automatisés** : Améliorer l'efficacité en automatisant les processus de tests répétitifs.

3.11.4 Intégration de SCL, de nœuds logiques, des bus de sous-station et des couches de communication

La norme IEC 61850 combine les nœuds logiques, les bus de sous-station et les couches de communication dans un cadre cohérent, le SCL servant de base de configuration.

- **Nœuds logiques** : Fonctions abstraites telles que la protection et le contrôle pour une communication cohérente.
- **Bus de sous-station** : Fournir des chemins hiérarchiques pour le flux de données, la modularité et l'évolutivité.

- **SCL** : Centraliser et normaliser la configuration du système, simplifiant ainsi l'ingénierie et les tests.
- **Couches de communication** : Exploiter la mise en réseau et de la redondance basées sur Ethernet (PRP/HSR) pour plus de fiabilité.

La norme IEC 61850 fournit un cadre robuste pour l'automatisation des sous-stations, intégrant des nœuds logiques, des bus hiérarchiques et une communication en couches avec une configuration normalisée via SCL. Ses dispositions de test garantissent la conformité et l'interopérabilité, ce qui en fait la pierre angulaire de l'automatisation moderne des services publics d'électricité.

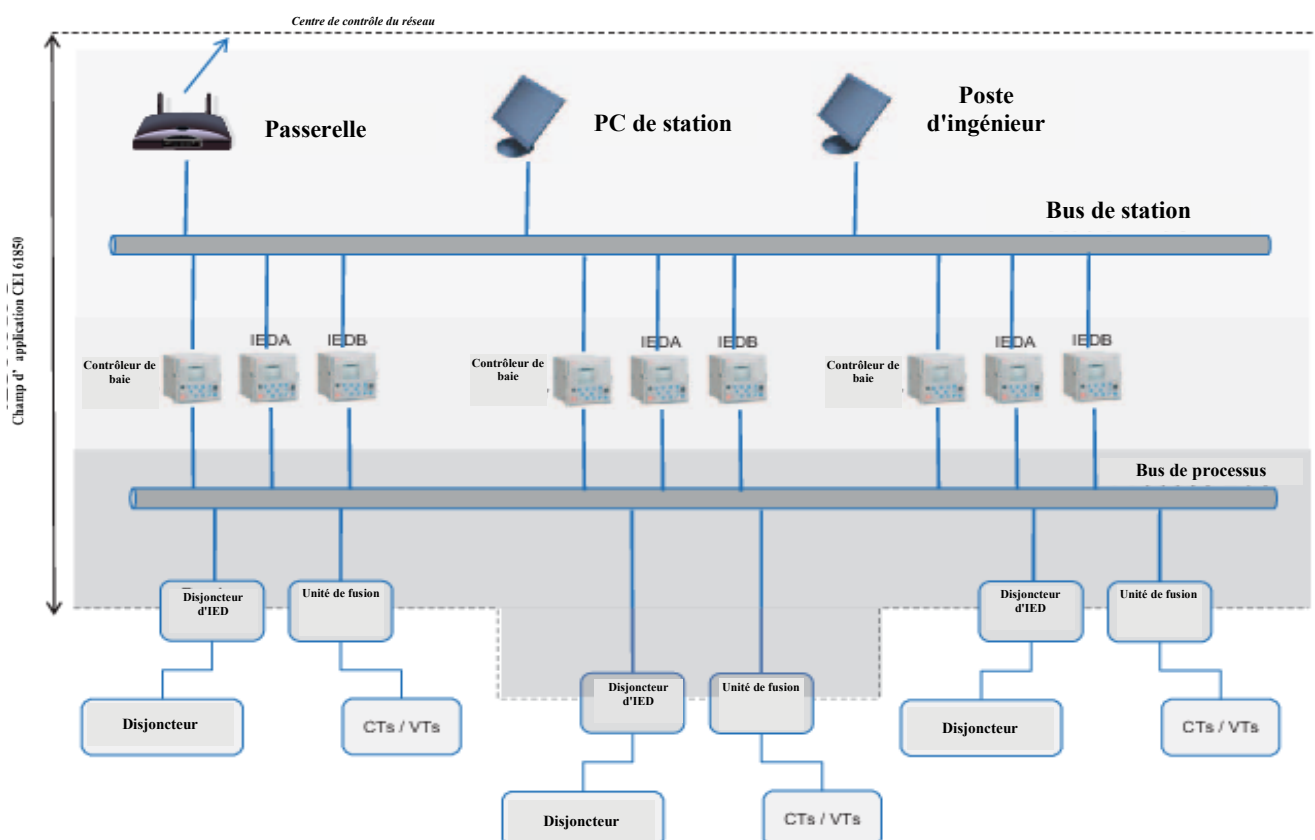


Figure 6 : Architecture de bus de sous-station IEC 61850

Source : Jean-Charles Tournier, T. Werner, Réunion générale de l'IEEE PES, 25 juillet 2010
Ingénierie, Sciences de l'environnement, Réunion générale de l'IEEE PES

4 ARCHITECTURES D'AUTO-MATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

4.1 Systèmes centralisés ou décentralisés

Les architectures d'automatisation des systèmes d'alimentation sont classées comme centralisées ou décentralisées, chaque approche étant adaptée à des besoins opérationnels spécifiques en fonction de la taille du réseau, des exigences de temps de réponse et des objectifs de fiabilité.

Systèmes centralisés : les centres de contrôle agrègent les données de l'ensemble du réseau pour prendre des décisions.

- **Avantages :** la vue unifiée du réseau simplifie la coordination, la gestion de données et la sécurité.
- **Défis :** le temps de réponse plus lents en raison des retards de transmission des données et de la dépendance à l'égard d'un seul centre de contrôle, ce qui constitue un point potentiel de défaillance.

Systèmes décentralisés : le contrôle est distribué à des dispositifs locaux, tels que les IED, ce qui permet une prise de décision indépendante ou coopérative.

- **Avantages :** réponses plus rapides et résilience accrue puisque les pannes locales ne perturbent pas l'ensemble du système.
- **Défis :** il est complexe de synchroniser les données sur plusieurs points et de maintenir une vue d'ensemble cohérente du système.

Les systèmes centralisés sont efficaces pour les réseaux urbains compacts, tandis que les systèmes décentralisés sont idéaux pour les réseaux géographiquement dispersés nécessitant une prise de décision localisée.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 1547 et ISO 50001.

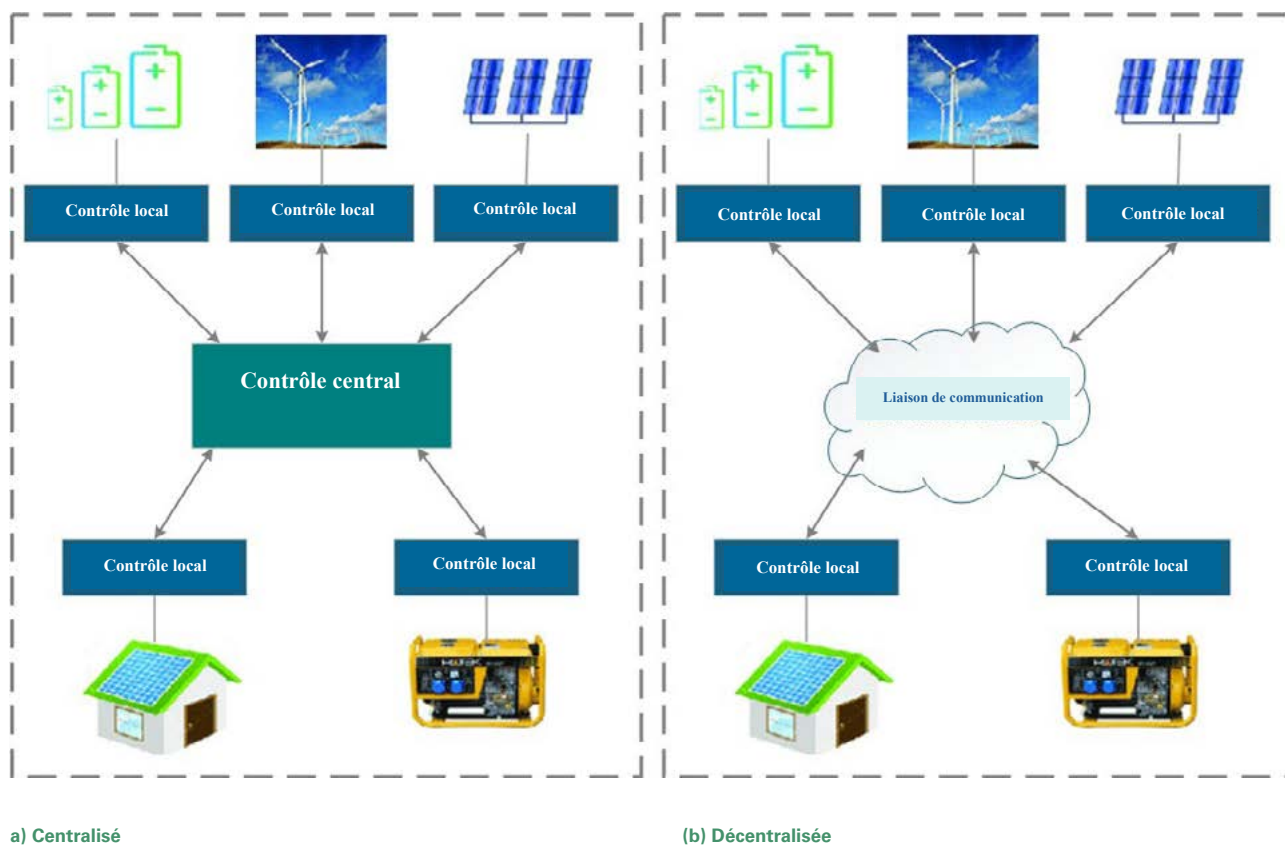


Figure 7 : Structures centralisées et décentralisées de contrôle dans les systèmes électriques

4.2 Structures d'automatisation hiérarchiques

Les structures hiérarchiques organisent l'automatisation des systèmes d'alimentation en niveaux distincts, chacun remplissant des rôles spécifiques, assurant ainsi des opérations efficaces et systématiques.

- **Niveau de terrain** : comprend des dispositifs tels que les IED et les RTU qui surveillent et contrôlent les équipements tels que les transformateurs et les disjoncteurs. Les données sont traitées en temps réel et les actions sont exécutées de manière autonome.
- **Niveau de station** : les données recueillies sur le terrain sont agrégées, l'automatisation locale est gérée et les opérations sont stabilisées à l'aide de systèmes SCADA localisés.
- **Niveau de contrôle du réseau** : l'ensemble du réseau est surveillé, en effectuant des tâches telles que l'équilibrage de charge et la réponse à la demande par le biais d'une prise de décision centralisée.

Exemple :

en cas de panne, le niveau de terrain isole le problème, le niveau de station assure la stabilité locale et le niveau de contrôle du réseau maintient la continuité sur l'ensemble du réseau.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE 2030.5 et IEC 61970

4.3 Systèmes de contrôle intégrés

Les systèmes de contrôle intégrés unifient la protection, le contrôle et la surveillance dans un cadre cohérent, remplaçant ainsi les systèmes séparés traditionnels.

Avantages : opérations rationalisées, réduction de la complexité des dispositifs et de communication et maintenance simplifiée.

Interopérabilité : des normes, telles que la norme IEC 61850, facilitent la communication et l'intégration transparentes des dispositifs.

Coordination améliorée : un seul dispositif peut gérer la protection, la journalisation et les alertes, améliorant ainsi l'efficacité et la surveillance globales du système.

Exemple :

une sous-station utilise un système intégré pour gérer la régulation de tension, l'isolation de défauts et la surveillance via une interface unifiée, réduisant ainsi la complexité et améliorant la fiabilité.

Normes applicables :

IEC 61850, IEEE C37.118 et IEC 62351.

4.4 Architectures basées sur le cloud et la périphérie

Le cloud et l'informatique en périphérie de réseau transforment l'automatisation des systèmes d'alimentation en fournissant des méthodes innovantes pour le traitement et le stockage des données.

Architectures basées sur le cloud : transmettre des données à des serveurs distants pour le stockage et l'analyse.

Avantages : évolutivité, infrastructure rentable et prise en charge de l'analyse prédictive à long terme.

Défis : une latence plus élevée et des vulnérabilités en matière de cybersécurité rendent ce système moins adapté au contrôle en temps réel.

Architectures basées sur l'informatique en périphérie de réseau : traiter les données localement, à proximité de la source, par exemple dans des sous-stations ou des dispositifs de terrain.

Avantages : faible latence, protection contre les défauts en temps réel et besoins réduits en bande passante de communication.

Défis : coûts matériels plus élevés et complexité accrue de la gestion des systèmes distribués.

Exemple : un système hybride combine l'informatique en périphérie de réseau pour les tâches urgentes, telles que l'isolation des pannes, avec l'informatique en nuage pour le stockage évolutif des données et l'analyse avancée.

Normes applicables :

IEC 61968, ISO 27001 et IEEE 2030.

5 COMMUNICATION ET GESTION DE DONNÉES

5.1 Conception de réseaux de communication robustes pour l'automatisation des systèmes d'alimentation

Une conception de réseau robuste est essentielle pour garantir une communication de données efficace, sécurisée et fiable pour l'automatisation des systèmes d'alimentation. Les principaux éléments à prendre en compte incluent la réduction de la latence, l'optimisation du débit, la garantie d'une synchronisation temporelle précise et l'intégration de la redondance pour maintenir l'intégrité du système sur **les réseaux locaux (LAN), les réseaux étendus (WAN)** et les systèmes Ethernet. Voici quelques informations sur la redondance des réseaux de communication.

5.1.1 Topologies physiques et logiques

- **Types de topologies :**

- Topologie en étoile : dispose d'un hub central ou d'un commutateur central auquel tous les dispositifs se connectent. Même si c'est simple et facile à gérer, sa dépendance à l'égard d'un seul point de défaillance la rend moins résilient pour les applications critiques des systèmes d'alimentation, en particulier dans les réseaux locaux basés sur Ethernet.
- Topologie en anneau : les dispositifs sont connectés en boucle circulaire, ce qui permet aux données de circuler dans les deux sens. Cette topologie offre une meilleure tolérance aux pannes par rapport aux réseaux en étoile,

car la communication peut être réacheminée en cas de défaillance d'une liaison. Elle est souvent mise en œuvre dans les réseaux locaux basés sur Ethernet pour la communication des sous-stations.

- Topologie maillée : chaque dispositif se connecte à plusieurs autres dispositifs, offrant de nombreux chemins de données alternatifs. Les réseaux maillés offrent une résilience exceptionnelle, ce qui les rend idéaux pour les réseaux étendus (WAN) et les systèmes à grande échelle, bien que leur conception et leur gestion soient plus complexes.

- **Topologies hybrides :** elles combinent plusieurs topologies de base (par exemple, une étoile dans un anneau) pour équilibrer la résilience, la complexité et le coût des systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation à grande échelle. Par exemple, les sous-stations peuvent utiliser une topologie en étoile au sein de la sous-station et se connecter à un réseau en anneau ou maillé au niveau de la transmission.

- **Application dans les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation :** les topologies en anneau et maillées sont particulièrement favorisées pour les systèmes de transmission et de distribution en raison de leur tolérance aux pannes, de leur évolutivité et de leur capacité à gérer un trafic élevé de données sur les infrastructures Ethernet et WAN.

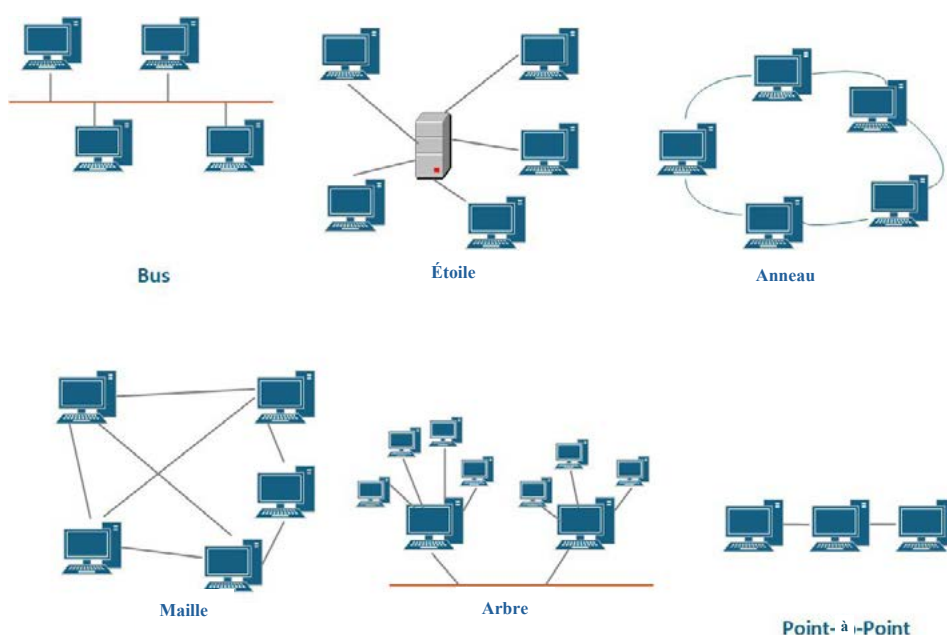


Figure 8 : Topologies courantes de réseau dans les systèmes de communication

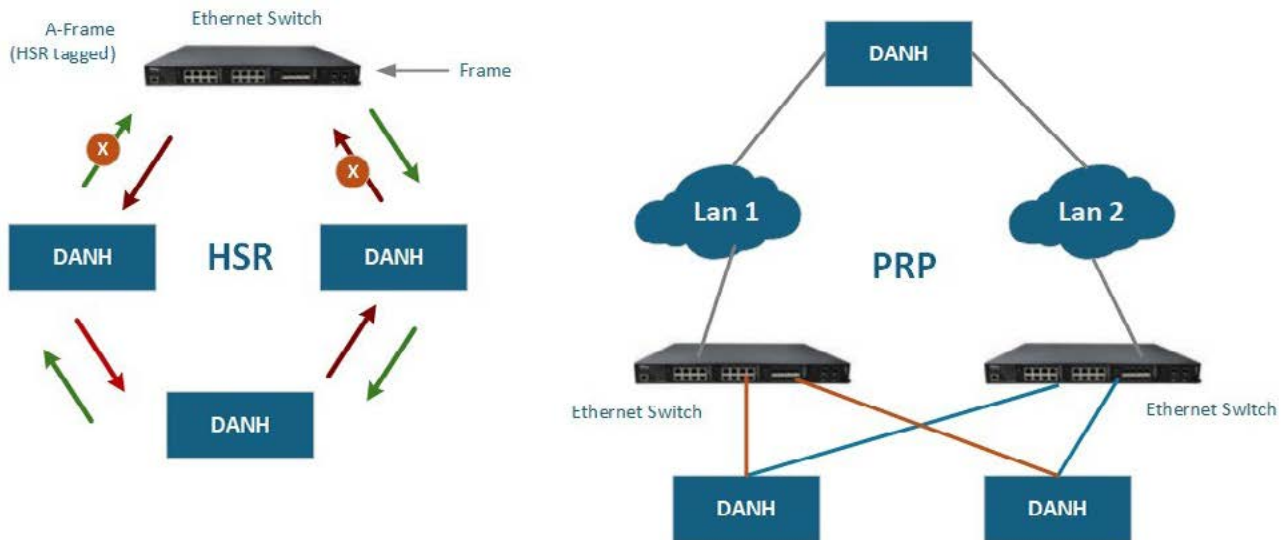


Figure 9 : Comparaison de la redondance transparente de haute disponibilité (HSR) et du protocole de redondance parallèle (PRP) dans la communication réseau

5.1.2 Redondance et résilience

Deux voies de communication :

Les réseaux mettent en œuvre deux voies pour garantir un flux de données ininterrompu, même en cas de perturbations physiques telles que les coupures de câbles ou les pannes matérielles. Les doubles voies sont essentiels pour les réseaux locaux (par exemple, au sein des sous-stations) et les WAN (par exemple, entre les réseaux de transmission).

- Les protocoles couramment utilisés pour la redondance comprennent :

Redondance transparente de haute disponibilité (HSR) :

- Le HSR est un protocole de redondance à temps de récupération nul, spécialement conçu pour les systèmes critiques nécessitant des performances en temps réel.
- Il duplique les paquets de données et les envoie dans les deux sens sur un réseau en anneau. En cas de défaillance d'un chemin, les paquets atteignent automatiquement leur destination via l'autre chemin.

Avantages du HSR :

- Basculement instantané sans perte de données.
- Idéal pour les systèmes de protection et de contrôle nécessitant une transmission de données à haut débit sur des réseaux locaux Ethernet, tels que ceux utilisant les protocoles

GOOSE ou SV (valeurs échantillonnées) dans les systèmes basés sur la norme IEC 61850.

- Il simplifie la détection et la récupération des défauts dans les sous-stations.

Protocole de redondance parallèle (PRP) :

- Le protocole PRP duplique le trafic et le transmet sur deux réseaux complètement indépendants, ce qui le rend parfaitement adapté aux applications critiques WAN et Ethernet.
- Contrairement au protocole HSR, le protocole PRP n'est pas limité aux topologies en anneau, offrant une flexibilité d'utilisation dans diverses conceptions de réseau.

Protocole STP (Spanning Tree Protocol) :

- Le STP garantit un fonctionnement sans boucle dans les réseaux Ethernet en bloquant les chemins redondants jusqu'à leur utilisation. Il empêche l'inondation de données et maintient la stabilité du réseau.
- Il est courant dans les applications industrielles en temps non réel, mais moins adapté aux systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation avec des exigences de latence strictes.

Les conceptions redondantes sont essentielles pour les réseaux locaux au sein des sous-stations et pour les réseaux étendus connectant des actifs distribués dans les réseaux à grande échelle.

5.1.3 Synchronisation horaire et horloges GPS

Une synchronisation temporelle précise est cruciale dans les systèmes d'automatisation de sous-stations et l'automatisation des systèmes d'alimentation pour garantir une corrélation précise des événements, une surveillance en temps réel et la fiabilité du système. Diverses méthodes de synchronisation temporelle, notamment PTP, NTP, SNTP et IRIG-B, fonctionnent ensemble pour maintenir la synchronisation à l'échelle du système, améliorant ainsi l'analyse de défauts, les applications de synchrophaseur et la coordination de la protection.

5.1.3.1 Protocole de temps de précision (PTP)

- Le PTP, normalisé par l'IEEE 1588 et l'IEC 61588, fournit une synchronisation temporelle au niveau de la microseconde au sein des dispositifs en réseau.
- Il est essentiel pour les systèmes de surveillance à zone étendue (WAMS), les synchrophaseurs, les enregistreurs numériques de défauts (DFR) et les relais de protection, où une corrélation d'événements de haute précision est requise.
- Le PTP fonctionne sur les réseaux locaux Ethernet, assurant une synchronisation précise même dans les réseaux à haut débit.
- Il est souvent associé à la redondance transparente de haute disponibilité (HSR) ou au protocole de redondance parallèle (PRP) pour maintenir la synchronisation même en cas de défaillance du réseau.

5.1.3.2 Protocoles NTP (Protocole d'heure réseau) et SNTP (Protocole de temps réseau simple)

- NTP est un protocole largement utilisé pour synchroniser les horloges dans les systèmes en réseau, garantissant une précision de la milliseconde à la sous-milliseconde.
- SNTP est une version simplifiée de NTP avec une complexité réduite, offrant une précision de l'ordre de la milliseconde sans compenser les retards du réseau.

Utilisation dans les systèmes électriques

- NTP est utilisé pour les systèmes SCADA, l'enregistrement des événements, la surveillance du réseau et la synchronisation des systèmes de contrôle, où une précision élevée est bénéfique, mais pas critique.

- SNTP est souvent utilisé dans les dispositifs au niveau de station tels que l'IHM (interfaces homme-machine), les systèmes de surveillance à distance et les commutateurs réseau qui nécessitent une synchronisation temporelle de base.

Comparaison avec le PTP :

- Alors que le PTP offre une précision inférieure à la microseconde, le NTP et le SNTP sont plus adaptés au chronométrage à usage général dans les sous-stations et les centres de contrôle.
- Le NTP et le SNTP fonctionnent efficacement sur les réseaux LAN et WAN, mais ils sont moins précis que le PTP, ce qui les rend inadaptés à la synchronisation de valeurs échantillonnées (SV) dans les applications de bus de processus.

5.1.3.3 IRIG-B

- IRIG-B est un protocole de synchronisation temporelle qui fournit des signaux de synchronisation précis pour diverses applications industrielles et de systèmes électriques.
- Il fournit une précision inférieure à la sous-milliseconde, ce qui le rend adapté à l'enregistrement d'événements, à l'analyse de défauts et aux systèmes de protection.
- Il fournit une synchronisation de secours en cas de défaillance du GPS ou de perturbations PTP (Protocole de précision horaire).
- Fréquemment utilisé dans l'automatisation des sous-stations pour maintenir la précision de l'enregistrement d'événements.

Comparaison avec d'autres protocoles de synchronisation

- Plus précis que le SNTP, mais moins précis que le PTP.
- IRIG-B est indépendant de la congestion du réseau puisqu'il ne repose pas sur une communication par paquets comme NTP ou PTP.
- Il peut fonctionner avec GPS, NTP et PTP pour la redondance dans les architectures de synchronisation horaire.

5.1.3.4 Horloges du système global de positionnement (GPS)

- Les horloges basées sur le GPS fournissent une référence temporelle universelle, atteignant une précision de l'ordre de la nanoseconde.
- Utilisé dans les sous-stations et les centres de contrôle, le GPS assure une synchronisation fiable des systèmes de protection, de contrôle et de mesure.
- Les horloges GPS s'intègrent à plusieurs protocoles de synchronisation, notamment PTP, NTP, SNTP et IRIG-B, ce qui permet une distribution transparente de l'heure précise sur les réseaux LAN et WAN.

• Mécanismes de sauvegarde :

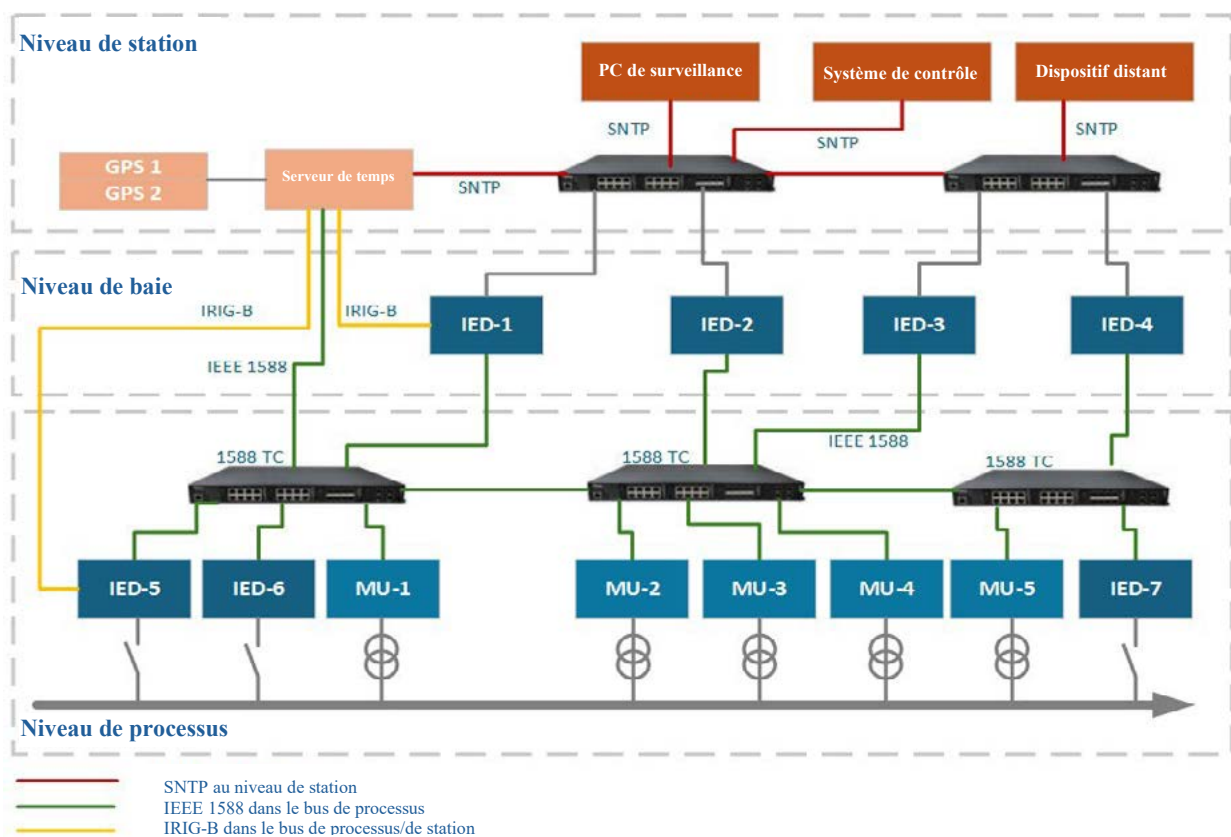
- Le protocole PTP peut prendre le relais si les signaux GPS sont perdus.
- Les signaux IRIG-B servent de sauvegarde supplémentaire pour maintenir la synchronisation.
- Les serveurs NTP/SNTP offrent une couche supplémentaire de redondance pour les systèmes au niveau de la station.

Cette redondance garantit la stabilité du système, évitant ainsi les défaillances en cascade dans l'automatisation des sous-stations dues à une perte de synchronisation temporelle.

5.1.3.5 Redondance des sources horaires

- Plusieurs horloges GPS sont déployées dans les sous-stations pour assurer une synchronisation continue et éviter la dépendance à une seule source horaire.

La figure 10 montre l'interaction entre les horloges GPS, les serveurs de temps, les dispositifs électroniques intelligents (IED), les unités de fusion (MU) et les protocoles de communication (SNTP, IEEE 1588 PTP, IRIG-B et MMS).



Graphique 10 : Illustration de la redondance pour la synchronisation horaire dans un système d'automatisation de sous-station

SNTP (Protocole de temps réseau simple) - Ligne rouge

- Il est utilisé pour la synchronisation horaire du bus de station.
- Il fournit une précision de l'ordre de la milliseconde, principalement pour les systèmes de contrôle, l'enregistrement des événements et la surveillance.

IEEE 1588 PTP (Protocole de précision temporelle) - Ligne verte

- Il est utilisé pour une synchronisation de haute précision dans le bus de processus.
- Il prend en charge une précision inférieure à la microseconde, cruciale pour les valeurs échantillonnées (SV) dans les unités de fusion et les relais de protection.
- Il utilise des horloges transparentes (1588 TC) dans les commutateurs de réseau pour maintenir la précision.

IRIG-B (Code temporel B de groupe d'instrumentation d'intervalle) - Ligne jaune

- Il est utilisé comme méthode de secours de la synchronisation horaire.
- Il fournit une précision inférieure à la sous-milliseconde.
- Il est couramment utilisé dans les relais de protection, les enregistreurs numériques de défauts (DFR) et les unités de mesure de phaseur (PMU).

Synchronisation primaire basée sur GPS (via SNTP, IEEE 1588 PTP et IRIG-B).**Synchronisation redondante à l'aide de l'IEEE 1588 PTP et IRIG-B en cas de défaillance du GPS.****Niveau de la station (couche supérieure)**

- **GPS 1 et GPS 2** : ce sont des sources d'horloge GPS redondantes qui fournissent une synchronisation temporelle très précise.
- **Serveur de temps** : agit comme une unité centrale de distribution du temps, recevant les signaux horaires des horloges GPS et les distribuant sur le

réseau à l'aide de SNTP (lignes rouges) et IRIG-B (lignes jaunes).

- **PC de surveillance, système de contrôle et dispositif distant** : ces systèmes reçoivent une synchronisation temporelle basée sur SNTP à des fins générales de chronométrage et de journalisation du réseau.

Niveau de la baie (couche intermédiaire)

- **Dispositifs électroniques intelligents (IED)** : il s'agit de dispositifs de protection, de contrôle et d'automatisation qui s'appuient sur une synchronisation temporelle précise pour la corrélation des événements, la surveillance et les fonctions de contrôle.
- **Unités de fusion (MU)** : elles convertissent les signaux analogiques des transformateurs de courant/tension en valeurs échantillonnées (SV) numérisées conformément à la norme IEC 61850-9-2 et nécessitent une synchronisation précise.
- **IEEE 1588 (PTP) - lignes vertes** : utilisé pour la synchronisation de haute précision dans le bus de processus, permettant une précision inférieure à la sous-microseconde pour les valeurs échantillonnées (SV) et la corrélation d'événements.
- **IRIG-B (lignes jaunes)** : fournit une synchronisation de secours, assurant un fonctionnement continu en cas de perte de synchronisation GPS ou PTP.
- **1588TC (horloge transparente)** : les commutateurs de réseau prennent en charge la fonctionnalité IEEE 1588 – Horloge transparente, pour minimiser les erreurs de synchronisation de l'heure sur le réseau Ethernet.

Niveau du processus (couche inférieure)

- **Bus de processus** : connecte les unités de fusion (MU) et les IED, à l'aide de la norme IEEE 1588 PTP (lignes vertes) pour une synchronisation temporelle de haute précision dans les fonctions de mesure et de protection.
- **Transformateurs de courant et de tension (TC/TT)** : mesurent les signaux électriques et les transmettent aux unités de fusion pour la numérisation et le traitement ultérieur.

Cette configuration est essentielle pour les systèmes modernes d'automatisation de sous-station basés sur la norme IEC 61850, garantissant la corrélation précise des événements, l'analyse des défauts et la fiabilité du système.

5.1.4 Considérations relatives à la sécurité

Mesures de cybersécurité :

- Les pare-feux, les réseaux privés virtuels (VPN) et le chiffrement sécurisent les communications LAN et WAN contre les menaces externes.
- Les listes de contrôle d'accès (ACL) et l'authentification multi-facteur renforcent la protection pour les infrastructures critiques, en particulier dans les systèmes basés sur Ethernet.

Résilience face aux attaques :

- Les protocoles de redondance tels que HSR et PRP améliorent la résilience contre les cyberattaques en garantissant le bon fonctionnement des voies de communication, même en cas de perturbations.
- Les systèmes de synchronisation horaire, y compris les horloges GPS, sont protégés contre les attaques d'usurpation d'identité et de brouillage grâce au chiffrement et aux protocoles sécurisés.

Normes de conformité :

- les directives de cybersécurité issues de normes, telles que **la norme IEC 62351**, garantissent la mise en œuvre et l'exploitation sécurisées des réseaux de communication Ethernet et WAN dans les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation.

5.1.5 Exemple d'application : Topologies redondantes dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

Topologie en anneau avec HSR :

- Un réseau de sous-stations connecte des dispositifs électroniques intelligents (IED) en boucle à l'aide d'un HSR sur un réseau local Ethernet. Même en cas de défaillance d'une liaison, les paquets de données sont réacheminés de manière transparente via le chemin alternatif, sans retard ni perte de paquets. Ceci est essentiel pour les applications urgentes telles que les déclenchements de protection et le verrouillage.
- Les horloges GPS assurent la synchronisation horaire sur le réseau pour la corrélation des événements et l'analyse précise de défauts.

Topologie maillée dans les réseaux de transmission :

- Les grands réseaux de transmission utilisent souvent des topologies maillées combinées au pro-

tocole PRP sur les réseaux étendus (WAN), ce qui garantit une résilience élevée en fournissant plusieurs voies indépendantes pour le flux de données. En cas de défaillance de plusieurs liaisons, le réseau réachemine dynamiquement les données à l'aide d'autres chemins alternatifs, ce qui permet de maintenir la fiabilité du système.

Redondance avec PRP :

Le protocole PRP garantit que tous les paquets de données sont transmis simultanément sur deux réseaux indépendants (LAN A et LAN B).

En cas de défaillance d'un chemin, le dispositif récepteur utilise le paquet du chemin alternatif sans perte de données ni délai.

Connectivité maillée :

Les nœuds et les Quadbox sont interconnectés, créant ainsi plusieurs chemins redondants pour le flux de données.

En cas de défaillance de plusieurs liaisons, le système redirige dynamiquement le trafic via les chemins restants.

Haute fiabilité :

La combinaison du protocole PRP et de la topologie maillée garantit une communication ininterrompue, même en cas de panne.

Les Quadbox jouent un rôle essentiel dans la gestion de ces chemins et le maintien de l'intégrité du réseau.

5.1.6 Principaux avantages de la redondance avancée et de la synchronisation temporelle

- **Temps d'arrêt réduits** : les protocoles à temps de récupération nul, tels que HSR, éliminent les retards de communication en cas de panne, maintenant la stabilité du réseau sur les réseaux LAN et WAN.
- **Fiabilité améliorée** : les réseaux doubles et les chemins de données multiples dans les systèmes Ethernet et WAN garantissent une communication ininterrompue dans les applications critiques.
- **Coordination temporelle précise** : les horloges GPS et le protocole PTP assurent une synchronisation temporelle précise pour l'enregistrement des défauts, la coordination de la protection et les mesures de phaseurs.

- **Conceptions évolutives et flexibles** : les topologies maillées et hybrides, combinées à des protocoles de redondance, permettent aux réseaux de s'étendre et de s'adapter à l'évolution des exigences du réseau.
- **Intégrité et sécurité des données renforcées** : des voies de communication redondantes, une synchronisation temporelle sécurisée et des protocoles de cybersécurité garantissent l'exactitude des données et protègent contre les accès non autorisés.

Normes applicables

IEC 61850, IEC 62351, IEC 61588, IEEE 1588, IEEE 519, IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEEE C37.118, IEEE 1815, IEC 62056, IEC 61334 et IEC 61400.

5.2 Acquisition et surveillance des données

L'acquisition de données recueille des paramètres en temps réel, notamment la tension, le courant, le facteur de puissance et la fréquence, à des fins de surveillance et d'analyse pour maintenir la stabilité du réseau.

- **Intégration des capteurs** : les capteurs surveillent des paramètres tels que les conditions de charge, la qualité de l'énergie et l'état d'équipement, assurant ainsi une collecte précise des données en temps réel.
- **Concentrateurs de données** : agrégation de données provenant de plusieurs capteurs et dispositifs pour une communication efficace avec les centres de contrôle, en hiérarchisant les informations critiques.
- **Visualisation et alarmes** : les systèmes SCADA affichent visuellement les données en temps réel et déclenchent des alarmes lorsque les seuils de sécurité sont dépassés, ce qui permet une action rapide.



Exemple :

les capteurs de tension d'un réseau de distribution détectent les fluctuations anormales, déclenchant des alarmes qui incitent les opérateurs à résoudre le problème avant que les défauts ne se produisent.

Normes applicables :

IEC 60870-5, IEEE C37.1 et IEC 61970.

5.3 Analyse des données et prise de décisions

L'analyse des données transforme les données brutes en informations exploitables, améliorant ainsi la prise de décision et optimisant les opérations de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

- **Maintenance prédictive** : analyse les performances d'équipement pour prédire les pannes, réduisant ainsi les temps d'arrêt et les coûts de réparation.
- **Prévision de la charge** : utilise les données historiques pour prédire la demande, ce qui permet une meilleure allocation des ressources et évite les surcharges.
- **Détection des anomalies** : identifie les comportements inhabituels ou les défauts dans le réseau, permettant des réponses proactives pour éviter les perturbations majeures.
- **Flux de puissance optimal (OPF)** : optimise la distribution d'électricité en calculant les itinéraires les plus efficaces, en minimisant les pertes et en veillant à ce que la demande soit satisfaite.



Exemple :

l'analyse prédictive dans un parc éolien surveille les performances des turbines pour planifier la maintenance avant que les pannes ne se produisent, réduisant ainsi les coûts et les temps d'arrêt.

Normes applicables :

IEC 61968-4, ISO 55001 et IEEE 2030.5.

5.4 Gestion de données

Dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, un système d'information de l'usine (PIS) ou un Historien joue un rôle essentiel dans l'archivage et la gestion de données provenant des systèmes SCADA (contrôle de supervision et d'acquisition de données). Ces données prennent en charge les décisions opérationnelles, l'analyse des performances, les rapports de conformité et la maintenance prédictive.

5.4.1 Fonctions SCADA et Historien

Les systèmes SCADA assurent une surveillance et un contrôle en temps réel grâce à la collecte de données à partir de capteurs et de dispositifs électroniques intelligents (IED). Les Historiens complètent le système SCADA en stockant ces données à long terme pour une utilisation prolongée.

Fonctions clés :

- **Collecte de données en temps réel** : capture des données opérationnelles telles que la tension, le courant et l'état des disjoncteurs.
- **Archivage de données** : stockage de données dans un format de série chronologique pour une utilisation efficace à long terme.
- **Analyse des données** : prend en charge l'analyse des tendances, la génération d'indicateurs clés de performance (KPI) et la visualisation des performances.
- **Gestion des événements** : enregistrement et horodatage des événements critiques pour un examen ultérieur.
- **Intégration** : s'interface avec les systèmes de gestion de l'énergie (EMS) et d'autres systèmes d'entreprise pour des informations opérationnelles holistiques.

5.4.2 Composants des systèmes SCADA et Historien

- **Dispositifs de terrain** :
Les capteurs et les IED permettent la collecte et le contrôle des données en temps réel.

- **Infrastructure de communication :**

- L'infrastructure de communication facilite l'échange de données entre les dispositifs de terrain, les systèmes SCADA et l'Historien, garantissant ainsi un flux d'informations fiable et précis. Les principaux éléments sont les suivants :
- **Protocoles** : des normes, telles qu'IEC 61850 et DNP3, permettent une communication efficace et interopérable entre divers dispositifs et systèmes.
- **Passerelles et RTU** : les passerelles agrègent les données de plusieurs dispositifs de terrain, tandis que les unités terminales distantes (RTU) traitent et transmettent ces données au système SCADA pour une analyse plus approfondie.

- **Supports de communication :**

- Fibre optique : offre une communication à haut débit et de longue distance avec une latence minimale, adaptée aux applications critiques.
- Fils de cuivre : courants dans les systèmes existants et pour les communications à plus courte distance.
- Technologies sans fil : comprend les réseaux radio, Wi-Fi et cellulaires, offrant flexibilité et la facilité de déploiement dans des environnements éloignés ou difficiles.

- **Station principale SCADA :**

- **IHM (Interface Homme-Machine)** : fournit une visualisation et un contrôle en temps réel aux opérateurs.
- **Acquisition de données** : traite les données collectées pour les stocker dans l'Historien.

- **Base de données Historien :**

bases de données de séries chronologiques spécialisées conçues pour stocker des données haute résolution en toute sécurité au fil du temps.

- **Analyse et cybersécurité :**

- **Analyse** : outils pour les rapports de tendance, l'analyse des indicateurs clés de performance et les informations prédictives.
- **Cybersécurité** : mécanismes permettant de protéger les données opérationnelles sensibles et d'assurer la conformité réglementaire.

5.4.3 Amélioration des systèmes SCADA et Historien avec l'accès à distance

Les systèmes SCADA et Historien modernes exploitent de plus en plus l'accès à distance sécurisé pour améliorer la flexibilité opérationnelle et les temps de réponse. Les principaux avantages sont les suivants :

- **Alertes d'alarme** : les opérateurs peuvent recevoir des notifications instantanées sur les alarmes critiques via des appareils mobiles ou par e-mail, garantissant ainsi des réponses rapides.
- **Dépannage** : les ingénieurs et les techniciens peuvent accéder à distance aux données du système pour diagnostiquer et résoudre les problèmes sans être sur site, ce qui réduit les temps d'arrêt.
- **Surveillance** : les superviseurs et les décideurs peuvent surveiller en permanence les performances et les tendances depuis n'importe quel endroit, ce qui favorise la prise de décision proactive.

Pour garantir un accès à distance sûr et fiable :

- Utilisez **des VPN (réseaux privés virtuels) et des pare-feux** pour établir des canaux de communication sécurisés.
- Mettez en œuvre l'**authentification multifactorielle** pour vous protéger contre les accès non autorisés.
- Mettez régulièrement à jour les micrologiciels et les logiciels pour corriger les vulnérabilités émergentes.

En combinant les systèmes SCADA et Historien avec des fonctionnalités avancées telles que l'accès à distance, les services publics peuvent améliorer leurs capacités pour une automatisation sécurisée des systèmes d'alimentation, efficace et axée sur les données. Cela garantit la résilience opérationnelle, la conformité réglementaire et l'amélioration de la fiabilité du système.

Normes applicables :

61850, IEC 61970/61968,
OPC UA (IEC 62541), IEEE C37.118,
IEC 62351 et ISO 27001.

5.5 Intégration des applications : modèle de données commun (CIM) pour les opérations du réseau

Le modèle de données commun (CIM) fournit une structure de données standardisée qui facilite l'intégration et l'interopérabilité entre les applications d'automatisation des systèmes d'alimentation.

- **Structure de données standardisée** : assure un échange de données transparent entre les systèmes - tels que SCADA et SIG - et la gestion des pannes.
- **Interopérabilité améliorée** : permet l'intégration de divers équipements et logiciels provenant de différents fournisseurs sans problèmes de compatibilité.
- **Intégration SIG** : combine les données du réseau avec des visuels géographiques pour une détection efficace des pannes, une planification de la maintenance et une connaissance de la situation.
- **Applications avancées** : prend en charge la réponse à la demande et la gestion des ressources énergétiques décentralisées (RED), améliorant ainsi la flexibilité et l'efficacité du réseau.

Exemple :

Un service public utilise le CIM pour intégrer les systèmes SCADA, SIG et de panne, ce qui permet aux opérateurs d'identifier les emplacements de pannes sur une carte et de répartir efficacement les équipes.

Normes applicables :

IEC 61968, IEC 61970 et ISO 19115.

5.6 Intégration des systèmes de services publics

Dans les systèmes d'alimentation modernes, l'efficacité opérationnelle, la fiabilité et l'adaptabilité sont essentielles. L'intégration des systèmes spécialisés, tels que OMS, CIS, SGE, DMS, AMS, WMS et SIG, est essentielle pour atteindre ces objectifs, en particulier dans le cadre de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Ces systèmes améliorent collectivement la prise de décision basée sur les données, la coordination opérationnelle et la gestion des ressources.

5.6.1 Système de gestion des pannes (OMS) :

- OMS identifie, analyse et suit les pannes sur l'ensemble du réseau, ce qui permet une restauration plus rapide. Il s'intègre aux systèmes SCADA et SIG pour localiser les défauts et réacheminer l'alimentation.
- Avantage de l'automatisation : réduit la durée des pannes et améliore la satisfaction des clients grâce à l'isolation et à la résolution rapides des pannes.

5.6.2 Système d'information client (CIS) :

- CIS gère les données de clients, y compris la facturation, les demandes de service et les notifications de panne. L'intégration avec le système OMS garantit une communication proactive avec les clients en cas de perturbations.
- Avantage de l'automatisation : améliore l'expérience client en fournissant des informations en temps opportun et en rationalisant la gestion des comptes.

5.6.3 Système de gestion de l'énergie (SGE) :

- SGE supervise la production, la transmission et l'équilibre énergétique, optimisant ainsi les performances du réseau. Il comprend des fonctionnalités telles que la prévision de charge, la répartition de la production et le contrôle de la tension.
- Avantage de l'automatisation : augmente la fiabilité du réseau et soutient l'intégration des énergies renouvelables grâce à des contrôles prédictifs et adaptatifs.

5.6.4 Système de gestion de la distribution (DMS) :

- DMS assure la surveillance et le contrôle en temps réel des réseaux de distribution. Il gère des tâches telles que la détection, l'isolation et la restauration des défauts (FDIR) et l'équilibrage de charge.
- Avantage de l'automatisation : améliore l'efficacité opérationnelle en optimisant le flux d'énergie et en réduisant les temps d'arrêt dans le réseau de distribution.

5.6.5 Système de gestion du travail (WMS) :

- WMS coordonne le travail sur le terrain, y compris les réparations, les inspections et les calendriers d'entretien. Il s'intègre aux systèmes AMS et SIG pour une allocation efficace des ressources.
- Avantage de l'automatisation : améliore la productivité de la main-d'œuvre et garantit une réponse rapide aux problèmes du système.

5.6.6 Système d'information géographique (SIG) :

- SIG fournit une visualisation spatiale des actifs du réseau, de l'infrastructure et des pannes. Il s'intègre aux systèmes OMS, au DMS et au WMS pour une prise de décision précise basée sur la localisation.
- Avantage de l'automatisation : améliore la planification et la résolution de défauts grâce à l'analyse géospatiale et à la cartographie en temps réel des actifs du réseau.

5.6.7 Système de gestion des actifs (AMS) :

En Afrique, où la maturité des infrastructures est très variable, les systèmes de gestion d'actifs (AMS) sont essentiels aux systèmes modernes d'automatisation des systèmes d'alimentation. Le système AMS fournit un cadre pour surveiller, analyser et maintenir l'état des infrastructures électriques, assurant une gestion efficace des actifs dans les régions urbaines et rurales. Ces systèmes utilisent les données de capteurs pour soutenir la maintenance prédictive, optimiser le cycle de vie d'équipements critiques et améliorer la fiabilité de la distribution d'énergie, une nécessité pour relever des défis tels que l'accès à l'énergie, les infrastructures vieillissantes et l'intégration des énergies renouvelables.

5.6.7.1 Fonctions de base du système AMS dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

- **Surveillance des conditions :**
 - Les capteurs surveillent des paramètres tels que la température, les vibrations, les niveaux d'huile et les courants électriques dans les transformateurs, les disjoncteurs et les sous-stations.
 - Dans les divers climats de l'Afrique, tels que la chaleur ou l'humidité extrêmes, la surveillance des conditions détecte des tendances ou des anomalies indiquant des défaillances potentielles.
- **Maintenance prédictive :**
 - Utilise des analyses avancées et l'apprentissage automatique pour prédire quand les pannes de composants, évitant ainsi les pannes imprévues.
 - Par exemple, la maintenance prédictive est appliquée dans les régions où les défis logistiques rendent les réparations réactives coûteuses et chronophages.
- **Gestion du cycle de vie :**
 - Suit l'historique des actifs, y compris les dates d'installation, les conditions de fonctionnement et les registres d'entretien.
 - Permet de prendre des décisions éclairées en matière de réparation ou de remplacement, ce qui aide les services publics en Afrique à prolonger la durée de vie d'équipements coûteux tels que les transformateurs à haute tension.
- **Diagnostic de défauts :**
 - Identifie rapidement les causes profondes des dysfonctionnements à l'aide de données historiques et en temps réel.
 - Permet un rétablissement plus rapide du courant dans les zones éloignées ou mal desservies, réduisant ainsi les interruptions de service.
- **Intégration avec d'autres systèmes :**
 - Le système AMS s'intègre aux systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA), aux systèmes de gestion de l'énergie (EMS) et aux systèmes de contrôle distribué (DCS).
 - Dans les réseaux, cette intégration garantit une approche unifiée des opérations à travers diverses configurations d'infrastructure.

5.6.7.2 Avantages de l'automatisation du système AMS en Afrique

- **Prolongation de la durée de vie des actifs :**

En surveillant de manière proactive les infrastructures, le système AMS aide les services publics en Afrique à prolonger la durée de vie opérationnelle des actifs dans des conditions environnementales difficiles.
- **Réduction des pannes non planifiées :**

L'analyse prédictive est essentielle pour réduire les pannes dans les zones où l'alimentation électrique fiable est essentielle au développement économique et social.
- **Optimisation des calendriers de maintenance :**

La maintenance est effectuée en fonction de l'état d'équipement, ce qui permet d'économiser des ressources et de remédier aux pénuries d'expertise technique.
- **Amélioration de la sécurité :**

La détection précoce des problèmes permet d'éviter les défaillances catastrophiques, améliorant ainsi la sécurité dans les zones urbaines et rurales.

5.6.7.3 Normes et protocoles modernes dans le système AMS

En Afrique, les systèmes AMS bénéficient de normes internationales adaptées aux besoins locaux. Les principales normes sont les suivantes :

- **IEC 61850 :**
 - Largement adopté pour l'automatisation des sous-stations, cette norme permet au système AMS de standardiser la communication entre divers systèmes.
 - Elle soutient la communication en temps réel, essentielle à l'intégration des énergies renouvelables en Afrique.
- **IEC 61970/61968 (CIM - Modèle de données commun) :**

Elle assure un échange de données transparent entre les systèmes AMS, SCADA et EMS pour une gestion efficace du réseau.

- **DNP3 (Protocole de réseau distribué) :**
Il est couramment utilisé dans la surveillance à distance où l'infrastructure de télécommunication est limitée ou peu fiable.
- **OPC-UA (Architecture unifiée de communications en plate-forme ouverte) :**
Il permet une communication sécurisée et indépendante de la plate-forme entre le système AMS et les dispositifs, ce qui est particulièrement utile pour les systèmes d'énergie renouvelable décentralisés.
- **Norme ISO 55000 pour la gestion d'actifs :**
Elle fournit les meilleures pratiques pour la gestion des actifs, en se concentrant sur la maximisation de la valeur et de la fiabilité tout en réduisant les risques, en s'alignant bien sur les objectifs d'infrastructure en constante évolution de l'Afrique.

5.6.7.4 Technologies utilisées dans les systèmes de gestion des biens

- **Capteurs d'IoT :**
Il s'agit par exemple de capteurs à faible consommation déployés sur des lignes de transmission ou des sous-stations éloignées en Afrique rurale pour suivre la température, l'humidité et d'autres paramètres clés.

LoRaWAN et NB-IoT sont fréquemment utilisés pour connecter ces capteurs sur de longues distances.
- **Informatique en périphérie de réseau :**
Elle traite les données localement, réduisant ainsi la dépendance à la connectivité Internet intermittente dans les régions éloignées.
- **Analyse de mégadonnées :**
Elle traite de grands ensembles de données provenant de diverses sources, ce qui permet d'obtenir des informations sur les tendances en matière de performances des actifs et les besoins en matière de maintenance.
- **Intelligence artificielle et apprentissage automatique :**
Prise en charge de la maintenance prédictive et la détection des anomalies dans les réseaux avec des infrastructures vieillissantes ou mixtes.
- **Plateformes cloud :**
Les plateformes centralisées stockent les données de plusieurs régions, ce qui permet aux services

publics de superviser efficacement les opérations et la maintenance.

5.6.7.5 Exemples de la mise en pratique du système AMS en Afrique

- **Surveillance des transformateurs :**
Les services publics d'Afrique australe utilisent le système AMS pour surveiller la température de l'huile des transformateurs et les niveaux de gaz, réduisant ainsi les défaillances coûteuses et prolongeant la durée de vie d'équipements.
- **Exemple :** Intégration de la surveillance des actifs des transformateurs de Siemens aux systèmes IEC 61850.
- **Surveillance à distance des sous-stations :**
Dans les zones rurales du Kenya, le système AMS s'intègre au système SCADA pour surveiller à distance les sous-stations, réduisant ainsi le besoin d'inspections sur site.
- **Gestion des énergies renouvelables :**
Les parcs solaires d'Afrique du Nord utilisent le système AMS pour surveiller l'efficacité des panneaux, prévoir les besoins de maintenance et assurer une distribution continue d'énergie.
- **Gestion de défauts du réseau de distribution :**
En Afrique du Sud, les systèmes de détection de défauts équipés d'AMS réduisent les temps de réponse aux perturbations du réseau, améliorant ainsi la fiabilité.

5.6.7.6 Défis et considérations

- **Intégration de données :**
Les services publics en Afrique doivent gérer diverses infrastructures, combinant souvent des systèmes modernes et existants.
- **Cybersécurité :**
La protection de l'intégrité des données et la sécurisation des communications sont essentielles puisque l'automatisation se développe.
- **Évolutivité :**
Le système AMS doit s'adapter à l'expansion des réseaux et à l'augmentation des volumes de données, notamment face à la croissance rapide des projets d'énergie renouvelable.

Les systèmes de gestion des actifs sont essentiels pour le secteur de l'électricité en Afrique, car ils permettent aux services publics d'améliorer leur efficacité, de réduire leurs coûts d'exploitation et de répondre à la demande croissante d'électricité fiable. En exploitant des technologies avancées telles que l'IoT, l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique, le système AMS soutient la modernisation des réseaux, promeut l'utilisation durable de l'énergie et veille à ce que les infrastructures critiques puissent atteindre les objectifs de développement du continent.

5.7 L'intégration et l'automatisation dans les systèmes d'alimentation :

L'intégration de ces systèmes permet aux services publics d'automatiser et de rationaliser les opérations. Par exemple :

- **Intégration de systèmes OMS et SIG** : permet une identification rapide de l'emplacement des défauts et une répartition précise de l'équipe en cas de panne.
- **Coordination de systèmes DMS et AMS** : permet la maintenance prédictive des actifs en fonction de la condition du réseau en temps réel, réduisant ainsi les défaillances.
- **Connectivité des systèmes EMS et CIS** : relie la prévision de la demande à la facturation et aux habitudes de consommation des clients, soutenant ainsi les programmes de réponse à la demande.

En exploitant ces systèmes et en adhérant aux normes mondiales, les services publics peuvent développer des réseaux électriques hautement automatisés et efficaces, capables de relever les défis modernes tels que l'intégration des énergies renouvelables, la cybersécurité et les attentes croissantes des consommateurs.

Normes applicables :

IEC 61850, IEC 61968, IEC 61970, IEC 62351, ISO 55000, IEEE 1815, ISO 27001 et IEC 60870-5-104.

5.8 Technologies de communication et compatibilité avec la norme IEC 61850

5.8.1 Communication par courants porteurs en ligne (CPL)



Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- Compatibilité limitée en raison de la faible bande passante et de la latence élevée du CPL, ce qui est insuffisant pour les fonctionnalités de la norme IEC 61850 telles que la messagerie GOOSE ou les valeurs échantillonnées (SV).
- Adapté aux fonctions de base du système SCADA et aux signaux de télé-protection à faible bande passante, mais n'est pas idéal pour les l'automatisation avancée des systèmes d'alimentation.



Défis :

- Bruit et interférences : le bruit des lignes électriques dégrade la qualité du signal.
- Faible bande passante : ne peut pas prendre en charge la transmission de données à haut débit et à haut volume.
- Coût de la transition : la mise à niveau de CPL vers des systèmes modernes est coûteuse.



Possibilités de transition :

- Peut servir d'option de communication de secours.
- Les mises à niveau progressives vers la fibre optique ou le sans-fil peuvent aider les services publics à effectuer une transition efficace.

5.8.2 Communication par micro-ondes



Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- Modérément compatible ; supporte des applications en temps réel telles que la messagerie GOOSE et les systèmes SCADA avec une faible latence.
- Bande passante adéquate (jusqu'à plusieurs centaines de Mbit/s) pour la plupart des applications de la norme IEC 61850, mais difficulté à effectuer des tâches exigeantes en données sur de longues distances.



Défis :

- Dépendance à visibilité directe : les obstacles limitent le déploiement.

- Sensibilité aux conditions météorologiques : dégradation en cas de conditions défavorables.
- Risques de sécurité : vulnérable à l'interception et au brouillage.

Possibilités de transition :

- Solution provisoire fiable pour les réseaux régionaux.
- Servir de couche de redondance pour la communication critique.

5.8.3 Communication radio VHF/UHF

Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- Compatibilité limitée en raison d'une bande passante plus faible et d'une latence plus élevée par rapport aux systèmes à fibre optique ou à micro-ondes.
- Convenir aux applications à faible bande passante telles que la télémétrie et les fonctions de base du système SCADA.

Défis :

- Limitation de la bande passante : impossible de gérer les grands volumes de données requis pour les fonctionnalités avancées de la norme IEC 61850.
- Interférences : les fréquences radio encombrées dégradent les signaux.
- Latence et portée : l'UHF a une portée plus courte et une latence plus élevée que la VHF.

Possibilités de transition :

- Pratique pour les zones rurales et éloignées avec des contraintes de coût.
- Servir de solution provisoire ou de secours pour les applications de base de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

5.8.4 Réseaux de fibres optiques

Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- La référence absolue de la norme IEC 61850, prenant en charge toutes les exigences de communication, y compris la messagerie GOOSE, MMS et SV.

- La bande passante élevée, la faible latence et l'immunité aux interférences électromagnétiques le rendent idéal pour les applications avancées de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Défis :

- Coûts d'installation élevés : coûteux dans les zones rurales ou accidentées.
- Vulnérabilité physique : sujet au vol et aux dommages.
- Lacunes en matière d'infrastructure : limites de déploiement dans les régions sous-développées.

Possibilités de transition :

- Déploiement progressif grâce à des partenariats et de modèles hybrides.
- Les mesures de protection, telles que l'enfouissement des câbles, réduisent les risques de vol et de dommages.

5.8.5 Réseau 5G et autres technologies sans fil

Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- Hautement compatible, offrant une latence ultra-faible (<1 ms) et une bande passante élevée (jusqu'à 10 Gbit/s).
- Prend en charge les applications émergentes telles que l'Internet industriel des objets (IIoT) et les jumeaux numériques, améliorant ainsi les capacités de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Défis :

- Disponibilité limitée : infrastructures insuffisantes en dehors des zones urbaines.
- Coûts élevés : déploiement et octroi de licences de spectre coûteux.
- Complexité de l'intégration : investissement important nécessaire pour les systèmes existants.

Possibilités de transition :

- Déploiement dans les zones urbaines et les pôles industriels où le recouvrement des coûts est possible.
- Utilisation ciblée pour les applications hautement prioritaires, telles que la détection de défauts en temps réel.

5.8.6 Communication par fil de cuivre

Compatibilité avec la norme IEC 61850 :

- Compatibilité limitée en raison de contraintes de bande passante et de latence.
- Adapté à la communication au niveau du processus à courte distance dans les sous-stations.



Défis :

- Atténuation du signal : dégradation sur de longues distances, limitant l'utilisation pratique au-delà de quelques kilomètres.
- Interférences électromagnétiques (IEM) : haute sensibilité aux interférences provenant d'équipements électriques à proximité.
- Besoins d'entretien : sujet à l'usure et à la corrosion dans des environnements difficiles.

Applications de communication au niveau du processus :

- Le fil de cuivre est idéal pour la communication à courte distance au niveau du processus, comme la connexion de capteurs et d'actionneurs au sein de sous-stations.
- Utilisé lorsque la communication à haut débit ou à large bande passante n'est pas nécessaire, mais que la fiabilité est essentielle.



Possibilités de transition :

- Agit comme un moyen de communication secondaire rentable dans les configurations hybrides avec des technologies de fibre optique ou sans fil.

- Le remplacement progressif par la fibre optique dans les zones critiques peut équilibrer les performances et la rentabilité.
- Des techniques de blindage avancées peuvent réduire les interférences électromagnétiques et étendre leur fiabilité dans des applications spécifiques.

Limites de distance :

- Bien qu'ils conviennent à la communication au niveau du processus, les fils de cuivre ne peuvent pas prendre en charge efficacement les communications à longue distance sans amplification significative du signal ou répéteurs.
- Généralement limités à des distances inférieures à quelques kilomètres, en particulier dans des environnements très bruyants.

5.8.7 Résumé des technologies de communication dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

Le choix de la technologie de communication dépend de l'application spécifique, du **budget et des contraintes régionales**. La fibre optique et le réseau 5G sont idéales pour les fonctionnalités avancées de la norme IEC 61850, mais nécessitent des investissements importants. Les communications par micro-ondes et radio VHF/UHF offrent des solutions rentables et fiables pour les applications à faible bande passante ou de secours, tandis que le CPL reste essentiel pour les systèmes existants et les fonctionnalités de base. Les services publics doivent adopter des modèles hybrides pour combler le fossé entre les systèmes existants et les exigences modernes de la norme IEC 61850.

Résumé des technologies de communication dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

Technologie	Compatibilité	Défis	Meilleurs cas d'utilisation
CPL	Limité à la norme IEC 61850	Bruit, faible bande passante, latence élevée	Systèmes existants, communication de secours
Micro-ondes	Modérément compatible	Visibilité directe, sensibilité aux conditions météorologiques	Réseaux régionaux, redondance
Radio VHF/UHF	Limité à la norme IEC 61850 avancée	Faible bande passante, interférences	Régions rurales et éloignées
Fibre optique	Entièrement compatible	Coût élevé, vulnérabilités physiques	Automatisation avancée des systèmes d'alimentation, WAMS
5G sans fil	Très compatible	Coûts élevés, lacunes en matière d'infrastructure	Réseaux urbains, applications IIoT
Fil de cuivre	Limité à la norme IEC 61850 avancée	IEM, limitations de distance	Communication au niveau du processus

6 CONCEPTION ET PLANIFICATION DE SYSTÈMES D'AUTOMATISATION

6.1 Définition des objectifs d'automatisation

Les objectifs d'automatisation guident la conception et le déploiement de l'automatisation des systèmes d'alimentation pour s'aligner sur les objectifs opérationnels, économiques et environnementaux.

Considérations clés :

- **Fiabilité** : mettre en œuvre des capacités de détection de défauts, d'isolation et de restauration du service en temps réel pour minimiser les temps d'arrêt.
- **Efficacité** : optimiser les ressources énergétiques, équilibrer l'offre et la demande de manière dynamique et réduire les pertes de transmission grâce à des systèmes de contrôle automatisés.
- **Évolutivité** : concevoir des systèmes capables d'une expansion future pour prendre en charge les RED, l'intégration des énergies renouvelables et les charges croissantes.
- **Interopérabilité** : utiliser des normes de communication ouvertes telles que la norme IEC 61850 pour faciliter l'échange de données transparent entre les dispositifs de plusieurs fournisseurs.
- **Cybersécurité** : intégrer des mesures robustes pour la protection contre les menaces, en garantissant l'intégrité des données et la résilience du système.

Objectifs d'automatisation en pratique :

- Établir des indicateurs de performance, de fiabilité et de durabilité mesurables et atteignables grâce à l'automatisation.
- Mettre l'accent sur les priorités énergétiques régionales, telles que l'intégration des énergies renouvelables ou l'amélioration de la fiabilité de l'électrification rurale.

Normes applicables :

IEC 61850 (interopérabilité et automatisation des sous-stations).

ISO 50001 (Systèmes de gestion de l'énergie pour l'efficacité opérationnelle).

IEEE 1547 (Intégration des ressources énergétiques distribuées avec les systèmes de services publics).

6.2 Intégration et interopérabilité des systèmes

L'intégration des systèmes consolide divers composants d'automatisation dans un cadre unifié, tandis que l'interopérabilité garantit que divers dispositifs et systèmes fonctionnent ensemble de manière transparente.

Bonnes pratiques :

- Tirer parti de la **norme IEC 61850** pour définir des modèles de données et des protocoles standardisés afin de rationaliser la communication entre les dispositifs.
- Déployer des passerelles pour intégrer les systèmes existants, en leur permettant de communiquer à l'aide de protocoles modernes tels qu'IEC 60870 ou DNP3.
- Utiliser le modèle de données commun (**CIM**, IEC 61970/61968) afin de normaliser les structures de données pour la gestion de l'énergie, réduisant ainsi les problèmes de compatibilité et améliorant l'efficacité opérationnelle.

Défis techniques :

- Intégration de dispositifs de plusieurs fournisseurs avec des protocoles différents.
- Obtenir une communication à faible latence et à haute fiabilité dans les systèmes critiques.
- Synchronisation de systèmes distribués sur de vastes zones géographiques.

Résultats :

- Un système intégré avec succès fournit une vue unique et cohérente des opérations du système électrique, ce qui permet une meilleure prise de décision et des temps de réponse plus rapides.

Normes applicables :

IEC 61970/61968 (CIM pour l'intégration EMS/DMS).

IEEE 2030 (interopérabilité des réseaux intelligents et intégration des RED).

IEC 62325 (Communication pour les marchés d'énergie déréglementés).

6.3 Analyse coûts-avantages des projets d'automatisation

La réalisation d'une analyse coûts-avantages détaillée garantit la justification financière et l'alignement stratégique des projets d'automatisation.

Étapes clés :

- Estimation des coûts :
 - Évaluer les dépenses en capital (CAPEX) initiales pour le matériel, les logiciels et l'installation.
 - Calculer les dépenses opérationnelles (OPEX), y compris la maintenance, la formation et la cybersécurité.
- Analyse des avantages :
 - Quantifiez les économies d'exploitation grâce à la réduction des pannes, à l'amélioration de la durée de vie des actifs et à la réduction des coûts de main-d'œuvre.
 - Prévoir les avantages à long terme, tels que l'amélioration de la satisfaction des clients et de la conformité réglementaire.
- Évaluation des risques :
 - Évaluer les risques potentiels, tels que les violations de cybersécurité ou les dépassements de coûts, et intégrer des mesures d'urgence.

Outils et cadres :

- Utiliser la norme ISO 55000 pour la gestion du cycle de vie des actifs afin d'optimiser les coûts d'exploitation et de maintenance.
- Mettre en œuvre les calculs de retour sur investissement (ROI) et de valeur actuelle nette (VAN) pour évaluer les performances financières au fil du temps.

Normes applicables :

ISO 55000 (Cadre de gestion des actifs).

IEC 62351 (Coûts associés à la cybersécurité dans l'automatisation).

IEEE 1815 (Rapport coût-efficacité du protocole DNP3).

6.4 Gestion des risques en automatisation

La gestion des risques consiste à identifier, à évaluer et à atténuer les menaces potentielles pour le fonctionnement et la sécurité des systèmes d'automatisation.

Types de risques :

- **Risques opérationnels** : comprend les dysfonctionnements d'équipement, les pannes de communication et les erreurs humaines.
- **Cyber-risques** : découlent d'un accès non autorisé, de violations de données ou d'attaques par ransomware.
- **Risques financiers** : comprend les dépassements de budget, les retards et les dépenses imprévues pendant la mise en œuvre.

Stratégies d'atténuation des risques :

- Effectuer régulièrement des audits et des évaluations de vulnérabilité conformément à la **norme ISO 27001**.
- Intégrer la redondance dans les conceptions de systèmes afin de minimiser les points de défaillance uniques, conformément aux **directives de la norme IEC 61850**.
- Former les opérateurs aux protocoles de cybersécurité et au fonctionnement sécurisé du système.

Exemple de cas :

Un service public mettant en œuvre les protocoles IEC 62351 a renforcé la cybersécurité en chiffrant toutes les communications et en isolant les systèmes critiques des réseaux publics, atténuant ainsi les risques d'intrusion.

Normes applicables :

ISO 27001, IEC 61508 et IEC 62443.

7 MISE EN ŒUVRE DE L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

7.1 Planification et gestion de projet

La gestion de projet en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation garantit que les objectifs sont atteints efficacement et dans les limites budgétaires.

Étapes de la planification :

- Définition de la portée du projet et établissement des objectifs mesurables.
- Élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par étapes, en hiérarchisant les systèmes critiques.
- Attribution des responsabilités pour assurer la responsabilisation à toutes les étapes du projet.

Techniques de gestion du projet :

- Utilisation des diagrammes de Gantt et des matrices d'allocation de ressources pour une planification détaillée.
- Utilisation des méthodologies Agile pour s'adapter aux changements de manière dynamique pendant la mise en œuvre.

Normes applicables :

ISO 21500 (Lignes directrices pour la gestion de projet).

IEC 61850 (Normes de planification pour l'automatisation).

7.2 Exigences matérielles et logicielles

La définition du matériel et des logiciels appropriés garantit la fiabilité, l'évolutivité et la compatibilité des systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation.

Matériel :

- IED, RTU et PLC pour l'acquisition et le contrôle locaux des données.
- Passerelles de communication à haut débit pour l'intégration des systèmes existants.

Logiciel :

- Plates-formes SCADA avancées pour une surveillance et un contrôle centralisés.
- Logiciel EMS/DMS pour l'optimisation à l'échelle du système.

Considérations :

S'assurer que tous les équipements sont conformes aux normes internationales d'interopérabilité et de sécurité.

Normes applicables :

IEC 61850 (norme relative aux dispositifs électroniques intelligents et aux communications).

IEEE 1815 (compatibilité du système SCADA).

7.3 Conformité, essais et mise en service

Les essais et la mise en service sont des processus essentiels en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation, car ils permettent de s'assurer que les systèmes fonctionnent comme prévu et sont conformes aux normes techniques et de sécurité. Ces étapes valident la fonctionnalité, la fiabilité et l'intégration des composants d'automatisation dans le réseau d'énergie électrique. Un processus d'essai et de mise en service bien exécuté minimise les risques opérationnels, améliore la stabilité du système et garantit la conformité aux normes internationales, telles que la norme IEC 61850 qui définit les cadres de communication et d'interopérabilité en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

7.3.1 Évaluation de la capacité de l'usine

Avant la fabrication, une évaluation de la capacité de l'usine est effectuée pour évaluer la capacité d'une installation à produire des équipements d'automatisation conformes aux normes industrielles et aux exigences des clients. Cette évaluation examine les processus de production, les mesures de contrôle de la qualité et le respect des normes IEC et ISO relatives, garantissant ainsi une base fiable pour les systèmes d'automatisation.

7.3.2 Essais de type

Les essais de type vérifient qu'un produit répond à ses spécifications de conception et qu'il est conforme aux normes IEC relatives dans des conditions de fonctionnement simulées. Ces essais comprennent des évaluations électriques, mécaniques et environnementales pour garantir la durabilité, la sécurité et le bon fonctionnement d'équipements tels que **les dispositifs électroniques intelligents (IED)**, les relais et les contrôleurs d'automatisation.

7.3.3 Tests d'acceptation en usine (FAT)

Les FAT sont effectuées dans des conditions contrôlées dans les installations du fabricant pour vérifier que chaque composant et sous-système répondent aux spécifications de la conception avant la livraison. Ces essais confirment la fonctionnalité matérielle et logicielle, la conformité aux protocoles de communication et le respect des normes telles que **la norme IEC 61850**. Par exemple, un IED peut être soumis aux FAT pour évaluer son intégration avec un **système SCADA**, garantissant ainsi une **messagerie GOOSE** appropriée et un **échange de valeurs échantillonnées (SV)**.

7.3.4 Essais de routine

Les essais de routine sont effectués sur les unités de production afin de garantir une qualité et une fiabilité constantes. Contrairement aux essais de type, effectués sur des unités prototypes, les essais de routine se concentrent sur la vérification des paramètres opérationnels fondamentaux, tels que la résistance d'isolement, la capacité de tenue en tension et les performances de communication, pour chaque dispositif fabriqué.

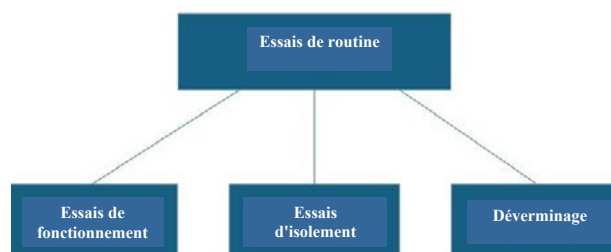
7.3.5 Test d'acceptation sur site (SAT)

Le test d'acceptation sur site (SAT) est effectué après l'installation du système pour valider l'intégration de tous les composants dans l'environnement opérationnel. Cette étape permet de s'assurer que les systèmes d'automatisation tels que **les relais de protection, les contrôleurs et les dispositifs de communication** fonctionnent de manière transparente dans des conditions réelles. Les procédures de SAT comprennent souvent :

- Test de performance de la communication de bout en bout.
- Vérification de la synchronisation temporelle à l'aide du protocole PTP (Protocole de précision temporelle) conformément à la norme IEC 61588.
- Simulations de défauts du système pour évaluer la fiabilité de l'automatisation.

Un processus structuré d'évaluation de la conformité et d'essai garantit que les solutions d'automatisation répondent aux normes mondiales, améliorant ainsi les performances du système, l'interopérabilité et la fiabilité à long terme.

Les essais de routine comprennent des essais matériels et fonctionnels



Les essais de routine doivent être effectués pour chaque produit avant de quitter l'usine du fabricant

Figure 11 : Cadre d'essai pour l'évaluation de la conformité dans les systèmes d'automatisation

Source : IEC 61850

7.3.6 Mise en service des composants

La mise en service intègre le système dans le réseau opérationnel, ce qui permet de s'assurer que tous les éléments fonctionnent de manière cohérente et répondent aux exigences opérationnelles. Les principaux éléments de la mise en service sont les suivants :

- **Configuration du système** : vérification des map-pages de communication et de paramétrage, tels que ceux définis dans les fichiers de langage de configuration de sous-station (SCL) de la norme IEC 61850.
- **Vérification fonctionnelle** : confirmation du bon fonctionnement des schémas de protection, de la logique d'automatisation et des contrôles de supervision.
- **Essais de communication** : assurer la conformité à la norme IEC 61850 pour l'interopérabilité entre les dispositifs et la communication avec les systèmes SCADA.
- **Essais de charge et de contrainte** : simulation de conditions réelles pour tester les performances du système dans des conditions de charge de pointe et de défaut.
- **Formation opérationnelle** : familiariser les opérateurs avec les fonctionnalités, les outils et les techniques de dépannage du système

en usine (FAT), ils ont testé les relais de protection conformément à la norme IEC 60255 afin de vérifier la précision en termes de détection des défauts et du temps de réponse. Au cours de tests d'acceptation sur site (SAT), ils ont validé la communication GOOSE de bout en bout entre les relais et les systèmes de contrôle dans le cadre de scénarios de défaillance simulés. La capacité du système à isoler les défauts et à communiquer avec le système SCADA en cas de perturbation garantissait la conformité et la préparation opérationnelle.

Normes applicables

IEC 60255 : régit les performances et les essais des relais de mesure et d'équipements de protection.

ISO 17025 : spécifie les exigences de compétence pour les laboratoires d'essais et d'étalonnage afin de garantir des résultats d'essai fiables.

IEC 61850 : fournit le cadre de communication pour l'automatisation des systèmes d'alimentation, garantissant l'interopérabilité entre les dispositifs dans les sous-stations et au-delà.

IEC 61588 : définit les protocoles de synchronisation temporelle critiques pour les systèmes d'automatisation et d'enregistrement des défauts.

7.3.7 Exemple concret

Une compagnie d'électricité a mis en œuvre des systèmes conformes à la norme IEC 61850 pour l'automatisation des sous-stations. Lors de tests d'acceptation

En adhérant à ces processus rigoureux d'essais et de mise en service ainsi qu'en tirant parti de normes telles que la norme IEC 61850, les services publics peuvent garantir des systèmes d'automatisation fiables, efficaces et pérenne qui répondent aux exigences des réseaux électriques modernes.

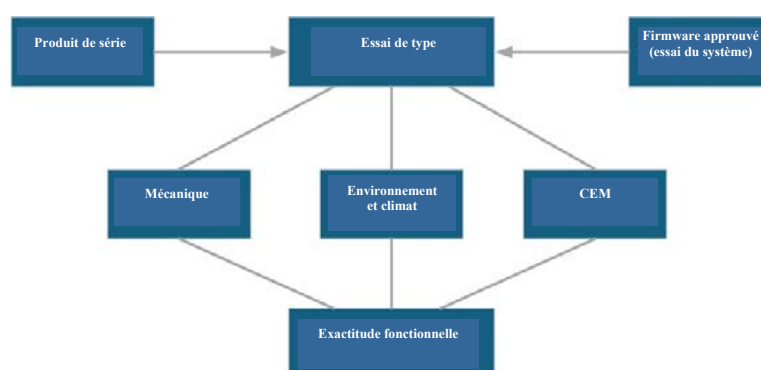


Figure 12: Testing Framework for Power Systems Automation (IEC 61850 Standard); Source: IEC 61850

7.4 Formation et développement des compétences des opérateurs

Des programmes de formation efficaces permettent aux opérateurs d'optimiser les capacités du système et de répondre efficacement aux défis.

Principaux domaines d'intervention :

- Fonctionnement du système en temps réel à l'aide des interfaces SCADA.
- Techniques de dépannage pour les problèmes courants du système d'automatisation.
- Protocoles de cybersécurité et stratégies d'intervention d'urgence.

Normes applicables :

ISO 45001 (Formation à la sécurité au travail).

IEC 62351 (Développement des compétences en cybersécurité).

7.5 Mécanismes et normes de mise à jour du firmware dans les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation

Les mises à jour du firmware jouent un rôle crucial dans le cycle de vie de dispositifs utilisés dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, notamment les compteurs intelligents, les contrôleurs, les relais et autres dispositifs électroniques intelligents (IED). Ces mises à jour garantissent que les dispositifs restent sécurisés, fonctionnels et conformes aux normes en constante évolution, ce qui fait des mécanismes de mise à jour du firmware un élément essentiel des systèmes d'alimentation modernes.

7.5.1 Importance des mises à jour du firmware

Correctifs de sécurité :

À mesure que de nouvelles vulnérabilités apparaissent, les mises à jour du firmware fournissent des correctifs essentiels pour protéger les dispositifs contre les cybermenaces.

Améliorations des performances :

Les mises à jour peuvent introduire des optimisations qui améliorent l'efficacité, la fiabilité ou la compatibilité du dispositif avec d'autres systèmes.

Conformité aux normes :

Les modifications réglementaires ou les mises à jour des normes industrielles nécessitent souvent des modifications du firmware pour maintenir la conformité.

Mises à niveau des fonctionnalités :

Les mises à jour peuvent activer de nouvelles fonctionnalités ou améliorer celles existantes, prolongeant ainsi le cycle de vie des dispositifs déployés.

7.5.2 Mécanismes de mise à jour du firmware

Mises à jour en direct (OTA) :

Les mises à jour OTA permettent aux dispositifs de recevoir des mises à jour du firmware sans fil, ce qui réduit le besoin d'intervention manuelle. Ce mécanisme est couramment utilisé dans l'infrastructure de mesure avancée (AMI) et autres systèmes distribués.

Mises à jour à distance via des systèmes centralisés :

Les services publics d'électricité utilisent souvent des systèmes de contrôle centralisés pour envoyer les mises à jour aux dispositifs de terrain. Des protocoles de communication sécurisés garantissent l'intégrité des mises à jour lors de la transmission.

Mises à jour locales :

Certains dispositifs nécessitent un accès physique pour les mises à jour du firmware, généralement via des ports USB ou d'autres interfaces. Cette méthode est moins efficace, mais elle est utilisée dans les systèmes sans connexion réseau.

Mécanismes de sécurité intégrée :

Les processus de mise à jour du firmware incluent des fonctions de sécurité intégrée pour éviter le blocage de dispositifs. Par exemple, les dispositifs peuvent utiliser deux banques de stockage de firmware pour revenir à la version précédente en cas d'échec d'une mise à jour.

7.5.3 Défis et considérations

Risques de cybersécurité :

Les mises à jour doivent être signées et validées cryptographiquement pour éviter toute altération non autorisée.

Interopérabilité des dispositifs :

Il est essentiel de s'assurer que les mises à jour fonctionnent de manière transparente sur divers dispositifs de différents fournisseurs dans les systèmes hétérogènes.

Planification des mises à jour :

Il est essentiel de planifier les mises à jour pour minimiser les perturbations opérationnelles dans les infrastructures critiques.

Conformité réglementaire :

Les mécanismes de mise à jour du firmware doivent respecter les normes locales et internationales pour garantir la conformité légale et opérationnelle.

Il est essentiel d'inclure des mécanismes robustes de mise à jour du firmware et de respecter les normes applicables pour maintenir la sécurité, la fiabilité et la longévité des dispositifs d'automatisation des systèmes d'alimentation. Les services publics et les fabricants doivent privilégier les processus de mise à jour sécurisés, efficaces et conformes aux normes afin de protéger leur infrastructure et de s'adapter à l'évolution des environnements technologiques et réglementaires.

Normes applicables :

IEC 62351, IEEE 1686, NIST IR 7628, ISO/IEC 27001, IEC 60870-5, IEC 61850 et OpenADR.

8 MAINTENANCE, SURVEILLANCE ET DÉPANNAGE

8.1 Maintenance des systèmes automatisés

Un entretien régulier garantit l'efficacité et la fiabilité continues des systèmes d'automatisation de systèmes d'alimentation, évitant ainsi les pannes inattendues et prolongeant la durée de vie d'équipement.

Types de maintenance :

- **Maintenance préventive** : comprend un entretien et des vérifications réguliers de l'équipement pour prévenir les problèmes avant qu'ils ne surviennent, tels que le nettoyage des capteurs, l'étalement des relais de protection et la vérification des réseaux de communication.
- **Maintenance prédictive** : la maintenance prédictive de l'automatisation des systèmes d'alimentation s'appuie sur des outils et des techniques avancés pour surveiller l'état d'équipements critiques et prédire les défaillances potentielles avant qu'elles ne se produisent, garantissant ainsi la fiabilité et l'efficacité sur l'ensemble du réseau électrique. Les principales approches sont les suivantes :
 - **Surveillance de l'état** : des technologies, telles que la surveillance des décharges partielles, l'analyse de l'huile de transformateur et la thermographie, sont utilisées pour évaluer l'état des actifs clés tels que les transformateurs, les disjoncteurs et les câbles. Ces méthodes fournissent des signes avant-coureurs de dégradation de l'isolation, de surchauffe ou de contamination par l'huile, qui sont des précurseurs courants de défaillance dans les systèmes électriques.
 - **Diagnostic avancé pour les équipements rotatifs** : l'analyse des vibrations s'applique spécifiquement aux équipements rotatifs tels que les turbines, les moteurs et les générateurs. Dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, cela garantit la fiabilité des systèmes auxiliaires qui soutiennent l'infrastructure électrique principale, comme les générateurs de secours et les motopompes dans les sous-stations.
 - **L'intelligence artificielle (IA) et l'apprentissage automatique** : ces technologies analysent de grands ensembles de données provenant de systèmes SCADA, Historien et de capteurs de surveillance d'état pour identifier les anomalies, les tendances et les schémas. Par exemple :
 - **Surveillance du changeur de prises de charge (LTC)** : les modèles d'IA peuvent détecter l'usure ou le désalignement des mécanismes LTC qui sont essentiels au maintien de la stabilité de la tension dans les transformateurs.
 - **Temps du fonctionnement des disjoncteurs** : l'analyse des temps de fonctionnement des disjoncteurs peut mettre en évidence les problèmes liés aux mécanismes à ressort ou à la lubrification, garantissant ainsi des réparations rapides.
 - **Imagerie thermographique** : identifie les points chauds dans l'appareillage de commutation, les jeux de barres ou les connecteurs, susceptibles d'indiquer des connexions desserrées ou des défaillances imminentes dans l'équipement de sous-station.
 - **Maintenance corrective** : consiste à résoudre les problèmes identifiés pendant les opérations ou la maintenance. Ces problèmes doivent être minimisés grâce à des stratégies préventives et prédictives efficaces.

Stratégies d'entretien :

- Déployer un système de gestion de la maintenance assistée par ordinateur (GMAO) pour automatiser et rationaliser les processus de gestion de la maintenance. Ce système assure le suivi de toutes les activités de maintenance, optimise la planification en fonction de l'état et de l'utilisation des actifs, et assure la conformité aux normes et réglementations du secteur. En centralisant les données de maintenance, une GMAO améliore la visibilité, optimise la prise de décision et réduit les temps d'arrêt grâce à une planification proactive de la maintenance.
- Tenir des registres d'entretien détaillés pour chaque équipement, ce qui est essentiel à la gestion des actifs à long terme et à l'audit opérationnel.

Normes applicables :

ISO 55000 (Gestion des actifs).

IEC 62351 (Maintenance de la cybersécurité).

IEC 61850 (Maintenance d'équipements de sous-station).

8.2 Outils de surveillance en temps réel

Les outils de surveillance en temps réel fournissent des données essentielles pour gérer le fonctionnement du réseau, identifier les anomalies et garantir le bon état du système.

Principaux outils de surveillance :

- **SCADA** : fournit une surveillance centralisée des paramètres du système tels que la tension, le courant et la fréquence. Les systèmes SCADA permettent aux opérateurs de contrôler les dispositifs distants et de répondre aux alarmes et aux événements.
- **Unités de mesure de phaseur (PMU)** : mesurer les formes d'onde électriques en temps réel et fournir des données sur la synchronicité des éléments du réseau.
- **Moniteurs de qualité de l'énergie** : mesurer des paramètres tels que les harmoniques, les creux de tension et les surtensions, en veillant à ce que la qualité du réseau soit maintenue dans des limites acceptables.

Avantages de la surveillance en temps réel :

- Permet une détection immédiate des défauts et une réponse du système, minimisant les temps d'arrêt et assurant la stabilité de l'alimentation.
- Fournit des données historiques détaillées qui peuvent être utilisées pour l'analyse prédictive et l'optimisation du système à long terme.

Normes applicables :

IEEE C37.118 (mesures de synchrophaseur pour PMU).

IEC 60870-5-104 (norme de communication SCADA).

IEC 61000-4-30 (surveillance de la qualité de l'énergie).

8.3 Techniques de diagnostic des défaillances du système

Les techniques de diagnostic sont essentielles pour identifier les causes profondes des défaillances du système, permettant ainsi une récupération rapide et minimisant les perturbations.

Approches diagnostiques :

Enregistreurs d'événements et enregistreurs de défauts : ils enregistrent les perturbations du système telles que les baisses de tension, les surintensités et les déclenchements de protection, aidant ainsi les opérateurs à identifier les emplacements et les causes des défauts. L'enregistreur de défauts est un dispositif essentiel pour l'automatisation des systèmes d'alimentation, utilisé pour surveiller, analyser et documenter les événements liés aux défauts électriques au sein du réseau électrique. Il fournit des données détaillées sur les perturbations, ce qui permet aux services publics de détecter, de diagnostiquer et de résoudre efficacement les problèmes.

- **Enregistreurs numériques de défauts (DFR)** : dispositifs avancés qui utilisent la technologie numérique pour capturer et stocker des données à haute vitesse. Fréquences d'échantillonnage : fonctionnent généralement à des fréquences comprises entre **1 kHz et 10 kHz**, fournissant des données détaillées pour l'analyse de défauts. Ils offrent une précision plus élevée, une plus grande capacité de stockage et une intégration avec les protocoles modernes de communication.
- **Enregistreurs de défauts transitoires (TFR)** : spécialement conçus pour capturer les événements à évolution rapide, tels que les transitoires qui se produisent lors de perturbations à grande vitesse. Fréquences d'échantillonnage : ils fonctionnent souvent à des fréquences allant jusqu'à **100 kHz ou plus**, ce qui les rend idéaux pour capturer les transitoires à haute fréquence.

Capteurs intelligents : utilisation des capteurs pour la collecte de données en temps réel, qui sont analysées pour détecter les comportements anormaux du système tels que la surchauffe ou les chutes de pression d'équipement.

Analyse de données : mettre en œuvre des algorithmes d'apprentissage automatique pour détecter les schémas de comportement du système qui peuvent précéder une défaillance, ce qui permet une maintenance proactive et une prévention de défauts.

Exemple :

Un enregistreur de défauts dans une sous-station détecte un événement de surtension, déclenche une alarme et fournit des données qui peuvent être utilisées pour identifier la cause spécifique, qu'il s'agisse d'un transformateur défectueux ou d'un événement externe.

Normes applicables :

IEC 60255-24 (Enregistreurs de défauts).

IEEE 1159 (Qualité de l'énergie et surveillance des défauts).

ISO 55001 (Gestion des actifs et rapports de diagnostic).

8.4 Dépannage et intervention en cas d'incident

Un processus structuré de réponse aux incidents est essentiel pour minimiser les temps d'arrêt et rétablir les opérations normales après une défaillance.

Phases d'intervention en cas d'incident :

- **Détection** : utilisation des outils de surveillance pour détecter les problèmes dès qu'ils se produisent. Les systèmes SCADA fournissent des alertes en temps réel, tandis que les PMU peuvent aider à détecter les perturbations de la qualité d'énergie.
- **Isolation** : isolation automatique des sections défectueuses du réseau à l'aide d'IED et de relais de protection pour éviter les défaillances en cascade.
- **Reprise** : rétablissement du service à l'aide de systèmes redondants, de générateurs de secours ou de réacheminement de l'alimentation autour des zones défectueuses. Cela peut être automatisé ou peut nécessiter une intervention manuelle en fonction de la gravité du problème.

Systèmes de gestion des incidents :

Mettre en œuvre un système de gestion des incidents (SGI) pour consigner, suivre et hiérarchiser les problèmes du système, assurant ainsi des réponses rapides et coordonnées. Le logiciel du SGI peut s'intégrer au système SCADA pour des rapports en temps réel.

Normes applicables :

IEC 62351 (Gestion des incidents de cybersécurité).

ISO 27035 (Gestion des incidents de sécurité de l'information).

IEC 60870-6 (Réponse aux incidents pour les systèmes de contrôle à distance).

9 TENDANCES RÉCENTES EN MATIÈRE D'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

9.1 Réseaux intelligents, micro-réseaux et villes intelligentes

Les réseaux intelligents, les micro-réseaux et les villes intelligentes représentent un changement radical dans la façon dont les systèmes électriques et énergétiques sont gérés, intégrant des technologies avancées pour une efficacité, une fiabilité et une durabilité accrues. Ces innovations permettent l'intégration des énergies renouvelables, améliorent la fiabilité du réseau et soutiennent l'automatisation avancée des systèmes énergétiques urbains et localisés.

Réseaux intelligents :

Les réseaux intelligents utilisent des technologies d'automatisation de pointe pour surveiller et gérer dynamiquement les opérations du réseau. Ces réseaux intègrent des dispositifs IoT, une infrastructure de mesure avancée (AMI) et des algorithmes d'apprentissage automatique pour la prévision de la charge, la détection des défauts et l'optimisation.

Caractéristiques principales :

- Surveillance et contrôle en temps réel via SCADA et les systèmes de gestion de l'énergie (EMS).
- Communication bidirectionnelle entre le réseau et les consommateurs pour la réponse à la demande et l'efficacité énergétique.
- Résilience accrue grâce à la détection et à l'isolation automatisées de défauts.

Normes en vigueur :

IEC 61970/61968 (Modèle d'information commun pour les réseaux intelligents).

IEEE 2030 (interopérabilité des réseaux intelligents).

Micro-réseaux :

Les micro-réseaux sont des systèmes localisés capables de fonctionner indépendamment ou en parallèle du réseau principal. Ils sont particulièrement efficaces pour intégrer les ressources énergétiques distribuées (RED) telles que les panneaux solaires, les éoliennes et le stockage par batterie.

Applications :

- Fournir un accès à l'énergie aux zones reculées ou mal desservies.
- Améliorer la stabilité du réseau en cas de panne ou de catastrophe naturelle.
- Soutenir l'adoption des énergies renouvelables dans les zones urbaines et rurales.

Normes en vigueur :

IEC 62898 (Normalisation des micro-réseaux).

IEEE 1547 (Interconnexion et fonctionnement de RED).

Villes intelligentes :

Les villes intelligentes intègrent des réseaux intelligents, l'IoT et les technologies d'IA pour optimiser les systèmes énergétiques urbains tout en améliorant la durabilité et la qualité de vie. L'éclairage économe en énergie, les réseaux de recharge des véhicules électriques et les systèmes automatisés de gestion de l'énergie sont des caractéristiques clés des villes intelligentes.

Normes en vigueur :

ISO 37120 (Indicateurs pour les villes intelligentes).

IEC 62264 (Intégration des systèmes de commande d'entreprise).

9.2 Technologie des jumeaux numériques

Les jumeaux numériques sont des représentations virtuelles de systèmes physiques utilisés dans l'automatisation des systèmes d'alimentation pour améliorer l'efficacité opérationnelle, la planification et la résilience.

Applications :

- Simulation en temps réel des opérations du réseau pour prédire les résultats et optimiser les performances.
- Surveillance et gestion de RED en simulant leur impact sur la stabilité du réseau.
- Soutenir la maintenance prédictive en identifiant les vulnérabilités des infrastructures critiques.

Avantages :

- Permettre une gestion proactive du réseau en testant des scénarios sans affecter les systèmes réels.
- Réduire les temps d'arrêt grâce à des diagnostics du système améliorés et à une détection de défauts.
- Améliorer la planification et la prise de décision grâce à des analyses et des simulations avancées.

Normes en vigueur :

ISO/IEC 30182 (Villes intelligentes – Modèle conceptuel).

IEC 61850 (Réseaux de communication pour l'automatisation des services publics d'électricité).

9.3 Rôle de l'intelligence artificielle et de l'apprentissage automatique

L'IA et l'apprentissage automatique transforment l'automatisation des systèmes d'alimentation en permettant l'analyse prédictive, la détection des anomalies et l'optimisation des systèmes.

Applications :

- Maintenance prédictive : l'IA identifie les défaillances potentielles des équipements, réduisant ainsi les temps d'arrêt.
- Prévion de charge : l'apprentissage automatique prédit les schémas de demande pour une allocation optimale de ressources.
- Optimisation du réseau : l'IA minimise les pertes de puissance et assure la stabilité de la tension.
- Détection d'anomalies : l'apprentissage automatique détecte les écarts tels que les cyberattaques ou les dysfonctionnements d'équipement.

Normes en vigueur :

ISO/IEC 20546 (Analyse des mégadonnées).

IEEE 1686 (sécurité des dispositifs intelligents).

9.4 Internet des objets (IoT) dans les systèmes électriques

L'IoT permet une communication transparente entre les composants du réseau, les capteurs et les dispositifs grand public, révolutionnant ainsi l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Applications :

- Surveillance à distance : suivi en temps réel des performances du réseau à partir des emplacements centralisés.
- Réponse à la demande : les dispositifs intelligents optimisent la consommation d'énergie lors des pics de demande.
- Gestion de l'énergie : l'IoT automatise le contrôle des RED tels que les panneaux solaires et le stockage par batterie.
- Gestion des actifs : suit l'état d'équipement, ce qui permet une maintenance prédictive.

Normes en vigueur :

ISO/IEC 30141 (architecture de référence de l'IoT).

IEC 62541 (architecture unifiée de communications en plate-forme ouverte OPC UA)

9.5 Défis et opportunités

L'évolution de l'automatisation des systèmes d'alimentation présente des défis et des opportunités uniques pour une adoption mondiale :

Défis :

- Vulnérabilités en matière de cybersécurité dues à la numérisation accrue (traitées par les normes IEC 62351 et ISO 27001).
- Intégration des systèmes existants aux technologies modernes.
- Obstacles réglementaires et politiques pour les réseaux intelligents et les RED.
- Coûts initiaux élevés, en particulier dans les régions en développement.

Possibilités :

- Intégration transparente des énergies renouvelables.
- Doter les consommateurs de dispositifs intelligents pour la surveillance et le contrôle de l'énergie.
- Améliorer la résilience et la fiabilité du réseau grâce à l'automatisation.
- Promouvoir la collaboration mondiale sur les technologies d'automatisation.

10 CYBERSÉCURITÉ DANS L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION

10.1 Cybermenaces dans les réseaux électriques

La numérisation des systèmes électriques a augmenté leur exposition aux cybermenaces qui compromettent les opérations, l'intégrité des données et la fiabilité des systèmes.

- **Logiciels malveillants** : comprend les ransomwares qui corrompent les données ou perturbent les systèmes, bloquant souvent l'accès des opérateurs jusqu'à ce que le paiement soit effectué.
- **Attaques par déni de service (DoS)** : surcharge les réseaux ou les serveurs avec des requêtes excessives, ce qui nuit aux capacités de surveillance et de contrôle.
- **Hameçonnage et ingénierie sociale** : incite les employés à divulguer des informations sensibles, ce qui permet un accès non autorisé au système.
- **Menaces internes** : implique des personnes disposant d'un accès légitime, causant intentionnellement ou accidentellement des dommages.

Normes applicables :

IEC 62443, IEC 62351 et ISO/IEC 27001.

10.2 Sécurisation des protocoles et des réseaux de communication

La sécurité des protocoles et des réseaux de communication est essentielle pour protéger les données et empêcher tout accès non autorisé.

- **Chiffrement** : protège les données pendant la transmission à l'aide de technologies telles que TLS pour sécuriser les commandes de contrôle et les rapports.
- **Authentification et autorisation** : garantit l'accès aux systèmes uniquement au personnel autorisé, en utilisant des techniques telles que l'authentification à deux facteurs.
- **Segmentation du réseau** : isole les systèmes critiques tels que les serveurs SCADA des systèmes non critiques afin de minimiser les risques.

- **Réseaux privés virtuels (VPN)** : permet un accès sécurisé à distance via des canaux cryptés.

Exemple :

une sous-station utilise des protocoles chiffrés et des VPN pour sécuriser la transmission de données entre les IED et les centres de contrôle, même lors d'un accès à distance.

Normes applicables :

IEC 62351, IEEE 2030.5 et ISO 27001.

10.3 Rôle de pare-feu, de système de détection d'intrusion et de système de prévention d'intrusion

Les pare-feux, les IDS et les IPS protègent les réseaux de contrôle contre les accès non autorisés et les activités malveillantes.

- **Pares-feux** : agissent comme des barrières, n'autorisant que les adresses IP et les ports de confiance à accéder aux systèmes.
- **Systèmes de détection d'intrusion (IDS)** : surveillent le trafic du réseau à la recherche d'activités suspectes, alertant les opérateurs des menaces potentielles.
- **Systèmes de prévention d'intrusion (IPS)** : étendent les capacités IDS en bloquant activement le trafic malveillant en temps réel.

Exemple :

dans un centre de contrôle, les pare-feux limitent l'accès de système SCADA et les IDS détectent les schémas de trafic inhabituels, alertant les opérateurs pour qu'ils enquêtent sur les violations potentielles.

Normes applicables :

IEC 62443, ISO 27001 et IEEE 1686.

10.4 Normes de sécurité et conformité

Le respect des normes de cybersécurité garantit des pratiques exemplaires cohérentes en matière de protection des infrastructures critiques.

- **La norme IEC 62443** : définit les normes de cybersécurité pour les systèmes d'automatisation et de contrôle industriels (IACS) dans les infrastructures industrielles et critiques, y compris le secteur de l'énergie.
- **La norme IEC 62351** : se concentre sur la sécurisation des protocoles de communication, en mettant l'accent sur le chiffrement et l'authentification pour les systèmes SCADA et d'automatisation.
- **ISO/IEC 27001** : fournit un cadre pour la gestion de la sécurité d'information, largement appliqué dans le secteur de l'énergie.

10.5 Rôle de l'intelligence artificielle dans la cybersécurité

L'IA améliore la cybersécurité en fournissant une détection des menaces en temps réel, une détection d'anomalie et des réponses automatisées.

- **Détection des menaces en temps réel** : identifie les activités suspectes dans le trafic du réseau, telles que les schémas de connexion inhabituels.
- **Détection des anomalies** : apprend le comportement normal du système pour détecter les écarts qui peuvent indiquer des attaques zero-day.
- **Réponse automatisée** : bloque les menaces telles que les violations ou les attaques DoS en isolant les systèmes affectés ou en ajustant les règles de pare-feu.
- **Analyse prédictive** : utilise les données historiques pour prévoir les menaces futures et renforcer les défenses de manière proactive.

Exemple :

L'IA d'un centre de contrôle détecte les schémas de données anormaux, isole les systèmes affectés et alerte le personnel, empêchant ainsi toute violation de données.

Normes applicables :

IEC 62443, ISO 27001 et IEEE 1686.

10.6 Pratiques exemplaires en matière de cybersécurité dans l'automatisation des systèmes d'alimentation

Les meilleures pratiques renforcent la sécurité et la résilience face aux cybermenaces.

- **Mises à jour régulières et gestion des correctifs** : maintient les logiciels et le firmware à jour pour corriger les vulnérabilités.
- **Formation des employés** : apprend au personnel à identifier les tentatives d'hameçonnage et à suivre les protocoles de sécurité.
- **Segmentation du réseau et contrôle d'accès** : isole les systèmes de contrôle et restreint l'accès au personnel autorisé.
- **Audits de sécurité et évaluations des vulnérabilités** : des évaluations régulières identifient et corrigent les faiblesses du système.
- **Authentification multi-facteur (MFA)** : ajoute des couches de protection pour les systèmes critiques, en particulier pour l'accès à distance.

Exemple :

un service public applique l'authentification multi-facteur, dispense une formation à la cybersécurité et applique régulièrement des mises à jour logicielles, ce qui réduit considérablement sa vulnérabilité aux attaques.

Normes applicables :

ISO 27001 et IEC 62351.

10.7 Réglementation et conformité en matière de cybersécurité pour l'automatisation des systèmes d'alimentation

La conformité réglementaire dans le secteur de l'électricité en Afrique devient de plus en plus critique alors que la transformation numérique introduit des vulnérabilités dans les infrastructures critiques. Les cadres de conformité garantissent le respect des normes juridiques et industrielles afin d'atténuer les risques de cybersécurité.

Réglementations nationales et régionales

- **Lois sur la protection des infrastructures critiques (par exemple, en Afrique du Sud) : la loi sur la protection des infrastructures critiques** de l'Afrique du Sud met l'accent sur la sécurisation des infrastructures, y compris les systèmes énergétiques, contre les cybermenaces. Il exige des évaluations des risques, des plans d'intervention en cas d'incident et des rapports réguliers.
- **Convention de l'Union africaine sur la cybersécurité et la protection des données personnelles (Convention de Malabo) :** sert de cadre continental aux États membres pour adopter des politiques de cybersécurité, protéger les infrastructures critiques et établir des mesures juridiques pour la prévention de la cybercriminalité.
- **Pools énergétiques régionaux :** des organisations telles que le **Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP)** et le **Système d'échange d'énergie électrique ouest africain (EEEOA)** encouragent leurs membres à adopter des pratiques de cybersécurité pour les interconnexions transfrontalières de réseaux, améliorant ainsi la sécurité énergétique régionale.

Normes industrielles

- **ISO 27001 :** les services publics africains adoptent de plus en plus cette norme pour mettre en place des systèmes de management de la sécurité de l'information (SMSI), garantissant ainsi une gestion sécurisée de données et une résilience opérationnelle.
- **IEC 62351 :** les services publics en Afrique explorent la norme IEC 62351 pour sécuriser les systèmes SCADA et autres protocoles de communication, en s'alignant sur les tendances mondiales en matière de cybersécurité.

Rapports et gestion des incidents

- Les services publics doivent signaler rapidement les incidents aux organismes de réglementation et maintenir à jour les cadres d'intervention en cas d'incident pour faire face aux cybermenaces émergentes.

Documentation et audit

- Des audits internes et des évaluations externes réguliers permettent de s'assurer que les services publics s'alignent sur les normes internationales, d'autant plus que les investissements mondiaux exigent la conformité à des cadres tels que ISO 27001 et IEC 62351.

Gestion du risque

- Les services publics africains se concentrent sur la gestion des risques associés aux systèmes tiers et aux interconnexions au sein des réseaux régionaux, compte tenu de la dépendance croissante à l'égard des infrastructures partagées.

Exemple :

Un service public d'Afrique de l'Est renforce la cybersécurité en adoptant la norme ISO 27001 pour la gestion des données sensibles et en s'alignant sur la **Convention de Malabo** pour un cadre juridique. Il collabore également avec le **Système d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Est (EAPP)** pour sécuriser les interconnexions énergétiques transfrontalières. Des formations régulières, des évaluations des vulnérabilités et des simulations d'incidents améliorent la résilience du service public aux cyberattaques.

En intégrant des cadres locaux et régionaux aux normes internationales, les services publics peuvent améliorer la sécurité et la fiabilité de l'automatisation des systèmes d'alimentation tout en favorisant une culture de conformité proactive.

11 L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES D'ALIMENTATION DANS LE CONTEXTE RÉGIONAL AFRICAIN

L'automatisation des systèmes d'alimentation est de plus en plus essentielle pour répondre à la demande croissante d'énergie, intégrer les sources d'énergie renouvelables et améliorer la fiabilité du réseau. Cependant, les services publics africains sont confrontés à des défis uniques, en particulier la présence de systèmes existants d'anciens fabricants d'équipement d'origine (FEO). Ces systèmes obsolètes compliquent la transition vers une infrastructure électrique moderne et automatisée.

11.1 Défis de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Demande d'énergie et besoins d'intégration

L'industrialisation rapide et la croissance démographique entraînent une augmentation significative de la demande d'énergie en Afrique. L'intégration de sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique ajoute encore plus de complexité. L'automatisation des systèmes d'alimentation est essentielle pour gérer ces sources d'énergie variables tout en maintenant la stabilité du réseau grâce à la surveillance, au contrôle et à l'optimisation en temps réel.

Infrastructure fragmentée

Les réseaux électriques africains sont souvent fragmentés, combinant des technologies existants et modernes. Les équipements plus anciens ne disposent pas des capacités de communication nécessaires à une intégration transparente avec les systèmes contemporains, ce qui entrave la création de réseaux électriques unifiés et automatisés.

Contraintes économiques

Les budgets limités et la dépendance à l'égard de l'aide internationale ralentissent l'adoption de technologies d'automatisation avancées. Les coûts initiaux élevés de la modernisation, combinés aux dépenses d'entretien courantes, posent des défis financiers aux services publics qui s'efforcent de mettre à niveau leurs systèmes.

Manque de normalisation

L'adoption incohérente de normes internationales telles que la norme IEC 61850 (pour l'automatisation des sous-stations) et la norme IEEE 1547 (pour l'intégration des ressources énergétiques distribuées ou RED) limite l'évolutivité et l'interopérabilité, ce qui complique le déploiement des systèmes automatisés.

Dépendance vis-à-vis des systèmes existants

Les services publics africains s'appuient fortement sur les systèmes existants de FEO obsolètes ou plus anciens, ce qui entraîne :

- **Protocoles propriétaires** : limiter l'interopérabilité avec les systèmes modernes et nécessiter des passerelles coûteuses.
- **Obsolescence** : des composants obsolètes et des pièces de rechange indisponibles augmentent le recours aux réparations de fortune.
- **Capacités limitées de données** : réduire l'efficacité en raison d'un manque de surveillance et de contrôle en temps réel.
- **Coûts élevés de maintenance** : la surveillance manuelle et les réparations fréquentes nécessitent des investissements importants.
- **Risques de cybersécurité** : les systèmes plus anciens ne disposent pas de protections modernes, ce qui les rend vulnérables aux cybermenaces.

11.2 Vandalisme de l'infrastructure

Le vandalisme pose un défi important à l'automatisation des systèmes d'alimentation, en particulier dans les régions dotées d'infrastructures essentielles dans des zones éloignées ou à haute risque. Les dommages délibérés aux sous-stations, aux lignes de transmission et à d'autres actifs énergétiques essentiels perturbent les opérations, compromettent la fiabilité du réseau et entraînent des réparations coûteuses. En Afrique, le vandalisme est souvent motivé par des facteurs économiques, tels que le vol de matériaux précieux comme les conducteurs en cuivre, ou par des tensions sociopolitiques.

Impact du vandalisme sur les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation

- **Perturbations opérationnelles** : les dommages aux lignes de communication ou aux équipements SCADA peuvent entraîner la perte de surveillance et de contrôle en temps réel, ce qui affecte la stabilité du réseau.
- **Augmentation de temps d'arrêt** : les réparations d'équipements vandalisés nécessitent beaucoup de temps et de ressources, ce qui prolonge les pannes et augmente les coûts.
- **Pertes financières** : le remplacement de composants volés ou endommagés, combiné à des temps d'arrêt opérationnels, entraîne des fardeaux économiques substantiels pour les services publics.

- Risques de sécurité : l'équipement vandalisé peut présenter des risques pour la sécurité du personnel de services publics et la sécurité des citoyens, en particulier lorsque des conducteurs sous tension ou des circuits exposés sont impliqués.

Stratégies d'atténuation pour lutter contre le vandalisme

- Mesures de sécurité améliorées
 - Déployer des systèmes de surveillance, tels que des caméras et des drones, pour la surveillance en temps réel des infrastructures critiques.
 - Mettre en œuvre des mesures de contrôle d'accès, y compris des clôtures, des agents de sécurité et des systèmes d'entrée biométriques, aux sous-stations et aux centres de contrôle.
 - Utiliser des technologies de surveillance intelligentes, telles que les détecteurs de mouvement et les alarmes automatisées, pour alerter les autorités des menaces potentielles.
- Conception d'infrastructure robuste
 - Utiliser des conceptions inviolables pour les composants tels que les câbles, les boîtes de jonction et les boîtiers d'équipement afin de dissuader le vol et les dommages.
 - Remplacer les matériaux vulnérables, comme le cuivre, par des alternatives moins précieuses (par exemple, l'aluminium) afin de réduire l'incitation au vol.
 - Concevoir l'équipement essentiel pour résister aux dommages intentionnels, en incorporant des enceintes de protection ou des installations souterraines lorsque cela est possible.
- Engagement et sensibilisation de la communauté
 - Établir des partenariats avec les communautés locales pour sensibiliser à l'importance des infrastructures électriques et aux conséquences du vandalisme.
 - Créer des mécanismes de signalement qui encouragent les communautés à alerter les services publics en cas d'activités suspectes à proximité des actifs électriques.
 - Collaborer avec les gouvernements locaux et les forces de l'ordre pour appliquer des sanctions plus strictes en cas des infractions liées au vandalisme.

- Solutions axées sur la technologie
 - Intégrer des capteurs IoT pour détecter les altérations ou les violations en temps réel, ce qui permet de réagir plus rapidement aux incidents de vandalisme potentiels.
 - Utiliser des systèmes d'information géographique (SIG) pour cartographier et surveiller les actifs vulnérables afin de gérer les risques de manière proactive.
- Mesures politiques et réglementaires
 - Plaider en faveur d'une législation plus stricte pour lutter contre le vandalisme, y compris des sanctions plus sévères pour les contrevenants et des contrôles plus stricts sur le commerce de la ferraille.
 - Travailler avec les organismes de réglementation pour prioriser le financement en matière de l'amélioration de la sécurité dans les zones à haute risque.

En s'attaquant au vandalisme par une combinaison de renforcement de la sécurité, d'amélioration de l'infrastructure, d'engagement communautaire et d'interventions politiques, les services publics peuvent protéger les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation, réduire les interruptions de fonctionnement et assurer la fiabilité de la distribution d'électricité.

11.3 Renforcement des capacités pour l'automatisation des systèmes d'alimentation dans le contexte africain

La transition vers des systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation modernes, tels que ceux basés sur **la norme IEC 61850**, nécessite une main-d'œuvre qualifiée et bien informée. Les services publics africains sont confrontés à des défis dans ce domaine en raison d'une pénurie de personnel spécialisé capable de concevoir, de déployer et d'entretenir ces systèmes avancés. Il est essentiel de combler cet écart pour faire réussir la modernisation des réseaux électriques, l'intégration des sources d'énergie renouvelables et l'efficacité énergétique globale dans la région.

11.3.1 Principaux aspects du renforcement des capacités

Programmes de formation :

- **Formation personnalisée** : développer des programmes de formation adaptés aux défis uniques des systèmes électriques africains, en se concentrant sur l'IEC 61850, les technologies de réseau intelligent et l'intégration des ressources énergétiques distribuées (RED).
- **Cours de certification** : encourager la collaboration avec des organisations mondiales telles que l'IEC, l'IEEE et l'AFSEC afin d'offrir des certifications internationalement reconnues aux ingénieurs des systèmes électriques.
- **Formation continue** : offrir une formation en cours d'emploi au personnel existant des services publics afin de combler les lacunes en matière de compétences en temps réel.

Laboratoires de formation :

- **Exposition pratique** : établir des laboratoires de formation à la pointe de la technologie en collaboration avec les universités et les institutions techniques. Ces laboratoires peuvent simuler des scénarios du monde réel à l'aide d'outils tels que les dispositifs électroniques intelligents (IED), les unités de mesure de phaseur (PMU) et les protocoles de communication tels que la norme IEC 61850.
- **Pôles de formation régionaux** : créer des centres de formation centralisés desservant plusieurs pays, réduisant ainsi les coûts et permettant le partage des connaissances au-delà des frontières.
- **Expérience pratique** : équiper les laboratoires de plateformes matérielles et logicielles pour tester et pratiquer les déploiements de l'automatisation des systèmes d'alimentation, y compris l'automatisation des sous-stations et la surveillance du réseau.

Partenariats entre l'enseignement universitaire et technique :

- **Développement de programmes d'études** : collaborer avec des universités et des collèges techniques africains pour intégrer des cours axés sur les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation dans les programmes d'ingénierie et de technologie.
- **Stages et programmes coopératifs** : faciliter la collaboration entre les établissements universitaires

et les services publics afin d'offrir aux étudiants une expérience pratique par le biais de stages ou de programmes d'éducation coopérative.

- **Bourses d'études et de recherche** : offrir un soutien financier aux étudiants spécialisés dans l'automatisation des systèmes d'alimentation, garantissant ainsi l'accès à l'éducation à un plus grand nombre de talents.

Collaboration industrielle :

- **Partenariats avec des fournisseurs de technologie** : travailler avec des fournisseurs mondiaux des systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation pour organiser des ateliers et des sessions de formation pour les ingénieurs des services publics.
- **Partage de connaissances** : encourager les partenariats entre les services publics africains et les organisations internationales pour échanger l'expertise et les meilleures pratiques.

Soutien gouvernemental et politique :

- **Cadre stratégique** : élaborer des politiques exigeant un niveau minimum de formation et de certification pour le personnel travaillant sur les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation.
- **Mécanismes de financement** : établir des mécanismes de financement pour soutenir les programmes de renforcement des capacités, en tirant parti des contributions des gouvernements, des donateurs internationaux et des investisseurs privés.
- **Incitatifs** : fournir des incitatifs aux services publics pour investir dans la formation et le développement de compétences, par exemple sous forme de réductions d'impôts ou de subventions.

11.3.2 Défis en matière de renforcement des capacités

Contraintes en matière de ressources :

De nombreux services publics fonctionnent avec des budgets serrés, ce qui limite les investissements dans la formation et le développement des compétences.

Manque d'infrastructures de formation :

Peu d'institutions en Afrique disposent actuellement des installations ou de l'expertise nécessaires pour dispenser une formation pratique sur les technologies avancées de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Rétention du personnel qualifié :

La concurrence d'autres industries ou des marchés mondiaux peut entraîner une fuite des cerveaux, les ingénieurs qualifiés cherchant des opportunités à l'étranger.

Sensibilisation et motivation :

La manque de connaissances parmi les jeunes professionnels et les étudiants sur les opportunités offertes par les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation peut entraver le recrutement dans le secteur.

11.3.3 Études de cas et initiatives**École de formation de Power :**

Créée par **Kenya Power**, cette installation forme des ingénieurs et des techniciens à l'automatisation des sous-stations, en se concentrant sur les normes IEC 61850 et l'intégration des énergies renouvelables.

Programme de formation sud-africain sur l'énergie renouvelable :

Une collaboration entre les services publics et les collèges techniques sud-africains pour former les étudiants aux technologies des énergies renouvelables et à leur intégration au réseau.

Renforcement des capacités du Système d'échange d'énergie électrique ouest africain (EEEOA) :

Les programmes de l'EEEOA forment des ingénieurs et des techniciens aux technologies de réseau modernes, en mettant l'accent sur les systèmes électriques transfrontaliers et l'interopérabilité.

11.3.4 Le rôle des laboratoires de formation**Tests et certification de compétences :**

Les laboratoires peuvent servir de centres de certification des compétences dans les technologies d'automatisation des systèmes d'alimentation, en proposant des essais standardisés pour les ingénieurs et les techniciens.

Innovation et recherche :

Encourager les recherches et le développement dans les technologies d'automatisation adaptées aux besoins uniques du système électrique africain, telles que les solutions de micro-réseaux et l'électrification rurale.

Apprentissage continu :

Des sessions de formation régulières dans les laboratoires permettent au personnel de se tenir au courant de l'évolution des normes, telles que les mises à jour

de la norme IEC 61850 ou les nouveaux protocoles de cybersécurité pour les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation.

11.3.5 Avantages du renforcement des capacités de l'automatisation des systèmes d'alimentation**Amélioration de la fiabilité du système :**

Une main-d'œuvre qualifiée assure la conception, le déploiement et la maintenance appropriés des systèmes automatisés, réduisant ainsi les défauts et les pannes.

Amélioration de la création d'emplois :

Le développement d'expertise en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation crée des emplois et des opportunités pour les ingénieurs, les techniciens et les formateurs à travers l'Afrique.

Transition énergétique durable :

Le personnel qualifié est essentiel pour gérer l'intégration des sources d'énergie renouvelable et la mise en œuvre des technologies de réseau intelligent.

Compétitivité régionale :

Une main-d'œuvre qualifiée permet aux services publics africains d'être compétitifs à l'échelle mondiale et d'attirer des investissements dans les projets d'infrastructures énergétiques.

Le renforcement des capacités est la pierre angulaire de la transition de l'Afrique vers des systèmes électriques automatisés et modernes. Grâce à des programmes de formation, des laboratoires et une collaboration avec l'industrie et le monde universitaire, les services publics peuvent combler le déficit de compétences, assurant ainsi l'adoption et la maintenance réussies des systèmes de la norme IEC 61850 et d'autres technologies de l'automatisation des systèmes d'alimentation. Cet investissement dans le capital humain est essentiel pour mettre en place des systèmes énergétiques fiables, durables et prêts pour l'avenir sur tout le continent.

11.4 Perspectives régionales sur la modernisation**Afrique du Sud :**

L'Afrique du Sud est le chef régional, qui s'appuie sur des réseaux de fibre optique robustes et des projets pilotes du réseau 5G. Les pays voisins comme la Namibie et le Botswana se modernisent progressivement, mais s'appuient toujours sur des systèmes existants dans les zones rurales.

Afrique de l'Est :

Les services publics du Kenya et de Tanzanie explorent la norme IEC 61850 pour de nouvelles sous-stations, mais se heurtent à des obstacles tels que des coûts élevés et une expertise technique limitée. Les systèmes à micro-ondes sont couramment utilisés pour combler les lacunes en matière de communication.

Afrique du Nord :

Des pays comme l'Égypte et le Maroc disposent de réseaux de fibre optique bien établis qui soutiennent les initiatives de réseau intelligent. Cependant, les projets d'électrification rurale reposent encore sur des technologies plus anciennes comme le CPL.

Afrique centrale et de l'Ouest :

Nigeria et Ghana intègrent la norme IEC 61850 pour les nouvelles sous-stations et les projets d'interconnexion, mais les contraintes économiques et les lacunes en matière d'infrastructures ralentissent les progrès. Les systèmes existants restent répandus dans de nombreux domaines.

11.5 Opportunités et stratégies pour l'adoption de la norme IEC 61850

Préparation de l'infrastructure

Bien que de nombreux services publics utilisent encore des systèmes existants tels que le CPL, la transition vers la norme IEC 61850 nécessite des investissements importants dans la fibre optique et les technologies sans fil avancées pour prendre en charge la communication en temps réel.

Viabilité économique

Il est essentiel de trouver un équilibre entre les coûts de la modernisation et les priorités telles que l'élargissement de l'accès à l'électricité. Les partenariats public-privé et les approches d'investissement progressives peuvent aider à atténuer les contraintes financières.

Renforcement des capacités

Les services publics doivent remédier au manque de personnel qualifié par le biais de programmes de formation et d'initiatives de renforcement des capacités, en veillant à ce que la main-d'œuvre soit équipée pour concevoir, déployer et entretenir les systèmes de la norme IEC 61850.

Politique et réglementation

L'harmonisation des réglementations, comme celles relatives à l'attribution du spectre sans fil, et l'application de protocoles normalisés sont nécessaires pour

rationaliser les efforts de modernisation. Les gouvernements doivent inciter les services publics à adopter des technologies de communication modernes.

Cybersécurité

L'adoption de la norme IEC 61850 augmente l'exposition aux cybermenaces, ce qui nécessite des cadres robustes tels que la norme IEC 62351 pour protéger l'infrastructure contre les risques en constante évolution.

11.6 Approche progressive de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Une stratégie progressive assure une modernisation rentable tout en minimisant les interruptions opérationnelles :

Phase 1 : Évaluation et normalisation

- Effectuer des inventaires détaillés pour identifier les systèmes obsolètes et prioriser les mises à niveau critiques.
- Adopter des normes internationales telles que la norme IEC 61850 pour permettre une communication transparente.
- Élaborer des programmes de renforcement des capacités pour former les ingénieurs et les opérateurs.

Phase 2 : Intégration hybride

- Utiliser des passerelles de communication pour connecter les systèmes existants aux plateformes SCADA et EMS modernes.
- Moderniser les sous-stations hautement prioritaires avec des dispositifs électroniques intelligents (IED) conformes à la norme IEC 61850.
- Déployer des outils de surveillance et d'analyse en temps réel pour améliorer la visibilité et la prise de décision.

Phase 3 : Remplacement progressif

- Remplacer progressivement les infrastructures obsolètes, en privilégiant les systèmes critiques.
- Étendre l'automatisation aux sous-stations secondaires et intégrer les RED à l'aide des normes IEEE 1547.

- Renforcer la cybersécurité avec des protocoles alignés sur la norme IEC 62351.

Phase 4 : Automatisation et optimisation avancées

- Déployer des technologies de réseau intelligent, telles que des systèmes de gestion avancée de la distribution (ADMS) et des dispositifs compatibles à l'Internet des objets.
- Améliorer l'intégration des énergies renouvelables et optimiser les opérations grâce à l'IA et à l'apprentissage automatique.

11.7 Principales recommandations pour la modernisation

Investir dans les normes mondiales :

- Adopter la norme IEC 61850 pour garantir l'évolutivité, l'interopérabilité et l'intégration efficace des énergies renouvelables.
- Encourager les solutions hybrides combinant les systèmes existants avec des technologies modernes pour une transition plus fluide.

Collaborer avec des fournisseurs expérimentés :

Établir des partenariats avec des fournisseurs qualifiés pour intégrer de manière transparente les systèmes existants dans les cadres d'automatisation modernes.

Promouvoir la collaboration régionale :

- Partager les meilleures pratiques, les ressources et les formations entre les services publics afin de réduire les coûts et d'améliorer le transfert de connaissances.
- Harmoniser les stratégies de modernisation à l'échelle régionale pour des investissements coordonnés.

Investir dans l'infrastructure et le renforcement des capacités :

- Mettre à niveau l'infrastructure de communication, en mettant l'accent sur la fibre optique, le réseau 5G et les solutions provisoires rentables telles que les systèmes VHF/UHF et micro-ondes.
- Établir des programmes de formation solides pour développer une expertise technique.

Adopter des solutions évolutives et résilientes :

- Mettre l'accent sur des stratégies de modernisation progressives pour permettre des mises à niveau progressives et améliorer l'évolutivité.
- Intégrer des conceptions résilientes pour relever les défis environnementaux, le vol d'infrastructures et les menaces de cybersécurité.

Renforcer les cadres politiques et réglementaires :

- Appliquer des protocoles normalisés : rendre obligatoire l'adoption de normes mondiales telles que les normes IEC 61850 et IEC 62351 pour garantir l'interopérabilité, la sécurité et l'évolutivité des systèmes. Ces normes simplifient l'intégration, réduisent les coûts et éliminent la dépendance vis-à-vis d'un fournisseur, en fournissant des délais de conformité clairs aux services publics.
- Rationaliser les processus réglementaires : accélérer les approbations technologiques en accélérant les certifications et les autorisations environnementales. Harmoniser les réglementations aux niveaux local et national pour éviter les conflits et permettre aux services publics de tester les innovations par le biais de bacs à sable réglementaires.
- Fournir des incitations à la modernisation du réseau : offrir des avantages fiscaux, des subventions et des récompenses basées sur la performance pour encourager l'investissement dans l'automatisation. Les programmes de co-investissement et les subventions peuvent résoudre les problèmes de financement dans les régions aux ressources limitées.
- Aborder l'attribution du spectre sans fil : allouer des bandes de spectre dédiées aux opérations des services publics afin d'assurer une communication fiable. Les politiques devraient prioriser les fonctions critiques du réseau et explorer le partage dynamique du spectre pour optimiser l'utilisation.
- Élaborer des cadres de cybersécurité robustes : appliquer les normes de cybersécurité telles que ISO 27001 et IEC 62351. Exiger des plans d'intervention en cas d'incident, des audits réguliers et des rapports en temps opportun sur les violations. Fournir un soutien financier pour l'amélioration de la cybersécurité, en particulier pour les petits services publics.

12 ÉTUDES DE CAS RÉGIONALES

- La rationalisation de la réglementation, l'offre d'incitations et la résolution des principaux défis, tels que l'attribution du spectre et la cybersécurité, permettront une modernisation et une résilience efficaces du réseau.

La transition vers des réseaux électriques automatisés en Afrique se heurte à des défis tels que les infrastructures fragmentées, les systèmes existants, les contraintes économiques, le vandalisme et le manque de main-d'œuvre.

Les investissements ciblés dans les technologies de communication, le renforcement des capacités et la sécurité peuvent créer des systèmes résilients et prêts pour l'avenir. L'adoption de normes telles que la norme IEC 61850, les approches de modernisation hybride et la collaboration régionale permettent des solutions évolutives et sécurisées en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Une stratégie progressive, allant de la normalisation à l'optimisation avancée, garantit une modernisation rentable et progressive. La collaboration entre les services publics, les gouvernements, les secteurs privés et les communautés favorisera la transition de l'Afrique vers des réseaux automatisés qui répondent à la demande énergétique, intègrent les énergies renouvelables et assurent la durabilité à long terme.

Études de cas notables mettant en évidence l'adoption des protocoles de communication dans les services publics africains pour l'automatisation des systèmes d'alimentation :

12.1 Eskom (Afrique du Sud)

Projet : Intégration de la norme IEC 61850 pour l'automatisation des sous-stations

Contexte : Eskom, la plus grande compagnie d'électricité en Afrique, est en train de moderniser ses sous-stations afin d'améliorer la fiabilité, de réduire les temps d'arrêt et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Les systèmes existants basés sur CPL, Modbus et DNP3 étaient inefficaces pour répondre à la demande croissante d'énergie et à l'interconnectivité.

Mise en œuvre :

- Adoption des normes IEC 60870-5/104 et IEC 61850 pour l'automatisation des sous-stations, remplacement ainsi les protocoles propriétaires.
- Des câbles à fibres optiques ont été déployés pour la communication à haut débit entre les dispositifs électroniques intelligents (IED).
- La spécification MMS (Spécification de messagerie industrielle) a été utilisée pour l'échange de messages en temps réel au sein des sous-stations.
- Les réseaux Ethernet ont remplacé les anciens systèmes de communication en série (RS-485).

Résultat :

- Amélioration de l'**interopérabilité** entre les dispositifs de plusieurs fournisseurs.
- Amélioration de la détection et de l'isolation de défauts à l'aide de la **messagerie GOOSE**.
- Soutien à l'intégration des énergies renouvelables, telles que **les parcs éoliens et solaires**, dans le réseau national.

12.2 La société Kenya Power and Lighting Company (KPLC)

Projet : Déploiement d'une infrastructure de mesure avancée (AMI) via GSM/GPRS.

Contexte : La société KPLC avait besoin d'un système efficace pour le comptage, la facturation et la surveillance de la consommation d'électricité. La lecture manuelle traditionnelle des compteurs était sujette aux erreurs et aux retards.

Mise en œuvre :

- La **communication basée sur GSM/GPRS** a été adoptée pour la collecte de données à distance à partir de compteurs intelligents.
- Intégration avec le **protocole DNP3** pour les systèmes SCADA afin de gérer les flux de données entre les sous-stations et les centres de contrôle.
- Les réseaux maillés sans fil ont été utilisés dans les zones urbaines pour la communication à faible coût entre les compteurs.

Résultat :

- Réduction **des pertes non techniques** grâce à une meilleure surveillance et à une facturation plus précise.
- Amélioration de la satisfaction des clients grâce à des délais de réponse plus rapides aux réclamations.
- Poser les bases des futures expansions **d'AMI** avec les réseaux 4G et 5G.

12.3 Nigéria: la société Niger Delta Power Holding Company (NDPHC)

Projet : Électrification rurale à l'aide de communication par courants porteurs en ligne (CPL).

Contexte : Dans les zones rurales et reculées du Nigéria, la connectivité à haut débit par fibre optique ou sans fil n'était pas disponible, ce qui a nécessité l'utilisation de CPL pour la communication du réseau.

Mise en œuvre :

- Un CPL à bande étroite (30-500 kHz) a été déployé pour le contrôle à distance et la surveillance des sous-stations.

- La modulation FSK a été utilisée pour une communication fiable sur des lignes électriques à haute tension bruyantes.
- Intégration de CPL avec les systèmes SCADA existants (protocole IEC 60870-5).

Résultat :

- Communication fiable sur de longues distances avec une infrastructure supplémentaire minimale.
- Amélioration de la gestion de la charge et de la détection des défauts dans les sous-stations distantes.
- Solution rentable pour étendre les opérations du réseau dans les régions mal desservies.

12.4 La société Ghana Grid Company Limited (GRIDCo)

Projet : Automatisation de sous-stations avec DNP3

Contexte : La société GRIDCo a modernisé son réseau de transmission afin d'améliorer la fiabilité de l'alimentation électrique et de répondre à la demande croissante en énergie. La société a été confrontée à des problèmes liés aux systèmes SCADA obsolètes et à une normalisation limitée des protocoles.

Mise en œuvre :

- Déploiement du **protocole DNP3** dans les sous-stations de transmission pour la collecte et le contrôle de données en temps réel.
- Intégration des systèmes SCADA pour centraliser la surveillance du flux d'énergie et des performances de la sous-station.
- Utilisation de la communication par fibre optique pour connecter les sous-stations critiques au centre de contrôle.

Résultat :

- Amélioration de la précision de données et réduction des délais opérationnels.
- Amélioration de la détection de défauts et accélération du temps de restauration.
- Une plus grande fiabilité et résilience du réseau de transmission.

12.5 Maroc (ONEE - Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable)

Projet : Communication par courants porteurs en ligne à large bande (CPL large-bande) pour les réseaux intelligents.

Contexte : Le Maroc a lancé un programme de réseau intelligent pour intégrer les énergies renouvelables et améliorer l'efficacité du réseau. De nombreuses régions ne disposaient pas d'infrastructures modernes de communication.

Mise en œuvre :

- Les CPL large-bande basés sur **OFDM** ont été déployés pour la communication à haut débit sur les réseaux de distribution.
- Intégration avec **la norme IEC 61850** pour les sous-stations automatisées et les compteurs intelligents.
- Les systèmes de contrôle utilisaient la messagerie GOOSE pour une commutation et une protection rapides.

Résultat :

- Permettre la surveillance à distance des installations d'énergie renouvelable (solaire et éolienne).
- Réduction des pertes sur le réseau et amélioration de l'efficacité de la distribution d'énergie.
- Amélioration de l'infrastructure pour l'équilibrage de charge et la gestion de la demande.

12.6 Ouganda : la société Rural Electrification Agency (REA)

Projet : Communication sans fil pour la surveillance à distance.

Contexte : Les programmes d'électrification rurale de l'Ouganda nécessitaient des solutions économiques pour surveiller et entretenir les infrastructures de réseau à distance.

Mise en œuvre :

- Les protocoles Zigbee et LoRaWAN ont été utilisés pour la télémétrie et la communication à faible débit de données.
- Le GSM/GPRS a été adopté pour l'intégration des systèmes de surveillance à distance avec les centres de contrôle centraux.
- Le protocole DNP3 a été utilisé dans les plateformes centrales pour l'agrégation et le traitement des données de terrain.

Résultat :

- Réduction des coûts d'exploitation pour la surveillance des sous-stations rurales.
- Fiabilité et portée étendue du réseau dans les zones auparavant mal desservies.
- Amélioration de la gestion des actifs et de la planification de l'expansion du réseau rural.

Principaux points à retenir :

Des protocoles tels que CPL, Modbus et DNP3 ont joué un rôle important dans les systèmes existants, en particulier dans les zones rurales et les applications SCADA de base.

Les systèmes modernes d'Afrique du Sud, du Maroc et du Kenya s'appuient sur la norme IEC 61850, les CPL large-bande et les protocoles sans fil (GSM, 4G et Zigbee) pour l'intégration des réseaux intelligents et des énergies renouvelables.

Défis en Afrique : les limites d'infrastructure et les coûts élevés des technologies modernes ont entraîné une adoption mitigée, les systèmes existants coexistent avec des solutions avancées.

CONCLUSION

L'automatisation des systèmes d'alimentation est une force transformatrice dans la modernisation des systèmes énergétiques de l'Afrique, en relevant des défis tels que la demande croissante, l'intégration des énergies renouvelables et la décentralisation du réseau. En s'appuyant sur des technologies avancées, notamment SCADA, les dispositifs électroniques intelligents (IED) et l'analyse prédictive, l'automatisation des systèmes d'alimentation améliore les performances, la fiabilité et l'efficacité du réseau. L'adoption de normes mondiales, telles qu'IEC 61850 et IEEE 1547, garantit une interopérabilité, une évolutivité et une compatibilité transparentes entre les systèmes existants et modernes, constituant ainsi la base pour des réseaux d'énergie durables.

12.7 Principaux points à retenir

Normalisation :

- L'alignement sur les normes mondiales facilite l'interopérabilité et l'efficacité tout en soutenant l'intégration de diverses sources et systèmes énergétiques.
- Des normes telles que l'IEC 61850 et la CIM (modèle de données unifié) permettent d'harmoniser les opérations entre les services publics, d'améliorer la fiabilité et de favoriser le commerce transfrontalier de l'énergie.

Optimisation :

- Les technologies d'automatisation des systèmes d'alimentation améliorent l'efficacité opérationnelle en permettant la détection automatisée des défauts, l'équilibrage de charge en temps réel et la maintenance prédictive.
- Des outils tels que WAMS, Dynamic Line Rating (DLR) et l'analyse avancée des données optimisent la capacité du système, réduisent les pannes et prolongent la durée de vie de l'infrastructure.

Cybersécurité :

- Alors que les systèmes d'automatisation des systèmes d'alimentation deviennent de plus en plus interconnectés, des cadres de cybersécurité robustes tels que les normes IEC 62351 et ISO 27001 sont essentiels pour protéger l'infrastructure contre l'évolution des cybermenaces.
- Les solutions émergentes, notamment la détection des anomalies basée sur l'IA et les mesures de sécurité adaptatives, renforcent la résilience face aux vulnérabilités croissantes.

Viabilité économique :

- Les stratégies de mise en œuvre progressive et l'adoption de systèmes hybrides offrent des voies de modernisation rentables, en particulier dans les régions contraintes par des infrastructures existantes et des ressources limitées.
- Les investissements collaboratifs et les partenariats public-privé sont essentiels pour combler les lacunes en matière de financement et d'expertise.

Malgré les obstacles tels que la fragmentation des infrastructures, les limites économiques et la pénurie de compétences, les initiatives régionales et les partenariats internationaux démontrent le potentiel nécessaire pour relever ces défis. Une approche stratégique progressive permet aux services publics de se moderniser tout en maintenant la continuité opérationnelle et en favorisant la résilience à long terme.

12.8 Perspectives futures

L'évolution de l'automatisation des systèmes d'alimentation est sur le point de redéfinir les systèmes énergétiques à travers l'Afrique, portée par l'innovation, l'adoption croissante des énergies renouvelables et un accent accru sur la durabilité. Les tendances futures comprennent :

Intégration des énergies renouvelables :

- L'automatisation des systèmes d'alimentation facilitera l'intégration transparente des sources d'énergie renouvelable en permettant des prévisions avancées, le stockage d'énergie et la gestion dynamique de la charge.
- Les micro-réseaux décentralisés amélioreront l'accès à l'énergie, en particulier dans les régions rurales mal desservies, tout en réduisant la dépendance aux réseaux centralisés.

Technologies émergentes :

- L'intelligence artificielle et l'Internet des objets permettront des fonctionnalités autonomes du réseau, telles que l'auto-réparation des réseaux et l'optimisation en temps réel, améliorant ainsi considérablement la fiabilité et l'efficacité.
- L'analyse avancée et l'apprentissage automatique permettront une prise de décision proactive, réduisant ainsi les risques et les coûts opérationnels.

Progrès en matière de cybersécurité :

- La détection des menaces basée sur l'IA, les communications sécurisées basées sur la blockchain et les architectures de sécurité adaptatives atténueront les risques dans les systèmes interconnectés d'automatisation des systèmes d'alimentation.

Réseaux intelligents et collaboration régionale :

- Les technologies de réseaux intelligents intégreront les ressources énergétiques distribuées (RED) et les outils de gestion de la demande, optimisant ainsi la distribution d'énergie et l'efficacité du réseau urbain.
- La coopération régionale favorisera l'harmonisation des normes, le partage des investissements et l'échange de bonnes pratiques, accélérant ainsi l'adoption de l'automatisation des systèmes d'alimentation sur tout le continent.

Durabilité et résilience :

- L'automatisation des systèmes d'alimentation jouera un rôle essentiel dans l'atteinte des objectifs de décarbonisation, le soutien à la résilience climatique et l'adaptation à la demande croissante d'énergie.
- L'automatisation permettra aux services publics d'adopter des pratiques respectueuses de l'environnement tout en maintenant des systèmes de réseau robustes et adaptables.

En adoptant ces innovations et en se concentrant sur l'évolutivité, les services publics africains peuvent exploiter pleinement le potentiel de l'automatisation des systèmes d'alimentation, en transformant les systèmes énergétiques en réseaux durables, fiables et résilients. La voie vers la modernisation consiste à harmoniser les technologies de pointe avec des solutions pratiques et spécifiques à chaque région afin d'assurer un avenir énergétique inclusif pour le continent.

Annexes

Annexe 1 : Matériel et normes associées en matière de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Catégorie	Matériel	Normes
1. Dispositifs de terrain (équipement principal)		
Transformateurs de puissance	Transformateurs avec capteurs de température, de niveau d'huile et de courants d'enroulement.	IEC 60076, IEEE C57.12
Disjoncteurs	Disjoncteurs télécommandés avec capteurs de position.	IEC 62271-100, IEEE C37.04/C37.09
Transformateurs de courant (TC) et transformateurs de tension (TT/TP)	Transformateurs de mesure pour la mesure de courant et de tension.	IEC 61869, IEEE C57.13
Appareillage de commutation	Relais, interrupteurs et sectionneurs pour la protection et l'isolation.	IEC 62271, IEEE C37.20
Équipement d'énergie renouvelable	Onduleurs solaires, éoliennes et systèmes de contrôle.	IEC 62109, IEEE 1547
2. Équipement de protection et de contrôle		
Relais de protection	Dispositifs de détection de défauts (par exemple, relais directionnels, de distance et de surintensité).	IEC 60255, IEEE C37.90
Dispositifs électroniques intelligents (EEI)	Dispositifs combinant la protection, le contrôle et la surveillance.	IEC 61850
Automates programmables industriels (API)	Contrôleurs pour les tâches d'automatisation dans les sous-stations.	IEC 61131
Unités terminales distantes (RTU) et automates programmables	Dispositifs de collecte de données et d'exécution de contrôle.	IEC 60870-5, IEEE 1815 (DNP3)
Unités de fusion	Dispositifs combinant plusieurs signaux analogiques et numériques dans un format unifié pour les systèmes IEC 61850.	IEC 61850-9-2, IEEE C37.118
3. Dispositifs de surveillance et de mesure		
Unités de mesure de phaseur (PMU)	Dispositifs pour les mesures de synchrophaseur dans WAMS.	IEEE C37.118
Moniteurs de qualité de l'énergie	Dispositifs de mesure des harmoniques, des creux de tension, de surtensions et d'autres paramètres de qualité.	IEC 61000-4-30, IEEE 1159
Enregistreurs de défauts et d'événements	Dispositifs à grande vitesse pour la capture des perturbations.	IEC 60255-24
Compteurs d'énergie	Dispositifs de facturation et de mesure des performances.	IEC 62053, IEEE C12.20
4. Infrastructure de communication		
Passerelles de communication	Convertisseurs de protocole pour l'intégration de systèmes existants et modernes.	IEC 61850-7-2
Équipement de réseau	Commutateurs, routeurs et concentrateurs Ethernet industriels.	IEC 61850-8-1, IEEE 802.3
Dispositifs de communication par fibre optique (par exemple, OPGW, ADSS)	Convertisseurs de média et unités de terminaison de fibre.	IEC 60874, IEEE 1596
Systèmes de communication sans fil	Radios et modules 5G pour la surveillance à distance.	IEC 62541 (OPC UA), IEEE 802.11

Catégorie	Matériel	Normes
5. Acquisition et traitement des données		
Interfaces homme-machine (IHM)	Systèmes de contrôle et de surveillance pour les opérateurs.	IEC 61499
Concentrateurs de données	Dispositifs d'agrégation de données pour SCADA.	IEC 60870-6
Serveurs Historien de données	Systèmes de stockage à long terme pour les données de séries chronologiques.	IEC 61970
Dispositifs de synchronisation temporelle	Horloges GPS et dispositifs d'IEEE 1588.	IEEE 1588
6. Équipement de la salle de contrôle		
Systèmes SCADA	Systèmes centralisés de surveillance et de contrôle.	IEC 60870-5-104, IEEE 1815 (DNP3)
Systèmes de gestion de l'énergie (SGE)	Systèmes d'optimisation et de prévision du réseau.	IEC 61970
Systèmes de gestion de la distribution (DMS)	Systèmes de gestion de réseau de distribution.	IEC 61968
7. Matériel de cybersécurité		
Pare-feu et réseaux sécurisés	Dispositifs de sécurité de qualité industrielle.	IEC 62351, IEEE 1686
Systèmes de détection/de prévention des intrusions (IDS/IPS)	Systèmes de surveillance et de prévention des accès non autorisés.	IEC 62443
Dispositifs VPN	Systèmes d'accès à distance sécurisés.	IEC 62351-9
8. Matériel d'intégration des énergies renouvelables		
Contrôleurs de micro-réseaux	Dispositifs d'optimisation de la gestion énergétique des micro-réseaux.	IEC 62898, IEEE 2030.7
Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS)	Systèmes de gestion de batterie et onduleurs.	IEC 62933, IEEE 1547.9
Contrôleurs d'onduleur	Contrôleurs pour panneaux solaires et éoliennes.	IEC 62116, IEEE 1547-2018
9. Équipement d'essai et d'entretien		
Kits de test de relais	Dispositifs pour tester et calibrer les relais.	IEC 60255-121
Analyseurs de puissance	Instruments d'évaluation de la performance du système.	IEC 61000-4-7
Outils de diagnostic	Outils d'évaluation de l'état d'équipement (p. ex., caméras thermiques).	IEC 60567

Annexe 2 : Liste de contrôle – Lignes directrices pour la conformité aux normes d'automatisation

#	Élément de la liste de contrôle	Détails	Normes/Références	Tests de post-sélection, FAT et SAT
1	Respect des normes de communication	Prendre en charge les protocoles ouverts pour l'interopérabilité (par exemple, IEC 61850 pour l'automatisation des sous-stations, IEC 60870-5-104 pour SCADA).	IEC 61850, IEC 60870-5-104, OPC UA, GOOSE, MMS	Effectuer des tests de conformité à la norme IEC 61850 en FAT et valider la communication avec les systèmes SCADA/RTU pendant le SAT.
2	Conformité en matière de cybersécurité	Mettre en œuvre le chiffrement, l'authentification et les contrôles d'accès conformément aux normes de cybersécurité.	IEC 62351, ISO/IEC 27001	Simuler des cyberattaques pour valider les mécanismes de détection et de réponse en FAT. Tester les configurations sécurisées en SAT.
3	Intégration avec les systèmes existants	Démontrer une intégration transparente avec les systèmes existants à l'aide de convertisseurs de protocole, si nécessaire.	IEC 61970 (CIM pour les systèmes de gestion de l'énergie)	Effectuer des tests d'intégration avec des dispositifs existants pendant le FAT. Valider l'intégration sur terrain lors du SAT.
4	Tests indépendants et certification	L'équipement doit passer les essais indépendants de certification pour sa conformité aux normes.	Tests IEC 61850 certifiés UCA, certifications ISO/IEC	Vérifier les certifications et reproduire les tests de conformité lors du FAT.
5	Soutien à l'intégration des énergies renouvelables	Permettre l'intégration des ressources énergétiques distribuées (RED), y compris les compteurs avancés et les contrôleurs d'énergie renouvelable.	IEEE 1547 (intégration des RED)	Simuler des scénarios d'intégration de RED pendant le FAT. Valider les performances dans des conditions réelles de RED pendant le SAT.
6	Références de performance	Garantir le respect des exigences de latence pour la communication en temps réel (par exemple, messagerie GOOSE <4ms).	Références de latence IEC 61850 GOOSE	Mesurer la latence et la récupération des défauts en FAT. Tester dans des conditions de fonctionnement du réseau pendant le SAT.
7	Normes environnementales et locales	L'équipement doit être conforme aux normes d'exploitation environnementales (p. ex., température ambiante, humidité et résistance à la poussière).	Conformité IP54/IP65, normes IEC 60068	Effectuer des essais type pendant les FAT (p. ex., cycle de température, résistance à la poussière et à l'humidité). Revalider lors du SAT.
8	Évolutivité et pérennité	La conception d'équipement doit prendre en charge l'évolutivité pour les futures mises à niveau et les technologies émergentes, telles que l'IloT et les jumeaux numériques.	IEC 61850 pour l'évolutivité, IEC 61970/61968 pour les futures exigences en matière de gestion de l'énergie	Ajouter des composants modulaires pour tester l'évolutivité pendant FAT et valider l'intégration pendant SAT.
9	Conformité au code de réseau	L'équipement et les systèmes doivent être conformes aux exigences du code de réseau en matière de contrôle de fréquence, de stabilité de la tension et de coordination opérationnelle.	Codes du réseau régional : SAPP, WAPP, EAPP	Vérifier la conformité aux exigences du code de réseau pendant le SAT, y compris les scénarios de charge et les simulations de défauts.
10	Conformité réglementaire	Les systèmes doivent être conformes aux réglementations locales et nationales en matière de sécurité du réseau, de cybersécurité et d'impact environnemental.	Réglementations des services publics africains, codes régionaux des pools énergétiques	Examiner la documentation réglementaire et valider l'adhésion via SAT.
11	Documentation et formation	Le fournisseur fournit des manuels d'utilisation complets, des schémas de câblage et une documentation du système.		Valider l'exactitude et la facilité d'utilisation de la documentation pendant le FAT et la mise en service sur le terrain pendant le SAT.
		Offrir la formation pour les ingénieurs et les opérateurs, assurant la compréhension des normes d'automatisation et du fonctionnement du système.		
12	Garantie et service après-vente	Garanties et SLA clairs couvrant la conformité aux normes, la maintenance et les mises à jour logicielles.		Valider les temps de réponse SLA pendant SAT grâce à des conditions de défaut simulées.

Plan FAT

Section	Détails
1. Objectif	Vérifier les performances du système et la conformité aux spécifications techniques et aux normes avant l'expédition.
2. Activités pré-FAT	Examiner les plans d'essai du fournisseur et vérifier l'alignement avec les spécifications et les normes du projet. - S'assurer que l'environnement d'essai reflète les conditions du site (par exemple, les protocoles de communication, les configurations).
3. Essais effectués en FAT	Essais fonctionnels : vérifier les fonctionnalités de base d'équipement d'automatisation (par exemple, les relais de protection, les éléments de SCADA). Essais de performance : mesurer la latence, la reprise après défaillance et la fiabilité des communications dans des scénarios opérationnels. Essais d'interopérabilité : valider l'intégration transparente avec les équipements multifournisseurs et les systèmes existants. Essais de cybersécurité : simuler les menaces et tester le chiffrement, l'authentification et l'accès basé sur les rôles. Essais environnementaux et de résistance : tester la résilience d'équipement aux températures extrêmes, à l'humidité et à la poussière (conformément aux normes IEC 60068). Essais de conformité aux normes : - Conformité à la norme IEC 61850 (protocoles, messagerie GOOSE). - IEC 62351 pour la cybersécurité. - IP54 ou supérieur pour la durabilité environnementale.
4. Essais de type (basés sur les normes IEC)	Essais diélectriques : Testez les capacités d'isolation. Cycle thermique : Évaluez les performances sous les variations de température. Vibrations et chocs : Validez la durabilité mécanique. Résistance à l'humidité et à la poussière : Vérifiez la conformité aux indices IP. Tests de court-circuit : Assurez la protection contre les courts-circuits.
5. Documentation post-FAT	Préparer et livrer un rapport FAT, comprenant : - Les résultats des tests, les problèmes observés et les actions correctives prises. - Les certifications de conformité aux normes. - Les recommandations pour l'installation sur site et la mise en service.

Comment utiliser le tableau de liste de contrôle de la conformité l'automatisation des systèmes d'alimentation et le plan FAT

Étape d'utilisation	Action
Présélection	Utilisez la liste de contrôle pour l'évaluation initiale du fournisseur.
Post-sélection	Mettre en œuvre FAT à l'aide du plan, en veillant à ce que les fournisseurs respectent les normes et les spécifications.
Post-FAT	Utilisez les résultats comme base de référence pour la mise en service du site et le suivi des performances futures du système.

SAT Plan

Section	Détails
1. Objectif	Assurez-vous que les systèmes fonctionnent comme spécifié dans des conditions de fonctionnement réelles et s'intègrent parfaitement à l'infrastructure existante.
2. Activités pré-SAT	Examiner les rapports FAT et s'assurer que tous les problèmes identifiés ont été résolus.- Préparer l'environnement de test, y compris les dispositifs de terrain, les systèmes de communication et les sources d'alimentation.
3. Tests effectués dans SAT	Tests fonctionnels de bout en bout : Testez le flux de communication entre les dispositifs de terrain (par exemple, les EEL, les capteurs) et les SCADA et les centres de contrôle. Vérifiez que tous les matériels et logiciels remplissent les fonctions prévues. Test de performance : testez les temps de réponse pour les événements critiques, tels que le déclenchement du relais et la transmission de messages GOOSE (latence de <4 ms). Mesurez les performances du système dans des conditions de charge maximale. Tests d'intégration : Validez l'intégration transparente des nouveaux systèmes avec les équipements existants et les systèmes SCADA. Testez l'interopérabilité avec d'autres dispositifs à l'aide de protocoles tels qu'IEC 61850, IEC 60870-5-104 et OPC UA. Test de conformité au code de réseau : testez l'équipement dans des scénarios requis par les codes de réseau locaux, tels que les variations de fréquence, les creux de tension et les conditions de démarrage dans le noir. Validez la stabilité lors des changements de charge et des simulations de défauts. Tests de cybersécurité : validez les configurations de communication sécurisées, y compris le chiffrement, l'authentification et le contrôle d'accès basé sur les rôles. Effectuez des tests d'intrusion et des simulations d'attaques pour tester les défenses du système. Tests environnementaux et de résistance : Assurez-vous que les systèmes fonctionnent efficacement dans l'environnement local, en tenant compte de la température, de l'humidité et des conditions de poussière.
4. Documentation post-SAT	Préparer un rapport SAT, comprenant : - Les résultats des tests pour chaque scénario. - Les problèmes identifiés et les résolutions. - La validation finale de l'état de préparation du système pour le fonctionnement en direct.

Intégration des codes de réseau et conformité réglementaire

Section	Détails
1. Exigences du code de réseau	Assurer le respect des codes de réseau locaux pour : - La stabilité de la tension et de la fréquence. - Les capacités de passage en cas de panne. - Les protocoles de partage de données et de communication. Exemples régionaux : - Code de réseau SAPP : Met l'accent sur les performances d'interconnexion et les normes opérationnelles. - Code de réseau de l'EEEOA : se concentrer sur des normes opérationnelles harmonisées pour les pays d'Afrique de l'Ouest. - Code de réseau EAPP : Couvre les exigences d'interconnexion pour les services publics d'Afrique de l'Est.
2. Validation réglementaire	S'assurer que la documentation et les certifications sont conformes aux : - Réglementations nationales en matière d'énergie.- Évaluations d'impact environnemental.- Mandats d'intégration des énergies renouvelables.

Utilisation du tableau de liste de contrôle de la conformité de l'automatisation des systèmes d'alimentation et du plan SAT

Étape d'utilisation	Action
Pendant l'appel d'offres	Utiliser la liste de contrôle pour définir les critères de conformité et de test pour les fournisseurs.
Après la sélection du fournisseur	Utiliser les plans FAT et SAT pour valider la conformité et les performances du système.
Après le SAT	Utiliser les résultats des tests pour vous assurer que les systèmes sont prêts à fonctionner et répondent aux normes réglementaires avant le déploiement complet.

Annexe 3 : Liste de contrôle - Projets de l'automatisation des systèmes d'alimentation

Vous trouverez ci-dessous des détails pratiques pour guider les services publics dans les projets d'automatisation visant à moderniser ou à moderniser les systèmes d'automatisation existants :

	Liste de contrôle Catégorie	Considérations clés	Détails pratiques	Références/Notes
1	PÉvaluation préliminaire	Réaliser une étude de faisabilité et une analyse des écarts des systèmes existants.	Identifier les équipements existants, les protocoles de communication et les zones nécessitant des mises à niveau ou des remplacements. Analyser les goulets d'étranglement et les inefficacités opérationnelles du système.	S'aligner sur les normes IEC 61850 et IEC/TR 61850-2 pour les conseils de migration.
		Identifier les composants critiques pour la modernisation ou le remplacement.	Prioriser les mises à niveau en fonction de leur criticité pour l'exploitation du réseau (par exemple, sous-stations, SCADA, systèmes de protection).	
		Impliquer les parties prenantes pour définir les objectifs et les priorités du projet.	Inclure les opérateurs, les ingénieurs, la direction et les régulateurs pour équilibrer les objectifs techniques et commerciaux.	
2	Conformité réglementaire et aux normes	Assurer le respect des normes IEC, IEEE et locales pour les systèmes d'automatisation.	Utiliser la norme IEC 61850 pour la communication et l'interopérabilité, et la norme IEEE 1547 pour l'intégration des DER, le cas échéant. Assurer la compatibilité avec les normes régionales et nationales.	
		Vérifier le respect des codes nationaux du réseau et des réglementations en matière de cybersécurité.	Examiner les réglementations nationales concernant la fiabilité du réseau, la sécurité des données et l'intégration des énergies renouvelables.	
3	Spécifications de l'utilitaire	Élaborer des spécifications claires et détaillées des services publics.	Inclure des exigences relatives au matériel, aux logiciels, aux protocoles de communication, aux procédures de test et à la cybersécurité. Définir les exigences d'interopérabilité pour les IED, les systèmes SCADA et les RTU.	S'adapter aux besoins spécifiques des services publics tout en se référant aux normes IEC 61850 et IEC 61970 pour la modélisation du système.
		Spécifier des indicateurs de performance.	Définir les niveaux de performance attendus pour la fiabilité du système, la latence et les temps de récupération en cas d'erreur.	
		Critères d'acceptation des documents.	Définir les conditions de transfert du système, les résultats des tests et la documentation de conformité des fournisseurs.	
4	Conception et spécification du système	Développer une architecture d'automatisation détaillée (centralisée, décentralisée ou hybride).	Créer des diagrammes d'architecture détaillant le centre de contrôle, les sous-stations et les couches de communication. Utiliser le langage de configuration système (SCL) IEC 61850 pour la modélisation.	
		Spécifier les exigences matérielles et logicielles en mettant l'accent sur les protocoles ouverts.	Assurer la compatibilité avec les systèmes existants tout en prenant en charge l'évolutivité et les mises à niveau futures. Incluez des protocoles standardisés tels que MMS, GOOSE et OPC UA.	
		Planifier l'intégration des sources d'énergie renouvelable et des micro-réseaux.	Inclure des contrôleurs de ressources énergétiques distribuées (DER), des schémas de protection et des systèmes de comptage avancés.	

	Liste de contrôle Catégorie	Considérations clés	Détails pratiques	Références/Notes
5	Sélection du fournisseur et de la technologie	Évaluer les fournisseurs en fonction de leurs antécédents, de l'assistance technique et de la présence locale.	Évaluer l'expérience des fournisseurs sur les marchés de l'automatisation et leur capacité à offrir une assistance localisée.	
		Privilégier les solutions qui prennent en charge l'IoT industriel (IIoT) et les jumeaux numériques.	Assurez-vous que les technologies sélectionnées offrent une surveillance en temps réel, des analyses prédictives et une modélisation de système virtuel.	
		Évaluer l'interopérabilité et la compatibilité avec les équipements existants.	Utiliser des tests ou des certifications indépendants pour valider la conformité à la norme IEC 61850 et à d'autres normes.	
6	Planification de la mise en œuvre du projet	Élaborer un plan de mise en œuvre par étapes pour minimiser les perturbations.	Commencer par des systèmes non critiques pour des tests pilotes, puis passez à des systèmes critiques en fonction des résultats. Inclure des mesures de redondance pour maintenir la fiabilité du réseau.	
		Inclure une formation pour le personnel des services publics sur les systèmes modernisés.	Animer des ateliers pratiques et fournir une documentation détaillée aux équipes d'exploitation et de maintenance.	
		Définir des jalons, des indicateurs clés de performance et des livrables clairs pour le suivi du projet.	Il s'agit par exemple du respect des délais, du contrôle budgétaire et des mesures de performance du système lors de la mise en service.	
7	Cybersécurité et protection des données	Mettre en œuvre des mesures de cybersécurité robustes, notamment de pare-feu et des protocoles de communication sécurisés.	Utiliser la norme IEC 62351 pour sécuriser la communication et l'authentification dans les systèmes d'automatisation.	
		Développer une politique de gouvernance des données pour un traitement et un stockage sécurisés de données.	Définir les contrôles d'accès aux données, les politiques de conservation et les procédures de traitement des violations.	
8	Essais et mise en service	Effectuer des tests rigoureux d'intégration et de fonctionnalité du système.	Effectuer des tests de bout en bout couvrant SCADA, IED, relais de protection et protocoles de communication.	Reportez-vous aux normes d'essai de conformité IEC 61850.
		Valider les performances dans différentes conditions de fonctionnement.	Tester dans des scénarios normaux, anormaux et de panne pour garantir la fiabilité et la résilience du système.	
9	Soutien après la mise en œuvre	Établir un cadre de maintenance et de support, y compris des accords de niveau de service (SLA) avec les fournisseurs.	Définir les temps de réponse en cas de défaillance du système, les cycles de mise à jour et la disponibilité des pièces de rechange.	
		Mettre en place des systèmes de surveillance pour le diagnostic en temps réel et la maintenance prédictive.	Utiliser des capteurs et des logiciels IIoT pour la détection des anomalies et l'optimisation des performances.	
10	Durabilité et évolutivité	Concevoir pour l'évolutivité afin de s'adapter à la croissance future de la charge et aux mises à jour technologiques.	Envisager des solutions modulaires pour faciliter l'extension et les mises à niveau.	
		Intégrer des technologies et des pratiques écoénergétiques.	Mettre en œuvre des solutions qui optimisent la consommation d'énergie, réduisent les pertes et intègrent les ressources renouvelables.	

Annexe 4 : Liste de contrôle - Spécifications de l'utilitaire

Les spécifications de services publics sont la pierre angulaire de la réussite des projets d'automatisation. Ils assurent la clarté et l'alignement entre le service public et les fournisseurs. Les spécifications doivent :

- Être le plus détaillé possible, couvrant les aspects techniques, opérationnels et de performance.
- Incluez des références aux normes internationales et locales pour garantir la conformité et les meilleures pratiques.
- Tenir compte des considérations environnementales, en particulier pour les équipements fonctionnant dans des climats rigoureux.
- Définissez clairement les rôles et les responsabilités pendant la mise en œuvre et le soutien après la mise en service.

Exemple de spécification d'utilitaire

Vous trouverez ci-dessous un exemple de spécification de format pour **l'automatisation des sous-stations** et les **mises à niveau du système SCADA**, conçu pour guider les services publics dans les projets de modernisation et de modernisation.

	Spécification	Détails	Références/Notes
1 Spécification de mise à niveau de l'automatisation des sous-stations			
1.1	Introduction	Présentation du projet : mettre à niveau la sous-station pour la rendre conforme à la norme IEC 61850 pour l'interopérabilité, la protection renforcée et la surveillance en temps réel.	Nom de la sous-station : sous-station XYZ 132/33 kV.
		Systèmes existants : RTU existants et relais de protection propriétaires.	Objectif : remplacer l'équipement existant pour permettre un fonctionnement centralisé et à distance.
1.2	Normes applicables	IEC 61850 : communication pour l'automatisation des sous-stations.	
		IEC 60870-5-104 : communication entre les centres de contrôle et les sous-stations.	
		IEC 62351 : cybersécurité dans le contrôle et l'automatisation des réseaux électriques.	
1.3	Architecture et conception du système	Architecture : décentralisée avec des IED redondants conformes à la norme IEC 61850, SCADA centralisée recevant des données en temps réel via la norme IEC 60870-5-104.	
		Infrastructure de communication : réseau de fibre optique, commutateurs Ethernet, messagerie GOOSE (latence de <4 ms).	
		Exigences d'intégration : convertisseurs de protocole pour l'interfaçage avec les équipements existants lors de la migration.	
1.4	Configuration matérielle requise	IED : relais de protection multifonctionnels prenant en charge la protection différentielle, contre les surintensités et la protection contre les distances.	Capacité à prendre en charge la messagerie GOOSE et MMS.
		Panneau IHM : interface à écran tactile pour la surveillance et le contrôle en temps réel.	
		Passerelle de sous-station : conversion de protocole, agrégation de données, communication SCADA sécurisée.	
		Équipement réseau : commutateurs Ethernet gérés avec RSTP pour la redondance.	
1.5	Tests et validation	FAT : vérifier la conformité à la norme IEC 61850, valider la latence du réseau de communication.	
		SAT : tester la communication de bout en bout, simulez des scénarios de panne pour la fonctionnalité de relais de protection.	

	Spécification	Détails	Références/Notes
1.6	Considérations environnementales et locales	Dispositifs pour fonctionner entre -10°C et +50°C.	Conformité avec IP54 ou supérieur pour la résistance à la poussière et à l'humidité.
2 Spécification de mise à niveau du système SCADA			
2.1	Introduction	Présentation du projet : mettre à niveau SCADA pour améliorer l'acquisition, le contrôle et l'intégration des données en temps réel des systèmes renouvelables.	Objectif : Déployer une plate-forme SCADA modulaire pour l'évolutivité et l'intégration avec l'IIoT et les DER.
		Système existant : plateforme SCADA propriétaire aux fonctionnalités limitées.	
2.2	Normes applicables	IEC 61970 : CIM pour l'interopérabilité EMS.	
		IEC 61968 : intégration d'applications pour les systèmes distribués.	
		IEC 62351 : cybersécurité des systèmes de données et de communication.	
2.3	Architecture et conception du système	Architecture : distribuée avec des serveurs maîtres redondants ; données en temps réel des sous-stations via IEC 60870-5-104, intégration DER via MQTT.	
		Interfaces utilisateur : IHM Web, accès mobile pour les opérateurs de terrain avec authentification basée sur les rôles.	
2.4	Configuration logicielle requise	Plate-forme SCADA : conception modulaire prenant en charge les extensions EMS et DMS, les alarmes en temps réel, les tendances, les tableaux de bord analytiques.	Base de données d'historisation jusqu'à 5 ans de données opérationnelles.
		Cybersécurité : chiffrement de bout en bout, contrôle d'accès basé sur les rôles, journalisation d'audit.	
		Intégration : prise en charge native des capteurs IIoT et des contrôleurs DER.	
2.5	Configuration matérielle requise	Serveurs : double redondance avec capacité de basculement (64 Go de RAM, 10 To de stockage, processeurs quadricœurs).	
		Mise en réseau : pare-feu redondants, commutateurs gérés, liaisons de communication à haut débit.	
2.6	Tests et validation	FAT : simuler l'acquisition et le contrôle des données, valider les performances des bases de données historiques sous des charges élevées.	
		SAT : testez l'intégration avec les DER, les dispositifs IIoT et vérifiez les alarmes en temps réel pendant le fonctionnement.	
2.7	Maintenance et assistance	SLA : temps de réponse du fournisseur (<4 heures pour les défauts critiques), mises à jour trimestrielles pour les logiciels/micrologiciels.	
		Formation : sessions pour les opérateurs SCADA et les équipes informatiques sur les bonnes pratiques en matière de cybersécurité et de maintenance des systèmes.	

Notes finales :

- Évolutivité** : les deux exemples intègrent des conceptions qui permettent une expansion future, comme l'intégration de sous-stations ou de DER supplémentaires.
- Adaptation locale** : les spécifications mettent l'accent sur les conditions environnementales locales et la formation de la main-d'œuvre pour assurer le succès à long terme.
- Alignement des normes** : les normes internationales (p. ex., IEC 61850, IEC 61970) garantissent l'interopérabilité et les meilleures pratiques en matière de conception de systèmes.

Annexe 5 : Liste de contrôle - Critères de sélection des fournisseurs pour les projets d'automatisation des systèmes d'alimentation

Le choix du bon fournisseur est essentiel pour la réussite des projets de mise à niveau des sous-stations et des SCADA. Vous trouverez ci-dessous une ventilation détaillée des critères et des étapes pratiques pour évaluer les fournisseurs.

Catégorie	Détails
1. Capacité technique et conformité aux normes	
Expérience des normes internationales	Les fournisseurs doivent démontrer leur conformité aux normes telles que : - IEC 61850 : Interopérabilité pour les systèmes d'automatisation des sous-stations. - IEC 61970/61968 : Pour les systèmes SCADA et la gestion de l'énergie. - IEC 62351 : Pour la cybersécurité.
Expérience dans des projets similaires	- Fournir des références pour des projets d'envergure et de complexité similaires (p. ex., modernisation de sous-stations, révisions de SCADA). - Inclure des études de cas, des certifications et des benchmarks de performance.
Capacités de test	- Le fournisseur doit fournir la preuve d'un test de conformité indépendant (par exemple, un test IEC 61850 certifié par l'UCA).
2. Présence locale et régionale	
Assistance sur site	Les fournisseurs ayant une présence locale peuvent fournir une assistance plus rapide, y compris des réparations matérielles, des mises à jour logicielles et des formations.
Connaissance des réglementations locales	Doit comprendre les codes de réseau régionaux, les conditions environnementales et les exigences de conformité.
Partenariats avec des entreprises locales	Évaluer les fournisseurs qui collaborent avec des intégrateurs ou des fournisseurs de services locaux pour renforcer les capacités régionales.
3. Caractéristiques du produit et interopérabilité	
Interopérabilité avec les systèmes existants	Les solutions proposées doivent s'intégrer de manière transparente aux équipements existants, en utilisant des convertisseurs de protocole si nécessaire. - Privilégier les solutions prenant en charge les protocoles ouverts (par exemple, GOOSE, MMS, OPC UA).
À l'épreuve du temps	- Vérifier la compatibilité avec l'IloT, les jumeaux numériques et l'intégration des énergies renouvelables. - Conceptions modulaires et évolutives pour s'adapter à la croissance de la charge et aux technologies émergentes.
4. Personnalisation et flexibilité	
Solutions sur mesure	Capacité d'adapter les systèmes aux exigences spécifiques du service public, telles que les conditions environnementales locales (p. ex., chaleur extrême, humidité).
Prise en charge des écosystèmes multifournisseurs	Les fournisseurs doivent démontrer comment leurs systèmes fonctionnent dans des environnements avec des dispositifs de plusieurs fabricants.
5. Formation et transfert de connaissances	
Programmes de formation	Les fournisseurs doivent fournir une formation pratique aux opérateurs, aux ingénieurs et aux équipes de maintenance, couvrant l'utilisation opérationnelle, la maintenance et le dépannage.
Documentation	Fournir des manuels d'utilisation détaillés, des schémas de câblage et des guides de dépannage.

Catégorie	Détails
6. Mesures de cybersécurité	
Fonctions de sécurité intégrées	Chiffrement des canaux de communication, mécanismes d'authentification et contrôles d'accès basés sur les rôles.
Respect des normes de cybersécurité	Les systèmes doivent être conformes à la norme IEC 62351 ou à des cadres similaires.
Réponse aux incidents	Les fournisseurs doivent proposer des outils de surveillance, de détection et de réponse aux menaces de cybersécurité.
7. Stabilité financière et coût	
Viabilité financière	Évaluer la stabilité financière du fournisseur pour assurer un support et des mises à jour à long terme.
Prix compétitifs	Les solutions doivent offrir un bon rapport qualité-prix sans compromettre la qualité.
Garantie et service après-vente	Spécifier les périodes de garantie et l'étendue de l'assistance post-implémentation.
8. Soutien à la mise en œuvre et échéancier	
Capacité de mise en œuvre progressive	Les fournisseurs doivent fournir un plan de mise en œuvre clair, y compris des projets pilotes et des déploiements échelonnés.
Assistance sur site et à distance	Assurer la disponibilité des techniciens sur site et le dépannage à distance pendant l'installation et la mise en service.
Respect des délais	Le fournisseur doit démontrer qu'il respecte des échéanciers et des jalons serrés du projet.
9. Processus d'évaluation pour la sélection des fournisseurs	
Élaborer une demande de propositions (DP)	Inclure les exigences détaillées du projet, les spécifications du système et les critères d'évaluation.
Présélection des fournisseurs sur la base des réponses préliminaires	Évaluer leur expérience, leurs références et leurs capacités techniques.
Effectuer l'évaluation technique et financière	Examiner les propositions pour s'assurer qu'elles sont conformes aux spécifications ; Analyser le coût total de possession, y compris l'installation, la formation et la maintenance.
Demande de démonstration et d'essai	Demander aux fournisseurs de faire la démonstration de systèmes avec des scénarios réels (par exemple, interopérabilité, tests de latence, injection de pannes).
Visites de sites et références	Visiter les installations mises en œuvre par le fournisseur et parler aux clients pour évaluer les performances et le service après-vente.
Finaliser la sélection des fournisseurs et négocier le contrat	Inclure des SLA couvrant les performances, la maintenance et le support.

Annexe 6 : Principales phases de mise en œuvre des mises à niveau des sous-stations et du SCADA

Le choix du bon fournisseur est essentiel pour la réussite des projets de mise à niveau des sous-stations et des SCADA. Vous trouverez ci-dessous une analyse détaillée des critères et des étapes pratiques pour l'évaluation des fournisseurs.

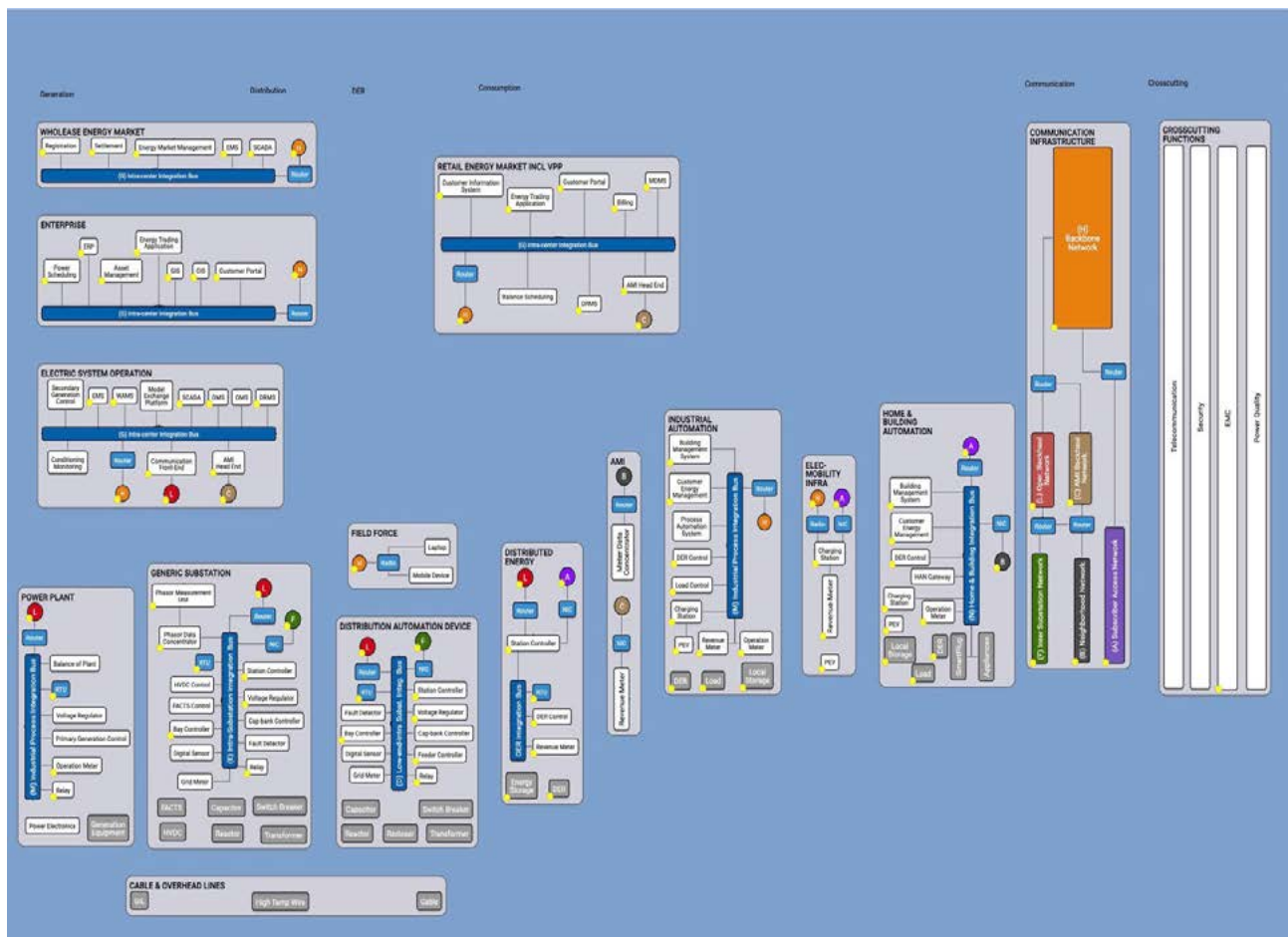
	Phase	Détails	Notes
1	Phase pilote	Mettre à l'essai la solution proposée dans un environnement à faible risque (p. ex., une seule sous-station ou une partie du système SCADA).	Évaluez les indicateurs de performance, l'interopérabilité et la facilité d'utilisation avant de passer à l'échelle.
2	Coexistence des systèmes hérités	Maintenir le double fonctionnement des systèmes existants et mis à niveau pendant la transition.	Utilisez des convertisseurs de protocole et des passerelles pour permettre la communication entre les anciens et les nouveaux systèmes.
3	Déploiement complet	Remplacez progressivement les composants existants avec un minimum de temps d'arrêt.	Mettre en œuvre une approche par étapes, en commençant par les zones non critiques et en s'étendant aux infrastructures essentielles.
4	Essais après la mise en œuvre	Effectuer la validation du système de bout en bout.	Simulez des scénarios de panne pour confirmer la fiabilité du système et les mécanismes de basculement.
5	Surveillance et assistance continues	Utiliser l'IIoT et des outils de surveillance avancés pour la maintenance prédictive.	Effectuer des examens périodiques pour s'assurer que les systèmes restent sécurisés et fonctionnent de manière optimale.

Cartographie des normes IEC et ISO pour les réseaux intelligents

CARTE DU RÉSEAU INTELLIGENT

[https:// mapping.iec.ch/#/maps/1](https://mapping.iec.ch/#/maps/1)

La **cartographie des normes IEC et ISO pour les réseaux intelligents** est un cadre structuré qui relie les normes internationales aux applications de réseaux intelligents, y compris les marchés de l'énergie, SCADA, EMS et l'intégration intra-centre. Cette cartographie est essentielle pour garantir l'interopérabilité, la cybersécurité et l'échange efficace de données, permettant aux parties prenantes d'aligner les mises en œuvre sur les normes mondiales et d'intégrer de manière transparente l'automatisation dans les systèmes d'alimentation modernes.



En cartographiant visuellement les normes IEC et ISO pertinentes à des cas d'utilisation spécifiques, l'outil simplifie la sélection des normes, garantit la compatibilité et réduit les coûts d'intégration.

Les utilisateurs peuvent naviguer dans différentes sections pour trouver les normes applicables à leur domaine, ce qui en fait une ressource précieuse pour les parties prenantes de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Accès aux normes internationales et nationales

Organizations such as the International Electrotechnical Commission (IEC), International Organization for Standardization (ISO), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), and the African Electrotechnical Standardization Commission (AFSEC) provide global and regional standards to support the continent's power infrastructure. National standards bodies in African countries also develop localized versions tailored to regional needs.

1. International and Regional Standards Organizations



AFSEC (Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation)

www.afsec-africa.org

Rôle : L'AFSEC est l'homologue régional africain de la IEC, se concentrant sur l'harmonisation des normes électriques et liées à l'énergie à travers le continent. Elle travaille avec l'Union africaine (UA), l'Organisation africaine de normalisation (ARSO), l'IEC et les organismes nationaux pour garantir une approche unifiée de l'automatisation des systèmes d'alimentation.

Accès et achat :

- L'AFSEC publie et harmonise les normes électrotechniques dérivées des normes IEC et ISO.
- Les normes sont accessibles par l'intermédiaire des organismes nationaux de normalisation dans les États membres de l'AFSEC.

Options d'abonnement :

- L'AFSEC collabore avec les compagnies d'électricité et les organismes de réglementation africains, permettant à l'industrie d'accéder à des normes essentielles.



IEC (Commission électrotechnique internationale)

www.iec.ch

Accès et achat :

- Les normes peuvent être achetées sur la boutique en ligne de l'IEC (<https://webstore.iec.ch>).
- Certains organismes nationaux de normalisation africains diffusent les normes IEC au niveau local.

Options d'abonnement :

- IEC propose des abonnements numériques via IEC Standards+ pour les organisations qui ont besoin de plusieurs normes.



ISO (Organisation internationale de normalisation)

www.iso.org

Accès et achat :

- Les normes ISO sont disponibles sur l'ISO Store (<https://www.iso.org/store.html>) ou auprès des organismes nationaux africains de normalisation.

Options d'abonnement :

- Les institutions et les entreprises africaines peuvent s'abonner à la plateforme de navigation en ligne (OBP) de l'ISO pour un accès numérique.



IEEE (Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens)

www.ieee.org

Accès et achat :

- Les normes peuvent être achetées via la bibliothèque numérique IEEE Xplore (<https://ieeexplore.ieee.org>).

Options d'abonnement :

- Des abonnements IEEE pour les entreprises et les institutions sont disponibles.
- L'adhésion à l'IEEE SA (Standards Association) offre des réductions et un accès exclusif.

2. Organismes régionaux et nationaux africains de normalisation

Plusieurs organisations nationales et régionales africaines de normalisation facilitent l'accès aux normes IEC, ISO, IEEE et AFSEC tout en élaborant leurs propres normes locales.



Organisation africaine de normalisation (ARSO)

www.arso-aran.org

Rôle : L'ARSO promeut la normalisation dans les pays africains et travaille avec l'AFSEC, l'IEC et l'ISO pour harmoniser les réglementations techniques.

Principaux organismes nationaux de normalisation en Afrique

- Bureau sud-africain de normalisation (SABS)
<https://www.sabs.co.za>
- Bureau des normes du Kenya (KEBS)
<https://www.kebs.org>
- Autorité ghanéenne de normalisation (GSA)
<https://www.gsa.gov.gh>
- Organisation nigériane de normalisation (SON)
<https://www.son.gov.ng>
- Organisation égyptienne de normalisation (EOS)
<https://www.eos.org.eg>

Ces organismes nationaux donnent accès aux normes IEC, ISO, IEEE et AFSEC, garantissant ainsi le respect des meilleures pratiques internationales et des exigences réglementaires nationales.

3. Sources supplémentaires pour l'accès aux normes en Afrique

- Groupes de travail et publications de l'AFSEC : l'AFSEC publie des normes régionales et des directives techniques accessibles par l'intermédiaire des services publics, des régulateurs et des organismes nationaux de normalisation.
- Communautés économiques régionales (CER) : des organisations telles que la CEDEAO, la SADC et le COMESA promeuvent l'harmonisation des normes électrotechniques entre les États membres.
- Universités et instituts de recherche : de nombreuses universités fournissent les normes IEEE, IEC et ISO par le biais d'abonnements à la bibliothèque.
- Associations industrielles et services publics d'électricité : des entités telles que les pools énergétiques africains (EAPP, WAPP, SAPP, CAPP) ont souvent accès aux principales normes d'automatisation des systèmes d'alimentation.

Les professionnels et les organisations de l'automatisation des systèmes d'alimentation doivent acquérir des normes officielles auprès d'organismes nationaux, régionaux ou internationaux reconnus afin de garantir la conformité réglementaire, l'interopérabilité et le respect des meilleures pratiques.

Glossaire des termes

Vous trouverez ci-dessous un glossaire pour fournir des éclaircissements et une compréhension des principaux termes et acronymes utilisés dans l'automatisation des systèmes d'alimentation et dans le présent document.

ABC	Coût à base d'activité	CIS	Système d'information client : gère les données des clients, y compris la facturation et les demandes de service.
ACC	Compteurs d'accumulation : dispositifs qui suivent des événements ou des quantités cumulatifs, tels que de l'énergie ou des impulsions, qui facilitent le diagnostic et la planification.	CoAP	Protocole d'application contrainte.
ACL	Listes de contrôle d'accès : mécanismes de sécurité contrôlant l'accès aux ressources d'un réseau pour s'assurer que seules les entités autorisées interagissent avec les systèmes critiques.	COS	Changement d'état : événements enregistrés lorsque les dispositifs passent d'un état de fonctionnement à un autre, ce qui facilite l'analyse des pannes et des performances.
AFSEC	Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation : un organisme créé pour harmoniser les normes à travers l'Afrique, soutenant le développement du système énergétique et la Zone de libre-échange continentale africaine (ZLECAf).	CPL	Communication par courants porteurs en ligne.
AGC	Contrôle automatique de la production : Un système ajustant la puissance de sortie des générateurs pour maintenir la fréquence du réseau et équilibrer la demande avec l'offre.	DFR	Enregistreur numérique de défauts : dispositifs capturant les données de défaillance du système à des fins d'analyse.
AGL	Nivellement automatique de la production : équilibre la production d'énergie entre les sources pour assurer la stabilité du réseau.	DFS	Alimentation à commutateur réparti : gère l'isolation des défauts et l'équilibrage de charge dans la distribution d'alimentation.
AI	Entrée analogique : Signaux d'entrée continus tels que les mesures de tension ou de courant utilisés pour la surveillance et le contrôle.	DLR	Dynamic Line Rating : détermination en temps réel de la capacité de la ligne de transmission.
AMI	Infrastructure de comptage avancée : systèmes permettant la communication en temps réel entre les services publics et les compteurs intelligents pour la facturation et la réponse à la demande.	DMS	Système de gestion de la distribution : outils de surveillance et d'optimisation des réseaux de distribution.
AMS	Système de gestion des actifs : surveille l'état de l'infrastructure et prend en charge la maintenance prédictive.	DNP3	Protocole de réseau distribué version 3.
API	Automates programmables industriels : exécutez une logique de contrôle pour les tâches d'automatisation du réseau.	DoS	Déni de service.
ASCII	Code standard américain pour l'échange d'informations.	EAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Est.
BESS	Système de stockage d'énergie par batterie : Technologie de stockage de l'électricité pour améliorer la fiabilité du réseau et l'intégration des énergies renouvelables.	EMS	Système de gestion de l'énergie : optimise les opérations du réseau telles que l'équilibrage de charge et la réponse à la demande.
CDC	Classes de données communes.	FACTS	Systèmes de transmission flexible en courant alternatif : améliore la stabilité et la contrôlabilité de la transmission en courant alternatif.
CER	Communautés économiques régionales.	FAT	Tests d'acceptation en usine.
CIM	Modèle d'information commun : un modèle de données standardisé assurant l'interopérabilité des systèmes énergétiques.	FDIR	Détection, isolation et restauration des défauts.
		GMAO	Système informatisé de gestion de la maintenance.
		GOOSE	Événement générique de sous-station orienté objet : protocole IEC 61850 haut débit pour les communications de sous-station.
		GPS	Système de positionnement global.
		GSM/GPRS	Système mondial de communications mobiles/Service général de radiocommunication par paquets : technologies pour l'AMI et la gestion de réseau à distance.
		HSR	Redondance transparente à haute disponibilité.
		IEC	Commission électrotechnique internationale.
		IEC 60870	Normes pour la télécommande et les communications SCADA.
		IEC 61850	Normes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques.

IEC 61968	Axée sur l'intégration aux services électriques pour la gestion de la distribution.	OSI	Interconnexion des systèmes ouverts.
IEC 61970	Fournit des interfaces pour le système de gestion de l'énergie et les marchés d'énergie basées sur CIM.	OTA	Mises à jour en direct.
IEC 62351	Normes de cybersécurité pour les protocoles de communication des systèmes électriques.	PEAC	Pool énergétique de l'Afrique centrale.
IED	Dispositif électronique intelligent : effectue des tâches de protection, de surveillance et de contrôle de manière autonome.	PIS	Système d'information sur les Processus.
IEEE	Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens.	PMU	Unité de mesure de phaseur: dispositifs mesurant les formes d'onde pour la stabilité du réseau en temps réel.
L'IloT	L'Internet industriel des objets.	PPP	Partenariat public-privé.
IHM	Interface homme-machine : interfaces permettant aux opérateurs de surveiller et de contrôler les systèmes d'automatisation.	PRP	Protocole de redondance parallèle : garantit la fiabilité de la communication en dupliquant les chemins de données.
IoT	Internet des objets : connecte les composants, les dispositifs et les capteurs du réseau pour des opérations intelligentes.	PSA	Automatisation des systèmes d'alimentation.
IP	Protocole Internet.	PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt (Institut national de métrologie d'Allemagne).
IPv4/IPv6	Versions de protocole Internet.	RTU	Unité terminale distante : collecte les données de terrain et communique avec les systèmes SCADA.
ISO	Organisation internationale de normalisation.	SAPP	Pool énergétique de l'Afrique australe.
Jumeau numérique	Modèles virtuels de systèmes physiques pour la maintenance prédictive et l'optimisation.	SAT	Essais d'acceptation sur site.
KEBS	Bureau de normalisation du Kenya.	SCADA	Contrôle de supervision et acquisition de données : systèmes centralisés pour la surveillance et le contrôle du réseau en temps réel.
LAN	Réseau local : réseaux de communication dans des zones localisées telles que les sous-stations.	SCL	Langage de configuration des sous-stations.
LN	Nœuds logiques.	SGI	Systèmes de gestion des incidents.
LTC	Changement de prise en charge.	SGSI	Système de gestion de la sécurité de l'information.
MFA	Authentification multi-facteur.	SIG	Système d'information géographique : fournit une cartographie et une visualisation spatiale pour la gestion du réseau.
ML	Apprentissage automatique.	SNTP	Protocole de temps réseau simple.
MMS	Spécification de messagerie industrielle.	STP	Protocole Spanning Tree.
MPLS	Commutation multi-protocole par étiquette : technologie de mise en réseau pour un routage efficace des données.	SV	Valeurs échantillonnées.
MU	Unité de fusion.	TCP/TCP/IP	Protocole de contrôle de transmission.
NTCSA	National Transmission Company of South Africa.	TCN	Nigeria Transmission Company.
NTP/SNTP	Protocole de temps réseau/ Protocole de temps réseau simple.	UDP	Protocole de datagramme utilisateur.
ODD	Objectifs de développement durable.	UHF/VHF	Ultra-haute fréquence/très haute fréquence.
OFDM	Multiplexage par répartition orthogonale de la fréquence.	VPP	Centrale électrique virtuelle : regroupe les ressources énergétiques distribuées pour fonctionner comme une seule entité électrique.
OMS	Système de gestion des pannes : suit et résout les pannes de courant.	WAMS	Systèmes de surveillance à zone étendue : surveille la stabilité du réseau à l'aide de données synchronisées de phaseur.
ONG	Organisation non gouvernementale.	WAN	Réseau étendu.
OPC UA	Architecture unifiée de communications en plate-forme ouverte.	WiMAX	Interopérabilité mondiale pour l'accès aux micro-ondes : technologie sans fil pour la communication réseau à haut débit.
OpenADR	Réponse automatisée ouverte à la demande.	XML	Langage de balisage extensible.
		Zigbee	Protocole sans fil à faible consommation pour la gestion de l'énergie basée sur l'IoT.

Références et lectures complémentaires

1. Manuels universitaires

- Stabilité et contrôle du système d'alimentation – P. Kundur, McGraw-Hill Education
- Protection du système d'alimentation – P. M. Anderson, Wiley-Interscience
- Production, exploitation et contrôle d'énergie – A. J. Wood, B. F. Wollenberg, Wiley
- Introduction aux systèmes d'énergie électrique – M. E. El-Hawary, Wiley-IEEE Press
- Analyse et conception des systèmes d'alimentation – J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, Cengage Learning
- Analyse des systèmes d'alimentation – H. Saadat, McGraw-Hill
- Analyse des systèmes d'alimentation – J. J. Grainger, W. D. Stevenson, McGraw-Hill
- Analyse des systèmes d'alimentation – A. R. Bergen, V. Vittal, Prentice Hall
- Analyse des systèmes d'alimentation : opération et contrôle – A. Chakrabarti, S. Halder, Apprentissage PHI
- Méthodes informatiques en matière de l'analyse des systèmes d'alimentation – G. W. Stagg, A. H. El-Abiad, McGraw-Hill

2. Manuels et guides techniques

- Guide de l'IEEE pour les applications de relais de protection (IEEE C37.2) – IEEE Xplore
- Normes de fiabilité NERC – North American Electric Reliability Corp
- Manuel d'automatisation des sous-stations – ABB
- Solutions du réseau intelligent : présentation de l'architecture du système – Schneider Electric
- Manuel des systèmes d'automatisation des sous-stations – Siemens Energy
- Introduction aux bases de la protection des relais – Laboratoires de Schweitzer Engineering (SEL)
- Automatisation pour le réseau : SCADA et au-delà – GE Power
- Introduction à l'automatisation des systèmes d'alimentation – Eaton
- Technologies d'automatisation de l'électricité : un guide complet – Mitsubishi Electric
- Référence technique pour la numérisation des sous-stations – Siemens

3. Rapports techniques et contexte africain

- Cadre et feuille de route de NIST pour les normes d'interopérabilité des réseaux intelligents, version 4.0 – NIST
- Surveillance, protection et contrôle à grande échelle : état actuel et tendances futures – Brochure technique CIGRÉ
- Feuille de route technologique : Réseaux intelligents 2011 – Agence internationale de l'énergie (IEA)
- Initiative pour les réseaux intelligents continentaux africains – Rapport d'étape – Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation (AFSEC)
- Intégration des énergies renouvelables : défis et solutions – Electric Power Research Institute (EPRI)
- Agenda 2063 : L'Afrique que nous voulons – Union africaine
- Lignes directrices sur l'énergie renouvelable pour les économies en développement – ONUDI
- Modernisation du réseau américain : un guide de référence technique – Département de l'énergie des États-Unis (DOE)
- Renforcer la résilience des systèmes électriques dans les pays en développement – Banque mondiale
- Cybersécurité et résilience pour les réseaux modernes – IEEE Power and Energy Society

4. Normes de cybersécurité

- ISO/IEC 27001 : Systèmes de gestion de la sécurité d'information – Exigences – ISO
- IEC 62443 : Sécurité des systèmes d'automatisation et de contrôle industriels – IEC
- Cadre de cybersécurité du NIST version 1.1 – NIST
- IEEE 1686 : Norme pour les capacités de cybersécurité des dispositifs électroniques intelligents – Association de normalisation IEEE
- Rapport sur le paysage des menaces liées aux réseaux intelligents – ENISA

5. Études de cas

- Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP) : Étude de cas sur la transmission et le commerce – la Banque mondiale
- Programme d'automatisation du réseau pour la société Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO) – KETRACO
- Commerce de l'électricité entre l'Éthiopie et Djibouti : étude de cas sur l'automatisation du commerce trans-frontalier d'énergie – la Banque mondiale
- Modernisation de la sous-station d'Eskom grâce à la norme IEC 61850 – FinancialTimes
- Marché de l'électricité en Ouganda : l'automatisation pour une fiabilité renforcée – SpringerLink
- Opérateur du réseau nigérian : Automatisation à grande échelle pour l'intégration des énergies renouvelables – McKinsey & Company
- Programme d'automatisation du réseau du Sénégal : intégration des ressources énergétiques distribuées – la Banque mondiale
- Micro-réseaux en Afrique rurale : solutions d'automatisation pour les applications hors réseau – la Banque mondiale

6. Tendances émergentes et intégration de l'IA

- Applications de l'apprentissage automatique dans les systèmes électriques modernes – IEEE Xplore
- Exploitation de l'intelligence artificielle pour accélérer la transition énergétique – Forum économique mondial
- Contrôle autonome de la tension pour le fonctionnement du réseau à l'aide de l'apprentissage par renforcement profond – arXiv
- Cadre et technologies clés de l'intelligence hybride homme-machine pour les systèmes d'alimentation – IEEE Xplore
- Automatisation basée sur le cloud dans les réseaux électriques – Forum économique mondial

7. Blockchain et technologies émergentes

- IEEE P2418.5 : Norme pour la blockchain dans le secteur de l'énergie – Association de normalisation de l'IEEE
- Architectures basées sur la blockchain pour les marchés de l'énergie – Réseau intelligent de l'IEEE
- Véhicule-réseau pour soutenir la stabilité du réseau et l'intégration des énergies renouvelables – Commission européenne
- La blockchain dans les systèmes de gestion de l'énergie de nouvelle génération – IEEE Xplore

