

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 101 (2010)

Heft: 5

Artikel: Impact de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

Autor: Nibbio, N. / Kneuss, A. / Chollet, P.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856076>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 02.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Impact de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

Analyse de la situation et proposition de solutions

Face à la croissance actuelle des demandes de raccordement de production indépendante, Romande Energie doit maintenir la qualité de fourniture et la fiabilité de son réseau. Afin de connaître l'impact de cette nouvelle injection d'énergie, des études de planification de réseau ont été entreprises en collaboration avec l'Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg. L'analyse de la puissance réactive des centrales de production indépendante est abordée, accompagnée de propositions de solutions.

N. Nibbio, A. Kneuss, Ph. Chollet, H. Sauvain

Le contexte entourant les ressources énergétiques a fortement changé ces dernières années: la Suisse, par la ratification du Protocole de Kyoto, en vigueur depuis 2005, s'est engagée dans la lutte contre le réchauffement climatique dû aux effets de serre. Dans ce but, elle favorise le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, par la rétribution à prix coûtant de la production (RPC). Cette diversification des sources d'énergie est également souhaitée, car une pénurie d'énergie électrique est annoncée à l'horizon 2020, avec un déficit de capacité de production estimé à 300 GW au niveau européen. L'Europe recommande d'ailleurs d'atteindre à cette échéance les objectifs drastiques suivants: 20% de réduction des émissions de gaz à effet de serre, 20% d'énergies renouvelables et 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique.

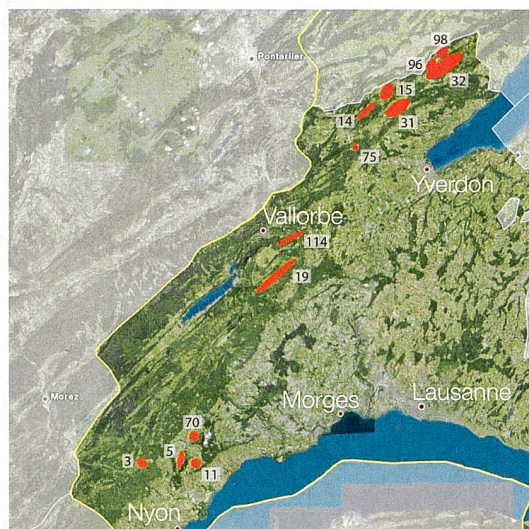
La Suisse s'est dotée récemment de lois réglementant le domaine de l'énergie et son approvisionnement: la loi sur l'énergie (LEne) et la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), complétées par leurs ordonnances respectives. S'appuyant sur les mesures incitatives de financement de la Confédération telle que la RPC, de nombreux promoteurs expriment des demandes de raccordement de production d'origine renouvelable sur les réseaux de distribution en Suisse. Avec l'ouverture du marché, l'accès au réseau étant garanti par la loi, Romande Energie, comme d'autres gestionnaires de réseaux de distribution (GRD),

fait face à un nombre important de demandes de raccordement pour des productions dont la puissance varie de quelques kW à quelques dizaines de MW, ce dernier cas étant surtout représenté par des parcs éoliens d'importance. La zone de desserte de Romande Energie a récemment vu une forte demande de raccordements de parcs éoliens, car elle comporte des secteurs favorables au vent. Ces demandes obligent Romande Energie à planifier avec une vision à long terme son réseau aux niveaux haute tension (HT) et moyenne tension (MT) afin de l'adapter à ces nouvelles contraintes, en tenant compte également des incerti-

tudes quant à la réalisation de l'ensemble de ces projets.

L'impact de telles injections sur les artères HT et MT doit être systématiquement vérifié. Il est ainsi nécessaire de conduire de multiples analyses de réseaux en tenant compte des profils de charges de la clientèle actuelle et future et du profil de la nouvelle production. Constante ou variable, toute production dont la puissance est de l'ordre de grandeur de celle de l'artère considérée, peut conduire à excéder les limites de tension et courant à certaines heures, entraînant une diminution de la qualité de fourniture. Deux types de réponses peuvent être apportées à cette contrainte par le GRD ou le producteur: une réponse « planification » avec la notion de modification du réseau ou une réponse « système actif » avec la notion de correction dynamique des tensions de consigne MT et la commutation de compensateurs de puissance réactive le long des artères de distribution (Active Network Management).

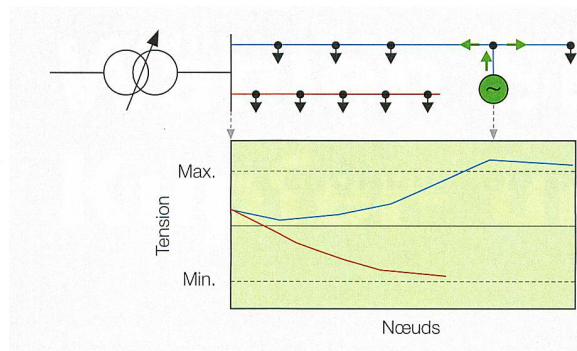
Cet article est basé sur les réflexions et les résultats d'une étude confiée à l'Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg (EIA-FR) par Romande Energie, visant à démontrer l'efficacité dans son réseau et la faisabilité de la solution « système ac-



Site n°	Nom
3	Arzier – La Raisse
5	Bassins
11	Burtigny
14	Chasseron I
15	Chasseron II
19	Col du Mollendruz
31	Grandevent
32	Grange Neuve
70	Longirod
75	Mont de Baulmes
96	Nouvelle Censière I
98	Nouvelle Censière III
114	Sur Grati

Köhle & Nusbaumer

Figure 1 Parcs éoliens sur la zone de desserte de Romande Energie.



V. Thornley et al. [3]

Figure 2 Profils de tension avec et sans source additionnelle.

tif» lors du raccordement de productions indépendantes, sans modification du réseau existant.

Nature des réseaux de Romande Energie

La qualité de fourniture, notamment les limites de tension admissibles, doit être dans tous les cas garantie jusqu'au client final basse tension (BT). Le rapport de transformation des transformateurs de distribution MT/BT n'étant pas réglable en continu, le choix de la prise de tension adéquate dépend de l'endroit d'installation: plus il est éloigné du poste, plus le rapport de transformation est faible. De relativement faibles élévations de la tension MT en extrémité de réseau peuvent ainsi déjà être intolérables pour le client BT.

Romande Energie, cinquième distributeur de Suisse, exploite un réseau 125 kV connecté au réseau de transport 220 kV de Suisse occidentale qui est géré par Swissgrid [1]. 32 postes de transformation alimentent le réseau de distribution MT. Le réseau à moyenne tension est câblé à 77%. Il comprend env. 9000 km de lignes et de câbles. La zone de déserte de Romande Energie est composée de zones urbaines et rurales, d'artères courtes fortement chargées et d'artères longues peu chargées, qui rendent complexe sa tâche d'assurer une qualité de fourniture uniforme à l'ensemble de sa clientèle. Ses clients finaux en zone urbaine sur l'Arc lémanique ou jurassien, par exemple, ayant des activités technologiques et économiques à très forte valeur ajoutée, sont exigeants en termes de qualité de tension. Ils appartiennent à des secteurs variés tels que la recherche (écoles EPFL, universités, HES-SO ...), l'industrie (horlogerie, pharmaceutique ...) et le tertiaire (banques, fiduciaires ...). Or, les fortes injections annoncées apparaissent en zone rurale, en extrémité de

réseau, comme dans le Jura ou le Gros de Vaud, dans des régions à faible densité de consommateurs finaux (figure 1).

Qualité de fourniture requise

La qualité de fourniture dépend de différents types de perturbations, telles que celles qui conduisent à l'interruption de la fourniture (continuité) et celles qui conduisent, sans interruption, à une dé-

gradation de la qualité de tension. Ce sont ces dernières que chaque GRD doit analyser lors de l'étude de raccordement. Elles sont communément définies par la norme européenne EN 50160, qui fixe les limites admissibles dans les réseaux de distribution publics. Son dépassement peut engendrer des dysfonctionnements des équipements, ou même leur destruction. L'amplitude de la tension est un facteur prépondérant pour la qualité de fourniture. La norme EN 50160 la fixe à 230/400 V, avec une tolérance de $\pm 10\%$. Cette valeur tient lieu de référence pour les fabricants d'équipements électriques.

Comme outil de planification efficace du raccordement des producteurs, l'AES met à disposition en complément le document « Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux » [2]. Ces règles techniques sont le fruit du travail d'experts provenant de Suisse, d'Allemagne, d'Autriche et de Tchéquie (plus communément appelé D-A-CH-CZ). Elles stipulent que l'augmentation relative

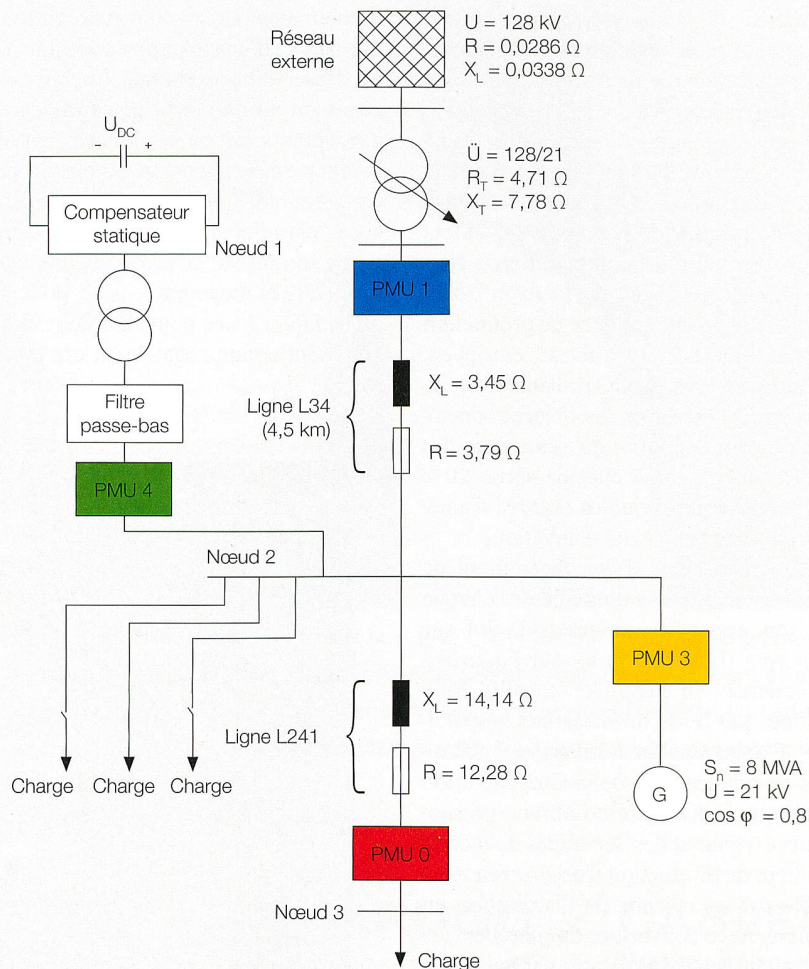


Figure 3 Schéma unifilaire du modèle réduit 400 V/5 A.

de la tension produite par l'ensemble des installations de production dans un réseau considéré, ne doit dépasser en aucun point de raccordement les valeurs limites suivantes : 3 % pour la BT et 2 % pour la MT. Ces valeurs limites ainsi que celles faisant référence aux chutes de tension sont indiquées dans le **tableau**.

Nouvelles contraintes pour les réseaux de distribution

Hier encore, dans un contexte de pure distribution, sans injection décentralisée, la tension et la consommation diminuaient plus on s'éloignait du poste de transformation HT/MT : l'optimisation économique du réseau, ainsi que le respect des conditions d'exploitation étaient alors possible en diminuant la section des conducteurs en extrémité de ligne. Aujourd'hui, bien au contraire, des injections variables de puissance importante peuvent être raccordées sur ces tronçons de section moindre. Avec ces injections, le profil de tension peut alors s'inverser (**figure 2**) et la section des conducteurs s'avérer insuffisante. Selon les flux des puissances des consommateurs et des producteurs, les courants peuvent diminuer, s'inverser, voire fortement augmenter dans le sens opposé. Le bilan des pertes en ligne devient alors complexe tant du point de vue analytique que de la facturation. Le réglage de la tension au poste par correction dynamique des valeurs de consigne des régulateurs de tension ne peut pas toujours suffire à ramener, dans les limites requises, la tension en tout point du réseau. Agir sur la puissance réactive, inductive ou capacitive, en commutant des compensateurs fixes à certaines heures est alors un moyen additionnel de correction locale de la tension qui influence à son tour le bilan des pertes.

L'enjeu actuel pour le GRD est de mettre en rapport les investissements à consentir dans ses installations pour disposer d'un système actif de contrôle de la tension, avec notamment les moyens de communication pour la transmission des mesures en lignes au poste, l'estimateur d'état au poste et la téléaction des compensateurs, avec les investissements nécessaires au renforcement classique de ses artères de distribution.

Simulations

L'ensemble des calculs a été exécuté avec le logiciel de planification de réseau Cymdist, sur la base des données extraites du Système d'Information à Références Spatiales (SIRS) de Romande Ener-

gie, et les algorithmes de réglage et d'optimisation réalisés sur Matlab. Un essai de réglage en boucle fermée a été effectué sur un modèle analogique triphasé ($3 \times 400 \text{ V}$, 5 A) à échelle réduite, équipé de lignes, d'un transformateur à gradins, d'une machine synchrone (G) et d'un compensateur statique (**figure 3**). La faisabilité d'un estimateur d'état capable de corriger en temps réel la consigne des régulateurs de tension en fonction des mesures (U, I) en lignes a été vérifiée.

Exemple de raccordement d'une production à profil constant

La centrale d'Enerbois SA (biomasse), 3,9 MW et 0,79 Mvar, installée dans la région de Rueyres, est raccordée sur l'artère 55 du poste 125/20 kV d'Echallens. Cette installation a un profil de production quasi constant avec un facteur de puissance inductif de 0,98. Dans ces conditions et sans action possible sur le réglage du facteur de puissance de la centrale, la correction de la consigne du régulateur de tension au poste est indispensable au maintien du profil de tension dans les limites fixées (**figure 4**). En cas de commutation de gradins du transformateur HT/MT pour les besoins de l'artère 55, tous les profils de tension des autres artères du poste d'Echallens doivent aussi être maintenus dans les mêmes limites. L'étude menée par l'EIA-FR le confirme dans tous les cas. L'obstacle à la mise en œuvre rapide d'une telle solution demeure l'absence actuelle de moyens de communication dans le réseau de distribution.

Exemple de raccordement d'une production à profil variable

Le cas des parcs éoliens de grande puissance, de l'ordre d'une dizaine de MW et plus, nécessitent la réalisation d'une liaison MT indépendante jusqu'au poste HT/MT, voire d'un poste dédié. En considérant un parc de puissance plus réduite, 5 MW par exemple, on se trouve dans un cas critique où la puissance soutirée à l'artère MT et celle fournie par le parc sont avoisinantes. C'est ce scénario qui a été choisi dans le cadre

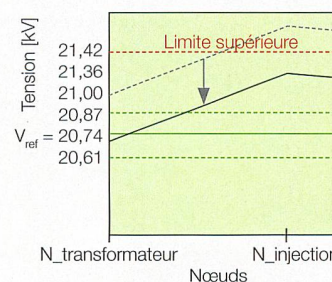


Figure 4 I55 : transformateur à gradins suffisant.

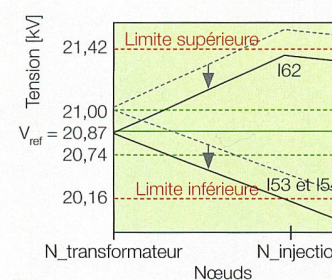


Figure 5 I62 : transformateur à gradins insuffisant.

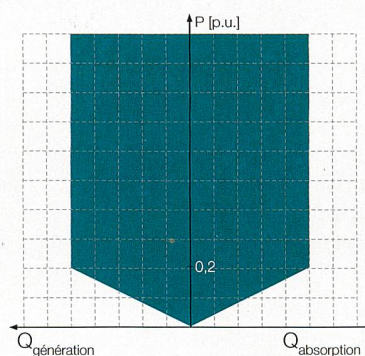
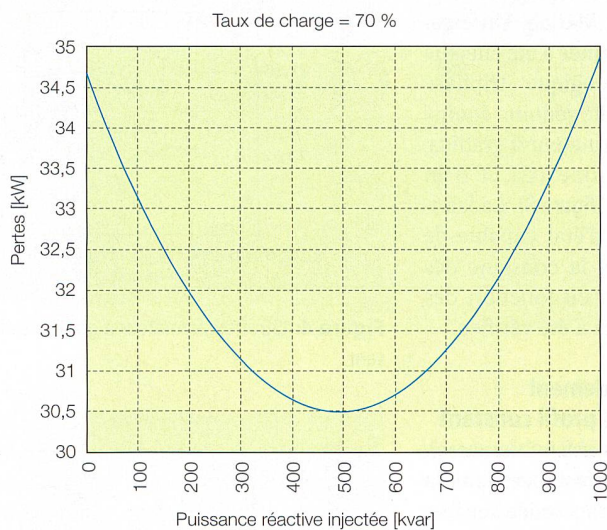


Figure 6 Courbe $P=f(Q)$ d'une génératrice d'éolienne.

de l'étude en reliant une telle installation sur l'artère 62 du même poste d'Echallens. Cette artère présente un profil de charge constant mais faible. Comme la demande est faible dans cette région, l'augmentation de tension due au parc au point d'injection ne sera que peu compensée (**figure 5**) : l'action sur la

Niveau de tension	Minimum	Maximum pour une installation	Maximum pour plusieurs installations
BT	-5 %	+3 %	
MT	-4 %	+2 %	+5 %
Somme pour le client BT (cas extrême)	-9 %	+5 %	+5 %

Tableau Variations de tension autorisées.



EIA-FR

Figure 7 Pertes en fonction de la compensation pour un taux de charge de 70%.

consigne du régulateur de tension au poste ne suffit plus.

Deux approches peuvent alors être envisagées. Une première consisterait d'une part à maintenir l'action sur la tension au poste et d'autre part à introduire un compensateur de puissance réactive capacitive (banc de condensateurs) dans les artères en sous-tension. L'injection de puissance réactive rehausserait localement la tension. Une autre approche consisterait au contraire à installer un compensateur de puissance réactive inductive (selfs) placé près du point d'injection du parc éolien afin d'en abaisser la tension. Cette méthode présente néanmoins l'inconvénient de dégrader le bilan global des pertes. L'installation et la commande de tels compensateurs demeurent techniquement difficiles à mettre en œuvre dans tous les cas de figures. L'obstacle majeur demeure identique : l'absence de moyens de communication.

Un constat s'impose après cette étude : la méthode techniquement et économiquement la plus favorable serait de pouvoir contrôler les générateurs par une consigne de puissance/cos φ (figure 6) [4, 5] et faire ainsi participer le producteur indépendant à la fourniture de services système.

Point optimal d'injection de la puissance réactive

La puissance réactive participe au maintien de la tension et à sa stabilité dans les réseaux de transport [6, 7]. La résolution des équations matricielles pour réseaux maillés, équations utilisées pour déterminer les flux de charges ou les

risques d'instabilité de tension, peut également être appliquée dans les réseaux en structure radiale. On s'intéresse à la variation de tension en fonction d'une variation d'injection de puissance réactive et on peut alors déterminer la sensibilité $V(Q)$ au nœud considéré. La méthode permet également de déterminer si les positions actuelles des interrupteurs télécommandés (IT) seraient adaptées à l'installation des capacités sur les artères à compenser. Les pertes en ligne sont déduites par un calcul itératif en fonction du niveau de charge et de la compensation de puissance réactive prévue (figure 7). Ce calcul s'effectue initialement pour une source à puissance constante. L'étude se fait statistiquement sur une année en tenant compte de la variation des énergies consommées.

Investissement nécessaire au maintien de la qualité

La maîtrise de la qualité de tension par l'introduction d'un compensateur fixe de puissance réactive capacitive de quelques centaines de kvar est une solution technique d'un coût estimé à 100 000 CHF, auquel s'ajoute l'étude de planification évaluée à environ 20 000 CHF. Il s'agit ici d'une solution minimale n'offrant que très peu de souplesse de réglage. Le cas étudié ci-dessus a montré une économie annuelle des pertes d'environ 17 000 kWh pour l'artère 54. En retenant un taux de rentabilité de 4,5% sur 20 ans par exemple, l'investissement financable ne dépasse pas le tiers de celui qui serait nécessaire. On imagine aisément un rapport encore plus défavo-

nable pour le refinancement, par les mêmes économies de pertes, des coûts en rapport avec la mise en œuvre d'un estimateur d'état et de ses moyens auxiliaires dans le réseau.

La rétribution de la qualité de fourniture au GRD par un système de bonus/malus pourrait à l'avenir justifier de tels investissements. La rétribution du producteur pour la participation aux services système, en produisant ou en consommant du réactif à certaines heures est également une piste à suivre. D'un autre côté, nous pouvons nous demander si le GRD se doit d'accepter n'importe quel profil d'injection sur son réseau ou si le producteur devrait prendre en charge les moyens de compensation destinés à maintenir la qualité de fourniture et à assurer une exploitation sûre du réseau électrique [8].

Evolution

Actuellement, selon la législation, le rôle du GRD est de garantir un approvisionnement de l'énergie dans le respect des limites des indices de continuité et de la qualité de fourniture. Il est et sera sollicité en de nombreux points de son réseau par des raccordements de production, pas nécessairement dans les zones définies par le Service cantonal de l'Environnement et de l'Energie du Canton de Vaud (Seven). Ceci accroît la difficulté d'anticipation et de planification optimale de son réseau pour l'ensemble de ses clients finaux.

De plus, dans l'état actuel des moyens techniques et législatifs à notre disposition, le GRD doit pouvoir bénéficier d'un réseau de télécommunication fiable lui permettant de communiquer avec l'ensemble des acteurs, dont les producteurs indépendants, par un réseau FFTS (fiber to the station MT/BT), afin de pouvoir assurer une exploitation et gestion fiable du réseau. Dans une perspective smart grid, pour les producteurs indépendants de quelques centaines de kW par exemple, proches des lieux de consommation, un réseau FTTH (fiber to the home) est une solution.

Références

- [1] www.swissgrid.ch/index.html?set_language=fr&cl=fr.
- [2] D-A-CH-CZ Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux, 2007, p. 137-138.
- [3] V. Thornley, J. Hill, P. Lang, D. Reid : Active network management of voltage leading to increased generation and improved network utilisation. Cired Seminar 2008 : Smart Grids for Distribution, Frankfurt 23-24 juin 2008, papier 82.

- [4] L. Crocci, N. Kritikos: Réglage de tension de réseau de distribution équipé d'une éolienne. Projet de diplôme 2009 EIA-FR. <http://opac.nebis.ch>.
- [5] A. Barudoni, M. Manetti: Modèle global de réseau de distribution équipé de générateurs décentralisés. Projet de diplôme 2009 EIA-FR. <http://opac.nebis.ch>.
- [6] V. Thornley, N. Jenkins, P. Reay, J. Hill, C. Barbier: Field Experience with active network management of distribution networks with distributed

generation. Cired 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienne 21–24 mai 2007, papier 0502.

- [7] R. Bridy, M. Darbellay: Aspect des pertes pour le réglage de tension dans un réseau moyenne tension. Projet de semestre 2010 EIA-FR. <http://opac.nebis.ch>.
- [8] N. Silva, G. Strbac: Optimal design policy and strategic investment in distribution networks with distributed generation. Cired 20th International

Conference on Electricity Distribution, Prague 8–11 juin 2009, papier 0137.

Informations sur les auteurs

Nadia Nibbio est docteur ès sciences techniques de l'EPFL. Elle dirige le bureau d'ingénieurs de Romande Energie. Elle est membre du comité ETG d'Electrosuisse.

Romande Energie, 1110 Morges, nadia.nibbio@romande-energie.ch

André Kneuss est ingénieur HES, collaborateur scientifique à l'École d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg, HES-SO.

EIA-FR, 1705 Fribourg, andre.kneuss@hefr.ch

Philippe Chollet est ingénieur HES, planificateur du réseau de distribution à Romande Energie.

Romande Energie, 1110 Morges, philippe.chollet@romande-energie.ch

Hubert Sauvain est ingénieur EPFL. Il enseigne les réseaux électriques à l'École d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg, HES-SO. Il est coordinateur du programme en économie des réseaux électriques à l'iimt (international institute of management in technology), Université de Fribourg. Il est membre de différents conseils d'administration.

EIA-FR, 1705 Fribourg, hubert.sauvain@hefr.ch

Zusammenfassung Auswirkungen dezentraler Stromerzeugung auf die Verteilnetze

Situationsanalyse und Lösungsvorschläge

Bei der zunehmenden Zahl der Anträge für netzunabhängige Stromerzeugung, bei denen es um zweistellige kW- oder gar MW-Zahlen geht, muss Romande Energie als Netzbetreiberin dafür sorgen, dass Versorgungsqualität und Zuverlässigkeit aufrechterhalten werden. Netzplanungsstudien wurden in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur Fribourg unternommen, mit dem Ziel, die Auswirkungen dieser neuartigen Energieeinspeisungsform – insbesondere in Regionen mit geringer Nachfrage – zu untersuchen. Der Beitrag stellt eine Untersuchung der Blindleistung unabhängiger Erzeugungsanlagen sowie einige Lösungsvorschläge vor.

Che

Anzeige

axpo

Schon schön, dass man an die Umwelt denkt.

Thomas Steiner, Axpo Mitarbeiter

Stimmt. Als Schweizer Unternehmen im Besitz der Kantone liegt uns die Natur am Herzen. Mit der Produktion von nahezu CO₂-freiem Strom tragen wir in der Schweiz aktiv zum Klimaschutz bei.

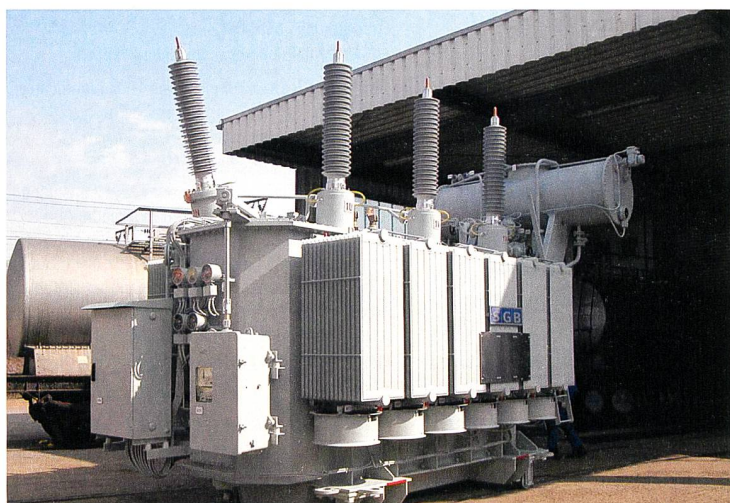
Mehr dazu und zu den Umweltdeklarationen von Axpo unter www.axpo.ch/energiedialog



MGC Moser-Glaser AG
Lerchenweg 21
CH-4303 Kaiseraugst
Tel. +41/61/46 761 11
Fax. +41/61/46 761 10
www.mgc.ch
sales@mgc.ch

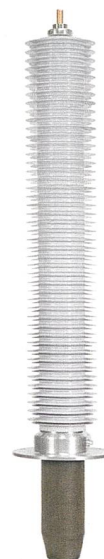


Jetzt bis 300 kV



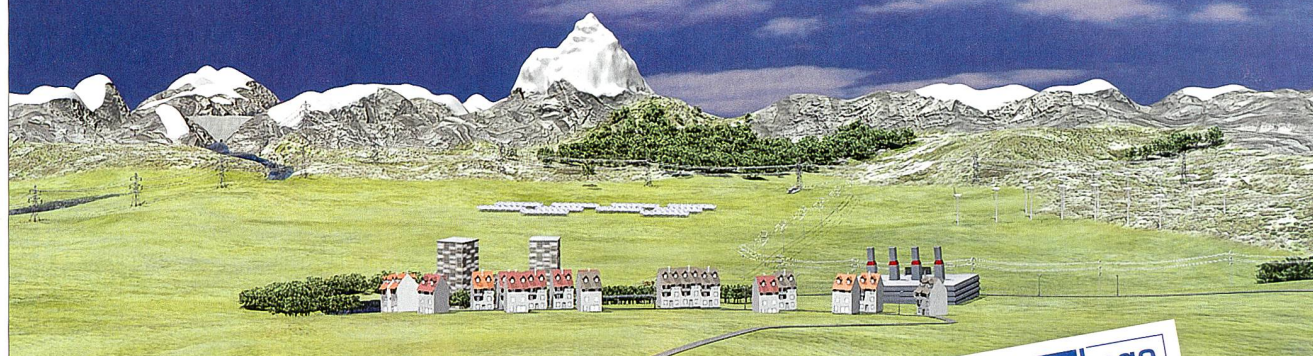
DURESCA®
TIRESCA®
GASLINK®
TRAVESCA®

**Stromschiensysteme
Durchführungen
für den Mittel- und
Hochspannungsbereich**



Meteoedia. Das Wetter

...für die gesamte Energiewertschöpfungskette:
Produktion · Netzfürung · Trading · Vertrieb



 **meteoedia**
energy



swiss-energy-weather.ch
energy@metoedia.ch

Besuchen Sie uns:
Stand H 32, Halle 6