Gestion intelligente et autonome du réseau électrique basse tension

Autor(en): **De Vivo, M. / Jaton, J. / Besson, G.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 9

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856526

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Gestion intelligente et autonome du réseau électrique basse tension

Intégration d'un module multifonctionnel au cœur de la communication

La multiplication des installations de production décentralisée connectées au réseau électrique basse tension provoque l'apparition d'un flux d'énergie bidirectionnel. Celui-ci est à l'origine de nombreux phénomènes électriques qui sont de plus en plus difficiles à gérer par les gestionnaires de réseau de distribution. Une solution innovante consiste à répartir l'intelligence en munissant les onduleurs de modules permettant d'analyser la situation locale, de la communiquer et, lors de perturbations, de lancer une « procédure de guérison ».

M. De Vivo, J. Jaton, G. Besson, M. Carpita, D. Ducommun

Aujourd'hui, dans de nombreux pays, une forte augmentation des sources de production décentralisée (solaire photovoltaïque, hydraulique, éolien, couplage chaleur-force, etc.) peut être constatée. Bien que positive, la multiplication de ces sources d'énergie connectées au réseau électrique basse tension (BT) comporte aussi des limites. En effet, l'injection décentralisée d'électricité dans le réseau (par des sources fossiles et/ou renouvelables) est un facteur d'instabilité.

Ceci est dû à la présence d'un consommateur final qui, devenu à la fois producteur et utilisateur d'électricité, provoque l'apparition d'un flux d'énergie bidirectionnel empruntant une infrastructure qui n'a pas été conçue, à l'origine, pour l'accueillir. De plus, la nature stochastique de la production issue des énergies renouvelables, la localisation géographique des sites, ainsi que leur capacité de production sont des paramètres variables qui ne font que compliquer le contrôle du réseau de distribution. Ce phénomène grandissant a déjà confronté l'Allemagne à quelques problèmes de stabilité sur ses installations.

Paradoxalement, une bonne coordination de ces différentes sources d'injection permettrait de mieux gérer les flux de puissances et d'avoir une meilleure surveillance quant à la qualité de l'électricité. La tendance générale est donc à une orientation vers des réseaux électriques intelligents, plus communément appelés « smart grids ». Dans ce contexte, DEPsys, une jeune start-up de la HEIG-VD (Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud), travaille sur une technologie innovante permettant une interaction intelligente entre les producteurs, les consommateurs et les installations de stockage. Le but consiste à bâtir un réseau BT stable et autonome sur lequel un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) puisse intervenir et visualiser en « temps réel » les caractéristiques électriques de la ligne.

Contexte politique

Selon l'article 5 de la loi sur l'approvisionnement en électricité [1], les GRD sont tenus de raccorder au réseau électrique tous les producteurs d'électricité et, conformément aux articles 7, 7a et 7b de la loi sur l'énergie [2], ils sont tenus de reprendre et de rétribuer toute l'électricité produite par les nouvelles installations situées dans leur zone de desserte. Les GRD ne peuvent donc pas refuser une installation de production décentralisée (IPD), mais doivent, avec le producteur, fixer les conditions de raccordement (coût, puissance d'installation, point d'injection, etc.) par contrat.

Même si les producteurs venant se greffer au réseau BT doivent à leur tour respecter les prescriptions des distribu-

SEY

Figure 1 Le chemin de Vermont, à Yverdon-les-Bains.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Cas	Consommation	Injection PV	Résultats (selon DACHCZ)
1	300 W/ménage (consommation moyenne d'un ménage en heure creuse)	Aucune injection	La tension baisse jusqu'à 99,7 % en bout de ligne. Aucun problème dans cette situation.
2	300 W/ménage	1500 W/ménage (environ 10 m²/toiture)	Hausse maximale de tension en bout de ligne de 1,1 %. Aucun problème dans cette situation.
3	300 W/ménage	30 % de la surface totale des toits de tous les ménages	En cas de fort ensoleillement, la tension dépasse de 3 % sa valeur nominale. La hausse se présente environ 210 m après la station MT/BT. Cette situation doit être prise en charge.
4	300 W/ménage + 20 000 W en bout de ligne	Aucune injection	En bout de ligne, la tension est à la limite des -3 %. Situation à tenir sous contrôle.
5	300 W/ménage + 20 000 W en bout de ligne	5000 W: injection en début de ligne	Malgré l'injection PV de 5 kW en début de ligne, la tension est « identique » au cas n° 4, mais il faut rester vigilant: le courant sortant de la sous-station est diminué, ce qui peut « fausser » l'interprétation du GRD. Situation à tenir sous contrôle.
6	3500 W/ménage	Aucune injection	La tension sort de sa limite inférieure après 275 m. Cette situation doit être prise en charge.

Tableau 1 Cas étudiés.

teurs d'électricité, la tâche des GRD reste quelque peu délicate. Assumer la responsabilité d'une infrastructure de distribution non déployée en électronique et en communication, dans une période marquée par un véritable tournant énergétique, constitue assurément un réel défi technologique. Et ce, d'autant plus que les exigences de la norme EN 50160[1], ainsi que les règles techniques pour l'évaluation des perturbations des réseaux DACHCZ[2] doivent être respectées.

Malgré la vitesse à laquelle les IPD se multiplient, ce domaine, à l'heure actuelle, n'est pas encore régi par des conditions-cadres définissant clairement les rôles et responsabilités de chaque acteur. La question suivante se pose: comment les responsabilités devront-elles être partagées entre les propriétaires et gestionnaires de réseaux de distribution et de transport (PRD, GRD, PRT et GRT), les agrégateurs, les fabricants d'équipements, les consommateurs, les fournisseurs de services systèmes, les commerçants et les fournisseurs d'énergie? Même si cette situation semble encore prêter à discussion au niveau politique, sur le plan technologique la direction à prendre est désormais évidente pour tous: il faut allier les technologies de l'information à celles de l'énergie pour faire interagir intelligemment les systèmes de production, de consommation et de stockage.

Impacts de la production décentralisée

Afin de mieux comprendre l'impact sur la tension provoqué par l'injection accrue d'électricité dans le réseau, une étude a été réalisée en collaboration avec le Service des énergies d'Yverdon-les-Bains (SEY) et la HEIG-VD. Une ligne radiale comportant huit nœuds qui alimente essentiellement un quartier de villas (**figure 1**) a été analysée et modélisée à l'aide du logiciel Neplan [3] pour six cas différents (**tableau 1**). Les profils de tension[3] pour ces six situations sont illustrés à la **figure 2**.

Aujourd'hui, les GRD n'ont pas de moyens de communication leur permettant de détecter d'éventuelles sous-tensions ou surtensions. En revanche, certains postes MT/BT (moyenne tension/basse tension) sont équipés de systèmes de mesure[4]. La mesure du courant de sortie donne la possibilité aux GRD de détecter d'éventuelles violations de tension grâce à la connaissance des caractéristiques électriques de la ligne. Cependant, comme démontré par les cas 4 et 5 du **tableau 1**, ce système a ses limites. Malgré des chutes de tensions « identiques », l'injection décentralisée photovoltaïque de 5 kW (à proximité du transformateur) entraîne un allégement de charge d'environ 6,5 A du poste MT/BT. Cela implique que si une mesure de courant est faite au début de cette ligne, l'interprétation de celle-ci sera faussée par l'injection d'électricité d'origine photovoltaïque (PV) en aval. En d'autres termes, cette mesure ne permettrait pas de savoir si la chute de tension en bout de ligne est bien en dessous des 3 %.

Avec l'augmentation du nombre d'injections décentralisées et sans aucun contrôle effectué sur ces dernières, la fiabilité de l'infrastructure BT va inévitable-

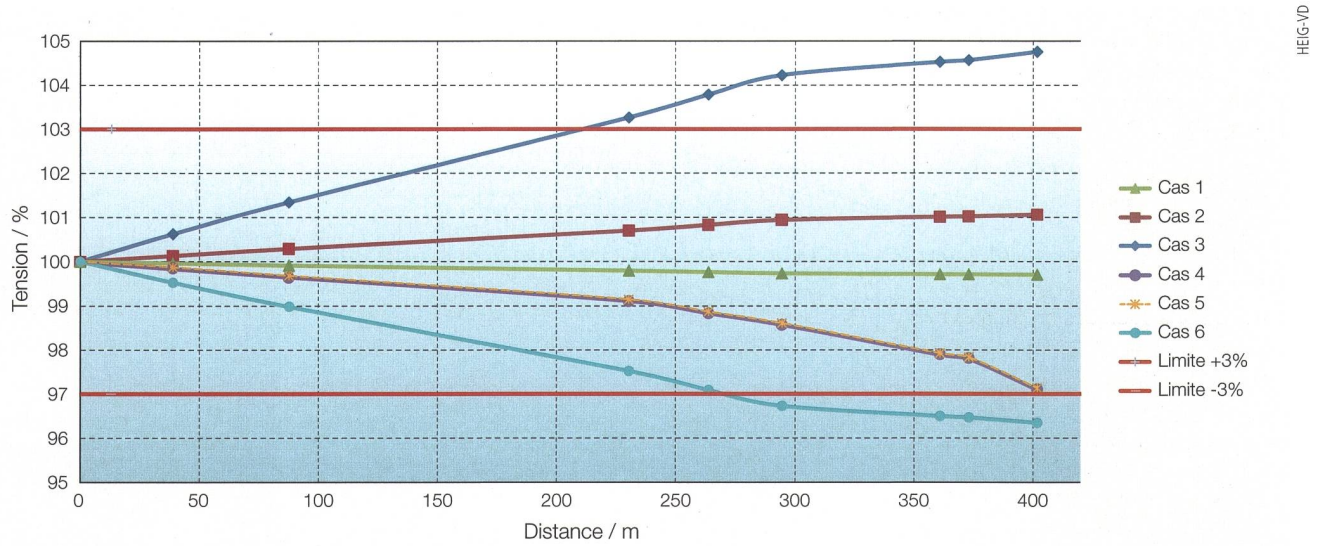


Figure 2 Profils de tension le long de la ligne radiale.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

DEPsys

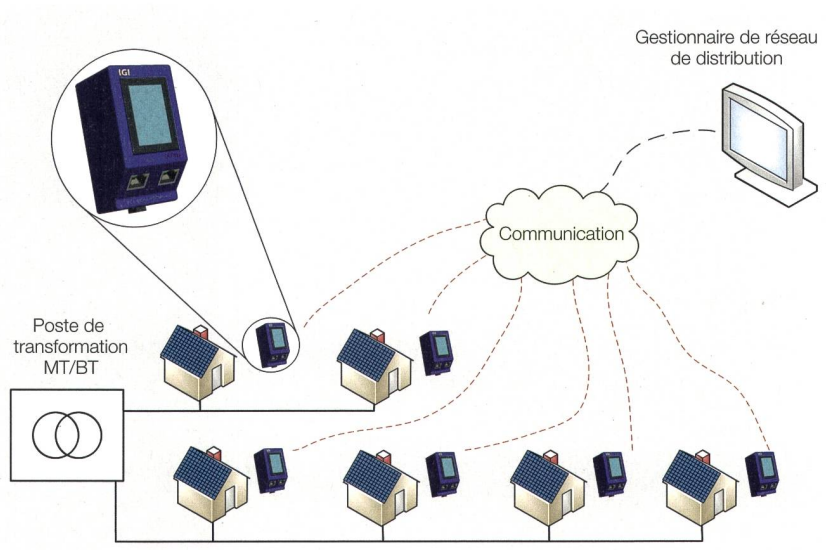


Figure 3 Communication sur une ligne BT avec le module iGi.

ment se dégrader et les GRD auront de plus en plus de difficultés à garantir l'exploitation sûre, fiable et efficiente du réseau.

Un module pour distribuer l'intelligence

Afin de pouvoir répondre aux futurs phénomènes perturbateurs générés par la croissance des IPD, il est impératif de se pencher dès aujourd'hui sur ce problème et de développer des technologies performantes. Lorsque les premières perturbations apparaîtront, la Suisse devra être en mesure d'y répondre avec une technologie ayant fait ses preuves.

Les travaux menés par DEPsys sont élaborés, depuis plus de deux ans, dans un objectif bien précis : distribuer l'intelligence dans le réseau BT et faire communiquer les IPD entre elles.

Pour réaliser cette tâche, un module appelé iGi (intelligent grid inverter) a été développé. Ces modules intelligents connectés aux onduleurs vont s'échanger des informations[5] telles que la position de l'IPD, le niveau de la tension locale ou encore les puissances actives et réactives disponibles **(figure 3)**. Dès l'apparition de la perturbation, les iGi vont établir une « procédure de guérison[6] » en fonction de la nature du problème et des besoins du GRD.

Ce système offre la possibilité de bénéficier d'une infrastructure intelligente et autonome permettant de :

- contrôler les niveaux de tension le long de la ligne ;
- visualiser l'état de charge des conducteurs ;
- accéder aux sources d'injections (enclenchement/déclenchement) ;
- contrôler la qualité du courant injecté.

La **figure 4** présente l'interface de gestion (encore en développement). Des exemples de stratégie et de processus sur lesquels reposent les modules iGi sont décrits ci-après.

Stratégie de contrôle de tension

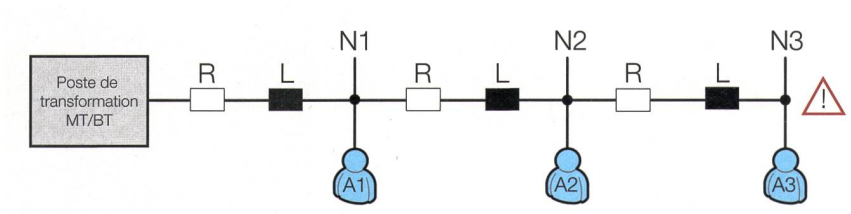
Ce premier exemple prend en considération une ligne radiale de trois nœuds **(figure 5)** présentant un défaut en bout de ligne. Au moment de la détection de la violation de tension par un « agent[7] », le processus de guérison est lancé **(figure 6)** :

- L'agent au nœud 3 détecte une violation de tension. Il devient « master » et envoie un message à tous les agents (ainsi qu'à lui-même) susceptibles de lui venir en aide **(figure 6a)**.
- Chaque agent renvoie un message contenant des informations telles que sa position, sa capacité d'influencer les variations de tension, la puissance apparente injectée, la puissance disponible, etc. **(figure 6b)**.
- Le master classe les agents selon leur influence et essaie de résoudre seul le problème **(figure 6c)**. S'il n'a pas les ressources nécessaires, il utilise les informations des autres agents et calcule la puissance que chacun d'entre eux doit fournir pour lui venir en aide.

DEPsys

Figure 4 Interface graphique iGi.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**



HEIG-VD [5]

Figure 5 Ligne radiale de trois nœuds présentant une violation de tension en bout de ligne.

- Le master envoie un nouveau message à chaque agent contenant les nouvelles consignes de puissances active et réactive **(figure 6d)**.
- Une fois la nouvelle consigne appliquée à l'onduleur, chaque agent renvoie un message d'information contenant la différence de tension due à l'injection de puissance (dV) **(figure 6e)**.
- Le master détermine si la violation de tension a disparu. Si c'est le cas, il informe les agents que le travail est terminé. Sinon, un nouveau cycle est lancé **(figure 6f)**.

Après quelques itérations, le GRD est averti par une alarme afin qu'il intervienne.

Intégration d'une nouvelle IPD dans le réseau

Le système en développement est prévu pour fonctionner de manière autonome. En effet, une nouvelle source de production sera automatiquement détectée dès son arrivée sur le réseau. La **figure 7** permet de comprendre la procédure à l'arrivée d'une nouvelle IPD dans le réseau électrique :

- Communication entre trois utilisateurs pour la surveillance du réseau électrique **(figure 7a)**. Un agent virtuel central permet de mettre en relation les acteurs dans la zone de réglage.
- À l'arrivée d'une nouvelle IPD, l'agent présent dans le module iGi se connecte à l'agent virtuel central et s'enregistre auprès de celui-ci. L'agent central renvoie ensuite l'adresse de tous les autres agents présents sur la ligne et les informe de l'arrivée du nouvel agent **(figure 7b)**.
- Le dernier arrivé étant connecté aux autres, quatre agents surveillent désormais le réseau électrique **(figure 7c)**.

Ces opérations sont effectuées dans chaque quartier. Le nombre de bulles de réglage va donc dépendre du nombre de lignes électriques qui partent du poste de transformation.

Conclusion

Les nouveaux défis de l'approvisionnement en électricité sont au cœur de nombreux débats technologiques, financiers et politiques. Afin d'assurer un futur stable et sain aux réseaux de demain, il semble essentiel de devoir renouveler l'infrastructure actuelle et de la rendre plus intelligente.

Cependant, les IPD n'étant pas propriétés des GRD, un certain nombre de questions se posent : qui va financer la création des futurs smart grids ? Qui va devoir assumer les frais d'investissement d'un réseau étant sous la responsabilité des GRD, mais toutefois exploité par de nombreux producteurs ?

Malgré un contexte politique encore flou, le domaine scientifique semble avoir d'ores et déjà adopté les smart grids. Aujourd'hui de nombreux projets voient le jour et ont le même objectif : l'intégration d'intelligence dans les niveaux inférieurs du réseau électrique suisse.

Plongée au cœur de l'univers « smart grids », DEPsys désire soutenir cette évolution en privilégiant la qualité et la sécurité de l'approvisionnement électrique. Exploitant les éléments déjà existants (les IPD) ainsi qu'un vecteur de communication standard (Ethernet TCP/IP), la technologie présentée dans cet article apporte une solution innovante et prometteuse qui demande une très faible infrastructure matérielle. De plus, le risque de défaillance est diminué par le fait que chaque IPD est en mesure de détecter des défauts, d'en informer ses voisins, de lancer des procédures de guérison et d'effectuer les calculs nécessaires au bon rétablissement de la situation.

Du point de vue des acteurs du marché, la gestion des flux de données dans une optique de contrôle centralisé nécessite un investissement conséquent et une prise de risque considérable quant à la fiabilité du contrôle. Le déploiement d'intelligence décentralisée apporte donc une solution viable tant en termes de risques que sur un plan économique et qui, de surcroît, permet un réel gain d'efficacité.

Références

[1] Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl ; RS 734.7 : état au 1er juillet 2012.
[2] Loi sur l'énergie (LEne ; RS 730.0) : état au 1er juillet 2012.
[3] www.neplan.ch.
[4] Livre blanc Smart Grid. Association Smart Grid Suisse VSGS, février 2013.
[5] Joël Jaton : Application de la théorie des Agents à un onduleur dans le cadre d'une Smart-Grid. Thèse de Master of science HES-SO, février 2013.

Informations sur les auteurs

Michael De Vivo, CEO et co-fondateur de DEPsys, a reçu son titre de Master HES-SO of science in electrical engineering en 2011. Après avoir obtenu la bourse HEIG-VD start-up 2012, il a co-fondé la

DEPsys

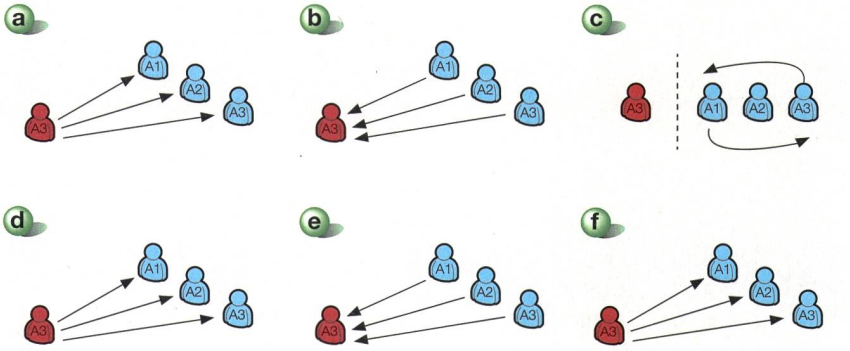


Figure 6 Stratégie de contrôle pour la prise en charge de violations de tension.

HEIG-VD [5]

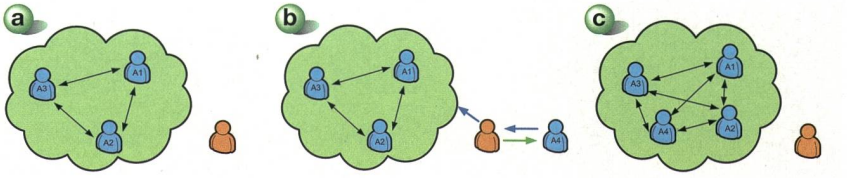


Figure 7 Arrivée d'une nouvelle IPD sur le réseau.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

société DEPsys Sàrl. Il est actuellement responsable de l'ensemble des activités de la société.
DEPsys Sàrl, 1800 Vevey, michael.devivo@depsys.ch

Joël Jaton, CTO et co-fondateur de DEPsys, a reçu son titre de Master HES-SO of science in electrical engineering en 2012. Sa thèse de Master dans le réglage du réseau électrique basse tension à l'aide d'un système multi-agents lui permet d'assurer le rôle de CTO de DEPsys.
DEPsys Sàrl, 1800 Vevey, joel.jaton@depsys.ch

Guillaume Besson, COO et co-fondateur de DEPsys, a reçu son titre de Master HES-SO of science in electrical engineering en 2012. Il est aujourd'hui coordinateur des opérations et responsable administratif de DEPsys.
DEPsys Sàrl, 1800 Vevey, guillaume.besson@depsys.ch

Mauro Carpita, start-up coach de DEPsys, a reçu son Ph.D in electrical engineering (en électronique de puissance) en 1989 à l'Université de Gênes en Italie. Il enseigne actuellement l'électronique de puissance à la HEIG-VD. Depuis début 2013, il y occupe en outre le poste de directeur de l'Institut d'Énergie et Systèmes Électriques (IESE).
HEIG-VD, 1401 Yverdon-les-Bains, mauro.carpita@heig-vd.ch

David Ducommun, étudiant en dernière année de Bachelor à la HEIG-VD, filière génie électrique, orientation énergétique. Il a collaboré avec DEPsys dans le cadre de son travail de Bachelor.
HEIG-VD, 1401 Yverdon-les-Bains, david.ducommun@heig-vd.ch

Zusammenfassung

Intelligentes und autonomes Management des Niederspannungsstromnetzes

Einbindung eines multifunktionalen Moduls direkt in die Kommunikation

Durch die Zunahme an dezentralen, an das Niederspannungsstromnetz angeschlossenen Energiegewinnungsanlagen (DEA) entsteht ein bidirektionaler Energiefluss. Dieser ist verantwortlich für eine Reihe von elektrischen Phänomenen, deren Management für die Verteilnetzbetreiber (VNB) immer schwieriger wird. Eine innovative Lösung besteht darin, die Intelligenz zu verteilen, indem die Umrichter der DEA mit Modulen ausgerüstet werden, die es erlauben, die örtlichen Verhältnisse zu analysieren, dies zu kommunizieren und im Falle von Störungen einen «Heilungsprozess» in Gang zu setzen.

Das in Entwicklung befindliche System wird autonom funktionieren, sei es beim Auftreten lokaler Störungen als auch bei der automatischen Einbindung einer neuen DEA. Beispielsweise kontaktiert eines der intelligenten Module beim Auftreten von Spannungsverletzungen durch den virtuellen Agenten die virtuellen Agenten derjenigen Module, die ihn möglicherweise unterstützen können, die sich also in derselben Steuerungsumgebung befinden. Die Agenten tauschen dann gemäss einer genau festgelegten Strategie Informationen und Anweisungen zur Fehlerbehebung aus. Der VNB wird erst nach mehreren erfolglosen Versuchen kontaktiert.

Durch die Nutzung der bestehenden Elemente (den DEA) sowie eines Standard-Kommunikationsvektors (Ethernet TCP/IP), erfordert die schrittweise Inbetriebnahme der dezentralen Intelligenz nur eine geringe physische Infrastruktur und stellt damit sowohl in Bezug auf das Risiko auch in wirtschaftlicher Hinsicht eine praktikable Lösung dar und bewirkt darüber hinaus eine echte Effizienzsteigerung.

CHe

[1] EN 50160: norme caractérisant la qualité de la tension fournie. Elle présente les différents types de perturbations auxquelles la tension d'un réseau peut être soumise.
[2] DACHCZ pour D-A-CH-CZ: Allemagne - Autriche - Suisse - République tchèque.
[3] Seul l'effet sur la tension est considéré ici. Les autres effets perturbateurs (voir [4]) ne sont pas pris en compte. Selon les règles DACHCZ, l'augmentation/la baisse de tension stationnaire en BT est fixée à ± 3 % contre les ± 10 % admis par la norme EN 50160.
[4] Mesure du courant de sortie du poste de transformation.
[5] Pour que cela soit possible, il est nécessaire que l'onduleur puisse être commandé à distance.
[6] Procédure de guérison: calcul d'un « dispatching » de puissance permettant de ramener la situation critique dans les limites tolérées par la norme.
[7] Agent: le module iGi contient un agent virtuel.

Anzeige

NUKLEARFORUM SCHWEIZ
FORUM NUCLÉAIRE SUISSE

INFORMATIONSTAGUNG NUKLEARFORUM SCHWEIZ

SICHERHEITSMANAGEMENT IN SCHWEIZER KERNKRAFTWERKEN

17. Oktober 2013, Technopark, Zürich

Der sichere Betrieb eines Kernkraftwerks und die Wirtschaftlichkeit des Unternehmens gehen Hand in Hand. Zudem darf ein Kernkraftwerk nur so lange betrieben werden, wie es die gesetzlichen Sicherheitsanforderungen erfüllt. Den Betreibern der Werke wie auch den Politikern stellt sich daher die Frage: Wie kann auf lange Sicht die technische Sicherheit eines Kernkraftwerks erhalten bleiben?

Nationale und internationale Experten nehmen an der Informationstagung Stellung zu technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und personellen Aspekten des Sicherheits- und Betriebsdauermanagements in Schweizer Kernkraftwerken.

VERTIEFUNGSKURS NUKLEARFORUM SCHWEIZ

HERAUSFORDERUNGEN BEIM BETRIEBSENDE VON KERNKRAFTWERKEN

2./3. Dezember 2013, Hotel Arte, Olten

- **Wie sehen die Konzepte für den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken aus?**
- **Was sind die Besonderheiten und Herausforderungen der letzten Betriebsphase?**
- **Wie sieht der rechtliche Rahmen bezüglich einer Stilllegung aus und wie wird ein Kernkraftwerk rückgebaut?**

Weltweit gelangt in den kommenden Jahren eine wachsende Zahl von Kernkraftwerken ans Ende ihrer Betriebsdauer. Damit kommen neue Herausforderungen auf die Stromwirtschaft und die Behörden zu. Der Vertiefungskurs des Nuklearforums Schweiz geht erstmals umfassend auf dieses komplexe Thema ein.

WEITERE INFOS UND ANMELDUNG UNTER WWW.NUKLEARFORUM.CH