

Raccordement au réseau de 50 gigawatts de photovoltaïque en Suisse

Document de discussion sur les solutions possibles pour
l'intégration de l'électricité solaire au réseau – septembre 2023

www.sweet-edge.ch

Christof Bucher, BFH
David Joss, BFH

**Ce document est une traduction.
Langue originale: allemand**

TABLE DES MATIÈRES

MANAGEMENT SUMMARY	3
1 PRÉFACE	4
2 INTRODUCTION	4
3 RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES INSTALLATIONS PV	6
3.1 « CHAQUE KILOWATTHEURE A LA MÊME VALEUR » : PAS UN MODÈLE DE RÉUSSITE	6
3.2 RÉGULATEUR DE PARC POUR GRANDES INSTALLATIONS ET GESTION DE L'ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ	8
3.3 GESTION INTELLIGENTE DES PRODUCTEURS ET DES CONSOMMATEURS FLEXIBLES	9
3.4 STABILITÉ DU RÉSEAU : RÉGULATION PRIMAIRE ET SECONDAIRE DÉCENTRALISÉE BASÉE SUR LA PUISSANCE	10
3.5 ANTI-ISLANDING : UN CONCEPT DE PROTECTION D'ANTAN	11
3.6 PROTECTION NA : UNE POLITIQUE SYMBOLIQUE LOURDE DE CONSÉQUENCES	12
3.7 BONNE NOUVELLE POUR LES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	13
4 MESURES DE SOUTIEN DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE	14
4.1 GAIN DE FONCTIONNALITÉ ET DE SÉCURITÉ AVEC LE SMART METERING	14
4.2 MESURES CLASSIQUES DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	14
5 NORMES ET RÈGLES POUR LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU	16
6 DIGRESSION : MESURES AU-DELÀ DU RACCORDEMENT AU RÉSEAU	17
6.1 MESURES ÉNERGÉTIQUES	17
6.2 HYDROGÈNE ET COMBUSTIBLES SYNTHÉTIQUES	17
7 EXEMPLE : L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE DE DEMAIN	18
8 TÂCHES DES PARTIES PRENANTES	19
8.1 POLITIQUE / ADMINISTRATION	19
8.2 SWISSGRID	19
8.3 GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION (GRD)	20
8.4 EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS PV ET INSTALLATEURS	20
8.5 RECHERCHE, LABORATOIRES, FABRICANTS	20
9 CONCLUSION	20
REMERCIEMENTS	21

Management Summary

La stratégie énergétique 2050 de la Suisse mise entre autres sur un fort développement des nouvelles énergies renouvelables. Le photovoltaïque (PV) devrait en constituer la majeure partie. La puissance prévue de toutes les installations PV (environ 40 à 50 GW) dépasse d'un facteur 5 la charge maximale du réseau actuelle (environ 8 à 10 GW). Dans ce contexte, il est évident d'anticiper les goulets d'étranglement du réseau qui vont apparaître malgré l'utilisation décentralisée de la flexibilité à venir et d'exiger une extension rapide du réseau.

De même, il faut s'attendre à ce que les pics de production des installations photovoltaïques en Suisse soient accompagnés d'une offre excédentaire d'électricité solaire dans toute l'Europe. 50 GW de PV sont nécessaires pour la transition énergétique, mais les pics de puissance potentiels qui en résultent ne peuvent pas être absorbés par le réseau électrique et ne pourront probablement pas non plus être exportés faute d'acheteurs. Ces pics de puissance doivent donc être absorbés ou évités de manière décentralisée (dans le bâtiment, sur le site, dans le quartier). Même si le réseau de distribution était développé pour absorber les pics de puissance attendus, ces pics de puissance ne pourraient pas être injectés dans le réseau ou seulement à des moments où les prix du marché sont bas ou négatifs.

Selon les auteurs, il est plus judicieux d'investir dans la gestion décentralisée des pics de puissance que dans l'extension du réseau de distribution. Une grande partie de l'électricité solaire dont l'injection est limitée peut être absorbée par des systèmes intelligents et décentralisés (pompes à chaleur, accumulateurs, électromobilité). Des produits et solutions correspondants sont disponibles sur le marché et sont utilisés depuis de nombreuses années dans différents projets. Cependant, pour que ces systèmes déchargent de manière fiable les réseaux électriques ou permettent une augmentation de la production PV sans charge excessive supplémentaire sur le réseau, les conditions générales suivantes doivent être adaptées :

- La priorité absolue d'injection de l'électricité solaire doit être relativisée. Il ne doit pas y avoir de droit à injecter dans le réseau des pics de puissance peu importants du point de vue énergétique, mais qui représentent un défi pour l'ensemble du système et qui ne sont pas rentables.
- Les gestionnaires de réseau et le régulateur doivent autoriser les systèmes décentralisés et flexibles et les motiver à adopter un comportement utile au réseau dans le cadre d'un système d'incitation approprié.

La construction d'installations photovoltaïques peut ainsi être encore accélérée, car les principales mesures d'intégration au réseau sont déjà disponibles aujourd'hui et peuvent être mises en œuvre immédiatement.

Diverses réalités historiques du système d'approvisionnement en électricité actuel, telles que les structures tarifaires, le chauffage nocturne des réservoirs d'eau chaude ou les concepts de puissance de réglage, sont aujourd'hui considérées comme acquises et ne sont guère remises en question. Jusqu'à présent, cela n'a entravé le développement des nouvelles énergies renouvelables que dans des cas isolés. Cependant, ces structures et habitudes ne sont pas adaptées au développement futur des installations photovoltaïques, qui sera bien plus important, et sont trop rigides.

Ce document de discussion présente une série de solutions possibles qui pourraient servir à l'intégration de 50 GW d'installations PV dans le réseau électrique suisse.

1 Préface

Ce document de discussion a été rédigé dans le cadre de la contribution du laboratoire des systèmes photovoltaïques (laboratoire PV) de la Haute école spécialisée bernoise (BFH) au projet SWEET EDGE. Le document de discussion se concentre sur un thème : les solutions de raccordement au réseau des installations photovoltaïques (PV) lorsque la part d'électricité solaire dans le mix énergétique suisse est très élevée. Ce thème concerne pour ainsi dire différents groupes d'intérêts, à savoir :

- Politique et administration
- Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) Swissgrid
- Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)
- Entreprises qui réalisent des installations photovoltaïques
- Exploitants et exploitantes d'installations photovoltaïques
- Fabricants, recherche, laboratoires

L'objectif de ce document de discussion est de stimuler et de soutenir le débat technique sur le raccordement des installations PV au réseau. Contrairement aux publications scientifiques, ce document de discussion ne présente pas uniquement des faits reconnus ou prouvés, mais propose également des solutions non éprouvées comme base de discussion. Les auteurs s'efforcent de distinguer ces points de manière transparente.

Comme pour le problème de l'œuf et de la poule, les différents groupes d'intérêt justifient la lenteur partielle de la recherche de solutions pour le raccordement au réseau par des dépendances mutuelles. Les GRD n'introduisent pas de conditions de raccordement au réseau avancées parce que les bases réglementaires ne le permettent pas. Les bases réglementaires s'appuient sur des lois qui, de leur côté, ne sont pas adaptées assez rapidement, car elles ne constituent pas encore un goulot d'étranglement pour la puissance PV raccordée actuellement. La pression politique pour des adaptations n'est donc pas assez forte. Le présent document de discussion vise à mettre en évidence les interdépendances et à jeter un pont entre les groupes d'intérêt.

Avant sa première publication, ce document de discussion a été présenté à des représentants de tous les groupes d'intérêt. Les réactions d'une vingtaine de personnes (issues de l'industrie, des gestionnaires de réseau de distribution et de transport ainsi que de la recherche) ont été prises en compte et intégrées dans le document de discussion. La présente version représente toutefois l'opinion et l'interprétation des auteurs et non une opinion consolidée de tous les groupes d'intérêt.

L'intention des auteurs est de recueillir d'autres réactions de toutes les parties prenantes, de mener la discussion et d'intégrer une ou plusieurs fois les conclusions dans une nouvelle version de ce document de discussion.

2 Introduction

Jusqu'à il y a une dizaine d'années, les installations photovoltaïques étaient tolérées sur le réseau électrique en tant qu'installations de production décentralisées (IPD) qui suivent le réseau. Elles devaient se déconnecter du réseau électrique lorsque celui-ci présentait une perturbation. Lorsque ce comportement a été interdit à l'été 2012 par l'ordonnance allemande sur la stabilité du système¹, la puissance PV sur le réseau interconnecté européen était probablement déjà plus de dix fois supérieure²

¹ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/1956>, <https://www.bdew.de/energie/systemstabilitaetsverordnung/502-hertz-problem/>

² Wood Mackenzie, New European solar installations to double over next 3 years, <https://www.woodmac.com/press-releases/new-european-solar-installations-to-double-over-next-3-years/>

à la puissance de réglage primaire qui aurait dû compenser la panne en cas de séparation synchrone des installations PV du réseau à une fréquence de réseau supérieure à 50,2 Hz.

Aujourd'hui, nous avons fait un grand pas en avant : si la fréquence du réseau dépasse 50,2 Hz, les installations photovoltaïques ne se déconnectent pas du réseau, mais elles réduisent la puissance selon une courbe P(f) et stabilisent ainsi le réseau électrique grâce à cette puissance de réglage qui est beaucoup plus importante que la puissance du réglage primaire (programme Retrofit 50,2 Hz I et II de l'EICom³). L'étape la plus importante du passage des installations « suiveuses » vers des installations en « soutien » du réseau est ainsi franchie, et des parts d'électricité solaire de dix, voire vingt pour cent peuvent être intégrées au réseau (figure 1).

Le temps ainsi gagné est toutefois court. En effet, il n'est pas possible de raccorder efficacement 50 GW d'installations photovoltaïques au réseau électrique suisse en se contentant d'un comportement correct en matière de surfréquence. Car cette puissance, même si elle pouvait être absorbée par le réseau de distribution, ne peut être transportée nulle part. La clé ne réside donc pas dans l'extension du réseau de distribution⁴. Les installations photovoltaïques, les stations de recharge et les batteries de stockage – c'est-à-dire toutes les flexibilités possibles – doivent être mieux intégrées dans le réseau de distribution et jouer un rôle plus actif dans la stabilisation du réseau. Pour ce faire, la politique et les gestionnaires de réseau doivent créer des conditions-cadres attrayantes. Un comportement favorable au réseau, par exemple à l'aide d'une gestion de l'injection, doit être récompensé à l'avenir.

Il serait en outre souhaitable que Swissgrid fasse une déclaration qui montre la voie à suivre : combien de gigawatts de réinjection cumulée des réseaux de distribution pourra-t-elle un jour absorber dans le réseau de transport ? Comme l'Allemagne, la France, l'Italie et l'Autriche mettent en œuvre leurs propres stratégies solaires, l'exportation estivale d'électricité solaire depuis la Suisse ne contribuera probablement pas de manière significative à l'intégration de l'électricité solaire au réseau. Quel est donc l'intérêt de développer un réseau de distribution si l'énergie n'est pas utilisée aux moments où la production excédentaire est importante et que la puissance ne peut donc pas être intégralement reprise ? La somme des puissances de tous les transformateurs du réseau local (niveau de réseau 6, passage de la moyenne tension à la basse tension) dépasse largement la puissance d'absorption maximale du réseau de transport.

Des solutions décentralisées permettent d'y remédier. Les pics de puissance doivent être absorbés là où ils se produisent. Les chapitres suivants de ce document de discussion montrent comment cela pourrait être possible.



Figure 1: Niveaux d'intégration des installations PV au réseau. Les pourcentages sont indicatifs et impliquent que même avec relativement peu d'électricité solaire dans le mix énergétique annuel (20% de part d'énergie) dans un réseau synchrone, les installations PV doivent dominer la production à certains moments et donc assumer la responsabilité du système.

³ Directive 1/2018 de l'EICom, Comportement des installations de production d'énergie décentralisées en cas d'écarts par rapport à la fréquence normale, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/weisungen.html>

⁴ Voir aussi Jan Remund et al, Firm PV power generation for Switzerland, Meteotest, 2023, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true>

3 Raccordement au réseau des installations PV

3.1 « Chaque kilowattheure a la même valeur » : pas un modèle de réussite

L'électricité solaire est l'épine dorsale de la transition énergétique mondiale. Bien que l'énergie des installations photovoltaïques soit indispensable, leur performance représente un défi pour l'infrastructure. L'un des principaux inconvénients des installations PV en matière d'intégration au réseau est leur faible facteur de capacité d'environ $KF = 1000 \text{ kWh} / (1 \text{ kW} * 8760 \text{ h}) = 11,4 \%$ et leur grande simultanéité : pour injecter 1 MWh d'électricité solaire par an, un raccordement au réseau d'environ 1 kW est nécessaire en cas de priorité absolue d'injection. Toutefois, si l'exploitant du réseau autorise une limitation dynamique de la puissance active et que la législation permet un étranglement de 5 % de l'énergie, par exemple, le besoin en réseau pour l'installation concernée peut être réduit de moitié⁵. En cas d'intégration intelligente de la voiture électrique, de la pompe à chaleur et, le cas échéant, du stockage sur batterie, on peut s'attendre à une nouvelle réduction de moitié⁶. Pour 50 GW d'installations photovoltaïques, nous n'avons donc pas besoin d'un réseau électrique pour 50 GW d'alimentation, un réseau pour environ 10-15 GW d'alimentation devrait suffire. Pour cela, il n'est pas nécessaire d'étendre le réseau de distribution sur l'ensemble du territoire dans la plupart des réseaux, car le réseau électrique alimente déjà aujourd'hui des charges de cet ordre de grandeur⁷. Les renforcements ponctuels des raccordements (en particulier pour les grandes installations) ainsi que l'extension stratégique du réseau dans le cadre d'une planification des objectifs de réseau ne sont pas concernés par cette prémisse.

Dans d'autres pays, la limitation de la puissance active est pratiquée depuis de nombreuses années. L'Allemagne, par exemple, a inscrit dès 2012 dans la loi sur les énergies renouvelables (EEG) que certaines installations PV ne peuvent injecter que 70% de leur puissance dans le réseau⁸. En Autriche, on parle d'« injection zéro » lorsqu'une installation PV peut être raccordée au réseau mais ne peut pas y refouler de l'énergie⁹. Des systèmes de régulation décentralisés garantissent le respect de ces exigences.

Pour que les installations PV puissent être mieux intégrées au réseau en Suisse, trois étapes sont recommandées :

1. Les gestionnaires de réseau doivent autoriser des concepts de limite d'injection flexible. Il doit par exemple être possible de raccorder une installation PV de 50 kVA à une capacité de raccordement au réseau de 15 kW et de garantir, grâce à un système approprié, que l'injection ne dépasse jamais 15 kW. D'un point de vue technique, cela peut être mis en œuvre de la même manière que l'injection zéro en Autriche.
2. La législation doit permettre au gestionnaire de réseau d'exiger des mesures d'optimisation chez le client pour éviter certains renforcements ou extensions du réseau. Chaque kilowattheure ne doit pas être acheté. Il serait par exemple envisageable que les installations photovoltaïques n'aient le droit d'alimenter le réseau qu'à hauteur de 30 à 50% de leur puissance nominale. Il est possible et souhaitable d'aller plus loin en fonction de la situation, si le réseau le permet. Des modèles d'affaires tels que le commerce local de puissances de

⁵ La réduction de puissance effective dépend fortement du mix d'installations PV. Pour les installations orientées vers le sud, la réduction de puissance est plus faible, tandis que pour les orientations mixtes, comme c'est souvent le cas dans le réseau de distribution, des réductions de puissance plus importantes sont possibles.

⁶ Le potentiel effectif dépend des hypothèses. La Figure 2 est un scénario du pire. L'autoconsommation ou le stockage par batterie réduisent les besoins du réseau tout en maintenant les pertes de réglage. Voir aussi Ch. Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag Zürich, 2021, Bild 21.2.

⁷ Swissgrid, charge verticale du réseau: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/load.html>

⁸ Cette règle a été partiellement abrogée en 2023.

⁹ Document d'explication NC RfG / TOR Erzeuger, Stand 2022.02: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/20220113_Erl%C3%A4uterungsdokument_NC_RfG_TOR_Erzeuger_OE_design.pdf

raccordement au réseau pourrait être étudié afin d'optimiser l'accès au réseau et les actifs flexibles dans le réseau.

3. La législation et les gestionnaires de réseau doivent créer des incitations pour que les exploitants d'installations trouvent des avantages à l'exploitation des installations en fonction du réseau. Par le biais de l'ordonnance sur la promotion de l'énergie, on pourrait par exemple verser des contributions d'encouragement plus élevées pour les installations qui nécessitent moins de capacité de raccordement au réseau. Le facteur de capacité pourrait être multiplié en une rémunération unique. Plus une personne est disposée à limiter son installation photovoltaïque, plus la rétribution unique serait élevée. Les GRD peuvent faire de même : chaque installation PV reçoit un tarif de retour minimal, par exemple 6 centimes/kWh. Ceux qui limitent l'injection dans le réseau et évitent ainsi les coûts d'extension du réseau reçoivent un tarif d'injection plus élevé d'un facteur X par réduction de moitié de la puissance d'injection. Des tarifs de réseau ou d'énergie flexibles et dépendant de la charge seraient une autre solution, proche du marché, pour une meilleure utilisation de l'infrastructure de réseau. L'électricité de valeur est mieux rémunérée avec ces systèmes d'incitation.

Chez certains GRDs, les installations avec limitation dynamique de la puissance active ne sont aujourd'hui pas autorisées. La raison invoquée est le risque que ces systèmes ne se comportent pas correctement et présentent ainsi un risque pour la qualité du réseau. Le chapitre « 4.1 Gain de fonctionnalité et de sécurité avec le Smart Metering » propose une solution pour contrôler le bon fonctionnement des systèmes décentralisés. Cela permettrait d'éviter que le développement inutile du réseau ne ralentisse et ne renchérisse la transition énergétique.

La Figure 2 montre à titre d'exemple que les pics de rayonnement sont peu pertinents d'un point de vue énergétique. L'extension du réseau à la puissance nominale des installations servirait donc en premier lieu à intégrer les pics de puissance estivaux, peu importants sur le plan énergétique et financier.

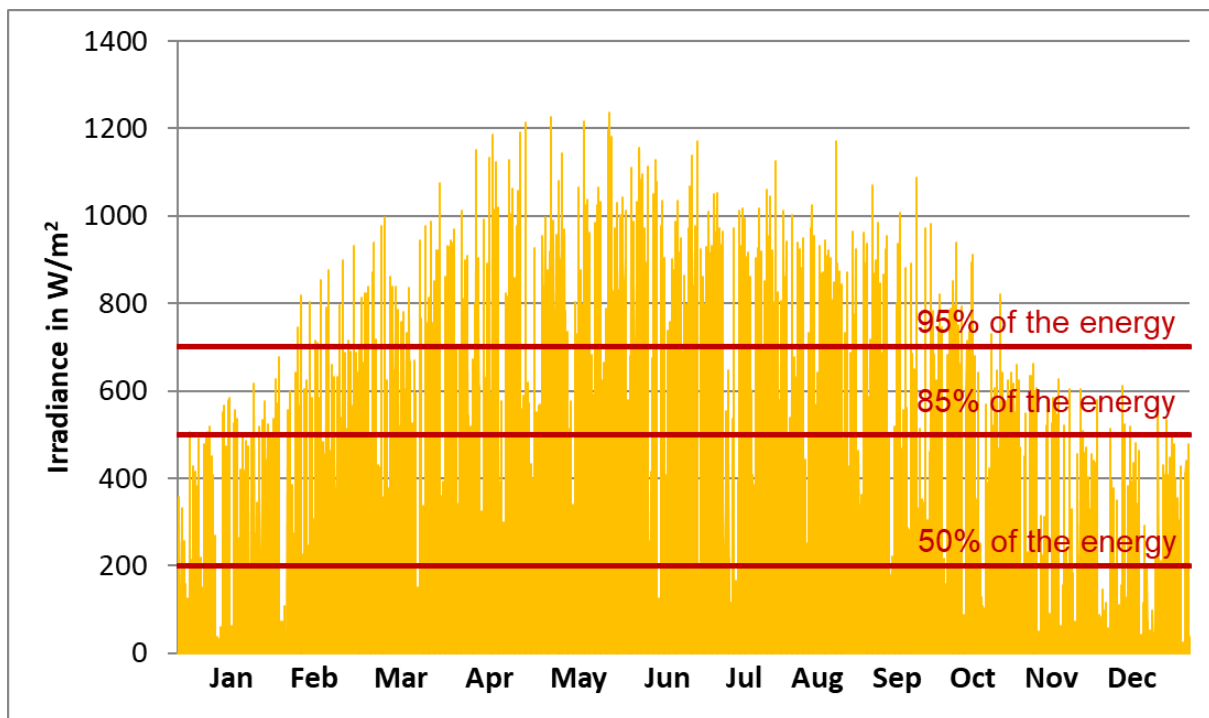


Figure 2: Les pics de rayonnement et donc les pics de puissance des installations PV ne sont pas pertinents d'un point de vue énergétique. Pour une Suisse avec 50 GW d'installations PV, il n'est pas pertinent d'étendre le réseau à 50 GW. Cela vaut même si aucune solution décentralisée n'est mise en œuvre (données : données minutées année de référence Meteonorm).

3.2 Régulateur de parc pour grandes installations et gestion de l'alimentation en électricité

Toutes les installations PV doivent avoir un comportement favorable au réseau et être réglées de manière stable de manière intrinsèquement décentralisée. Cependant, sans dispositif de communication, une installation PV ne peut pas savoir si les capacités du réseau de transport sont épuisées ou non. Les gestionnaires de réseau devraient donc faire un pronostic sur la part de l'électricité solaire qui peut être injectée à tout moment dans le réseau dans le cadre d'une consigne statique au point de raccordement au réseau (par exemple, toutes les installations PV jusqu'à 100 kVA peuvent injecter à tout moment 50% de leur puissance nominale dans le réseau), et sur les installations qui doivent pouvoir être commandées en plus par un accès à distance. Un régulateur d'optimisation gère le système énergétique en fonction de ces directives. Un régulateur de sécurité garantit en outre qu'en cas de défaillance des systèmes de communication, l'injection dans le réseau ne dépasse jamais la limite d'injection sûre (statique) (Figure 3). Que les fonctions d'optimisation et de sécurité soient mises en œuvre sur un ou plusieurs appareils, et qui en est responsable, ne joue aucun rôle dans le concept de base.

Pour que l'ensemble du système soit efficace, il est essentiel que l'exploitant du réseau n'arrête pas les installations, mais donne des consignes d'injection au point de raccordement au réseau. Un régulateur de parc (également appelé gestionnaire d'énergie dans le contexte des consommateurs) gère ensuite de manière autonome et décentralisée le site qui peut comprendre des installations photovoltaïques, des stations de recharge, des pompes à chaleur, des batteries de stockage et d'autres consommateurs flexibles. La tâche du régulateur de parc est par exemple de vérifier, sur la base de la puissance d'injection maximale prédéfinie, quelle est la production d'électricité, quels sont les besoins en électricité et quelles sont les possibilités de stockage disponibles, et de les exploiter de manière optimale. Si cela est utile à l'ensemble du système, il peut également limiter la puissance des installations photovoltaïques.

Certains gestionnaires de réseau à l'étranger ne régulent pas eux-mêmes les installations photovoltaïques, mais confient cette tâche à des agrégateurs, par exemple des sociétés de commercialisation directe¹⁰. Ceux-ci suivent les signaux du marché et exploitent les installations de manière à ce qu'elles s'optimisent sur le marché et réduisent ainsi en principe le risque de congestion. Les agrégateurs sont toutefois contraints de se laisser dépasser par les besoins du réseau (gestion des congestions, déjà ancrée dans la loi). Les systèmes nécessaires à cet effet peuvent être mis en œuvre efficacement avec des régulateurs de parc.

¹⁰ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Aggregators, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Aggregators_2020.pdf?la=en&hash=34E90050F80DD1B012F2E6C9E4C90EE11BED6A82

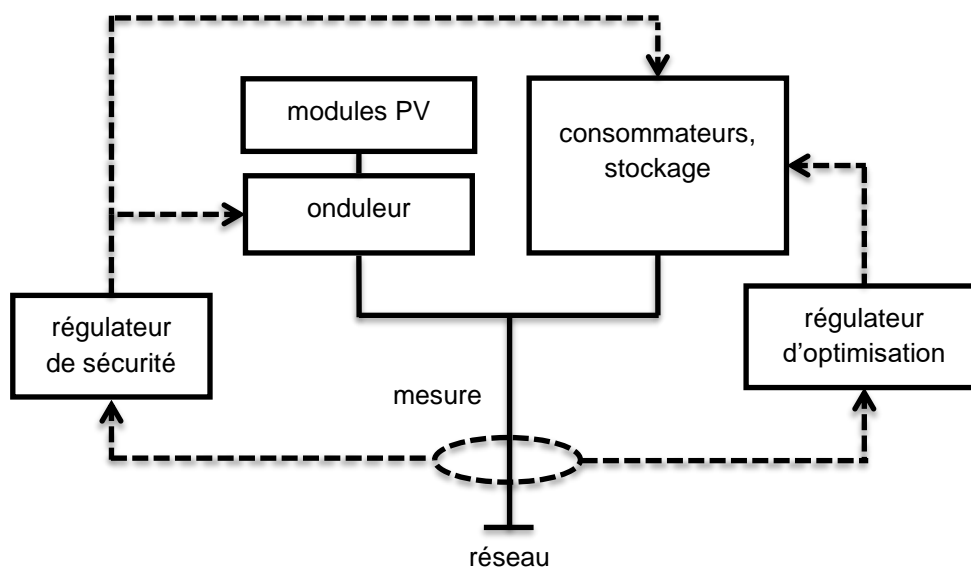


Figure 3: Schéma fonctionnel de la régulation de l'installation : un régulateur empêche qu'une puissance trop élevée soit fournie au réseau, même si l'optimisation de la consommation propre n'est pas disponible. En option, le gestionnaire de réseau ou un agrégateur peut définir des limites d'injection dynamiques.

3.3 Gestion intelligente des producteurs et des consommateurs flexibles

La gestion intelligente des flexibilités, par exemple la mise en marche et l'arrêt des pompes à chaleur ou la charge différée des véhicules électriques, devrait devenir un élément clé pour l'intégration de grandes quantités d'électricité solaire et éolienne dans le réseau électrique. Si les puissances maximales d'injection et de soutirage sont limitées ou assorties de prix fortement progressifs, les exploitants des flexibilités correspondantes se comporteront de manière à servir le réseau pour leur propre optimisation économique.

Cela permet d'atteindre deux objectifs :

1. Le réseau électrique est soulagé.
2. Une infrastructure décentralisée, potentiellement utilisable pour stabiliser le réseau, est mise en place.

Selon le « Message relatif à la loi fédérale sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité grâce aux énergies renouvelables¹¹ », la flexibilité appartient aux exploitants des sites de production ou de consommation concernés. « Les tiers accèdent à l'utilisation par contrat ». Cela ouvre un nouveau champ de possibilités d'intégration au réseau qui, bien que connu depuis longtemps, n'a guère été exploité jusqu'à présent.

Aujourd'hui, dans la plupart des réseaux en Suisse, il n'existe aucune incitation à exploiter les installations PV, les véhicules électriques ou les accumulateurs à batterie de manière à ce qu'ils servent le réseau¹². La stricte séparation du réseau et de l'énergie rend difficile l'encouragement d'un comportement de stockage favorable au réseau, par exemple par le biais des tarifs de rachat des

¹¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.html#kw-98256> et <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/de>

¹² Haute école spécialisée bernoise, Bat4SG, Exploitation optimisée du réseau de stockage décentralisé des clients Rapport final du 16.12.2021 <https://www.bfh.ch/dam/jcr:cad6ba8b-3cc2-44cd-a1aa-28b42b189115/8168-2021.12.pdf>

installations PV. Bien que ce « unbundeling » des secteurs de monopole et de marché¹³ soit souhaitable, il constitue dans ce cas un obstacle à la mise en œuvre de systèmes efficaces.

Des propositions de solutions sont présentées ici de manière exemplaire :

- Celui qui exploite son accumulateur de manière à ce qu'il soit utile au réseau reçoit un tarif d'injection de 20% plus élevé pour l'électricité solaire ou pour l'électricité fournie au réseau par l'accumulateur.
- Celui qui maintient un rapport élevé entre l'électricité solaire produite (énergie) et la puissance de pointe injectée (puissance ; par exemple au-dessus de 2000 kWh/kW) obtient un tarif de rachat supérieur de 20%.
- Celui qui branche sa voiture électrique à une borne de recharge commandée par l'exploitant du réseau bénéficie d'un tarif de recharge plus avantageux. S'il souhaite néanmoins recharger rapidement sa voiture, il paiera un tarif plus élevé pour cette recharge complète.

Ces propositions peuvent être modifiées, optimisées ou adaptées à des structures existantes. Certains gestionnaires de réseau proposent déjà des tarifs d'achat et d'injection flexibles¹⁴. Les acteurs importants du secteur de la mobilité électrique considèrent également que la solution d'intégration rapide au réseau réside dans l'utilisation intelligente des capacités de réseau existantes et non dans l'extension du réseau¹⁵.

La politique / le régulateur / les gestionnaires de réseau sont appelés à trouver des moyens de mettre en œuvre ces propositions ou du moins d'éliminer les obstacles actuels à cet effet. L'actuel décret-cadre relatif à la législation sur l'énergie et l'approvisionnement en électricité offre des opportunités pour mettre cela en œuvre.

3.4 Stabilité du réseau : régulation primaire et secondaire décentralisée basée sur la puissance

Dans le réseau interconnecté européen, l'énergie dite de réglage permet de garantir que la production et la consommation d'électricité soient en phase à chaque seconde. Pour ce faire, les centrales sont payées par le biais d'appels d'offres afin d'augmenter ou de réduire leur production en quelques secondes (réglage primaire), minutes (réglage secondaire) ou heures (réglage tertiaire). Ces régulations font partie des services système requis par Swissgrid et servent à maintenir la fréquence.

Les marchés actuels de l'énergie de réglage constituent un obstacle majeur aux parts élevées d'énergies renouvelables fluctuantes. Ceux-ci se basent sur des heures de fonctionnement fixes et planifiables des centrales. Cela convient bien aux centrales thermiques et aux centrales hydroélectriques à accumulation, mais exclut pratiquement du marché les centrales éoliennes et solaires. C'est pourquoi, dans certaines régions, les centrales photovoltaïques et éoliennes doivent être réduites ou arrêtées, tandis que les centrales à gaz fonctionnent à côté. Pourtant, d'un point de vue technique, les centrales PV et éoliennes pourraient également fournir des prestations de régulation primaires et secondaires. Pour ce faire, les marchés devraient passer d'un régime basé sur le temps à un régime basé sur la puissance. Pour la Suisse, cela pourrait par exemple ressembler à ceci : chaque fois que le soleil brille, les 50 GW d'installations photovoltaïques, qui doivent alors être limitées, fournissent une puissance de réglage primaire et les installations reliées à des systèmes de communication fournissent en plus une puissance de réglage secondaire. Dès que leur puissance

¹³ Dans ce contexte, le dégroupage signifie que les GRD ne peuvent pas mélanger leurs activités monopolisées, comme la gestion du réseau, avec leurs activités de marché, comme la vente d'électricité aux gros clients.

¹⁴ Par exemple Primeo Energie avec son « tarif mobilité » <https://www.primeo-energie.ch/privatkunden/elektromobilitaet.html> et le « tarif optionnel » pour l'alimentation en électricité <https://www.primeo-energie.ch/privatkunden/strom-produzieren/ruecklieferung-wahltarif.html>.

¹⁵ Mitnetz Strom, Elli, Impulsion d'innovation pour une intégration durable de l'électromobilité dans le réseau, rapport sur la démonstration pilote et autres résultats de simulation pour l'essai du concept, 23.1.2023, https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/03/20230123_Elli-Mitnetz-E-Bridge-Bericht-Untersuchungen_Elli.pdf.

tombe en dessous d'une certaine limite (par exemple en dessous de 8 GW), les centrales de pompage-turbine augmentent leur production et mettent à leur tour à disposition de l'énergie de réglage.

Outre les installations photovoltaïques en mode réduit, tous les types de chargeurs (par exemple les stations de recharge pour voitures électriques) devraient également présenter une fonction fréquence-puissance : en tenant compte d'une bande morte de 10 mHz par exemple, ils ne pourraient charger que 95% de leur puissance nominale à 50 Hz. Si la fréquence du réseau baisse, ils réduisent la charge à 90%. Si la fréquence du réseau augmente, ils augmentent la charge jusqu'à 100%. Avec le parc de véhicules électriques vraisemblablement disponible, la puissance de réglage primaire nécessaire aujourd'hui serait probablement nettement dépassée¹⁶. Le fait qu'un seul véhicule soit connecté au réseau ou non ne joue aucun rôle : il y aura toujours suffisamment de véhicules connectés au réseau. Cette fonctionnalité peut être implémentée dans des appareils spécifiques, tels que des onduleurs, ou dans un régulateur de parc de niveau supérieur.

Dans un microgrid en site isolé du réseau, cette fonctionnalité permet en même temps de stabiliser le réseau local. Une unité de production d'énergie centrale dans le microgrid, par exemple une centrale de cogénération ou une installation photovoltaïque avec accumulateur, est capable de démarrer au noir et détermine la fréquence du réseau. Les onduleurs raccordés suivent la fréquence du réseau et réduisent ou augmentent leur production en conséquence.

Aujourd'hui, les microgrids semblent souvent préfigurer les fonctions de formation de réseau des IPD décentralisées dans le réseau interconnecté. Différentes fonctions, sans lesquelles un microgrid ne fonctionnerait pas du tout, peuvent également devenir pertinentes dans le réseau interconnecté en cas de part élevée d'énergies renouvelables fluctuantes. Dans ce contexte, il convient de vérifier si les systèmes de régulation primaire, secondaire et tertiaire actuels sont encore adaptés aux exigences temporelles et techniques de régulation. Tout comme l'abandon de la forme actuelle de l'antisollicitation, la transformation des marchés de la puissance de réglage est une approche disruptive qui ne peut pas être mise en œuvre sans un examen global approfondi et d'éventuelles mesures d'accompagnement correspondantes. Les mesures agissant sur la fréquence du réseau doivent notamment être coordonnées dans l'ensemble du réseau interconnecté européen. Des approches moins disruptives, comme la création de produits plus flexibles dans le temps (par exemple une offre de puissance de réglage à l'heure), seraient certes plus faciles à mettre en œuvre, mais ne permettraient probablement d'exploiter qu'une petite partie du potentiel. Dans ce contexte, le design des marchés de la puissance de réglage doit toujours être considéré et harmonisé à l'échelle européenne.

3.5 Anti-Islanding : un concept de protection d'antan

Toutes les installations PV (y compris les installations de balcon enfichables) disposent aujourd'hui d'une détection d'un fonctionnement involontaire du réseau en îlotage, appelé Anti-Islanding. Typiquement, cela fonctionne de la manière suivante : l'onduleur tente de déstabiliser légèrement le réseau électrique (procédé de décalage de fréquence, détection active du réseau en îlotage). S'il y parvient, il se déconnecte du réseau. S'il n'y parvient pas, il reste connecté au réseau. Mais que se passe-t-il si, en Suisse, 50 GW d'installations PV sont raccordées au réseau et tentent activement de déstabiliser le réseau ? Comme pour le problème du 50,2 Hz, on se rend compte que ce n'est pas une bonne idée. Les exploitants de réseau exigent donc à juste titre un « Fault Ride Through » (FRT) : les installations PV ne doivent pas se déconnecter du réseau pendant un certain temps, même en cas de perturbations¹⁷. Il faut alors prendre une décision : FRT ou Anti-Islanding. Les deux ne peuvent pas être combinés en même temps, car un onduleur ne peut pas à la fois soutenir le réseau et tenter de le

¹⁶ Pour vérifier la plausibilité : si seulement 5% d'un million de véhicules électriques étaient chargés avec une puissance de charge de 10 kW, cela correspondrait déjà à une puissance de charge de 500 MW, qui pourrait être gérée de manière flexible ou intégrée dans un système de puissance de réglage.

¹⁷ <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/transmission-code-2019-en.pdf>, chapitre 6.5.

déstabiliser. Une solution possible est d'exiger, en cas d'incident, un FRT pendant 3 secondes, puis un Anti-Islanding pendant 5 secondes, c'est-à-dire une mise en cascade des fonctions.

Des solutions entièrement nouvelles sont également envisageables à l'avenir. Alors que le réseau interconnecté devient de plus en plus grand et de plus en plus complexe, un éventuel scénario de démarrage noir devient pour les gestionnaires de réseau un processus comportant de plus en plus de facteurs imprévisibles. Parallèlement, certains onduleurs disposent déjà aujourd'hui de fonctions de formation de réseau, c'est-à-dire qu'ils peuvent être exploités comme source de tension et non comme source de courant. Ce faisant, ils font tout leur possible, dans le cadre de leurs paramètres de performance, pour maintenir la stabilité du réseau électrique. Il serait par exemple possible, grâce à ce que l'on appelle un « microgrid », de séparer du réseau de transport un réseau de distribution comportant un nombre suffisant d'installations photovoltaïques, de stations de recharge électrique et d'accumulateurs, et de continuer à l'exploiter comme îlot. Oui, même le démarrage au noir d'un tel îlot est envisageable et techniquement possible avec des installations individuelles intégrées dans un système de gestion. Dans ce cas, la puissance de court-circuit, qui n'est généralement pas assez élevée pour déclencher les fusibles, constitue un certain défi. Mais si l'on part du principe que la puissance de l'onduleur raccordé dépassera plusieurs fois la puissance du réseau, les onduleurs pourront à l'avenir, grâce à un paramétrage adéquat, mettre à disposition la puissance de court-circuit nécessaire à un fonctionnement en îlotage sûr. Dans le cadre du projet pilote LINDA¹⁸, un consortium de partenaires industriels et scientifiques allemands a conçu et démontré avec succès un concept correspondant.

Dans un tel projet, la protection du réseau devra être repensée. La sécurité au travail pour les travaux sur un réseau de distribution en îlotage sera également influencée. Toutefois avec les « 5 + 5 règles vitales : Installation électrique » de la SUVA, il est possible déjà aujourd'hui de travailler en toute sécurité sur les installations électriques dans un tel concept.

De tous les nouveaux concepts présentés dans ce document de discussion, celui-ci est l'un des plus disruptifs, avec de nombreuses inconnues. Divers aspects de l'exploitation du réseau et des procédures de démarrage au noir devraient être redéveloppés. Toutefois, de nouvelles qualités sont également gagnées : la sécurité d'approvisionnement, et notamment la prévention des pannes en cas de black-out à l'échelle européenne, atteindrait ainsi un niveau impensable jusqu'à présent – et l'intégration au réseau d'une grande quantité d'électricité solaire serait en même temps résolue. Avant que cela ne soit possible en dehors des projets pilotes, les mesures décrites précédemment doivent toutefois être mises en œuvre.

3.6 Protection NA : une politique symbolique lourde de conséquences

L'exigence d'une protection NA est incontestée de toutes parts et est appliquée différemment selon les pays et les exploitants de réseau. Alors qu'aux États-Unis, indépendamment de la puissance, aucun équipement de protection NA externe n'est exigé et que l'on mise sur le bon fonctionnement des onduleurs, en Europe, des relais de protection et des disjoncteurs externes supplémentaires sont exigés selon le pays, l'exploitant du réseau et la puissance de l'installation. En fait, cela n'a pas d'importance car, sur le papier du moins, la protection NA externe ne change rien à la sécurité d'une installation PV, que ce soit dans le sens positif ou négatif.

¹⁸ LWE Verteilnetz GmbH, LINDA: „Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“, <https://www.lew.de/ueber-lew/zukunftsprojekte/abgeschlossene-projekte/linda> ainsi que projet de suivi LINDA 2.0 <https://www.lew.de/ueber-lew/zukunftsprojekte/linda-20>

Avec la nouvelle norme SNEN 50549-10¹⁹, la Suisse dispose désormais d'une norme valable qui permet de prouver le bon fonctionnement de la protection NA intégrée dans l'onduleur, indépendamment de la puissance ou du nombre d'onduleurs.

Les processus actuels autour de la protection externe contre le NA peuvent être critiqués pour la sécurité du système. Certains affirment que le bon fonctionnement des onduleurs n'est pas vérifiable par l'exploitant du réseau, alors que celui de la protection externe contre le NA l'est. Or, l'exploitant du réseau s'assure uniquement que la protection externe contre le NA est correctement installée et paramétrée ; les réglages de l'onduleur lui-même ne sont pas contrôlés. Cela fonctionne bien pour les petites quantités d'électricité solaire dans le réseau, car les onduleurs individuels mal configurés n'ont pas une puissance suffisante pour déstabiliser considérablement le réseau électrique. Cependant, si les installations photovoltaïques deviennent la source d'électricité dominante à certaines heures (par exemple avec 50 GW de PV en Suisse), même un petit pourcentage d'onduleurs mal configurés pourrait provoquer des perturbations importantes du réseau.

Indépendamment des solutions que l'avenir apportera : les gestionnaires de réseau devraient s'occuper activement des onduleurs et comprendre les processus et les sources d'erreur qui y sont liés. Ils devraient former leur personnel et mettre en place des processus garantissant que seuls des onduleurs conformes et correctement réglés soient raccordés au réseau par le secteur photovoltaïque. Si cela est garanti, la question de la protection NA devrait, selon les auteurs, se résoudre d'elle-même.

Avec les systèmes de mesure intelligents qui seront introduits partout, la surveillance du bon fonctionnement et des réglages des onduleurs devrait en outre devenir beaucoup plus simple à l'avenir. Le VNB saura au moins pour chaque quart d'heure comment chaque installation photovoltaïque s'est comportée individuellement ou en tant que partie d'un consommateur. Il peut définir des critères d'évaluation et d'alarme automatiques afin de rappeler à l'ordre les installations mal réglées. (Voir à ce sujet le chapitre «4.1 Gain de fonctionnalité et de sécurité avec le Smart Metering».)

3.7 Bonne nouvelle pour les exploitants d'installations photovoltaïques

L'électricité solaire est un bien précieux. Pour les exploitants d'installations photovoltaïques, il est difficile de comprendre pourquoi l'exploitant du réseau veut pouvoir réguler les installations photovoltaïques ou les déconnecter. En même temps, l'injection de pointes de puissance freine la transition énergétique, car les calculs du réseau sur la base de ces pointes de puissance, au lieu d'être optimisés pour maximiser l'énergie, bloquent ou retardent la construction d'autres installations PV.

Les concepts présentés dans ce document de discussion esquissent une situation gagnant-gagnant. Les installations PV, les stations de recharge, les pompes à chaleur et les accumulateurs doivent être construits de manière flexible. Le VNB ne doit être autorisé qu'à émettre des directives concernant le raccordement au réseau, mais pas à couper les différentes installations sans raison liée à la sécurité. Avec de tels systèmes, les deux parties sont gagnantes :

- Les exploitants d'installations photovoltaïques peuvent augmenter leur propre consommation et doivent, les jours d'été ensoleillés, injecter moins d'électricité dans le réseau, pour laquelle l'exploitant du réseau paiera probablement de moins en moins.
- Les GRD peuvent raccorder davantage d'installations PV au réseau sans devoir l'étendre. Cela permet d'augmenter beaucoup plus rapidement la part d'électricité solaire dans le réseau.

¹⁹ SNEN 50549-10: Exigences applicables aux groupes électrogènes destinés à fonctionner en parallèle avec un réseau de distribution - Partie 10 : Exigences d'essai pour l'évaluation de la conformité des unités de production

En fin de compte, ce n'est pas le VNB qui supporte les coûts du réseau électrique, mais les consommateurs finaux. Si de tels systèmes sont mis en œuvre, le tournant énergétique et donc l'utilisation de l'énergie électrique seront plus avantageux pour toutes les parties concernées.

4 Mesures de soutien dans le réseau électrique

4.1 Gain de fonctionnalité et de sécurité avec le Smart Metering

Des milliers de régulateurs décentralisés, qui sont remplacés ou au moins mis à jour tous les deux ans, indiquent un risque incalculable pour le GRD en termes de sécurité d'exploitation du réseau. Grâce à l'infrastructure de smart metering en cours de déploiement, les GRD disposeront bientôt d'un instrument leur permettant de contrôler de manière automatisée le comportement des prosumers. Grâce à un système de mesure établi ou à une estimation d'état au moyen d'un jumeau numérique, ils peuvent connaître presque en temps réel l'état momentané de leur réseau. En outre, le GRD sait, sur la base des autorisations de raccordement, à quel point de connexion telle ou telle puissance peut être injectée dans le réseau (de manière statique ou dynamique).

Avec les informations disponibles grâce au smart metering, un logiciel de surveillance du réseau pourrait être configuré de manière à donner l'alerte lorsqu'une installation photovoltaïque ou un *prosumer* ne se comporte pas de manière conforme. Les gestionnaires de réseau disposeraient ainsi d'un instrument leur permettant de vérifier systématiquement, et non pas seulement par échantillonnage, si les installations se comportent correctement. Ils pourraient ainsi constater, par exemple, si une installation PV alimente le réseau alors qu'elle a reçu un signal de déconnexion. Ou si elle suit une courbe P(U) prédéfinie. Il en va de même pour le prélèvement de puissance réactive ou la mise en œuvre d'éventuels signaux de réglage de Swissgrid (par exemple pour la gestion des congestions ou le maintien de la fréquence).

Il est donc conseillé aux GRD ou aux exploitants de points de mesure de prendre conscience de l'importance des systèmes de compteurs intelligents appropriés pour l'exploitation du réseau et d'investir dans des solutions correspondantes qui ne remplissent pas seulement les exigences minimales des systèmes de mesure intelligents (iMS) exigés par la loi. En contrepartie, grâce au Smart Metering, le GRD peut avoir la certitude que les systèmes installés dans sa zone de réseau se comportent correctement.

À long terme, les GRD peuvent potentiellement économiser des dépenses considérables dans le contrôle de la mise en service. Par exemple, les mesures de mise en service coûteuses pourraient être supprimées - le système de Smart Metering peut les effectuer de manière automatisée au cours des premiers jours d'exploitation.

4.2 Mesures classiques dans le réseau de distribution

De nombreuses stratégies visant à augmenter la capacité d'absorption photovoltaïque des réseaux électriques se consacrent exclusivement au thème de l'extension du réseau ou des mesures à prendre sur le réseau électrique. Ce document de discussion tente de montrer pourquoi cela n'est que partiellement efficace.

Les mesures visant à augmenter la capacité d'absorption du réseau électrique sont désormais bien connues et ont fait leurs preuves. Selon le principe NOVA (optimisation du réseau avant renforcement avant extension), cela pourrait se traduire par²⁰ :

1. Régulation décentralisée de la puissance réactive des installations PV
2. Gestion dynamique de la tension dans les sous-stations
3. Transformateurs locaux réglables
4. Renforcement ponctuel du réseau
5. Extension du réseau
6. *Systèmes de stockage décentralisés, soutenant le réseau électrique*²¹

Ces mesures sont importantes et peuvent en partie être mises en œuvre immédiatement et à moindre coût (points 1 et 2). Les GRD devraient toutefois clarifier avec leur gestionnaire de réseau respectif en amont et, en dernière instance, avec Swissgrid, quelle part de la puissance des installations PV leurs réseaux de distribution peuvent réinjecter dans le réseau superposé lors de la mise en œuvre de la stratégie énergétique. La puissance qui peut être réinjectée simultanément par les réseaux de distribution dans le réseau de transport est probablement si faible qu'une extension généralisée des réseaux de distribution n'est pas judicieuse.

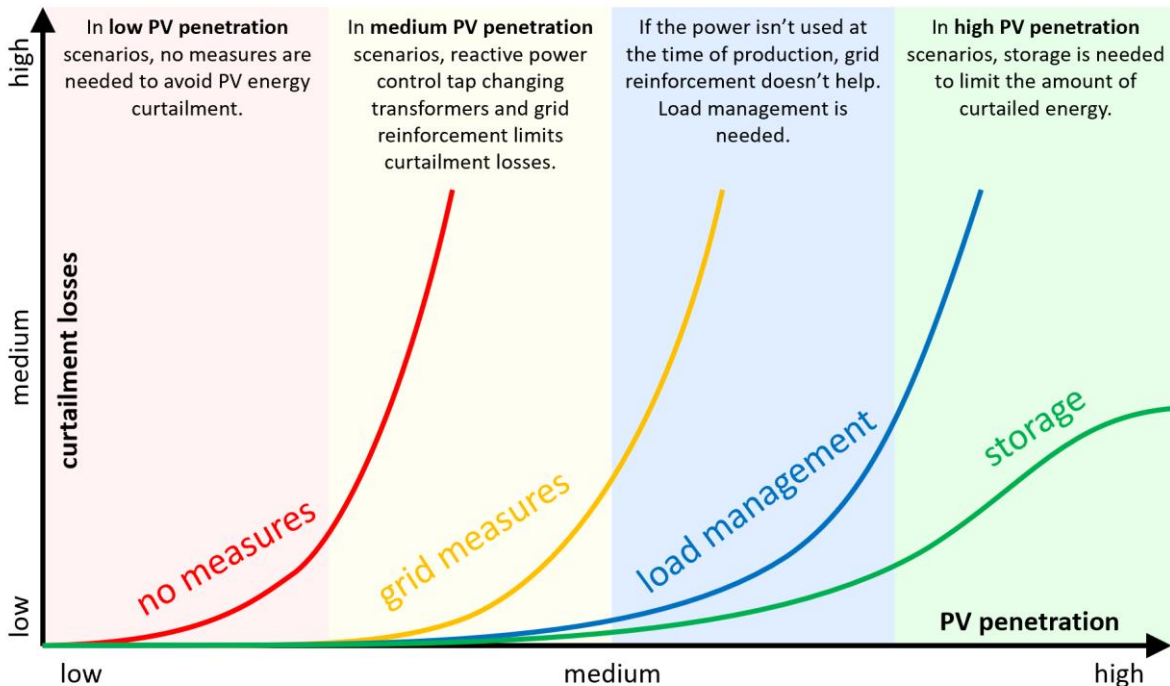


Figure 4: Les installations photovoltaïques peuvent être facilement déconnectées. Il en résulte des pertes de rendement. Les mesures prises dans le réseau ne peuvent compenser cela que de manière limitée : elles ne résolvent pas le problème, elles le déplacent. La production, le stockage et la consommation doivent être harmonisés. Comme il n'est guère possible d'influencer la production PV et que les possibilités d'exportation sont limitées, la gestion décentralisée de la charge ainsi que le stockage sont mieux adaptées pour intégrer beaucoup de PV que l'extension du réseau.

²⁰ Les mesures présentées dans ce document, comme la régulation dynamique de la puissance active, sont volontairement exclues de cette liste.

²¹ Dans l'ordre du principe NOVA, la position des systèmes de stockage est controversée. Elle devrait à l'avenir dépendre fortement des domaines d'application des systèmes de stockage ainsi que de leurs coûts.

En contrepartie, les renforcements de réseau indispensables devraient être pensés dans le cadre de la stratégie énergétique et les synergies entre les différentes mesures d'extension devraient être utilisées. Une planification stratégique appropriée du réseau cible doit permettre d'éviter que les mêmes éléments du réseau ne doivent être renforcés plusieurs fois de suite.

Comme les pays voisins de la Suisse prévoient des stratégies énergétiques similaires, il ne sera guère possible d'exporter de grandes quantités d'électricité solaire. La Figure 4 illustre qualitativement le fait que les renforcements du réseau ne permettent finalement pas de réduire suffisamment les pertes de réglage des installations PV. Un réseau électrique n'est utile pour l'électricité solaire que si l'électricité peut être consommée ou stockée ailleurs en même temps que la production. Cela ne semble pas réaliste pour les pics de puissance d'une extension complète selon la stratégie énergétique.

La situation du réseau de transport est différente de celle du réseau de distribution : l'échange d'énergie entre des régions géographiquement, voire climatiquement, différentes (les Alpes avec le Plateau, la mer du Nord avec la Méditerranée, l'Est avec l'Ouest) serait précieux pour l'intégration de l'électricité éolienne et solaire, mais il nécessite une forte augmentation des capacités de transport. Celles-ci ne sont guère réalisables sans une forte volonté sociale et politique. Si l'énergie éolienne doit être importée en Suisse depuis la mer du Nord ou si de grandes installations photovoltaïques alpines en Valais ou dans les Grisons doivent être raccordées à notre réseau, il faut développer le réseau de transport. La capacité de transport nord-sud doit justement être multipliée par rapport à la capacité actuelle. Dans ce cas, les auteurs estiment qu'une extension stratégique du réseau pour atteindre les capacités correspondantes est judicieuse.

5 Normes et règles pour le raccordement au réseau

Jusqu'à présent, les règles et les normes relatives aux réseaux électriques étaient fermement entre les mains des différents GRD. Cela fonctionne bien tant que les gestionnaires de réseau peuvent négocier ou imposer leurs exigences à chaque centrale électrique. Or, en Suisse, plus de 150 000 installations photovoltaïques²² sont aujourd'hui déjà raccordées au réseau. Une petite partie, mais croissante, de ces installations sont équipées d'onduleurs construits en dehors de l'Europe. Il est donc de plus en plus improbable qu'un fabricant d'onduleurs actif au niveau international réponde aux exigences individuelles d'un exploitant de réseau suisse.

Il est donc de plus en plus important d'intégrer les exigences de la Suisse dans les normes internationales relatives aux systèmes et aux produits. La tâche des normes est de permettre des produits et des systèmes sûrs, efficaces, fiables et harmonisés entre eux. Avec la série de normes SNEN 50549 (Exigences relatives aux installations de production prévues pour une exploitation en parallèle avec un réseau de distribution) en vigueur en Suisse, il existe désormais des normes sur la manière dont les onduleurs doivent se comporter sur le réseau et sur la façon dont cela doit être contrôlé en laboratoire. Les séries de normes IEC 62786 (Distributed energy resources connection with the grid) et IEC 63409²³ (IEC TC 82 : Photovoltaic power generating systems connection with grid - Testing of power conversion equipment), en cours d'élaboration, harmoniseront globalement les contenus de la norme EN 50549.

²² https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/

²³ Les équipes de projet sur IEC 63409-4 (Part 4: Interface protection and fault ride through) ainsi que IEC 63409-6 (Part 6: Power control functions and grid support) sont actuellement gérées par le laboratoire PV de la Haute école spécialisée bernoise)

La norme SNEN 50549 offre notamment un grand soulagement aux gestionnaires de réseau. Ils ne doivent plus surveiller la mise en service de chaque installation, mais peuvent par exemple mettre en place le processus suivant :

1. Ils n'autorisent que l'installation d'onduleurs dûment contrôlés (se réfère à la régulation de la puissance, au Fault Ride Through et à la protection NA).
2. Ils indiquent les réglages sur les onduleurs (réglages nationaux suisses plus réglages différents de l'exploitant du réseau) et les font confirmer par l'exploitant de l'installation.
3. Ils configurent leur système de *smart metering* de manière que les violations des conditions de raccordement soient automatiquement détectées (par exemple, les erreurs de signe lors de la régulation de la puissance réactive).

6 Digression : mesures au-delà du raccordement au réseau

6.1 Mesures énergétiques

Les propositions présentées ici constituent une réponse possible aux nouvelles réalités du réseau électrique. Il existe cependant à côté de cela toute une série d'autres mesures, parfois encore plus importantes, qui doivent également être abordées de toute urgence, mais qui ne sont pas en concurrence avec cet article :

- La suffisance et une utilisation plus efficace de l'énergie (ce qui peut toutefois souvent entraîner une augmentation de la consommation d'électricité, par exemple les pompes à chaleur et la mobilité électrique)
- Des centrales de secours et des réserves d'énergie correspondantes. De telles centrales peuvent apparemment être planifiées, construites et mises en service en un an. À moyen terme, les réserves d'énergie nécessaires à cet effet devraient provenir de sources d'énergie renouvelable, par exemple l'hydrogène (produit en Suisse ou importé).
- Réseaux de chaleur alimentés par des sources renouvelables et des centrales de cogénération pour réduire les besoins d'importation d'électricité en hiver. Couplage généralisé des processus de combustion avec la production d'électricité (centrales de cogénération, couplage chaleur-force).

6.2 Hydrogène et combustibles synthétiques

Du point de vue de la stabilité du système des réseaux électriques et de l'intégration des installations PV au réseau de distribution, l'hydrogène et les combustibles synthétiques ne jouent aucun rôle. Cependant, ils sont devenus incontournables dans le débat sur la transition énergétique dans son ensemble. Dans certains cercles, ils sont présentés comme les porteurs d'espoir par excellence de la transition énergétique. Si l'hydrogène et les combustibles synthétiques étaient disponibles à grande échelle, de manière écologique et à moindre coût, de nombreux défis de la transition énergétique seraient résolus. S'ils ne sont pas disponibles, il sera en revanche difficile d'atteindre tous les objectifs de la transition énergétique.

Il est positif de constater que de nombreux défis peuvent être relevés ou du moins abordés sans l'hydrogène et les combustibles synthétiques. Les sources d'énergie fossiles restantes devraient être utilisées avec beaucoup de prudence comme technologie de transition. Alors que les chauffages au mazout et au gaz sont extrêmement problématiques sur le plan climatique et n'apportent aucun avantage systémique, les centrales de cogénération fossiles ainsi que les réseaux de chauffage urbain fonctionnant avec le couplage chaleur-force ont l'avantage de produire beaucoup d'électricité en hiver, en plus de fournir de la chaleur en hiver. Il ne s'agit certes pas de miser sur eux en premier lieu, mais ils peuvent soutenir la mise en œuvre de la stratégie énergétique en tant que technologie de transition

jusqu'à la disponibilité de combustibles synthétiques ou d'hydrogène vert et être alimentés progressivement par des énergies renouvelables.

En ce qui concerne les objectifs climatiques, il serait toutefois négligent de miser sur les énergies fossiles jusqu'à ce que les carburants synthétiques soient disponibles en quantité suffisante. C'est pourquoi les ressources fossiles restantes ne devraient être utilisées que là où elles servent de facilitateurs pour des solutions durables.

7 Exemple : l'installation photovoltaïque de demain

Prenons l'exemple suivant : un lotissement de 30 unités d'habitation a une consommation annuelle de 200 MWh (y compris la mobilité électrique et la pompe à chaleur) pour une puissance connectée de 200 kW. Des installations PV d'une puissance totale de 250 kW sont raccordées sur les toits du lotissement. Le parking souterrain est équipé de 30 stations de recharge électrique d'une puissance de raccordement de 20 kW chacune, soit 600 kW au total. Le lotissement peut prélever au maximum 200 kW sur le réseau et, en raison de nombreuses installations PV dans le voisinage, réinjecter au maximum 75 kW dans le réseau. Une réinjection plus importante (jusqu'à 200 kW) serait théoriquement possible, mais uniquement si les installations PV voisines n'alimentent pas le réseau.

Ce système global peut être intégré au réseau de la manière suivante :

- Un gestionnaire d'énergie qualifié pour un fonctionnement sûr²⁴ surveille et régule l'ensemble du système.
- Le gestionnaire d'énergie reçoit des consignes statiques ou dynamiques du gestionnaire de réseau (par exemple des limites d'injection plus basses le dimanche midi).
- Le gestionnaire d'énergie ou les installations sont construits Fail-Save²⁵ : s'ils perdent le signal de commande de l'extérieur, ils se mettent automatiquement dans un mode de fonctionnement sûr (cosphi = 1, puissance d'injection et de soutirage limitée à une valeur prédéfinie, par exemple 75 kW).
- La puissance de charge des véhicules électriques est limitée au total. S'ils se chargent tous en même temps, chaque véhicule peut être chargé au maximum d'environ 6 kW, et de manière plus réaliste de 5 kW. Un système de paiement innovant doit permettre qu'une charge de 20 kW soit possible à tout moment dans certains cas, mais à des tarifs nettement plus élevés. Dans ce cas, les autres véhicules se chargent plus lentement, mais à un prix plus avantageux.
- En cas d'« erreur de capital », par exemple la charge simultanée de tous les véhicules ou l'alimentation complète de l'installation photovoltaïque, la sécurité de l'abonné du lotissement se déclenche. Elle reste l'élément de protection primaire vis-à-vis du réseau électrique.
- L'exploitant du réseau surveille l'injection de l'installation PV à l'aide du compteur intelligent. Si elle injecte à un moment donné plus de 75 kW ou la limite communiquée dans le réseau, il ordonne à l'exploitant de l'installation de corriger la situation en le menaçant de déconnecter l'installation du réseau.
- Grâce au gestionnaire d'énergie, à une déconnexion du réseau et à un onduleur compatible avec le réseau en îlotage, l'ensemble du lotissement peut fonctionner en îlotage pendant un certain temps (en fonction des besoins en électricité et des conditions météorologiques). Pendant ce temps, le gestionnaire d'énergie interrompt le fonctionnement de la pompe à chaleur ainsi que la charge des véhicules électriques et, si nécessaire et si les propriétaires

²⁴ Aujourd'hui, les gestionnaires d'énergie sont avant tout des appareils d'optimisation. Dans ce contexte, ils ont non seulement une fonction d'optimisation mais aussi de limitation de la puissance et doivent donc répondre à des exigences de sécurité plus élevées que jusqu'à présent.

²⁵ Fail-Save signifie que le système se met automatiquement dans un état sûr en cas de défaillance. Le fait qu'un système fonctionne ou non n'a donc aucune importance pour la sécurité du système.

l'autorisent, il tire de l'énergie des véhicules. Avec une voiture électrique chargée à 80%²⁶, un seul appartement (sans chauffage des pièces ni eau chaude) peut être alimenté en électricité pendant environ une semaine.

La question de savoir si cette dernière fonctionnalité est judicieuse sur le plan économique (prévention des incidents) ou s'il vaut mieux investir les ressources correspondantes dans une infrastructure globalement plus robuste est une question sociopolitique. Actuellement, il existe toutefois des projets planifiés pour lesquels la perspective d'une telle autonomie temporaire constitue la motivation pour la mise en œuvre d'un « Arealnetz ».

8 Tâches des parties prenantes

Les concepts proposés dans ce document de discussion impliquent parfois d'importants changements politiques, procéduraux ou techniques. Pour qu'ils puissent réussir, différentes tâches incombent aux différents groupes d'intérêt. Celles-ci sont décrites de manière synthétique dans les sections suivantes.

8.1 Politique / Administration

- Crée des conditions cadres stables pour que les installations PV soient développées et renouvelées dans la mesure nécessaire.
- Crée des conditions cadres stables pour que les installations PV puissent être bridées.
- Crée un cadre stable pour que les gestionnaires de réseau et les agrégateurs puissent envoyer des signaux de prix et de contrôle aux clients finaux par différents moyens.
- Crée un cadre stable pour que les gestionnaires de réseau investissent dans la planification stratégique du réseau.
- Crée des conditions cadres permettant aux gestionnaires de réseau d'encourager les comportements favorables au réseau.
- Mène la discussion sur les responsabilités avec le secteur : qui est responsable des dommages causés par le réseau de distribution et dont l'origine provient de systèmes intelligents décentralisés ?

8.2 Swissgrid

- Montre comment les installations PV doivent se comporter à l'avenir sur le réseau (FRT, réglage primaire, capacité de dispatching, réinjection maximale dans le réseau de transport, y compris prévision de la disponibilité temporelle).
- Développe, sur la base des réalités futures de l'injection décentralisée et de la flexibilité décentralisée, de nouveaux concepts pour l'exploitation du réseau et les coordonne avec la branche. Le présent document de discussion peut être utilisé à cet effet comme recueil d'idées.
- Développe, en collaboration avec les GRD, des solutions pour mettre en œuvre cette stratégie de réseau cible et ces concepts d'exploitation de réseau (technique, régulation, design de marché).
- Coordonne les exigences posées aux injecteurs décentralisés et aux flexibilités en ce qui concerne leurs effets sur le réseau de transport, en collaboration avec les GRD.
- Examine et montre dans quelle mesure les concepts présentés dans ce document de discussion sont en contradiction avec les documents actuels de la branche, et si et comment ces contradictions peuvent / doivent être résolues.

²⁶ Hypothèse : 20 kWh/100 km, 400 km d'autonomie, 80 kWh de stockage, besoin en électricité pour le bâtiment par an 3500 kWh.

8.3 Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

- Fixent, en collaboration avec Swissgrid, des directives sur la manière dont les installations PV doivent se comporter sur le réseau.
- Développent des processus / routines (par ex. contrôles de mise en service, contrôles d'exploitation avec Smart Metering) qui permettent de garantir le comportement correct des installations PV.
- Modifient les structures tarifaires et les conditions de raccordement de manière que les clients finaux a) puissent construire des installations utiles au réseau et b) les construisent réellement.
- Expérimentent de nouveaux concepts avec des projets pilotes sur le comportement des installations PV, des consommateurs flexibles et des accumulateurs en fonction du réseau, ou du moins les tolèrent.
- Évaluent et exploitent les points forts du Smart Metering dans leur zone de réseau.
- Examinent et montrent dans quelle mesure les concepts présentés dans ce document de discussion sont en contradiction avec les documents actuels de la branche, et si et comment ces contradictions peuvent / doivent être résolues.

8.4 Exploitants d'installations PV et installateurs

- Installent et exploitent des systèmes qui augmentent l'autoconsommation et maintiennent les pics de puissance de l'injection dans le réseau à un niveau bas.
- Assument leur rôle de propriétaires et d'utilisateurs de la flexibilité.
- Renoncent à l'injection de quelques kilowattheures afin de décharger fortement les réseaux.
- Donnent aux gestionnaires de réseau un accès (virtuel) à vos installations selon les besoins (en général au point de raccordement au réseau, pas au niveau de l'onduleur).
- Prennent le risque de mettre en œuvre des projets pilotes innovants et compatibles avec la transition énergétique.

8.5 Recherche, laboratoires, fabricants

- Développent des concepts, des systèmes et des produits sûrs, efficaces et fonctionnels.
- Aident le régulateur et les parties prenantes à mettre rapidement en œuvre les connaissances les plus récentes.
- Soutiennent les normes de produits et de systèmes pour le raccordement au réseau des systèmes décentralisés.
- Créent des bases pour les autres décideurs au moyen de simulations, d'analyses et de mesures.
- Accompagnent des projets pilotes sur le terrain, testent les systèmes associés en laboratoire.

9 Conclusion

Selon les auteurs, l'intégration de l'électricité solaire au réseau n'est actuellement pas sur les rails. Les changements suivants favoriseraient la transformation :

- Les pics de puissance des installations photovoltaïques doivent être absorbés ou éviter de manière décentralisée²⁷. Pour cela, les gestionnaires de réseau doivent pouvoir a) autoriser et b) exiger une régulation dynamique de la puissance active.
- La politique et les exploitants de réseau doivent créer des prescriptions légales ou des incitations pour que les installations PV n'injectent pas de pics de puissance élevés.

²⁷ À court terme, pour accélérer la transition énergétique ; à long terme, pour préserver la rentabilité du système énergétique.

- Les installations PV et les accumulateurs basés sur des onduleurs ou les consommateurs avec fonction d'accumulation doivent fournir par défaut une puissance de réglage primaire dans certains états de fonctionnement.
- Les producteurs d'électricité et les consommateurs décentralisés et flexibles (installations photovoltaïques bridées, accumulateurs, véhicules électriques, pompes à chaleur) doivent être intégrés dans un système d'incitation ou de gestion de l'alimentation du gestionnaire de réseau ou d'un agrégateur lié au gestionnaire de réseau.

Il n'est pas réaliste de penser que tous les points présentés ici seront modifiés du jour au lendemain. Il faut cependant éviter que des installations photovoltaïques soient mises en place sur la base des règles actuelles, alors que nous savons déjà qu'elles devront être reconstruites sous peu. La régulation dynamique de la puissance active au point d'injection, en particulier, devrait donc être rendue possible le plus rapidement possible par toutes les parties prenantes (État fédéral, gestionnaires de réseau et entreprises d'installation / exploitants). Les systèmes devraient être conçus dès aujourd'hui de manière à être compatibles avec 50 GW PV.

***Nous ne devons pas attendre pour développer les énergies renouvelables,
jusqu'à ce que les réseaux électriques soient prêts.
Nous devons construire les installations de manière qu'une grande partie des mesures
d'extension du réseau dont il est question ne soient même pas nécessaires.***

Remerciements

Ce travail a été parrainé par le programme SWEET de l'Office fédéral suisse de l'énergie et réalisé par le consortium SWEET-EDGE.

Avant sa publication, le document de discussion a fait l'objet d'une consultation au sein du consortium et a été soumis à l'avis de différents représentants d'opérateurs de réseau au sein et en dehors de SWEET EDGE. Une vingtaine de réponses substantielles ont été reçues de tous les groupes d'intérêt et ont été intégrées dans le document de discussion. Nous les remercions vivement pour leur soutien ! Ces réactions ont permis d'élargir la base du document de discussion et de prendre en compte tous les groupes d'intérêt pertinents.

SWEET EDGE

SWEET, « SWiss Energy research for the Energy Transition », est un programme d'encouragement de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). L'objectif de SWEET est d'accélérer les innovations qui sont décisives pour la mise en œuvre de la stratégie énergétique suisse 2050 et la réalisation des objectifs climatiques. Le programme a été lancé début 2021 et durera jusqu'en 2032.

SWEET EDGE, « Enabling Decentralized renewable GEneration in the Swiss cities, midlands, and the Alps », est un projet de recherche soutenu par le programme SWEET de l'OFEN et coordonné par le groupe Systèmes d'énergie renouvelable de l'Université de Genève et le « Laboratoire des sciences cryosphériques » de l'EPFL.

Le Centre EPFL-UNIL pour l'impact et l'action climatiques (CLIMACT), la Faculté des sciences et l'Institut des sciences de l'environnement (ISE) de l'Université de Genève soutiennent SWEET-EDGE dans les domaines de la gestion et de l'administration.

Contact auteurs

Christof Bucher
Directeur du laboratoire PV, Haute école spécialisée bernoise
christof.bucher@bfh.ch

David Joss
Responsable du domaine de compétences Onduleurs du laboratoire PV, Haute école spécialisée bernoise
david.joss@bfh.ch

www.bfh.ch/pvlab

Les auteurs sont seuls responsables de leur contenu.

Contact programme SWEET EDGE

Evelina Trutnevyte
Co-leader of the programme
University of Geneva
evelina.trutnevyte@unige.ch

Michael Lehning
Co-leader of the programme
EPFL
lehning@slf.ch

www.sweet-edge.ch

Layout and Design

Flora Dreyer, University of Geneva