

Assurer la stabilité du réseau belge avec un système de protection spécial

Rodolphe Hanuise et Cédric Moors
Elia Engineering

Fernando Calero, Milind Malichkar, Eliseo Alcázar et Krishnanjan Gubba Ravikumar
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Présenté à la
47ème conférence annuelle des relais
de protection occidentaux Format virtuel
20 au 22 octobre 2020

Traduit en français en mars 2022

Assurer la stabilité du réseau belge avec un système de protection spécial

Rodolphe Hanuise et Cédric Moors, *Elia Engineering*
 Fernando Calero, Milind Malichkar, Eliseo Alcázar et Krishnanjan Gubba Ravikumar,
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Résumé - Elia, l'opérateur du réseau de transport en Belgique, est responsable du transport de la production éolienne en mer et de l'importation et de l'exportation internationales de puissance en courant continu à haute tension (CCHT) à travers un couloir. La majeure partie de cette puissance électrique (~3 GW) n'a que ce seul couloir à emprunter pour rejoindre le réseau européen.

Le couloir est surveillé par un système de protection spécial avancé (SPS). Dans les 20 millisecondes suivant la perte de la voie de transport principale de 380 kV, le SPS assure que la production éolienne et la liaison CCHT sont isolées et prend les mesures appropriées sur le couloir restant pour éviter les instabilités et les dommages à grande échelle dans le réseau électrique isolé. De telles instabilités pourraient endommager les installations éoliennes ou CCHT et affecter considérablement l'intégrité des maillages des réseaux belge et européen, en provoquant éventuellement des pannes de courant ou des réductions de tension.

Le SPS utilise des composants entièrement redondants pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau en cas d'une quelconque défaillance de composant unique et, pour certaines fonctions, de défaillances multiples. La fiabilité est assurée par une architecture distribuée pour la détection des aléas (y compris la détection de la perte soudaine du couloir) et les décisions de déclenchement. Une logique d'armement et un système de vote assurent la sécurité du réseau. Le SPS utilise une combinaison de protocole de redondance parallèle (PRP) et de mise en réseau défini par logiciel (SDN) afin de se conformer aux exigences de cybersécurité et de fiabilité des communications.

Ce document présente les défis, les solutions et les détails de la conception du SPS, l'accent mis sur la sécurité et la disponibilité, ainsi que les tests de matériel dans la boucle de l'ensemble du réseau avant sa mise en service.

Le SPS est en service depuis janvier 2019 et n'a pas encore fonctionné, ce qui est normal pour ce type de système. Le SPS a fait preuve de la sécurité et de la retenue appropriées face aux événements extérieurs et aux opérations du réseau électrique qui nécessitent la commutation de la ligne de transport. Sans le SPS, la puissance ne pourrait pas circuler dans le couloir. Le SPS assure que la perte du couloir n'a pas d'impact sur l'intégrité du réseau électrique belge.

I. INTRODUCTION

Elia est un opérateur de réseau de transport (TSO) et est actif dans le transport d'électricité. Avec ses principales filiales en Belgique et dans le nord-est de l'Allemagne, Elia exploite 19 300 km de connexions à haute tension et 800 postes électriques qui fournissent de l'électricité à 30 millions de consommateurs finaux, ce qui fait d'Elia l'un des cinq plus grands opérateurs de réseau de transport d'Europe [1].

Elia est connecté au réseau synchrone européen continental, qui est le réseau électrique synchrone le plus puissant du monde

(26 pays et 860 W). Elia en est le centre et constitue un lien très important pour les flux de puissance internationaux, qui augmentent à mesure que la production devient plus décentralisée.

Un objectif européen est de parvenir à la neutralité carbone avant 2050. Par conséquent, l'intégration des sources d'énergie renouvelables augmente de manière drastique (notamment l'éolien pour Elia). L'intégration de davantage d'électronique de puissance (ressources d'énergie renouvelables [RES] et courant continu à haute tension [CCHT]) dans le réseau électrique crée des défis qui doivent être résolus par des solutions d'ingénierie spéciales.

II. CONTEXTE

Les membres de l'Union européenne investissent beaucoup dans les sources non conventionnelles. En Belgique, les projets de production éolienne en mer ont concentré la production d'énergie électrique sur l'océan dans la partie nord-ouest du pays. De plus, la Belgique s'intègre au Royaume-Uni (UK) par le biais d'un câble à courant continu, ce qui nécessite l'installation d'un onduleur (CCHT) dans la même zone géographique.

Elia a effectué des études de transitoires électromagnétiques (EMT) en régime permanent et inhabituels avant la construction afin d'identifier les aléas à faible probabilité sur le couloir ayant un impact sur le système belge (par exemple, panne de courant et/ou réduction de tension). Ces instabilités proviennent de deux sources non conventionnelles (éolienne et CCHT), qui représentent un défi car des conditions de fonctionnement inhabituelles conduisant à un faible rapport de court-circuit pourraient entraîner des dommages aux installations éoliennes et CCHT et des pannes de courant en Belgique.

Elia est l'opérateur du couloir électrique qui transporte l'énergie associée. Pour exploiter le couloir de manière fiable et se protéger contre les aléas du réseau électrique, Elia a décidé qu'un système de protection spécial (SPS) était nécessaire.

III. LE COULOIR ELECTRIQUE

La Fig. 1 montre le schéma unifilaire du couloir électrique de la Belgique. En période de pointe, la production éolienne en mer peut atteindre 2 000 MW, injectés dans le système au poste électrique 1 (poste électr. 1). L'échange avec le Royaume-Uni, à son apogée, peut atteindre 1 000 MW, injectés au poste électr. 2. Ces deux sources de puissance sont livrées à l'Europe et à la Belgique par l'axe du poste électrique formé par le biais

des lignes de transport du poste électr. 1 au poste électr. 4. Le réseau interconnecté européen est relié au poste électr. 4. Les lignes et les câbles de 380 kV qui transportent la puissance, principalement dans la direction montrée sur la Fig. 1, sont capables de transporter la puissance maximale générée, même individuellement. L'autre voie d'acheminement de la puissance, par l'intermédiaire du réseau 150 kV, n'est pas en mesure de transporter le flux.

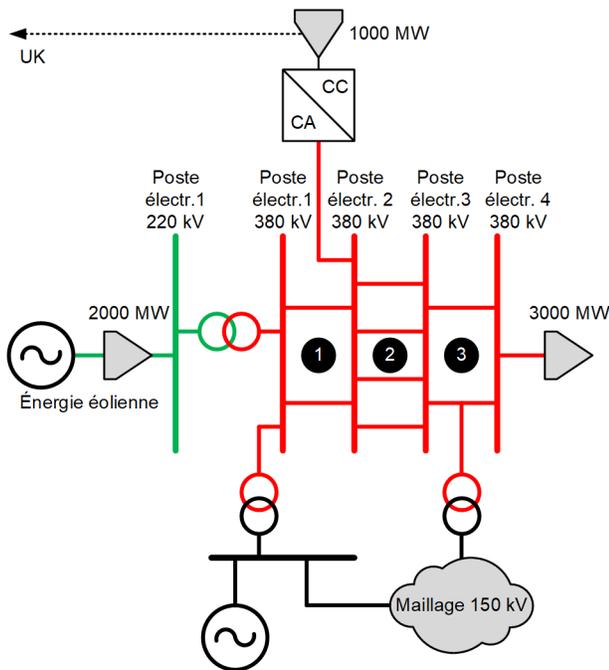


Fig. 1. Le couloir électrique Elia en Belgique

La présence de sources non conventionnelles dans le réseau électrique nécessite des considérations inhabituelles. En supposant, par exemple, que la puissance circule dans le couloir des 3 000 MW dans la même direction (vers l'Europe continentale) comme le montre la Fig. 1, le couloir électrique est la seule voie par laquelle cette puissance peut circuler.

L'énergie éolienne et la liaison CCHT n'ont pas l'inertie mécanique des machines tournantes ; elles ont plutôt des boucles de commande spécialisées pour déclencher l'électronique de puissance afin de convertir le flux de puissance du courant continu au courant alternatif. Ces boucles de commande sont des systèmes de rétroaction qui utilisent la mesure de la tension comme référence (régie par le réseau principal). De plus, la production éolienne n'est pas une machine unique, mais des centaines d'unités dans les installations en mer. Comprendre et modéliser le comportement de ces générateurs éoliens lorsqu'ils sont isolés du maillage électrique principal est une tâche d'ingénierie très difficile. En outre, la seconde source d'onduleur principale (liaison CCHT vers le Royaume-Uni) est également commandée par des boucles de rétroaction basées sur la mesure de tension de référence régie par le réseau principal. Il est difficile d'estimer l'interaction entre la production éolienne et la liaison CCHT lorsque celles-ci fonctionnent sans la voie principale [1]. Cependant, Elia a pu faire de la modélisation, effectuer des simulations et des hypothèses éclairées pour montrer une

oscillation de puissance très rapide et significative qui peut conduire à un effet de cascade lorsque la voie principale est perdue. Ces études ont également montré des surtensions et une oscillation de fréquence importantes qui pourraient endommager les équipements lorsque des parcs éoliens et des réseaux à haute tension sont isolés ensemble.

La mesure la plus prudente à prendre est de déconnecter totalement la production éolienne et la conversion CCHT afin d'éviter des conséquences indésirables en cas de perte du couloir électrique.

La mission du SPS est de séparer l'électronique de puissance le plus rapidement possible lorsque la perte du couloir électrique est détectée, comme le montre la Fig. 1.

IV. CONCEPTION DU SPS

Compte tenu de l'importance du couloir électrique, Elia a défini des exigences élevées pour la conception du SPS en matière de vitesse, de fiabilité, de sécurité et de redondance.

Aucun point de défaillance unique n'était autorisé dans l'ensemble du système, et il fallait au moins deux systèmes égaux en parallèle. La défaillance d'un seul dispositif ne doit pas empêcher le flux de puissance électrique dans le couloir.

La conception devait prendre en compte un système de vote dans lequel l'état de l'entrée et les commandes de déclenchement de la sortie vers le disjoncteur devaient être votés, de sorte qu'une logique de « deux sur quatre » a été mise en œuvre.

La vitesse de fonctionnement du SPS devait être inférieure à 44 ms sans le temps de fonctionnement du disjoncteur. Le SPS doit être conçu avec un matériel approprié pour avoir des temps de réaction rapides.

La cybersécurité était une considération importante. L'influence du schéma du SPS s'étend sur une vaste zone et comprend plusieurs postes électriques ; le trafic de données inconnu ne devrait pas être autorisé. Les mesures et les commandes de contrôle du SPS ne doivent pas pouvoir être piratées ni même permettre un accès non autorisé.

La conception comprenait des contrôleurs distribués dans les quatre postes électriques. L'interface homme-machine (IHM) et les installations de configuration devaient être accessibles dans chaque poste électrique, ainsi qu'à partir du centre de commande d'Elia.

A. Architecture distribuée

La conception est basée sur une architecture distribuée qui répond aux exigences de la section précédente. Dans chacune des quatre postes électriques de la Fig. 1, des contrôleurs exécutant la logique et la surveillance du SPS sont fournis.

Pour tenir compte de l'exigence de redondance, deux systèmes égaux et indépendants sont utilisés. Il s'agit certainement de la réponse la plus simple pour assurer la continuité du service, même en cas de perte d'un élément important. Aux fins d'identification, les systèmes et leurs contrôleurs sont identifiés comme A et B.

Comme il s'agissait d'une nouvelle installation, les lignes de transport du couloir ont été équipées d'un nombre important de paires de fibres optiques, dont deux paires dédiées au SPS. La

Fig. 2 montre les voies de communication par fibres optiques. Les connexions par fibres du poste électr. 4 sont physiquement connectées au poste électr. X.

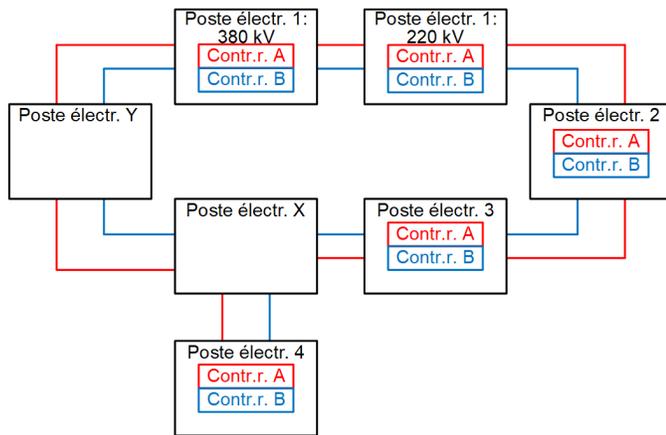


Fig. 2. Architecture distribuée et installations de communications par fibres optiques

La Fig. 2 illustre l'emplacement des deux contrôleurs logiques dans chacun des postes électriques du projet pour une architecture distribuée, ainsi que la boucle de fibre optique de communications disponible pour le projet. Les deux systèmes sont interconnectés par le biais de leurs fibres optiques de communication respectives. Les mesures et l'état d'un poste électrique sont disponibles dans les autres postes électriques. Dans une architecture distribuée, les dispositifs de décision prennent leurs propres décisions à partir des données provenant de sites distants.

L'utilisation de cette architecture permet de programmer les contrôleurs essentiellement avec le même programme. Les contrôleurs exécutent le même programme dans tous les postes électriques. Des différences mineures sont inévitables, comme l'affectation du signal de sortie binaire pour déclencher les disjoncteurs dans les postes électriques et l'adresse IP du dispositif, mais à part cela, les contrôleurs ont des programmes identiques.

La boucle de fibre optique fournit la redondance des communications. Si la fibre se rompt dans une partie de la boucle, il y a toujours une voie à partir du poste électrique vers un poste électrique.

Chaque ligne des deux terminaux dispose de deux dispositifs de surveillance de ligne : Moniteur de ligne A (monit. de ligne A) et monit. de ligne B. Dans chaque poste électrique, les dispositifs de surveillance de la ligne mesurent le flux de puissance et les informations sur l'état du disjoncteur. Ces données sont publiées dans les deux réseaux et souscrites par les contrôleurs locaux et tous les contrôleurs des autres postes électriques. La Fig. 3 illustre le flux d'informations pour la fonction de surveillance de ligne. Chaque terminal dispose de moniteurs de ligne système A et système B. Ceux-ci publient les mesures aux deux contrôleurs locaux (contr.), comme illustré sur la Fig. 3 dans le terminal L. Les contrôleurs locaux utilisent les informations, comme illustré sur la Fig. 3.

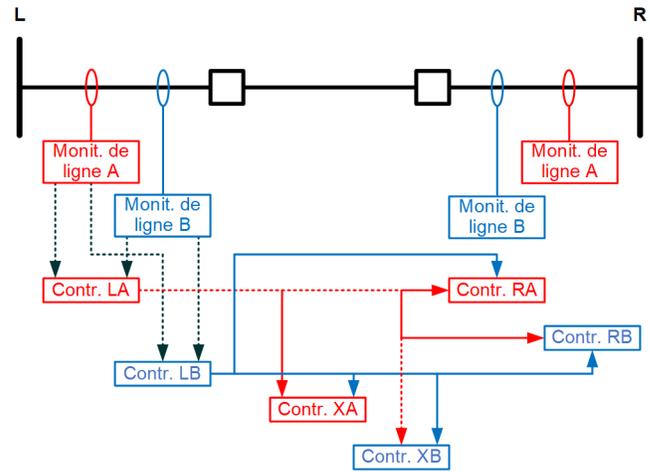


Fig. 3. Flux de données pour la surveillance de ligne

Il n'y a pas de point de défaillance unique dans l'architecture, et la défaillance d'un seul dispositif de l'architecture ne nuit pas au fonctionnement du SPS.

B. Cybersécurité et messagerie de commande

La Fig. 2 montre la disponibilité de deux boucles de fibre optique égales. Pour assurer la redondance des communications, le protocole de redondance parallèle (PRP) a été choisi [2] [3]. Le PRP transmet le même message de données dans les deux réseaux. Le dispositif de réception utilise le premier message qui arrive et rejette le second.

Le PRP exige que tous les dispositifs soient conformes au protocole. Le paquet de données Ethernet est légèrement modifié pour étiqueter les messages d'un dispositif à l'autre. Le PRP assure la livraison des paquets en cas de défaillance d'un seul réseau (qui peut être la défaillance d'un commutateur ou d'une seule connexion par fibre optique).

La cybersécurité était très importante dans les attentes du SPS. La conception exigeait que le trafic dans le réseau soit uniquement constitué de commandes de surveillance et de contrôle. Aucun autres protocole ou connexion n'était autorisé. Elia gère un intranet d'entreprise qui atteint tous les postes électriques et voulait que l'accès soit géré par le biais de son réseau. Le réseau SPS est entièrement dédié aux communications du SPS.

La mise en réseau défini par logiciel (SDN) est la technologie appropriée à utiliser pour assurer un flux restreint de surveillance et de commandes et pour permettre une reconfiguration rapide [4] [5].

Le SDN permet l'ingénierie du trafic approprié dans le réseau. Il ne modifie pas la trame Ethernet, il l'interprète et guide la trame de données vers la route prédéterminée. Il met en œuvre une sécurité de type « refus par défaut », ce qui signifie que tout trafic qui n'est pas autorisé par la programmation du réseau est rejeté et n'est pas transporté. Il peut être programmé avec des voies alternatives si la voie principale ne permet pas le flux, et la reconfiguration prend moins de 0,1 ms [4] [5], ce qui est deux ou trois ordres de grandeur plus rapide que le protocole d'arbre maximal rapide (RSTP).

La Fig. 4 montre les données circulant dans le réseau en utilisant le PRP et le SDN. Chaque dispositif du système transmet des données par le biais de deux réseaux SDN identiques, ce qu'exige le PRP. Les paquets Ethernet ne sont pas modifiés, mais sont qualifiés et acheminés par le SDN, permettant uniquement le flux de surveillance et de contrôle.



Fig. 4. Flux de données pour la surveillance de ligne

Le choix de l'architecture de communication ci-dessus permet d'isoler le flux de données de contrôle de l'intranet d'Elia et empêche totalement toute intrusion dans les actifs du système d'Elia. Il s'agit uniquement d'un réseau de systèmes de contrôle.

Avec le PRP et le SDN, il n'y a pas de point de défaillance unique dans le réseau de fibres optiques, pas même en cas de rupture d'un fil de terre optique (OPGW). Lorsque l'anneau SDN est sain, l'anneau envoie les données dans le sens antihoraire sur la Fig. 2. En cas de rupture de l'anneau, le SDN a préprogrammé des flux alternatifs qui acheminent les données dans le sens horaire en moins de 0,1 ms. Les protocoles de contrôle tels que GOOSE CEI 61850 continuent de fonctionner de manière transparente, de sorte que le flux est continu.

Comme le flux de données et les ports des commutateurs sont clairement définis, toute tentative de pousser des données non préprogrammées peut être identifiée et envoyée à un contrôleur de SDN central.

C. Fonctionnalité du SPS

Pour une détection d'aléa réussie, il faut surveiller chaque baie du réseau électrique sur Fig. 1 et obtenir les mesures de puissance et l'état du disjoncteur.

1) Détection d'aléa

L'unité de surveillance de ligne surveille les baies de ligne et de câble. L'état du disjoncteur (52b) et l'interrupteur de déconnexion de ligne (89a) sont également surveillés. La tension et le courant de la ligne sont mesurés pour contrôler le flux de puissance et la direction. Le moniteur de ligne ne s'ouvre pas et n'a pas de capacité de décision ; il ne fait que signaler l'état de la baie.

Le moniteur de ligne met en œuvre une logique simple de détection des aléas qui signale l'ouverture soudaine de la ligne. Il prend en compte trois conditions d'armement et deux conditions de qualification. Les conditions d'armement nécessitent quelques secondes pour que le flux soit en régime permanent (pas de transitoires), que le flux soit supérieur à un seuil minimum et que le disjoncteur soit fermé depuis un certain temps. Une fois la logique armée, l'état du disjoncteur est surveillé et qualifié par l'absence de courant pour déclarer un disjoncteur ouvert. De plus, un changement soudain du flux de puissance est nécessaire au-dessus d'un seuil minimum pour assurer une décision appropriée. La logique de détection d'aléa assure la sécurité dans les conditions de fonctionnement [6].

2) Système de vote

Les mesures et les états binaires des baies sont envoyés à tous les contrôleurs du système. La Fig. 5 illustre l'échange et la redondance.

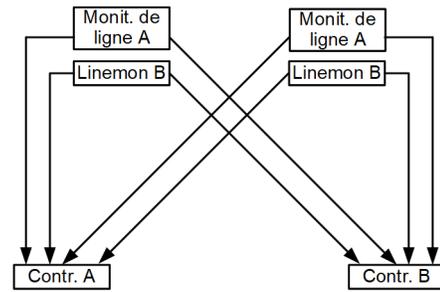


Fig. 5. État et mesures de la baie envoyés à tous les contrôleurs

L'état de la baie est nécessaire pour déterminer l'état de la ligne. Pour déterminer que la ligne s'est soudainement ouverte, un système de vote est mis en œuvre dans les contrôleurs. L'idée est de fournir une couche supplémentaire de sécurité pour la prise de décision. La Fig. 6 illustre la logique ; il s'agit essentiellement d'une logique deux sur quatre pour activer le bit du contrôleur interne.

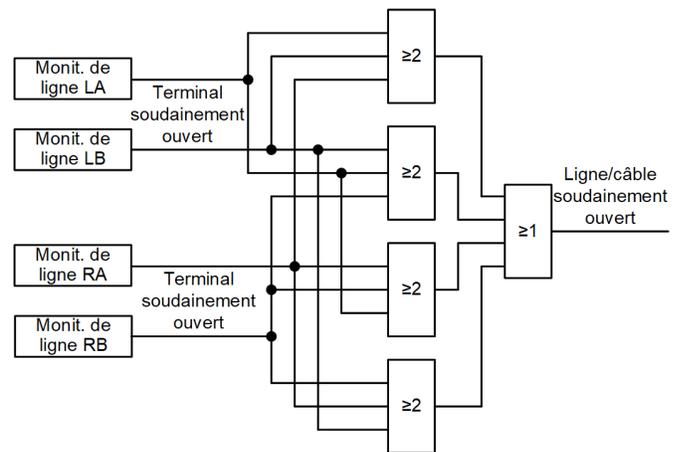


Fig. 6. Logique de décision deux sur quatre

La comparaison deux sur quatre est exécutée dans chaque contrôleur du SPS et pour les valeurs analogiques. Les valeurs analogiques sont toutefois traitées différemment, car elles doivent se situer dans une bande de tolérance, et la moyenne est une sortie à partir de bonnes valeurs.

3) Logique du SPS

La logique qui permet la prise de décision dans les contrôleurs est relativement simple.

Le signal soudainement ouvert (SOP) correspond à la perte de la ligne sous charge, comme décrit précédemment. La logique considère également les lignes parallèles hors service (ouvertes) pour armer la détection du SOP.

Une logique de déclenchement est utilisée pour affecter les contacts de sortie de déclenchement à l'ouverture des disjoncteurs dans les postes électriques appropriés.

Pendant le fonctionnement normal du couloir électrique, différentes topologies de fonctionnement sont possibles. Certains disjoncteurs et certaines barres peuvent être désactivés

à l'aide d'interrupteurs de déconnexion, et le couloir peut être divisé en deux couloirs. Toutes les topologies habituelles peuvent être couvertes par la logique décrite précédemment. Les topologies très spéciales non couvertes par la logique sont couvertes par des règles et des procédures d'exploitation.

D. Vitesse de fonctionnement

Un paramètre clé du fonctionnement d'un SPS est la vitesse de fonctionnement. En général, les temps de fonctionnement du disjoncteur ne sont pas pris en compte, et seul le temps de prise de décision doit être documenté. La plupart des SPS et des systèmes de protection de zones étendues et des schémas de commande fondent leurs exigences sur des études du réseau électrique [6]. Dans les grands réseaux électriques, il est courant d'exiger des temps de fonctionnement inférieurs à 0,1 seconde. Dans le SPS décrit dans ce document, la demande portait sur un système dont le temps de fonctionnement était inférieur à 44 ms. En raison des communications à grande vitesse utilisées (GOOSE CEI 61850) et du temps de fonctionnement rapide du contrôleur, la vitesse de fonctionnement obtenue était dans la plage de 14 à 20 ms après la déconnexion d'une ligne du couloir. Le calcul préliminaire a considéré 15 ms dans le moniteur de ligne, 5 ms de transmission et de traitement des messages GOOSE et 3 ms dans le contrôleur, plus une marge. Le temps mesuré était meilleur que l'estimation.

E. Fonctionnement de l'IHM

L'un des défis à relever était la mise en œuvre d'une IHM dans tous les postes électriques. L'IHM devait être reproduite dans chaque contrôleur. En tirant parti de l'architecture distribuée, il a été possible d'échanger toutes les mesures et tous les états entre tous les contrôleurs du SPS. Ces dix contrôleurs s'abonnent aux données publiées par les autres contrôleurs. La nature multidiffusion du protocole GOOSE CEI 61850 et du réseau SDN permet le trafic depuis et vers tous les contrôleurs dans le SPS. Les dispositifs de surveillance de la ligne ne publient qu'à leurs contrôleurs locaux.

Tout paramètre pertinent pour le fonctionnement du SPS, tel que la désactivation du SPS ou la mise hors service forcée d'une baie particulière, est d'abord appliqué au contrôleur en cours de fonctionnement, puis publié pour être mis à jour vers les autres contrôleurs et une logique de synchronisation pour s'assurer que chaque contrôleur dispose des dernières données est mise en œuvre.

F. Sécurité et fiabilité

La sécurité et la fiabilité sont les objectifs de tout plan de protection du réseau électrique. Comme nous le verrons dans les sections suivantes, les tests de matériel dans la boucle (HIL) ont prouvé la validité de nombreux concepts proposés pour le système. Le système a été sécurisé par la logique « deux sur quatre » et la logique d'armement décrites précédemment.

L'aspect fiabilité est accentué par la répétition de la même logique dans tous les contrôleurs et le réseau redondant. Les commandes de déclenchement atteignent les bobines de déclenchement causées par le fonctionnement des contrôleurs

locaux ou des contrôleurs à distance qui publient leurs décisions de déclenchement à tous les dispositifs.

L'architecture distribuée du SPS permet de nombreux degrés de redondance dans différents aspects de l'opération. Il n'y a pas de défaillance d'équipement $N - 1$ qui empêcherait le système d'être fiable, disponible et sûr.

Des fonctions d'alarme et de rapports sont disponibles dans l'IHM et dans la télésurveillance et l'acquisition de données (SCADA). Les divergences dans la logique du deux sur quatre sont rapportées et signalées. La fonctionnalité d'alarme et de rapports a fait l'objet d'une attention particulière dans le schéma pour rendre le système fiable.

V. DEVELOPPEMENT DU SPS

Au moyen de nombreuses réunions de développement et de révision de la conception, les différents composants du système ont été finalisés, en gardant à l'esprit les spécifications de vitesse, de sécurité et de redondance. Compte tenu de la criticité de l'infrastructure et de la nécessité d'un flux de puissance continu dans le couloir, il était impératif que le système soit sécurisé et ne fonctionne pas pour des événements autres que les aléas spécifiés. Pour assurer le plus haut niveau de disponibilité, une redondance complète a été privilégiée dans le SPS. Cette exigence a conduit à la nécessité d'utiliser la redondance non seulement au niveau de la plateforme matérielle, mais aussi au niveau de l'acquisition de données sur le terrain (comme les transformateurs de courant [TC] indépendants, les transformateurs de potentiel [TP] et l'état du disjoncteur pour les SPS A et B). La redondance a également été intégrée à l'architecture de communication à l'aide du PRP, de la technologie de SDN et de voies de communication redondantes ; ainsi, même dans la majorité des cas, cette architecture peut gérer un aléa $N - 3$. La cybersécurité, comme discuté dans la section précédente, a été obtenue grâce à l'utilisation de SDN et à la conception des flux de réseau de manière à ce que seul le trafic du SPS soit autorisé sur les fibres optiques dédiées entre les postes électriques.

Une fois finalisée, la conception du SPS a été mise en œuvre en utilisant les dispositifs de surveillance de la ligne, les contrôleurs logiques du SPS et les dispositifs de communication réseau. Les critères de conception du SPS prévoyaient une plateforme matérielle robuste, des contrôleurs et des moniteurs de ligne rapides et faciles à programmer, ainsi que des dispositifs de communication réseau cybersécurisés.

A. Matériel du SPS

Le matériel du SPS sélectionné a été emballé dans l'enceinte du panneau pour chacun des postes électriques. Chaque poste électrique a reçu une configuration du SPS à double redondance (SPS A et SPS B) utilisant des panneaux identiques. La Fig. 7 montre les panneaux du SPS avec l'agencement des dispositifs. Un seul moniteur d'IHM est partagé par les deux systèmes. L'utilisateur sélectionne l'IHM d'un SPS particulier (A ou B) par le biais d'un commutateur clavier-vidéo-souris (KVM). Deux panneaux, système A et système B, ont été déterminés : en cas d'événement catastrophique sur un panneau d'un poste électrique donné, l'autre reste actif et aucun composant de

l'autre système n'est compromis. Cependant, un seul moniteur d'IHM a été choisi pour l'opérateur pour l'interaction avec le SPS dans son ensemble. Un commutateur KVM est nécessaire pour naviguer du système A au système B ; toutefois, la redondance de l'IHM physique d'un poste électrique est assurée par un accès à distance par ordinateur portable à l'IHM du SPS B.

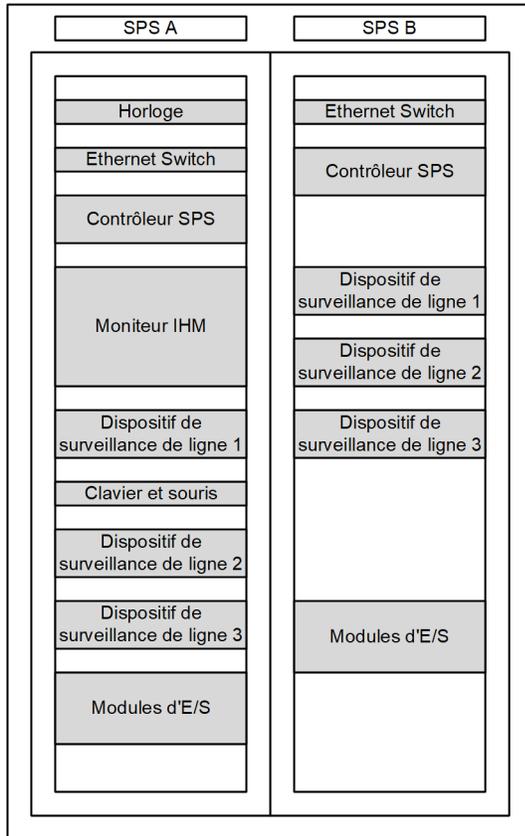


Fig. 7. Vue avant du système de panneau du SPS A (gauche) et B (droite) pour le poste électr. 2

Les dispositifs à l'intérieur des panneaux étaient câblés en usine pour recevoir les signaux de terrain, tels que les tensions de ligne, les courants, les états des disjoncteurs, les signaux de déclenchement, etc. Les commandes SCADA et les états du SPS ont également été câblés à partir des panneaux pour la commande et la surveillance à distance. Deux horloges satellites, situées à des endroits différents, envoient des signaux temporels par le biais du protocole de précision temporelle (PTP) sur le réseau SDN à tous les dispositifs du système. La distribution temporelle est entièrement redondante avec le PRP.

B. Logique du SPS et mise en œuvre des schémas

Différents scénarios ont été étudiés pendant la phase de conception, et un schéma de base a été développé sur les dessins logiques qui répondaient à toutes les exigences et spécifications. La détection de perte de ligne et la logique du SPS, discutées précédemment, ont ensuite été intégrées dans les contrôleurs logiques programmables.

Un schéma de communication pour le mappage du signal et le partage des données a été conçu à l'aide du protocole GOOSE

CEI 61850 qui a permis d'établir les connexions entre tous les dispositifs du SPS.

Une logique d'alarme robuste a été mise en place pour détecter la défaillance de tout composant du système qui pourrait rendre le SPS totalement ou partiellement inopérant. Une logique d'alarme mineure, indiquant la perte de redondance du SPS, et une logique d'alarme majeure, indiquant la perte totale du SPS dans un poste électrique donné, ont été développées. Un contrôleur logique dans une poste électrique est programmé pour détecter les alarmes mineures et majeures dans différents postes électriques et les communiquer à l'opérateur du système numérique de commande (DCS).

Pour la communication en zone étendue entre les panneaux du SPS, des flux de SDN ont été programmés dans les commutateurs de réseau à l'aide du PRP et d'un schéma de reroutage de basculement.

Une représentation graphique du couloir électrique d'Elia a été conçue pour être utilisée dans l'IHM afin de surveiller les conditions du système et de contrôler les baies de ligne à inclure ou à exclure du SPS (c'est-à-dire mettre une baie de ligne en service ou hors service du SPS). L'IHM permet également à l'utilisateur d'inclure ou d'exclure des baies de déclenchement (réacteur shunt, transformateur, etc.) du déclenchement du SPS, de sorte que lorsque le SPS se déclenche, la baie qui est hors service ne se déclenche pas. La baie de déclenchement est toute baie qui est déclenchée après que le SPS a détecté un aléa. Ces baies de déclenchement spécifiées doivent s'ouvrir pour isoler la production éolienne et le CCHT.

Des fonctionnalités supplémentaires, assistées par l'IHM, ont également été mises en œuvre dans la logique, par exemple pour surveiller l'état des communications et la santé des dispositifs du SPS ou pour activer ou désactiver le SPS. Toutes les IHM du poste électrique ont été programmées pour se synchroniser les unes avec les autres en partageant les données entre les contrôleurs, de sorte que toute action effectuée sur une IHM est reflétée et prise en compte par toutes les autres IHM.

VI. VALIDATION DU SPS PAR SIMULATION EN TEMPS REEL

La logique du SPS, utilisant tous les panneaux du poste électrique, a été testée en laboratoire avec une simulation en temps réel utilisant le HIL. Le logiciel de conception assistée par ordinateur d'un simulateur en temps réel (RSCAD) a été utilisé pour construire le modèle. Dans le module d'ébauche du RSCAD, le réseau électrique d'Elia a été modélisé graphiquement et les données ont été attribuées à des points. Un modèle achevé, avec des graphiques et des données, était alors désigné comme un « cas ». Une fois qu'un cas de réseau électrique est construit, le cas est compilé sur le matériel du simulateur numérique en temps réel (RTDS), puis exécuté dans le module d'exécution du RTDS. Toutes les commandes permettant d'interagir avec le modèle en temps réel sont placées dans ce module. Cela comprend, sans s'y limiter, des curseurs pour modifier les points de consigne, des commandes d'élévation et d'abaissement, des commandes de disjoncteur, des commandes de défaut et des tracés pour capturer les données. Les données capturées lors des tests peuvent être téléchargées et enregistrées pour une analyse ultérieure.

A. Configuration du test de HIL

Le modèle électrique développé inclut tous les postes électriques du couloir ainsi que les lignes de transport et les câbles reliant ces postes électriques. En outre, le système de parc éolien en mer et la liaison c.c. reliant le Royaume-Uni ont été modélisés à l'aide des données du fabricant et des modèles précédemment étudiés de la bibliothèque de logiciels de simulation. Le système construit a été entièrement validé à l'aide des études de court-circuit et de flux de charge afin d'obtenir des résultats de tests précis. De plus, une autre validation a été faite entre les résultats du modèle de RTDS et ceux de la simulation hors ligne sur PSCAD en utilisant des modèles de bibliothèque fournis par les fabricants de CCHT et de parcs éoliens, lorsqu'ils étaient disponibles. La Fig. 8 montre le système de test modélisé dans le RSCAD.

Du côté du contrôle, le modèle a également inclus la simulation de relais de protection, de déclenchement, de réenclenchement et de déclenchement de verrouillage pour observer l'interaction du SPS avec le système de protection existant. En outre, la protection contre la défaillance des disjoncteurs et l'incohérence de pôle a été simulée pour observer l'interaction avec le SPS.

Les tensions de ligne, les courants et l'état du disjoncteur à partir de la simulation ont été câblés aux dispositifs de surveillance de chacune des lignes du couloir, comme ils le seraient sur le terrain. Les signaux de déclenchement du contrôleur logique du SPS ont été réinjectés dans la simulation pour compléter la configuration du HIL. Le matériel de RTDS (cartes d'entrée/sortie [E/S] analogiques et numériques) a été utilisé pour faciliter cette interface matérielle et logicielle. Les tests du RTDS du SPS complet étaient l'une des exigences critiques pour le déploiement du SPS sur le terrain. Les tests ont

permis de comprendre la dynamique du réseau électrique et de prouver les avantages du SPS, notamment la rapidité, la sécurité, etc. La Fig. 9 montre la configuration de HIL qui a été construite en laboratoire. Les 11 panneaux du SPS ont été placés les uns à côté des autres dans le laboratoire, et les commutateurs de SDN de chaque panneau ont été interconnectés par des câbles à fibres optiques dans une configuration en anneau. Deux anneaux de réseau, A et B, ont été formés. Un bâti de test derrière chaque panneau facilitait le bloc d'alimentation du panneau et les connexions des signaux numériques aux cartes d'E/S dans les cubes d'E/S du RTDS. Les cubes illustrés dans la configuration abritent également les cartes de sortie analogiques qui transmettent les signaux analogiques de la simulation aux moniteurs de ligne dans les panneaux du SPS. Tous les cubes d'E/S communiquent ensuite avec les bâtis de matériel du RTDS pour transmettre et recevoir les données de simulation.

Les principaux avantages des tests de HIL comprennent la possibilité de tester la dynamique en temps réel du réseau électrique, d'étudier le système pour des aléas extrêmes, de sauvegarder et d'étudier les résultats pour valider la logique et d'affiner les paramètres logiques du SPS [7]. Les tests en boucle fermée ont également permis de tester les fonctionnalités de l'IHM et d'améliorer la facilité d'utilisation pour l'exploitation et la maintenance du système sur le terrain, réduisant ainsi le risque d'erreur humaine. La formation des opérateurs a été menée pour identifier rapidement les alarmes et les défaillances du système et effectuer les opérations de base.

Les tests de HIL ont été le seul moment où les 11 panneaux se trouvaient dans la même pièce et où il a été possible d'injecter simultanément dans tous les cubicules. Maintenant que les panneaux sont sur le terrain, il n'est pas pratique de simuler les aléas du système complet avec les panneaux réels.

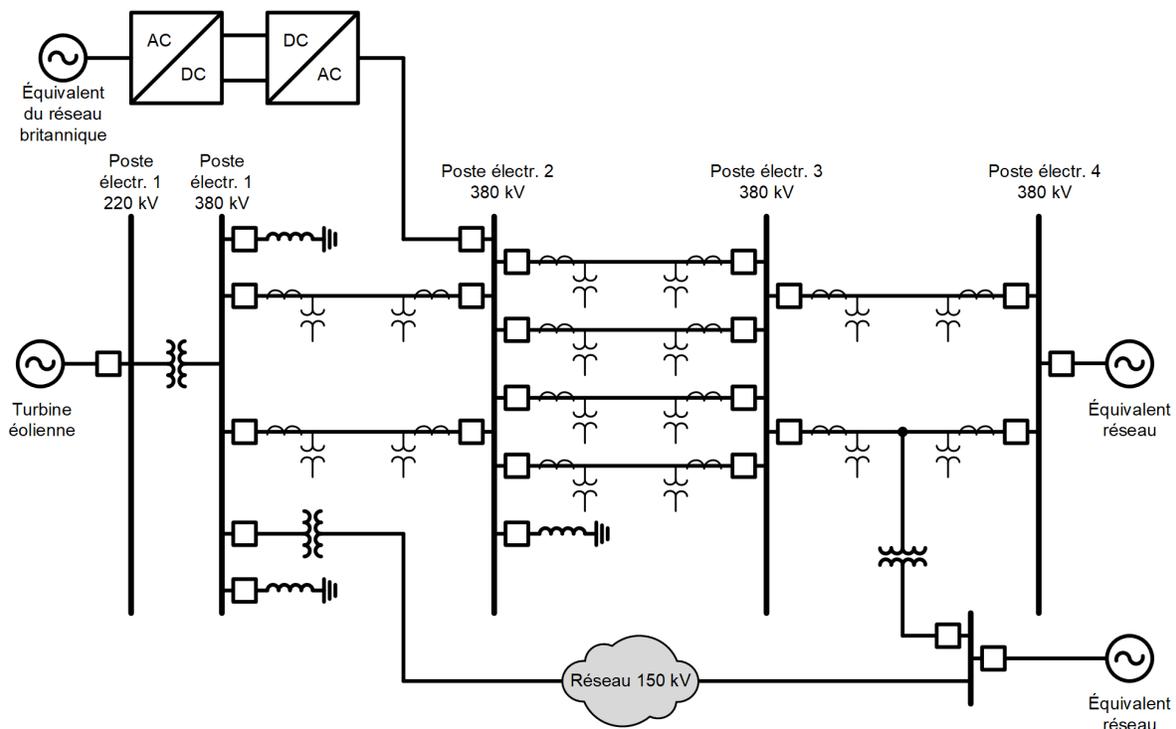


Fig. 8. Système de test Elia pour les tests de HIL

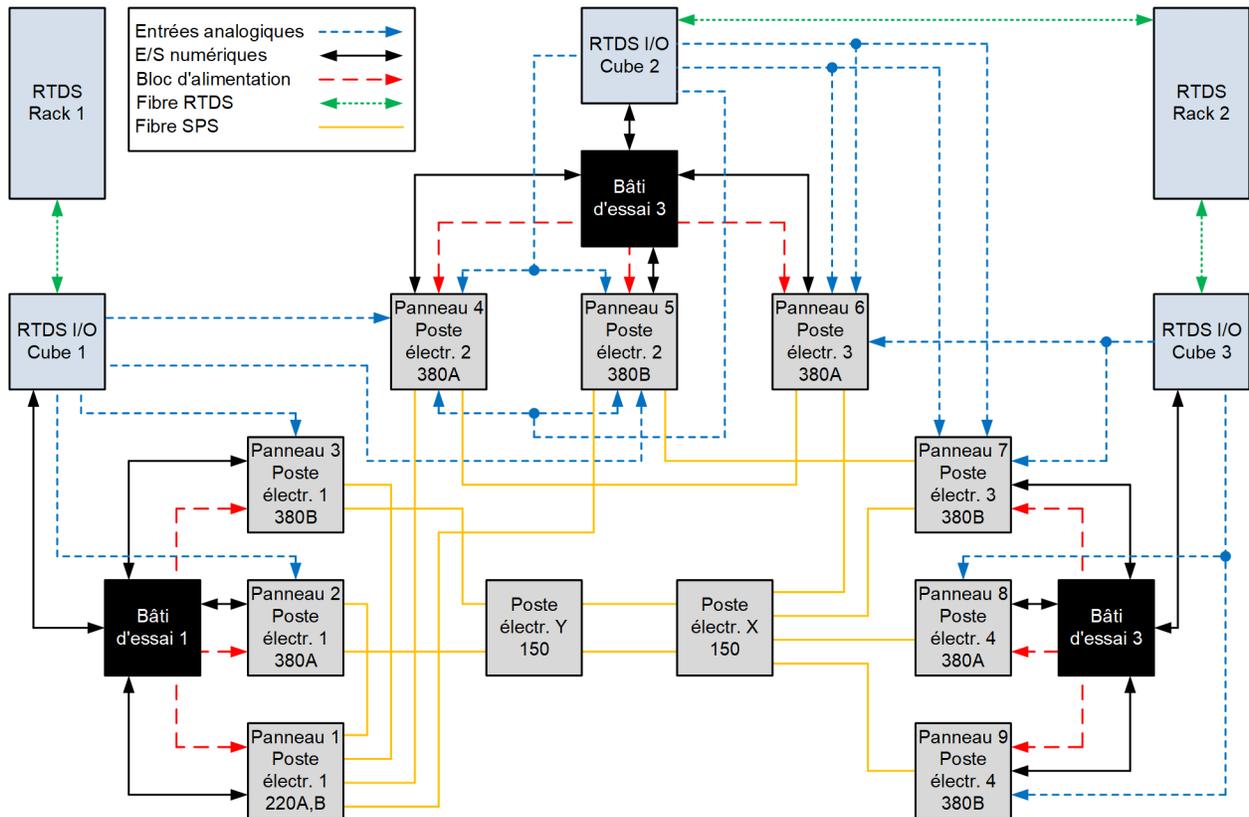


Fig. 9. Installation de test en laboratoire pour les tests de HIL

B. Vérification et résultats du SPS

Tous les panneaux du SPS construits pour le déploiement sur le terrain ont été utilisés pour les tests en laboratoire. Cela a donné l'occasion de tester complètement le SPS pour divers aspects tels que la logique, la vitesse, la défaillance, l'intégrité du dispositif et l'efficacité opérationnelle du système. Une approche structurée a été utilisée pour les tests.

1) Tests opérationnels des panneaux du SPS

Des tests point à point ont été effectués pour assurer que le câblage du panneau a été fait conformément aux dessins de conception du SPS. Des tests opérationnels ont été effectués pour vérifier que tous les dispositifs étaient en état de marche, que les entrées et les sorties étaient opérationnelles, et que les horloges des satellites étaient fonctionnelles et distribuaient des horodatages corrects aux dispositifs du SPS. Après la vérification opérationnelle, tous les fichiers de configuration ont été programmés dans les dispositifs pour effectuer les tests fonctionnels et la vérification du réseau afin de s'assurer que les dispositifs du SPS communiquent entre eux.

Une fois la simulation interfacée avec les panneaux à l'aide de HIL, une vérification a été effectuée pour assurer la transmission de signaux corrects aux moniteurs de ligne. Le mappage du signal GOOSE a ensuite été vérifié pour faire en sorte que les contrôleurs étaient abonnés aux signaux corrects des moniteurs de ligne.

2) Vérification opérationnelle de l'IHM

Comme discuté précédemment, l'IHM du SPS est utilisée pour surveiller l'état du SPS et effectuer des opérations de contrôle telles que l'activation ou la désactivation du SPS ou la

mise en service ou hors service d'une ligne ou d'une baie de déclenchement pour la maintenance. Des vérifications opérationnelles ont été effectuées pour faire en sorte que les IHM du SPS dans les différents postes électriques étaient synchronisées. Les sections suivantes décrivent la vérification.

a) Écran de surveillance de l'état du dispositif

Les écrans de surveillance de l'état du dispositif ont été vérifiés dans toutes les IHM pour montrer les états corrects des dispositifs du SPS. Pour ce faire, il a fallu brancher et débrancher les câbles de communication et mettre les dispositifs hors tension. La Fig. 10 montre l'écrans de surveillance de l'état du dispositif pendant les tests de vérification. Les dispositifs surlignés en rouge indiquent un état hors ligne.



Fig. 10. Écran de surveillance de l'état du dispositif du SPS

b) Écran de surveillance de l'état de la ligne

Les écrans de surveillance de l'état de la ligne ont été vérifiés dans toutes les IHM pour montrer les états corrects des lignes (par exemple, les baies entrées ou sorties et l'état du disjoncteur). Cette opération a été effectuée en émettant une commande de contrôle à partir de n'importe quelle IHM du SPS, localement ou à distance. Lorsqu'une baie de ligne est mise hors service, elle n'est pas prise en compte dans la logique de détection des aléas du SPS. La Fig. 11 montre l'état des lignes dans le couloir ainsi que le flux de puissance à travers chaque ligne et les états des disjoncteurs. Le cadre rouge autour des disjoncteurs de ligne indique l'état de mise hors service manuel de la ligne.

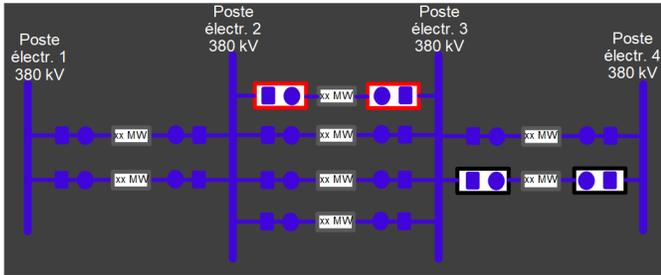


Fig. 11. Écran de surveillance de l'état d'entrée/sortie de la baie de ligne

c) Écran de surveillance de l'état de la baie de déclenchement

Les écrans de surveillance de l'état de la baie de déclenchement ont été vérifiés dans toutes les IHM pour montrer les états corrects des baies de déclenchement (par exemple, les baies d'entrée ou de sortie). Lorsqu'une baie de déclenchement est mise hors service, elle n'est pas prise en compte dans la logique de déclenchement du SPS si l'aléa se produit. La Fig. 12 montre l'écran d'état de la baie de déclenchement pendant les tests de vérification. Les dispositifs surlignés en rouge indiquent les baies de déclenchement hors service.



Fig. 12. Écran de surveillance de l'état d'entrée/sortie de la baie de déclenchement

Pendant la vérification, la logique du SPS dans le contrôleur a été observée en temps réel pour assurer que les mesures étaient détectées et mises en œuvre par les contrôleurs pour ne pas déclencher les baies hors service.

3) Vérification de la logique d'alarme du dispositif

Pour détecter la perte ou la défaillance de tous dispositifs du SPS, la logique d'alarme conçue a été testée pour toutes les défaillances possibles. Les alarmes mineures et majeures ont été simulées par différentes combinaisons, telles que :

- Mise en marche et arrêt des dispositifs.
- Branchement/débranchement des câbles de communication.
- Simulation de défaillances du TC et du TP.
- Défaillance de l'état du disjoncteur.
- Perte de la source de courant continu.

Ces événements ont été détectés avec succès par la logique d'alarme, et les alarmes appropriées ont été vérifiées sur l'IHM. Les alarmes de l'IHM ont été déclarées pour différentes catégories, comme le montre la Fig. 13. Différentes couleurs sont utilisées sur l'écran des alarmes pour indiquer si l'alarme mineure est active et si l'alarme est acquittée. Une alarme majeure est affichée en rouge lorsqu'elle est active.

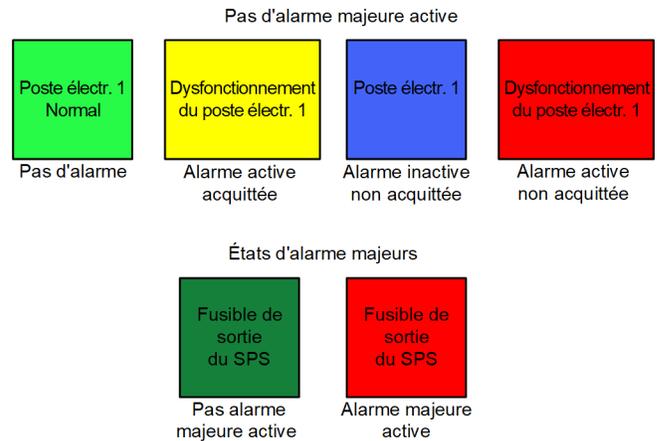


Fig. 13. États d'alarme du SPS sur l'IHM

Les captures d'écran des figures précédentes illustrent l'interaction de l'un des contrôleurs du SPS avec un utilisateur. La même information est distribuée à tous les contrôleurs, et aux postes électriques.

4) Tests d'aléa du SPS

Divers aléas ont été simulés pour les tests logiques du SPS. L'un des scénarios testés est décrit dans cette section. Le cas a été exécuté avec un flux de puissance normal de 1,8 GW en provenance des parcs éoliens et de 1 GW importé sur la liaison c.c. dans une topologie standard. Les désignations des lignes sont montrées sur la Fig. 8.

Un défaut triphasé simultané a été créé sur la ligne 11 et la ligne 12. Les disjoncteurs des lignes 11 et 12 se sont ouverts à la fois aux deux extrémités en 60 ms, ce qui comprend le temps de fonctionnement du relais de protection et le temps d'ouverture du disjoncteur. Une fois les disjoncteurs ouverts, le moniteur de ligne a détecté la position ouverte du disjoncteur, et le courant à travers les disjoncteurs est tombé à zéro. Le moniteur de ligne a donc émis un SOP du signal du disjoncteur

à l'intention des contrôleurs. Les formes d'onde sur la Fig. 14 et la Fig. 15 montrent les courants de défaut simulés à partir des modèles de parcs éoliens, construits à l'aide de éléments de bibliothèque provenant du logiciel de simulation. Les formes d'onde suggèrent la nature dommageable des courants provenant des sources basées sur l'onduleur. Les noms des signaux utilisés dans les graphiques sont listés dans le Tableau I.

TABLEAU I
ABREVIATIONS DU SIGNAL D'ENREGISTREMENT D'EVENEMENTS

Mot bit alias	Nom du signal
LXX_52A	État fermé du disjoncteur pour la ligne XX
LXX_ARM	Ligne XX logique armée
LXX_OOS	Ligne XX hors service
LXX_SOP	Ouverture soudaine du disjoncteur de la ligne XX
XASPSTR	Déclenchement du SPS à partir du SPS A du poste électr. X
XBSPSTR	Déclenchement du SPS à partir du SPS B du poste électr. X

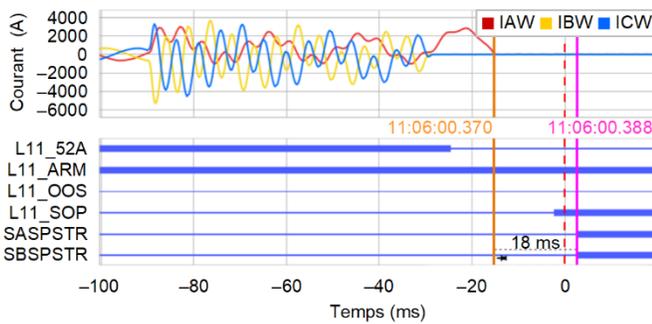


Fig. 14. Détection de SOP de la ligne 11 (Formes d'onde simulées de la contribution au défaut des parcs éoliens)

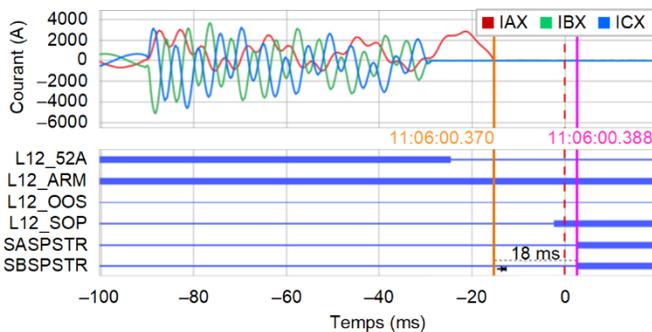


Fig. 15. Détection de SOP de la ligne 12 (Formes d'onde simulées de la contribution au défaut des parcs éoliens)

Les bits SOP des deux lignes sont transmis à partir des moniteurs de ligne au contrôleur du SPS par l'intermédiaire de messagerie GOOSE CEI 61850. La logique du contrôleur détecte un aléa dû à la présence de SOP sur les deux lignes par le biais d'une assertion logique deux sur quatre. Pour cet événement, le SPS a réagi à l'aléa et a déclenché tous les disjoncteurs pour isoler les parcs éoliens et la liaison c.c. du reste du réseau Elia en 18 ms après que le courant sur les deux lignes soit tombé à zéro après l'ouverture du disjoncteur.

En outre, plusieurs autres tests ont été effectués pour valider complètement la logique du SPS dans tous les scénarios prévus du réseau électrique. Ces tests comprenaient les scénarios suivants :

- Flux de puissance faible (près du seuil)
- Inversion de la direction du flux de puissance pour tester l'armement et le désarmement de la logique du SPS
- Scénarios de réenclenchement et de défaillance de disjoncteur
- Scénarios de maintenance avec injection de TC secondaire sur une ligne avec défaut sur l'autre ligne en service
- Topologie spéciale avec barres découplées

Tous les résultats obtenus ont été satisfaisants avec une vitesse de réponse constante.

VII. LE SPS SUR LE TERRAIN

Un SPS complet, testé en usine, a été installé dans les cinq postes électriques. Une fois que tous les signaux de terrain pour les TC, les TP, l'état du disjoncteur et les signaux de déclenchement ont été connectés, des tests fonctionnels détaillés ont été effectués pour vérifier que les connexions de terrain étaient correctes. Des tests d'injection secondaire ont été effectués pour chaque TC et TP connecté aux moniteurs de ligne, et des tests de fonctionnement des disjoncteurs ont été effectués pour chaque disjoncteur de ligne du couloir qui fournissait un état du disjoncteur aux moniteurs de ligne. Des tests de déclenchement des disjoncteurs ont été effectués pour vérifier le déclenchement des disjoncteurs à partir du SPS.

Le SPS était fonctionnel après la connexion des câbles à fibres optiques. Avant de mettre le SPS en service, un bilan de santé complet du système a été effectué. La latence de communication a été observée et jugée satisfaisante et dans les limites des estimations.

Au moment de la rédaction de ce document, le SPS fonctionne en toute sécurité et assure la protection du couloir depuis plusieurs mois. Il n'a pas été appelé à fonctionner car le réseau électrique n'a pas connu d'aléa. Cependant, les auteurs ont pu valider la rapidité de la logique de détection de perte de ligne sur les opérations manuelles de commutation de ligne. Les résultats sur le terrain montrent une réponse similaire sur la vitesse de détection de perte en ligne, comme cela a été le cas lors des essais en laboratoire montrés sur la Fig. 16.

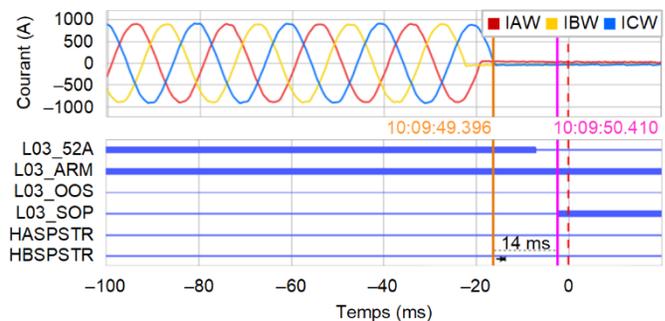


Fig. 16. Détection SOP de la ligne 03 (pas de déclenchement du SPS)

Ligne 03 entre poste électr. 3 et 4 ouverte manuellement. Les moniteurs de ligne ont détecté la perte de ligne dans les 14 ms suivant la chute des courants à zéro. Alors que la ligne 04 est restée en service avec le SPS armé, aucun aléa du SPS n'a été détecté. Voir la Fig. 17 pour l'état de la ligne 04.

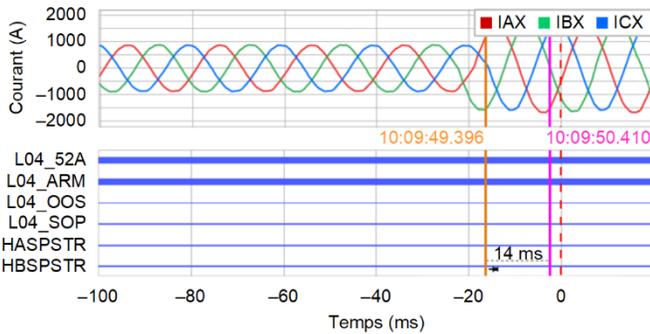


Fig. 17. État de la ligne 04 pendant l'ouverture de la ligne 03 (pas de déclenchement du SPS)

Cet évènement montre la sécurité du SPS pour tout évènement autre que les aléas spécifiés.

VIII. CONCLUSION

Ce document décrit en détail un schéma unique du SPS. Les considérations et les exigences ont été résolues avec les technologies appropriées pour créer un système robuste.

Les schémas de SPS sont nécessaires dans les réseaux électriques modernes pour résoudre les problèmes de grande envergure résultant des différentes conditions de fonctionnement. Dans ce cas, il s'agit du fonctionnement isolé de deux sources non conventionnelles injectant une puissance importante en même temps. Le SPS décrit maintient l'intégrité et la stabilité du réseau belge et continental européen, qui est le réseau synchrone le plus puissant du monde.

Les exigences de redondance ont donné lieu à un système à haute disponibilité. Il n'y a pas d'aléa N - 1 qui puisse rendre le système inopérant. En fait, le réseau de communications peut tolérer beaucoup plus d'aléas et maintenir le système opérationnel. La combinaison de SDN et du PRP crée un réseau très robuste.

La cybersécurité a été une considération importante dans la conception. L'exigence selon laquelle seuls les messages de contrôle circulent dans le réseau SDN a rendu les choses très simples.

Les tests en temps réel ont été très utiles pour déboguer le système et se conformer aux pratiques et exigences opérationnelles de l'opérateur de réseau de transport. Ils ont permis d'affiner la conception.

Le fonctionnement du système sur le terrain a été conforme au schéma simulé lors des tests de HIL.

IX. REMERCIEMENTS

Les auteurs sont reconnaissants pour le soutien de Pavithra Gopinath et Chris Knox de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) pendant les essais de réception. Les auteurs reconnaissent également la contribution d'Alicia Valero

et de Lidia Culianez de SEL pendant le déploiement sur le terrain et les tests du SPS.

X. REFERENCES

- [1] Publication Elia, « High Voltage Off the Belgian Coast » (Haute tension au large de la côte belge) Disponible : <https://www.elia.be/en/publications/brochures>.
- [2] G. Rzepka, S. Wenke et S. Walling, « Choose Simplicity for a Better Digital Substation Design » (Choisissez la simplicité pour une meilleure conception de poste électrique), compte rendu de la 70e conférence annuelle des ingénieurs en relais de protection, College Station, TX, avril 2017.
- [3] S. Al Obaidli, V. Subramaniam, H. Alhuseini, R. Gupta, D. Dolezilek, A. Kalra, et P. Sankar, « IEC 61850 Beyond Compliance : A Case Study of Modernizing Automation Systems in Transmission Power Substations in Emirate of Dubai Towards Smart Grid » (Au-delà de la conformité de CEI 61850 : étude de cas sur la modernisation des systèmes d'automatisation dans les postes électriques de transport d'électricité dans l'Émirat de Dubaï vers les réseaux intelligents), compte rendu de la Southern African Power System Protection & Automation Conference, Johannesburg, Afrique du Sud, novembre 2017.
- [4] R. Meine, « A Practical Guide to Designing and Deploying OT SDN Networks » (Guide pratique de conception et de déploiement des réseaux SDN OT), compte rendu de la conférence Power and Energy Automation, Spokane, WA, mars 2019.
- [5] C. Gray, « How SDN Can Improve Cybersecurity in OT Networks » (Comment SDN peut améliorer la cybersécurité dans les réseaux OT), compte rendu de la 22e conférence de l'industrie de l'alimentation en énergie électrique, Kuala Lumpur, Malaisie, septembre 2018.
- [6] A. Didbaridze, S. Leutloff, D. Rodas, et F. Calero, « Design, Implementation, and Practical Experience of an Emergency Control System for the Country of Georgia Power System » (Conception, mise en œuvre et expérience pratique d'un système de contrôle d'urgence pour le réseau électrique de la Géorgie), compte rendu de la 14e conférence annuelle Western Power Delivery Automation, Spokane, WA, mars 2012.
- [7] K. G. Ravikumar, R. Hamilton, A. Mallya et M. Mendiola, « Hardware-in-the-Loop Testing of Electrical Protection and Control Systems » (Tests de matériel dans la boucle des systèmes de protection et de contrôle électriques), compte rendu de la 65e conférence technique annuelle de l'industrie pétrolière et chimique, Cincinnati, OH, septembre 2018.

XI. BIOGRAPHIES

Rodolphe Hanuise dirige sa propre société de conseil en ingénierie spécialisée dans le génie électrique à destination des industries et des opérateurs de réseau de transport. Il a obtenu son M.S.E.E. en 2008 à l'université d'ingénierie de Mons, en Belgique. De 2008 à 2016, Rodolphe a ensuite travaillé pour une société d'ingénierie internationale spécialisée dans les réseaux HT et MT pour les opérateurs de réseau de transport et les industries. Il y a travaillé en tant que chef de projet, responsable technique et gestionnaire dans les activités suivantes : conception de réseaux électriques, conception de postes électriques, production renouvelable et conception de restructuration. En 2016, il a rejoint l'opérateur de réseau de transport belge, Elia, en tant que gestionnaire d'actifs pour la protection et l'automatisation, étant responsable de la création, de la mise en œuvre et de la gestion des stratégies de la société connexe. Dans ce cadre, il a été le chef technique, chef de projet et responsable du SPS décrit dans ce document. À partir de 2020, il a créé sa propre société d'ingénierie.

Cédric Moors a reçu son M.S.E.E. (1998) et son doctorat (2002) de l'Université de Liège, en Belgique. De 1998 à 2002, il a participé au développement d'un plan de protection spécial contre les phénomènes d'instabilité de tension en étroite collaboration avec un opérateur de réseau de transport réputé en Amérique du Nord. En 2003, il a rejoint l'opérateur de réseau de transport belge, Elia, en tant qu'expert en protection, automatisation et contrôle (PAC). En 2009, il a pris la tête du département d'analyse du rendement des actifs, responsable de l'analyse des évènements se produisant sur le réseau HT belge, y compris la réponse des systèmes PAC lors des défauts. Depuis 2012, Cédric est en charge du département Système secondaire de gestion des actifs, où il dirige

actuellement la définition de la stratégie de la flotte et la gestion du cycle de vie des solutions de systèmes secondaires utilisées par Elia. Il est un membre actif du comité d'étude CIGRE B5, où il participe à plusieurs groupes de travail.

Fernando Calero est ingénieur principal chez Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL). Il a débuté sa carrière professionnelle au sein de la division relais d'ABB à Coral Springs, en Floride, où il a participé au développement de produits et au soutien technique pour les relais de protection. Il a également travaillé pour Florida Power and Light dans le groupe EMS et pour Siemens dans le groupe d'automatisation de l'énergie. De 2000 à 2019, il a été ingénieur d'application dans l'organisation internationale SEL. Ses responsabilités comprenaient le soutien aux applications des produits SEL, la formation et le soutien technique des clients, ainsi que la formation interne et le tutorat des ingénieurs. En 2020, il a été transféré à la division R&D et travaille sur la recherche et le développement de logiciels analytiques et opérationnels. Il détient 8 brevets et a rédigé des documents techniques sur les relais de protection, les plans de mesures correctives et d'autres applications de protection et de contrôle.

Milind Malichkar a obtenu son M.S.E.E. de l'Université technologique du Michigan en 2012 et son B.S.E.E. du Sardar Patel College of Engineering de l'Université de Mumbai, en Inde, en 2005. Milind a travaillé pour Voltas Limited (IOBG), en Inde, et Electromechanical Technical Associates (ETA), à Abu Dhabi, aux Émirats arabes unis, en tant qu'ingénieur de projet pendant cinq ans avant de rejoindre Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) en 2012. Il travaille actuellement en tant qu'ingénieur de projet chez SEL Engineering Services, Inc. Milind a de l'expérience dans la conception et la mise en service de la protection du réseau électrique, les études de court-circuit et de coordination, ainsi que la modélisation et les tests de réseau électrique à l'aide de tests de contrôle et de matériel dans la boucle avec un simulateur numérique en temps réel. Il est ingénieur professionnel agréé dans les États de Washington, de Californie et d'Alaska.

Eliseo Alcázar Ramírez a obtenu son diplôme de M.S.E.E. de l'Université autonome de San Luis Potosí en 2015 et son diplôme de B.S.E.E. de l'Institut technologique d'Oaxaca en 1998. De 1999 à 2004, il a travaillé dans la division de distribution du sud-est (SDD) de la commission fédérale d'électricité (CFE) au Mexique. Il a dirigé la supervision, la maintenance, l'installation et la mise en service de systèmes de protection, de contrôle et de mesure. En avril 2004, Eliseo a rejoint Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. où il est actuellement ingénieur principal chargé de la protection à Boise, Idaho. Son expérience comprend la création de solutions pour les réseaux électriques industriels, de distribution, de transmission et de génération, ainsi que des solutions de mise en service et des plans de mesures correctives. Il est membre de l'IEEE.

Krishnanjan Gubba Ravikumar a obtenu son doctorat à l'université de l'État de Washington, son diplôme de maîtrise (M.S.E.E.) à l'université de l'État du Mississippi et son diplôme de licence (B.S.E.E.) à l'université d'Anna, en Inde. Il a rejoint Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) en 2009 en tant qu'ingénieur en énergie électrique associé à la recherche et au développement. Il travaille actuellement en tant qu'ingénieur principal chez SEL à Pullman, Washington, et dirige une équipe de recherche et un département de développement de relais de protection. Il a été sélectionné pour participer au symposium annuel 2019 de l'Académie nationale américaine de l'ingénierie (NAE) sur les frontières de l'ingénierie. Il est membre senior de l'IEEE, auteur de plusieurs documents techniques et détient des brevets dans les domaines de la protection, du contrôle et de la surveillance du réseau électrique.