



Figures: HEIG-VD

Vers des réseaux électriques résilients

Onduleurs grid-forming pour microréseaux communautaires

Philippe Morey et al.

La transition énergétique transforme profondément les réseaux électriques. L'intégration massive des énergies renouvelables, combinée à la multiplication des convertisseurs statiques, réduit progressivement la part des machines synchrones traditionnelles qui assuraient historiquement l'inertie électromécanique et contribuaient à la stabilité du réseau. Dans ce contexte, les microréseaux communautaires apparaissent comme une solution particulièrement prometteuse pour garantir la résilience et la stabilité des futurs systèmes électriques.

Cet article présente les travaux de recherche menés à la HEIG-VD dans ce domaine, et met en évidence le rôle que les microréseaux communautaires pourraient jouer pour renforcer la résilience des réseaux électriques et des communautés locales d'autoconsommation grâce aux onduleurs grid-forming.

Microréseaux communautaires

Un microréseau communautaire est un système électrique local capable d'assurer l'équilibre entre production et consomma-

RÉSUMÉ



tion aussi bien lorsqu'il est connecté au réseau principal qu'en mode îloté, lors d'une perte du réseau ou d'un black-out. Un tel réseau ne peut toutefois fonctionner de manière autonome avec les seuls convertisseurs grid-following (suiveurs de réseau); la présence d'onduleurs grid-forming (générateurs de réseau) est indispensable pour fournir les références de tension et de fréquence ainsi que les services de stabilité.

La figure 1 présente l'architecture classique de contrôle des microréseaux communautaires. Celle-ci est organisée selon une structure hiérarchique à trois niveaux: les réglages primaire (P), secondaire (S) et tertiaire (T). Cette organisation pyramidale permet d'assurer simultanément la stabilité instantanée du réseau (réglage primaire), son fonctionnement à long terme (réglage secondaire), ainsi que l'optimisation globale des flux énergétiques (réglage tertiaire).

Réglage primaire: nouvelle stratégie de contrôle pour les onduleurs grid-forming

La nécessité de fonctionner indépendamment du réseau principal impose au réglage primaire d'un réseau communautaire de recourir à des sources capables de fournir une tension de référence, notamment des onduleurs grid-forming, parmi d'autres sources possibles de tension alternative. À l'inverse, il n'est pas possible d'utiliser uniquement des onduleurs grid-following, ceux-ci nécessitant une référence externe pour fonctionner. Dans le cadre du projet Formidable [1], soutenu par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), la Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD) a développé une stratégie de contrôle destinée aux convertisseurs grid-forming. L'approche proposée repose sur un contrôle direct de la tension, inspiré du principe de «selfsync droop control». Les aspects mathématiques de ce réglage sont présentés dans [2].

Les systèmes classiques de type grid-following dépendent fortement des PLL (Phase-Locked Loop, des boucles de synchronisation de fréquence) pour mesurer la phase du réseau. Cependant, lors de

défauts importants – tels que des courts-circuits ou de fortes chutes de tension – ces dispositifs peuvent perdre leur synchronisation et devenir instables. Le contrôle proposé s'affranchit de toute PLL et génère directement la phase ainsi que l'amplitude de la tension de sortie. Dans un réseau principalement inductif, la puissance active (P) est essentiellement liée au déphasage entre les tensions, tandis que la puissance réactive (Q) dépend principalement de leur différence d'amplitude. Le convertisseur agit ainsi sur la phase pour contrôler P et sur l'amplitude pour contrôler Q.

La régulation de la tension a également été adaptée aux spécificités des réseaux basse tension. Dans ces réseaux, la composante résistive des lignes électriques devient importante et provoque des chutes de tension dépendant non seulement de la puissance réactive, mais aussi de la puissance active. Une compensation supplémentaire a donc été introduite afin d'améliorer les performances de régulation.

La synchronisation avec le réseau repose aussi sur une approche originale. Au lieu d'utiliser une PLL classique, le convertisseur exploite directement les tensions triphasées à travers des transformations mathématiques permettant d'estimer les erreurs de phase et d'amplitude. Deux boucles de synchronisation dédiées assurent ensuite un raccordement progressif et stable au réseau.

Enfin, le dimensionnement des paramètres de contrôle constitue également un élément central de l'étude. Les travaux montrent qu'un simple contrôle inertiel n'est pas suffisant pour assurer une stabilité robuste. L'ajout d'une action anticipative (feed-forward) améliore considérablement la marge de phase du système tout en conservant le comportement inertiel recherché.

Interface vers le réseau

L'intégration d'onduleurs grid-forming dans un microréseau communautaire modifie à la fois son interaction avec le réseau de distribution et son comportement en mode îloté. Il est donc nécessaire d'évaluer leurs bénéfices et leurs risques au niveau du point de couplage commun (PCC), en modes

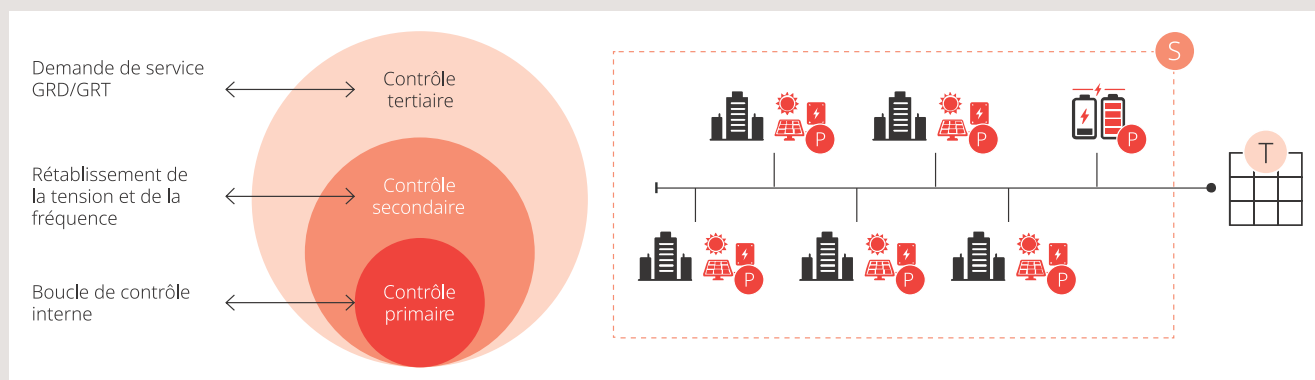


Figure 1 Architecture hiérarchique du réglage d'un microréseau communautaire.

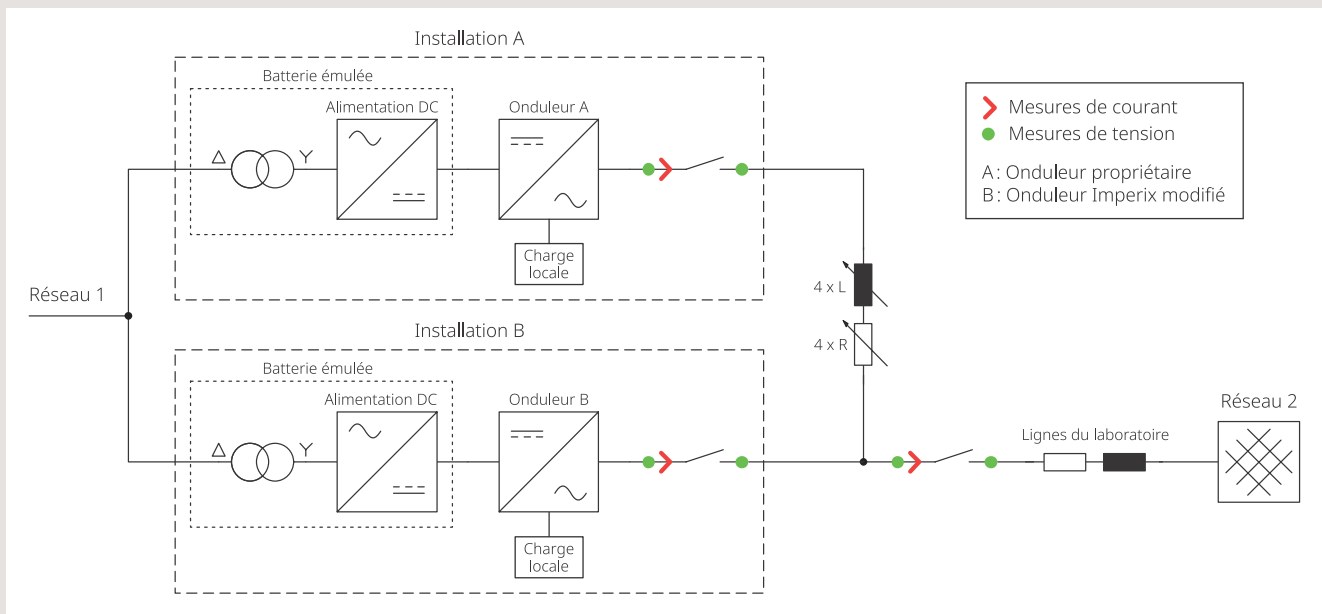


Figure 2 Schéma fonctionnel du microréseau communautaire installé au laboratoire ReIne (Réseaux Intelligents) de la HEIG-VD.

connecté et îloté. Un cadre d'analyse a ainsi été développé pour évaluer la fiabilité, la résilience, la contribution à la reconstitution du réseau et la fourniture de services système.

Pour ce faire, un réseau basse tension représentatif a été modélisé dans le logiciel DigSilent PowerFactory. Sa robustesse a été testée par le biais d'une série d'événements appliqués au PCC: passage en mode îloté, variation rapide de charge (+30%), perte de production photovoltaïque (-30%), resynchronisation au réseau et défaut triphasé. Les résultats montrent qu'un fonctionnement stable en mode îloté est possible lorsque la constante inertielle (rap-

port entre l'énergie cinétique et la puissance nominale) totale dépasse environ 1 s et que le coefficient de droop (relation liant la variation de puissance active à la variation de fréquence) est supérieur à 8% [2]. Au-delà de ce seuil, le risque de délestage diminue fortement et la fiabilité s'améliore nettement, comme le montrent les indicateurs SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, la fréquence moyenne des coupures) et SAIDI (System Average Interruption Duration Index, la durée moyenne des coupures). La localisation des ressources fournissant inertie virtuelle et droop influence également les performances.

L'étude met toutefois en évidence plusieurs limites: une part insuffisante de grid-forming peut entraîner des instabilités, les performances restent sensibles aux réglages, et la limitation du courant de défaut par les onduleurs peut compromettre la détection par les protections classiques. Enfin, le contrôle primaire assure la stabilité immédiate après une perturbation, mais ne rétablit pas précisément la fréquence et la tension nominales, et ne garantit pas non plus un partage optimal de puissance ni une reconnexion fluide au réseau principal. Un contrôle secondaire est donc nécessaire pour lever ces limitations.

Résultats expérimentaux

Les performances du système ont d'abord été validées par simulation sous PLECS (Piecewise Linear Electrical Circuit Simulation), puis expéri-



Figure 3 Onduleurs grid-forming et système d'équilibrage du neutre intégrés dans le laboratoire ReIne.

mentalement au laboratoire ReIne (RéseauxIntelligents) de la HEIG-VD [3], une plateforme de 100 kVA dédiée à l'émulation de réseaux de distribution (figure 2). Deux onduleurs grid-forming y sont testés (figure 3): un prototype HEIG-VD (onduleur A) et un modèle commercial développé avec Imperix (onduleur B), intégrant des fonctions avancées telles que la transition sans coupure et la gestion du neutre.

Des essais ont permis de vérifier la conformité à certaines exigences du réseau (variations de charge et de fréquence, charges non linéaires, interaction avec un onduleur grid-following). Les résultats montrent un comportement inertiel cohérent et une synchronisation stable, y compris en régime dynamique.

Le réseau peut être réel ou simulé, permettant de tester diverses perturbations. Le microréseau communautaire complet a été validé (black start, fonctionnement parallèle, surcharge, défauts, saut de phase), avec maintien de la synchronisation sous un RoCoF (Rate of Change of Frequency, variation de la fréquence) de 2 Hz/s.

À titre d'exemple, la figure 4 présente la réponse de l'onduleur B à une variation de fréquence du réseau. Le rapport final du projet Formidable, disponible sur le site de l'OFEN [1], procure plus de détails sur les résultats expérimentaux. Ces derniers confirment la robustesse et la fiabilité du système en conditions normales et perturbées.

Réglage secondaire des réseaux communautaires

Le contrôle primaire présente une limite importante: bien qu'il stabilise efficacement le système après une perturbation, il ne permet pas de restau-

rer exactement les valeurs nominales de fréquence et de tension. Des écarts résiduels persistent après les transitoires, ce qui peut compliquer le fonctionnement prolongé du microréseau communautaire et rendre délicate une reconnexion fluide au réseau principal.

Pour pallier cette limitation, un deuxième niveau hiérarchique, appelé réglage secondaire, est nécessaire (figure 1). Son rôle consiste à corriger les écarts laissés par le contrôle primaire afin de rétablir précisément les consignes nominales de fréquence et de tension, tout en optimisant la répartition de puissance entre les différentes unités du microréseau communautaire. Ces aspects constitueront l'un des principaux axes de recherche futurs de la HEIG-VD.

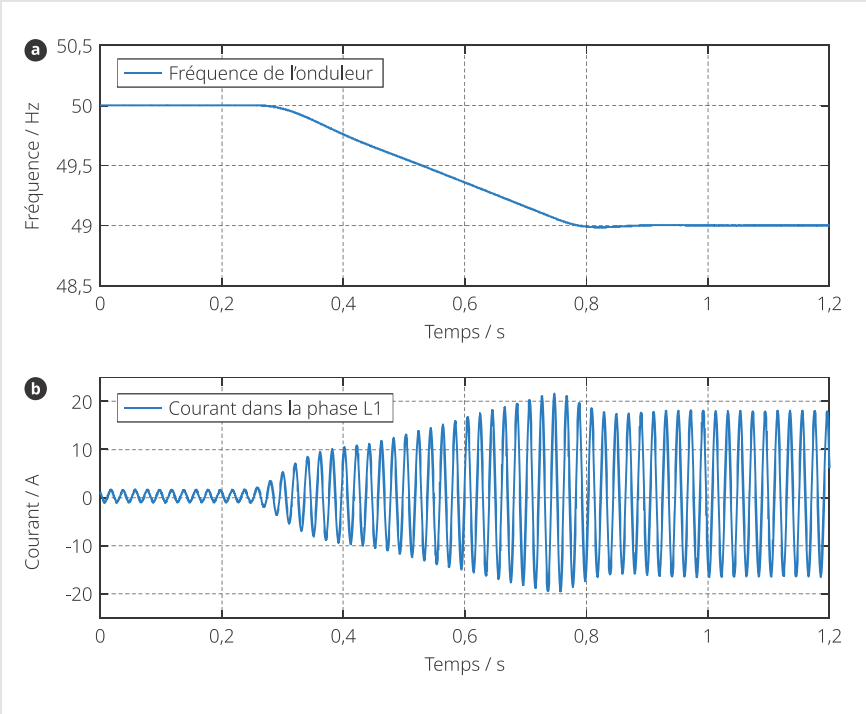


Figure 4 Résultats expérimentaux: réponse de l'onduleur B à une variation de fréquence du réseau de -1 Hz en 0,5 s. **a)** Fréquence de l'onduleur, et **b)** courant de sortie de l'onduleur.

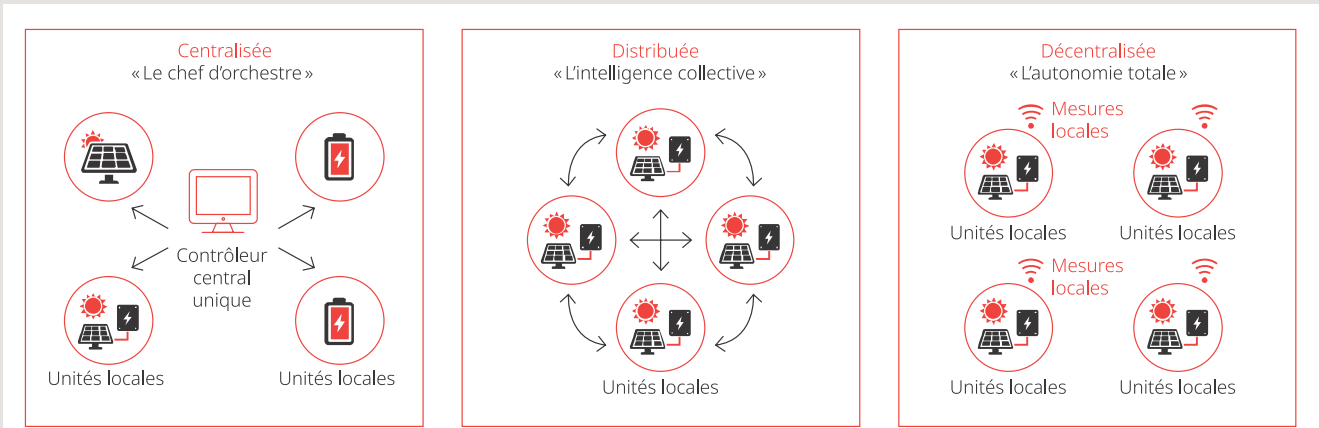


Figure 5 Principes de différentes architectures de contrôle secondaire.

Plusieurs architectures de contrôle secondaire (figure 5) peuvent être envisagées:

- Architecture centralisée (CSC): un contrôleur unique supervise l'ensemble du système.
- Architecture distribuée (DISC): plusieurs contrôleurs locaux échantillent des informations.
- Architecture décentralisée (DESC): chaque unité fonctionne de manière autonome à partir de mesures locales.

L'objectif global de cette hiérarchie de contrôle consiste à rendre les microréseaux communautaires plus résilients face aux fluctuations rapides des énergies renouvelables, aux variations de charge et aux perturbations du réseau. Les stratégies développées doivent également gérer des situations complexes telles que les déséquilibres de charge, les surcharges ou les courts-circuits.

L'approche actuellement prévue dans le projet combine principalement une architecture centralisée avec l'exploration de méthodes distribuées plus avancées. Une attention particulière sera portée aux techniques de contrôle prédictif de type «Model Predictive Control (MPC)». Ces méthodes utilisent des modèles mathématiques du réseau afin d'anticiper son évolution future et d'optimiser en temps réel les actions de contrôle sous diverses contraintes techniques.

Afin de tester efficacement les différentes stratégies de réglage secondaire qui seront développées dans le cadre du projet, une plateforme de simulation de type Hardware-in-the-Loop Real-Time Simulator (HIL-RTS) est en cours de mise en œuvre. Cette approche permettra de valider expérimentalement les algorithmes de contrôle dans des condi-

Auf dem Weg zu resilienten Stromnetzen

Netzbildende Wechselrichter für Gemeinschafts-Mikronetze

Die Energiewende verändert die Stromnetze grundlegend. Die massive Einbindung erneuerbarer Energien in Verbindung mit der zunehmenden Verbreitung von statischen Umrichtern führt zu einem allmählichen Rückgang des Anteils synchroner Maschinen, die für die elektromechanische Trägheit sorgen und zur Netzstabilität beitragen. Vor diesem Hintergrund erweisen sich Gemeinschafts-Mikronetze als vielversprechende Lösung, um die Resilienz und Stabilität künftiger Stromversorgungssysteme sicherzustellen.

Ein Gemeinschafts-Mikronetz ist ein gemeinsames Stromversorgungssystem, das in der Lage ist, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowohl im Verbund mit dem Hauptnetz als auch im Inselbetrieb sicherzustellen. Möglich wird dies durch den Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern, die selbst eine Referenzspannung und -frequenz vorgeben können. Die Regelarchitektur dieser Mikronetze ist hierarchisch aufgebaut und ermöglicht somit gleichzeitig die momentane Netzstabilität (Primärregelung), den langfristigen Betrieb (Sekundärregelung) sowie die globale Optimierung der Energieflüsse (Tertiärregelung).

Im Rahmen des Projekts «Formidable» hat die Hochschule für Wirtschaft und Ingenieurwissenschaften des Kantons Waadt (HEIG-VD) eine Regelungsstrategie für netzbildende Wechselrichter entwickelt, die die Primärregelung der Gemeinschafts-Mikronetze gewährleisten sollen. Der gewählte Ansatz kommt ohne Phasenregel-

schleifen (PLL) aus und ermöglicht die direkte Erzeugung der Phase sowie der Amplitude der Ausgangsspannung. Es wurden verschiedene Entwicklungen durchgeführt, um die Spannungsregelung, die Synchronisation mit dem Netz sowie die Systemstabilität zu verbessern und gleichzeitig das angestrebte Trägheitsverhalten beizubehalten.

Anschliessend wurden die Vorteile und Risiken der Integration von netzbildenden Wechselrichtern in ein Gemeinschafts-Mikronetz sowohl im Netzverbund- als auch im Inselbetrieb am gemeinsamen Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC) bewertet. Ein Niederspannungsnetz wurde modelliert und seine Robustheit anhand einer Reihe von Ereignissen am PCC getestet. Die Primärregelung gewährleistet die unmittelbare Stabilität nach einer Störung, stellt jedoch weder die Nennfrequenz noch die Nennspannung präzise wieder her und garantiert auch keine optimale Leistungsaufteilung oder einen reibungslosen Wiederanschluss an das Hauptnetz. Daher ist eine Sekundärregelung erforderlich. Diese wird einen der Hauptschwerpunkte der künftigen Forschung an der HEIG-VD bilden. Schliesslich wurden die Systemleistung und die Einhaltung bestimmter Netzanforderungen experimentell im ReIne-Labor (Réseaux Intelligents) der HEIG-VD validiert, einer 100-kVA-Plattform zur Emulation von Verteilungsnetzen. Die Ergebnisse zeigen ein konsistentes Trägheitsverhalten und eine stabile Synchronisation, auch im dynamischen Betrieb.

tions proches du fonctionnement réel, tout en conservant une grande flexibilité de développement et de test.

Réglage tertiaire des réseaux communautaires

Le troisième niveau hiérarchique correspond au réglage tertiaire. Celui-ci agit à une échelle temporelle plus lente et vise l'optimisation globale des échanges énergétiques entre le microréseau communautaire et le réseau principal. Il permet notamment d'intégrer des critères économiques tels que l'optimisation des coûts d'exploitation, la gestion des flux d'énergie ou encore la maximisation de l'autoconsommation locale.

Conclusion

Les travaux menés dans le cadre du projet Formidable constituent une étape importante vers le déploiement de microréseaux communautaires capables d'assurer localement des fonctions de stabilité et de résilience jusqu'ici assurées par le réseau centralisé. L'association entre contrôle primaire inertiel et contrôle secondaire prédictif constitue une approche particulièrement prometteuse pour les futurs réseaux électriques. Ces systèmes permettront non seulement d'améliorer la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique, mais également

d'augmenter l'autonomie énergétique des communautés locales d'autoconsommation. À terme, ces recherches pourraient jouer un rôle majeur dans le développement de systèmes énergétiques plus décentralisés, plus flexibles et mieux adaptés aux défis de la transition énergétique.

Références

- [1] «Formidable – Micro-réseau communautaire avec onduleurs générateurs de réseau équipés d'un amortissement amélioré et d'une inertie virtuelle: leur rôle dans la fiabilité et la résilience du réseau», OFEN, projet Aramis SI/502668.
- [2] P. Morey, M. Pellerin, D. Houmard, M. Bozorg, M. Carpita, «Sizing and experimental validation of a self sync droop based grid forming inverter with direct voltage control», Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 38, p. 101332, 2024.
- [3] M. Carpita, J.-F. Affolter, M. Bozorg, D. Houmard, S. Wasterlain, «Reine, a flexible laboratory for emulating and testing the distribution grid», Proceedings of the 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'19 ECCE Europe), Genova, Italy, Sept. 2019.

Auteurs

Philippe Morey est chef de projet à la Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD).
> HEIG-VD, 1401 Yverdon-les-Bains
> philippe.morey@heig-vd.ch

Mohammad Rayati est chef de projet à la HEIG-VD.
> mohammad.rayati@heig-vd.ch

Mokhtar Bozorg est professeur en énergie et réseaux électriques à la HEIG-VD.
> mokhtar.bozorg@heig-vd.ch

Daniel Siemaszko est professeur en électronique de puissance à la HEIG-VD.
> daniel.siemaszko@heig-vd.ch

Mauro Carpita est professeur en électronique de puissance et directeur de l'Institut des Énergies de la HEIG-VD.
> mauro.carpita@heig-vd.ch

ANZEIGE



SIEMENS

Faites évoluer votre réseau de manière virtuelle grâce au SIPROTEC V de Siemens

La transition énergétique mondiale sollicite aujourd'hui nos réseaux électriques comme jamais auparavant. Avec SIPROTEC V, vous disposez de la solution idéale pour une protection fiable du réseau et une stabilité maximale. Cette génération d'appareils de protection modulaires allie une flexibilité maximale à une numérisation d'avenir. Bénéficiez d'une connexion IoT transparente, d'une utilisation intuitive grâce à DIGSI 5 et d'une

cybersécurité sans compromis. Quelle que soit la complexité de vos besoins, SIPROTEC V s'adapte sur mesure. Sécurisez vos réseaux pour l'avenir et misez sur une innovation éprouvée pour une automatisation énergétique moderne.

[siemens.com/siprotecv](https://www.siemens.com/siprotecv)