

Document thématique 44: Flexibilité

Accent sur la gestion de la demande (*demand side*) et les installations de production d'énergie sur le niveau de réseau 7

06.11.2019

Message

Une utilisation ciblée de la flexibilité¹ représente l'un des facteurs de succès de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. L'utilisation du potentiel de la flexibilité par tous les utilisateurs du réseau est la condition sine qua non pour une transition vers un approvisionnement plus décentralisé et une intégration efficace des nouvelles énergies renouvelables.

Côté consommateurs, les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les installations photovoltaïques combinées avec des batteries représenteront à l'avenir un potentiel de flexibilité important. Pour pouvoir exploiter pleinement ce potentiel, il faut supprimer les barrières réglementaires, créer de nouveaux modèles tarifaires et développer une compétence digitale élevée au sein de la branche.

Les coûts d'utilisation du réseau et de l'énergie sur le segment de consommation «Logements et petits commerces» représentent une part mineure du budget des ménages et, globalement, ne sont pas très significatifs pour les utilisateurs. L'utilisation de la flexibilité chez les fournisseurs/détenteurs doit donc constituer une solution transparente et abordable.

Il convient de renoncer à une rétribution réglementaire des fournisseurs/détenteurs de la flexibilité. Il n'est notamment pas pertinent de formuler des directives explicites en la matière à l'intention des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), dans la mesure où, selon les cas, soit la rémunération est déterminée en fonction du marché ou basée sur les coûts, soit il est possible de renoncer à une rétribution.

Le GRD est responsable de la stabilité du réseau. En cas de menace pesant sur la sécurité de son exploitation, il doit donc conserver sa prérogative de souveraineté «en dernier recours» concernant le recours à la flexibilité. Tant que l'exploitant du réseau fait usage de la flexibilité à des fins de maintien de l'exploitation sûre du réseau, il n'est pas tenu de rétribuer cet accès.

Les gestionnaires de réseau sont d'ores et déjà tenus par un dispositif réglementaire complet d'œuvrer dans l'intérêt de l'économie nationale. En vertu du principe ORARE (Optimisation du Réseau avant Renforcement avant Extension) ancré dans la loi, le coût global pour le GRD lié à l'utilisation de la flexibilité doit toujours être inférieur au coût de l'extension (évitée) du réseau.

Afin de faire l'économie du coût de l'extension du réseau au sens du principe ORARE, la régulation orientée réseau (écrêtement de la production) des installations de production d'énergie doit être autorisée au-delà de 30 kVA. Pour les installations de production jusqu'à une puissance raccordée de 30 kVA, le GRD doit être en droit de ramener la puissance injectée à une valeur comprise entre 70% et 100% de la puissance installée en cas de besoin.

¹ «La flexibilité désigne la modulation de l'injection et du soutirage d'électricité en réaction à un signal externe (signal de prix ou activation), en vue de fournir un service au sein du système énergétique» (Eurelectric, 2014).

À l'avenir, le GRD devra pouvoir avoir recours à la flexibilité aux fins d'une exploitation efficace du réseau tant que l'utilisateur concerné du réseau ne l'interdit pas expressément (option de retrait générale dite «opt-out»).

Le droit d'intégrer des systèmes de commande et de régulation intelligents en vue d'une utilisation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau doit être maintenu. En cas de mise en péril de la sécurité de l'exploitation du réseau, le gestionnaire de réseau doit pouvoir installer ces systèmes également sans le consentement de l'utilisateur.

Déduction/justification

1. Définition de la flexibilité et délimitation du mandat

La flexibilité² peut être activée à court ou long terme, de façon décentralisée ou centralisée, et se caractérise entre autres par:

- l'ampleur de la modulation de la puissance;
- la durée, le taux d'ajustement;
- le temps de réaction;
- le lieu.

Avec la multiplication des installations de production décentralisées, des solutions d'utilisation flexibles sont requises, car la production issue de sources d'énergie renouvelables, exception faite des limitations de la production, n'est pas pilotable. Cela nécessite des applications de consommation et de stockage flexibles, assorties des systèmes de réglage et de commande adaptés, permettant d'équilibrer l'offre et la demande. La flexibilité représente un facteur de réussite majeur de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050.

Le développement des technologies de l'information et de la communication (TIC), des capteurs, ainsi que leur diffusion toujours plus vaste dans tous les domaines technologiques de la société et de l'économie constituent la condition essentielle pour intégrer la flexibilité de manière intelligente et efficace au système énergétique.

Ce document thématique offre une vue d'ensemble qui souligne l'importance technologique et économique de la flexibilité pour l'économie énergétique suisse, en mettant l'accent sur les consommateurs et le niveau de réseau 7 (y compris installations de production d'énergie). Le cadre réglementaire ad hoc existe également. Ce document décrit les technologies et les applications susceptibles de contribuer à un équilibre énergétique, compte tenu des exigences à remplir et des conditions-cadre réglementaires.

² cf. définition en pied de page «Message»

2. État des lieux

2.1 Quels sont les consommateurs qui présentent une flexibilité?

Globalement, on distingue deux catégories de charges³ entre lesquelles il est possible de répartir les consommateurs en matière de flexibilité (cf. Annexe A):

- Charges non conditionnelles (*load shifting* ou report de charge)
- Charges conditionnelles (*load shaving* ou réduction de charge)

Sur le plan technique, ces catégories de charges sont identiques. Toutes deux présentent un potentiel de flexibilité, peuvent être décalées dans le temps et sont pilotables. Dans certains cas, les consommateurs peuvent apparaître dans les deux catégories. Pour une estimation claire du potentiel de flexibilité, «l'application précise» de l'électricité doit être connue. Cette information est souvent plus transparente et exploitable pour les particuliers que dans les processus complexes de l'industrie. La description suivante affine la compréhension de l'estimation du potentiel.

2.2 Potentiel de flexibilité actuel et futur

Compte tenu de l'électrification croissante du secteur du chauffage et de la mobilité, selon une étude récente, l'augmentation de la consommation d'électricité représente 13,7 TWh, celle du pic de charge atteignant 5,7 GW⁴. Les besoins en applications de consommation et de stockage flexibles pouvant contribuer à équilibrer l'offre et la demande augmentent donc en conséquence. Vous trouverez dans ce qui suit une estimation approximative du potentiel de flexibilité des trois principales applications: l'utilisation de batteries en combinaison avec des installations photovoltaïques, l'électromobilité et les pompes à chaleur dans le domaine des ménages.

Installations photovoltaïques combinées aux batteries et à la consommation

Le nombre croissant d'installations photovoltaïques qui injectent de l'électricité dans le réseau a des effets sur la stabilité et la charge du réseau, notamment dans la tranche inférieure du niveau de réseau 7. Selon le mode d'exploitation de l'installation photovoltaïque, celle-ci peut contribuer à un délestage du réseau. Dans le cas d'un recours utile au réseau avec batterie, cette dernière est chargée sur le réseau local en cas d'excédent de courant et injecte de l'électricité sur celui-ci en cas de pénurie. L'utilisation de la batterie dans l'intérêt du réseau contribue ainsi à une meilleure exploitation des capacités existantes du réseau. Les processus à mettre en œuvre dans cet objectif restent cependant à mettre en place. Une étude part du postulat qu'au niveau du réseau de distribution, «l'exploitation d'une batterie photovoltaïque utile au réseau permet de réduire le pic d'injection de tous les systèmes d'environ 40%»⁵. Pour une puissance photovoltaïque installée par foyer de 7 kWp (estimation), la limitation de l'injection serait de 40% de 7 kW (donc 2,8 kW), il resterait une injection de 4,2 kW.

Pour les 84 000 installations photovoltaïques actuelles en Suisse (2018), cela représente un potentiel technique de report de la charge à court terme estimé à environ 200 MW. Ce futur potentiel est fonction de l'augmentation attendue du nombre d'installations. Pour une production photovoltaïque estimée de 9 TWh en 2030⁶, on obtient un potentiel de report de charge local à court terme d'env. 1300 MW pour un recours

³ (OFEN 2019)

⁴(Rüdisüli, Teske, & Elber, 2019)

⁵ (Liebe & Wissner, 2015)

⁶ (interpolation d'après Bauer et al., 2017)

utile au réseau. Ce potentiel baisse dès lors que la quantité et la capacité des batteries disponibles pour le GRD sont insuffisantes.

Le potentiel susmentionné est complété par la possibilité d'un écrêtement de puissance. Celui-ci consiste à limiter temporairement la puissance injectée au niveau local par l'installation photovoltaïque, ce qui contribue également au délestage du réseau. Le rapport entre la puissance injectée réduite et la perte de rendement énergétique est optimal avec une diminution de 70% de la puissance injectée par l'installation photovoltaïque⁷. La production d'énergie est ainsi réduite en moyenne de «seulement» 3%, et la baisse des coûts de l'extension du réseau peut être maintenue à un niveau nettement inférieur (env. 40% dans le cas étudié)⁸.

Électromobilité

Pour une capacité de stockage de 40 kWh par véhicule électrique à batterie (VEB) et un taux de pénétration estimé de 10%, en 2030, la capacité de stockage disponible sera de près de 1 GWh compte tenu des exigences en mobilité. Avec un taux de pénétration identique à celui des VEB et une puissance moyenne de 10 kW par voiture particulière, disponible grâce au couplage au réseau, on obtient une puissance disponible maximale à court terme d'environ 1100 MW d'ici à 2030. Cela correspond approximativement à la puissance de la centrale hydroélectrique à accumulation de Linth-Limmern. L'estimation repose sur les hypothèses suivantes: 20% des batteries de voiture sont reliées au réseau et tous les clients sont prêts à mettre à disposition leur puissance. À l'heure actuelle, la puissance disponible des VEB n'en représente qu'une fraction (cf. Tableau 1). La puissance disponible ou les quantités d'énergie des véhicules électriques sont des moyennes. Leur disponibilité varie cependant considérablement en fonction des horaires et de l'emplacement géographique. Par conséquent, les véhicules électriques ne se prêtent que de façon limitée à l'optimisation de la charge du réseau.

Pompes à chaleur

La chaleur ambiante étant maintenue dans les pièces de façon prolongée, il est tout à fait possible de moduler la puissance de chauffage à court terme sans perte de confort. Il en découle une marge de manœuvre au niveau de la consommation d'électricité à court terme des pompes à chaleur. Le GRD peut agir sur la charge de la pompe à chaleur via des périodes de coupure flexibles. Le potentiel de réduction de puissance dépend de la température. Actuellement en Suisse, la puissance installée est d'environ 1100 MW⁹. Pour un accroissement de capacité de 30%, en 2030, la puissance installée sera d'environ 1400 MW et pourra être réduite pendant les heures creuses.

Les chiffres indiqués dans le tableau 1 correspondent à une estimation approximative du potentiel de flexibilité. Dès un taux de pénétration modéré de 10% avec les VEB, la puissance disponible en 2030 est significative. Le potentiel du photovoltaïque utilisant des batteries sera multiplié par 6 environ d'ici à 2030. Celui des pompes à chaleur est d'ores et déjà élevé et n'augmentera que faiblement à l'avenir. Au potentiel de flexibilité estimé s'ajoute celui de l'industrie, qui n'est pas examiné dans le présent document thématique. Le potentiel de report de la demande des particuliers (*demand shifting*) via des modèles de tarification

⁷ (Kübler et al., 2019)

⁸ (Kübler et al., 2019)

⁹ (OFEN, 2018)

flexibles est faible, comme l'indique une récente étude de BKW. Le nombre de clients qui ont effectivement ajusté leur consommation est inférieur à 1%¹⁰.

Année	Installation PV avec batterie	Électromobilité	Pompe à chaleur
2018	200 MW	50 MW	1100 MW
2030	1300 MW	1100 MW	1400 MW
Potentiel de flexibilité horaire [h]	1-2	1-10	env. 1

Tableau 1 Estimation du potentiel de flexibilité horaire actuel et futur en Suisse (calcul effectué par nos soins).

3. Applications actuelles et futures

La flexibilité peut être exploitée à différentes fins. On distingue principalement trois types d'utilisation de la flexibilité, pouvant être classés dans trois catégories différentes: **l'utilisation en faveur du marché, l'utilisation en faveur du réseau et l'utilisation en faveur du système**¹¹. Chacune de ces catégories comprend différentes formes d'utilisation de la flexibilité. L'affectation aux différentes catégories n'est pas toujours évidente. À titre d'exemple, les mesures de redispatching visent essentiellement à éviter ou à supprimer les congestions du réseau. Simultanément, leur objectif est aussi de maintenir la stabilité du système en cas de panne d'une ligne de transport. Voici une liste non exhaustive des formes d'utilisation possibles.

Utilisation en faveur du marché	Utilisation en faveur du réseau	Utilisation en faveur du système
• Arbitrage dans le négoce de l'énergie • Gestion des groupes-bilan • Couplage des secteurs	• Écrêtement des pics de charge (<i>peak shaving</i>) • Maintien de la tension • Gestion des congestions/redispatching	• Puissance de réglage • Aptitude au démarrage autonome

Tableau 2 formes d'utilisation de la flexibilité

3.1 Utilisation de la flexibilité en faveur du marché

Dans ce cas de figure, les acteurs du marché réagissent de façon ciblée à la volatilité des prix sur le marché de l'énergie et exploitent les opportunités offertes sur celui-ci. Les consommateurs ont la possibilité de reporter leur charge sur des heures où l'électricité est bon marché et, ainsi, de faire des économies. Les dispositifs de stockage d'énergie sont chargés pendant ces heures creuses et déchargés aux heures de pointe, plus chères (notion d'arbitrage). Compte tenu de la baisse du prix des batteries, le modèle économique du pompage-turbinage présente également un intérêt croissant pour les dispositifs de stockage de plus faible capacité (notamment en combinaison avec d'autres applications). En ce qui concerne l'optimisation de l'autoconsommation, en général, l'énergie produite sur place est moins chère que l'électricité achetée ailleurs. Par conséquent, l'idée est de stocker le courant photovoltaïque de façon intermédiaire dans des dispositifs de stockage locaux, l'objectif étant de minimiser la réinjection sur le

¹⁰ (Häne, 2019)

¹¹ (Bundesnetzagentur, 2017)

réseau. Cela est d'ores et déjà économiquement envisageable avec les dispositifs de stockage thermiques existants (chaudière). Pour les véhicules électriques, le processus de recharge peut être reporté aux heures creuses, dans la mesure du possible. Il est envisageable qu'à l'avenir, ces véhicules réinjectent à nouveau une partie de l'énergie sur le réseau pendant les heures tarifaires chères (*vehicle to grid*).

Au niveau du réseau de distribution, les capacités de stockage sont généralement équivalentes à celles des dispositifs de stockage journaliers. Par conséquent, l'utilisation de ces dispositifs de stockage en faveur du marché est envisageable à court terme. Contrairement aux centrales hydroélectriques saisonnières à accumulation (environ 8 TWh en Suisse), l'utilisation au niveau du réseau de distribution est généralement limitée au marché à un jour/infracotidien (*day ahead market/intra-day market*). Compte tenu du caractère abrupt des gradients de puissance du photovoltaïque, l'utilisation de la flexibilité en faveur du marché devrait notamment gagner en ampleur dans le cadre de la gestion des groupes-bilan. Les signaux de prix allant dans ce sens se dessinent d'ores et déjà sur le marché intra-day.

3.2 Utilisation de la flexibilité en faveur du réseau

Il s'agit ici principalement de générer un bénéfice pour le réseau. L'objectif est d'éviter une réduction ou, du moins, un report dans le temps de l'extension du réseau. Le dimensionnement du réseau est déterminé par l'énergie maximale prélevée. Pour la majorité des consommateurs, cette utilisation intervient actuellement pendant la période hivernale. Les gros consommateurs bénéficient d'ores et déjà d'un tarif de puissance les incitant à réduire leur charge de pointe. À l'avenir, compte tenu du facteur de simultanéité élevé des processus de recharge non pilotés des véhicules électriques, des pics de charge élevés sont à prévoir le soir. Les stations de recharge intelligentes, qui répartissent la charge de façon ciblée sur plusieurs heures et la réduisent aux heures de pointe (*load shifting*), apportent ici une solution.

Un système d'énergie comportant une part élevée de courant photovoltaïque se traduira par des pics d'injection élevés pendant la période estivale. Ce problème peut être en partie résolu par diverses solutions de stockage. La régulation partielle de l'injection de courant photovoltaïque constitue une autre forme intéressante de flexibilité décentralisée. L'utilisation de la flexibilité en faveur du réseau est limitée au niveau local, les prix du marché et la puissance de réglage étant principalement liés aux contingences européennes. Les différentes applications peuvent donc être en concurrence à certaines heures.

3.3 Utilisation de la flexibilité en faveur du système

L'utilisation de la flexibilité en faveur du système est typiquement réclamée par le gestionnaire du réseau de transport (Swissgrid en Suisse). Grâce à la possibilité de regrouper une grande quantité de charges réduites, ainsi que de petits dispositifs de stockage et producteurs flexibles, les agrégateurs peuvent mettre à disposition des puissances de réglage. En plus de cette application, une utilisation en vue de la gestion des congestions sur le réseau de transport (*redispatching*) est également envisageable, sachant que ces marchés seront de plus en plus intégrés à l'avenir. La notion de «marché intégré» prévoit l'exploitation de l'énergie de réglage tertiaire dans le cadre d'un redispatching international par zones¹².

L'attribution des contrats relatifs à l'énergie de réglage à activer à court terme s'effectue par Swissgrid, par voie d'enchères hebdomadaires et quotidiennes. Les durées de conservation et d'utilisation peuvent être partagées avec d'autres entités du pool, ce qui permet également des utilisations brèves. En ce qui concerne l'énergie de réglage primaire notamment, les systèmes d'accumulation utilisant des batteries

¹² (Ott, 2019)

présentent un net avantage pour une utilisation dynamique, en raison de l'absence d'inertie. En combinaison avec des systèmes plus lourds tels que ceux reposant sur la technologie «power-to-gas», aussi bien un gradient de puissance élevé qu'une durée d'utilisation prolongée sont envisageables.

3.4 Combinaison de plusieurs applications

L'intégration croissante de technologies sur le réseau de distribution sous la forme d'installations de production décentralisées et le taux de pénétration de l'électromobilité entraînent une transformation des modes d'utilisation de la flexibilité. De nouvelles formes d'application apparaissent au niveau du réseau de distribution et peuvent être utilisées pour agir ou réagir en faveur du réseau, du système ou du marché. La combinaison de plusieurs applications (*multi-use* ou *revenue stacking*) revêt les potentiels économiques les plus significatifs. Plusieurs études attestent qu'une utilisation de la flexibilité à la fois en faveur du marché et du réseau se traduit par une réduction des coûts macro-économiques et par des bénéfices micro-économiques¹³.

L'exemple des véhicules électriques permet d'illustrer l'utilisation multiple de la flexibilité. La première priorité consiste à atteindre un certain niveau de charge avant le prochain trajet. Dans la plupart des cas, la distance quotidienne parcourue est extrêmement réduite et le véhicule est par conséquent à l'arrêt pendant de nombreuses heures à un même endroit. L'utilisateur peut mettre à disposition la flexibilité disponible de l'accumulateur pour d'autres applications. La constitution d'une réserve de puissance de réglage permet de générer des revenus. La recharge ciblée pendant les heures creuses et en faveur du réseau (notamment en cas de raccordement d'autres véhicules) permet quant à elle de réduire les coûts.

Les possibilités d'utilisation de flexibilité en faveur du réseau et/ou du marché ont parfois des effets contradictoires et génèrent des conflits d'objectifs. C'est pourquoi il est nécessaire de coordonner l'utilisation de la flexibilité en faveur du marché, du réseau et du système (ordre d'accès clair, p. ex.).

4. Technologie: communication, pilotage et exploitation

Fondamentalement, on distingue le pilotage direct (*Demand Side Management*) du pilotage indirect (*Demand Side Response*). Dans le premier cas, la grandeur de réglage concrète à appliquer est transmise. Dans le second cas, une incitation financière est proposée et le pouvoir de décision concernant l'utilisation définitive reste auprès du client.

4.1 Aspects technologiques

Le développement des TIC et des capteurs, ainsi que leur diffusion toujours croissante dans tous les domaines technologiques de la société et de l'économie constituent la condition essentielle pour intégrer la flexibilité de manière intelligente et efficace au système énergétique.

Le système de télécommande centralisée existe depuis plus de 90 ans et offre la possibilité technique de piloter la flexibilité à distance. Différents signaux de commande se superposent à la fréquence du réseau et peuvent ainsi être transmis via le réseau électrique existant. Ce mode de pilotage de la flexibilité fiable, durable et économique subsiste encore de nos jours. La communication via le réseau électrique existant (*power line communication*) s'est développée au fil des ans. Alors que le système de télécommande

¹³ (DENA, 2017)

centralisée émet des signaux de commande unidirectionnels, de nouveaux protocoles permettent de mettre en place une communication bidirectionnelle via PLC. Les moyens de communication courants dans les autres branches sont par ailleurs de plus en plus souvent utilisés. Les supports de communication sans fil (réseaux 5G p. ex.) et filaires (à fibre optique notamment) ont tous deux leur raison d'être. À l'avenir, par rapport à l'ère de la télécommande centralisée, les modes de communication seront beaucoup plus hétérogènes. Les moyens de communication modernes permettent un pilotage plus précis et continu de la flexibilité (pilotage direct et indirect).

Il existe déjà de multiples plateformes informatiques destinées à la gestion de la flexibilité (systèmes de gestion de l'énergie). De nombreux fournisseurs de centrales virtuelles se targuent d'être en mesure, avec leur offre de valeur, de gérer la flexibilité. Les logiques de commande sophistiquées, les systèmes d'optimisation et même les solutions d'intelligence artificielle génèrent en permanence de nouvelles valeurs-cibles à partir des données météorologiques, du réseau et du marché, mises à disposition en continu. À l'avenir, les algorithmes et les prévisions seront encore plus performants, précis et sophistiqués.

Des mesures sont nécessaires avant tout pour maîtriser l'hétérogénéité de tous les systèmes ainsi que des interfaces. Des efforts sont d'ores et déjà fournis dans l'objectif d'instaurer des interfaces normalisées, notamment «Sunspec-Alliance» ou «SG Ready-Label». La pratique montre toutefois que la mise en œuvre de ces interfaces est souvent encore spécifique à un fabricant. À l'heure actuelle, les tâches de pilotage et les efforts de coordination sont encore trop lourds¹⁴. Reste à établir si les fabricants d'équipements respecteront les normes. Comparées au système de télécommande centralisée classique, les solutions modernes offrent davantage de possibilités, mais sont aussi plus complexes.

4.2 Pilotage direct, *Demand Side Management* (DSM)

On entend par *Demand Side Management* l'influence directe sur le prélèvement de puissance d'un consommateur ou d'un producteur décentralisé par le gestionnaire de réseau ou d'autres acteurs, sans que le consommateur donne concrètement son accord au cas par cas. Dans ce contexte, les consommateurs ou les producteurs décentralisés sont tributaires du volume de commande concret (p. ex. télécommande centralisée).

Dans cette configuration de pilotage, en règle générale, l'intelligence est centralisée. Le détenteur de la flexibilité peut participer librement (via des tarifs au choix, p. ex.) ou de façon contraignante (en cas de menace pesant sur la sécurité du réseau, p. ex.).

Le pilotage direct est avant tout utilisé dans le cadre d'un recours à la flexibilité en faveur du réseau et du système. Par exemple, l'énergie de réglage à fournir est communiquée sous la forme d'une grandeur de réglage (fonction de la fréquence réseau, grandeur de réglage du régulateur du réseau ou appel), ou un corridor de tension est prescrit pour la régulation active de la puissance réactive.

La participation au pilotage direct peut au préalable passer par des procédures axées sur le marché. La puissance de réglage est alors mise aux enchères, par exemple. Une autre possibilité réside dans les tarifs au choix. Les clients acceptant la flexibilité peuvent ainsi bénéficier de tarifs préférentiels. En contrepartie, le gestionnaire de réseau est en droit d'utiliser la flexibilité dans une certaine mesure pour ses propres

¹⁴ (Imhof, 2018)

besoins. Selon le cas, il est aussi possible de renoncer à une rétribution (p. ex. si la sécurité du réseau est menacée).

4.3 Pilotage indirect, *Demand Side Response* (DSR)

Dans le cas d'un pilotage indirect, l'utilisation de la flexibilité est influencée par une incitation financière (p. ex. un tarif variable en fonction des horaires). Le consommateur ou le producteur décentralisé reçoit des signaux de prix d'une instance centralisée (p. ex. fournisseur d'énergie, gestionnaire de réseau de distribution, agrégateur) et peut y réagir. Il revient ainsi au détenteur de la flexibilité de prendre les décisions de pilotage. Dans la pratique, cela nécessite une logique supplémentaire, capable de réagir en fonction des signaux de prix. Cette logique peut être implémentée de façon décentralisée, via une passerelle, ou centralisée, sous forme de service de cloud.

Le pilotage indirect est essentiellement utilisé dans le cadre des applications en faveur du marché. L'arbitrage, par exemple, s'oriente sur les tarifs/prix du marché en vigueur. Le modèle tarifaire actuel basé sur des périodes de HT et de BT correspond une forme de pilotage indirect. La condition de l'efficacité du pilotage de type DSR est l'élasticité des prix côté consommateur/producteur flexible. Étant donné que cette condition n'est pas remplie à certaines périodes, par exemple lorsque d'autres critères de décision sont évalués comme plus importants (p. ex. le confort), ce mode de pilotage ne se prête pas aux applications critiques pour le système.

Divers modèles mixtes se situant entre le pilotage direct et indirect sont envisageables à l'avenir. L'idée maintes fois évoquée du modèle dit de code couleur en est un exemple. Ce modèle accorde le pouvoir de décision au détenteur de la flexibilité dans les périodes non critiques, mais le GRD dispose d'un pouvoir de pilotage supérieur dans les situations critiques.

5. Acteurs et rôles: coordination et conflits d'intérêts

Tous les fournisseurs de flexibilité doivent en principe avoir le droit d'utiliser ou de commercialiser eux-mêmes cette flexibilité. Ce droit peut et devrait cependant être limité si les coûts ou les charges en résultant doivent être supportés par des tiers. Ces coûts peuvent prendre la forme de charges supplémentaires pour les responsables de groupes-bilan, de risques accrus pour la sécurité d'approvisionnement ou de dépenses additionnelles pour l'exploitation ou l'extension du réseau.

Pour l'utilisation optimale de la flexibilité, il convient dans un premier temps de déterminer qui peut en disposer, dans quels cas et sous quelles conditions. Avec la multiplication des installations de production décentralisées et le nombre croissant de flexibilités sur le réseau de distribution, une meilleure coordination entre les acteurs peut donc s'avérer nécessaire¹⁵. Les paragraphes suivants présentent les acteurs du marché, ainsi que leurs rôles respectifs.

¹⁵ (Kübler, Beer, & Rudolph, 2019)

Rôle	Description
Gestionnaire du réseau de transport (GRT)	Le gestionnaire du réseau de transport – c'est-à-dire Swissgrid, la société nationale pour l'exploitation du réseau – met à disposition l'infrastructure de réseau sur le réseau de transport. Il est responsable du bilan du système. Il ordonne l' utilisation de la flexibilité en faveur du système dans le réseau de transport, sous la forme de services-système. À l'échelle nationale, il a pour mission de coordonner la fourniture des prestations avec les acteurs du niveau de réseau en aval et, par conséquent, avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) raccordés. Le gestionnaire du réseau de transport s'assure en outre que le recours à la flexibilité en faveur du réseau ou du marché ne met pas en péril la stabilité du système.
Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Le gestionnaire de réseau de distribution met à disposition l'infrastructure de réseau dans sa zone de desserte. La responsabilité finale lui incombe quant à l'exploitation sûre et stable de son réseau. Dans ce contexte, il ordonne l' utilisation de la flexibilité en faveur du réseau dans son réseau de distribution ou définit les conditions-cadre y relatives (p. ex. tarif). Le GRD s'assure en outre en dernier ressort que le recours à la flexibilité en faveur du système ou du marché ne met pas en péril la stabilité du réseau.
Fournisseur	Les fournisseurs peuvent agir en qualité d'acquéreurs de la flexibilité, à condition de remplir certaines conditions d'ordre technique et organisationnel. Ils peuvent notamment proposer aux clients (consommateurs), à travers leurs produits, des incitations à une utilisation de la flexibilité en faveur du marché , ou avoir recours à la flexibilité pour optimiser leurs coûts par rapport aux marchés d'approvisionnement.
Agrégateur	Les agrégateurs, p. ex. les fournisseurs de centrales virtuelles (VPP), coordonnent et regroupent, à condition de remplir certaines conditions d'ordre technique et organisationnel, les activités de différents fournisseurs de flexibilité, afin d'atteindre la taille nécessaire pour entrer sur le marché et rendre la flexibilité exploitable.
Producteur/prosumer	Les producteurs/prosumers peuvent agir en qualité de fournisseurs et d'utilisateurs de flexibilité, à condition de remplir certaines exigences techniques et organisationnelles.
Consommateur final	Les consommateurs finaux peuvent agir en qualité de fournisseurs et d'utilisateurs de flexibilité, à condition de remplir certaines exigences techniques et organisationnelles.

Tableau 3 acteurs du marché et rôles.

Coordination

Tant que la stabilité du réseau est assurée, il est possible de déterminer via les mécanismes de marché à quel niveau exploiter la flexibilité de manière optimale. En cas de menace pesant sur la stabilité du réseau, les gestionnaires locaux de réseau de distribution doivent avoir la possibilité de prendre des mesures correctives. À l'exception de la gestion de l'injection ou du redispatching sur le réseau de transport, aucune solution de coordination n'a à ce jour été mise en place ou testée à l'échelle internationale. Par conséquent, aucun rapport d'expérience n'est disponible pour l'heure.

Dans le cadre de la révision de la LApEI, l'OFEN a fait réaliser différentes études sur la coordination de l'utilisation de la flexibilité en faveur du marché, du réseau et du système. L'une des solutions proposées au départ était le modèle du code couleur¹⁶, qui consiste à réguler les temps d'utilisation de la flexibilité. À l'instigation de la branche, il a été démontré que la mise en place généralisée d'une telle solution n'était pas urgente et qu'elle engendrerait des coûts disproportionnés par rapport au bénéfice escompté. La proposition qui s'ensuivit¹⁷ prévoit la mise en place d'un modèle de coordination seulement en cas de besoin et entend confier l'organisation au GRD dans la mesure du possible (cf. modèle en annexe B).

¹⁶ (Ecofys, 2015)

¹⁷ (OFEN, 2012)

Conflits d'intérêts

Le recours à la flexibilité peut avoir des effets contradictoires et générer des conflits d'objectifs. Une flexibilité utilisée pour amortir des envolées de prix (utilisation en faveur du marché), par exemple, peut entraîner une congestion au niveau d'un réseau de distribution local (surcharge ou tension hors cadre), autrement dit ne pas être en faveur du réseau. Autre exemple: un agrégateur à des fins de pooling des services-système peut avoir des intérêts contradictoires¹⁸. Reportez-vous à l'Annexe C pour obtenir des exemples.

6. Systèmes de rétribution et d'incitation

Sur la base de la législation actuelle, les fournisseurs et les demandeurs de la flexibilité collaborent déjà sur une base contractuelle pour intégrer la valeur financière de celle-ci: les consommateurs finaux avec des charges variables bénéficient d'un tarif d'utilisation du réseau réduit (p. ex. tarif de pompe à chaleur) en dédommagement des restrictions subies du fait de l'accès à la flexibilité par le GRD. Le client final est aussi dédommagé dans la mesure du possible de la nécessité de rattraper le manque d'activité de l'installation à des heures de haut tarif (p. ex. chauffage aux heures de haut tarif suite à une coupure pendant une heure de bas tarif).

En matière de futurs systèmes de rétribution, dans le cas d'une utilisation de la flexibilité en faveur du réseau, deux modèles peuvent être distingués:

- 1. Indemnisation de l'accès:** Le gestionnaire de réseau dédommage le fournisseur de la flexibilité pour les frais engendrés par l'accès côté client, les pertes de revenus ou d'autres inconvénients, autrement dit pour la coupure/le pilotage des charges ou de la régulation des installations de production (p. ex. installation photovoltaïque).
- 2. Rétribution négociée:** Le gestionnaire de réseau et le fournisseur de la flexibilité négocient mutuellement le prix pour l'accès à la flexibilité en faveur du réseau. Dans le cas le plus simple, le client ou le fournisseur de la flexibilité a le choix entre deux tarifs, l'un sans droit d'accès à la flexibilité par le gestionnaire de réseau, l'autre avec (tarif au choix). Le gestionnaire de réseau paie alors un prix quasiment basé sur celui du marché pour pouvoir faire usage de la flexibilité.

Les deux approches présentent des avantages et des inconvénients, présentés dans le tableau suivant:

¹⁸ (AES, 2013)

Modèle	Indemnisation de l'accès	Rétribution négociée
Avantages	Exclut tout modèle économique reposant exclusivement sur la gestion de la congestion locale du réseau (le gestionnaire de réseau élimine la congestion en cas de coût trop élevé)	- Rétribution basée sur le prix du marché, car régulation des coûts non nécessaire - Modèle économique envisageable pour les nouveaux acteurs (p. ex. exploitants de dispositifs de stockage)
Inconvénients	- Calcul des coûts non compatible avec une tarification transparente et juste - Faible incitation à proposer le recours à la flexibilité en dehors d'une utilisation en faveur du réseau	Liquidité en cas de congestion du réseau souvent trop faible par rapport à ce qui serait le cas sur le marché réel (en particulier sur le NR 7)

Tableau 4 Avantages et inconvénients des systèmes de rétribution de la flexibilité

Compte tenu des avantages et des inconvénients présentés, une utilisation basée sur le marché avec une rétribution négociée (individuellement) semble plus pertinente. Un système d'utilisation de la flexibilité en faveur du réseau tenant compte de ce que chacun est prêt à payer peut être mis en place de façon efficace avec des tarifs dynamiques. Dans ce cadre, il est essentiel que le gestionnaire de réseau propose des tarifs qui découlent des rétributions négociées basées sur le marché, afin que l'élimination des congestions soit correctement prise en compte sur les plans énergétique et économique. Pour l'heure, les processus correspondants sont encore complexes à mettre en œuvre ou inexistant (cadre réglementaire à élaborer). Pour que ce type de modèle puisse être mis en place, il convient cependant que les mesures prises permettent au gestionnaire de réseau de dégager des rendements équivalents à ceux d'une extension physique coûteuse du réseau. Pour le gestionnaire de réseau, la rémunération de l'accès à la flexibilité et les mesures connexes nécessaires représentent des coûts de réseau toujours imputables, à condition que l'utilisation soit en faveur du réseau, que la rémunération soit juste et que les mesures soient efficaces.

Les tarifs réseau dynamiques permettent de faire en sorte que ce soient systématiquement les détenteurs ou les fournisseurs de la flexibilité qui décident de son utilisation, en fonction de leurs préférences et du prix qu'ils sont disposés à payer, c.-à-d. que l'efficacité des tarifs dynamiques dépend de l'élasticité des prix du propriétaire de flexibilité. La facturation de l'utilisation du réseau sur la base de tarifs dynamiques reste optionnelle pour le client final et sera retenue de façon pertinente par les clients flexibles (batteries solaires, véhicules électriques, mise à disposition de chaleur électrique). Le mécanisme des tarifs réseau dynamiques peut être comparé à la tarification dynamique de l'énergie (valorisation quotidienne et en fonction des horaires du prix de l'électricité pour les clients particuliers, basée sur l'évolution prévisible des prix proposés sur le marché). Avec des tarifs dynamiques, on tient compte de la situation totale du réseau (y c. le besoin

d'échange d'énergie), seule la situation locale et individuelle du client final étant prise en compte pour les tarifs de puissance¹⁹.

La difficulté réside toutefois dans le fait que les signaux de prix relatifs à l'énergie et à l'utilisation du réseau peuvent être temporairement contradictoires en raison de la séparation selon les activités, ce qui peut édulcorer l'incitation donnée au propriétaire d'utiliser la flexibilité. Il convient donc d'examiner la possibilité d'un tarif groupé. En effet, il ne fait aucun doute que les prestataires souhaitent optimiser leur flexibilité sur la base du prix de l'énergie tout inclus (à savoir tarif réseau plus prix de l'énergie).

Côté GRD, il faut cependant s'assurer que les coûts (escomptés) de la revendication de la flexibilité soient inférieurs à ceux d'une réduction de la congestion du réseau passant par des travaux de construction. C'est en effet la condition *sine qua non* pour atteindre l'objectif d'une diminution des besoins d'extension via le recours à la flexibilité. Il en découle dans cette mesure un coût plafond naturel de l'utilisation de la flexibilité dans la zone de desserte du GRD.

7. Cadre réglementaire actuel

Les conditions-cadre de l'accès à la flexibilité ont été modifiées avec l'entrée en vigueur du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Des conditions réglementaires ont été introduites pour la première fois pour l'accès à la flexibilité.

La mise en œuvre de la Stratégie énergétique a entraîné un changement de paradigme.

L'art. 17b LApEI définit les systèmes de commande et de réglage intelligents comme des dispositifs permettant d'influencer à distance la flexibilité et, partant, la consommation, la production ou le stockage de l'énergie électrique (courant). Les systèmes de télécommande centralisée font également partie de ces dispositifs. Les consommateurs finaux, les producteurs ou les exploitants de dispositifs de stockage sont les détenteurs de la flexibilité. Hormis les deux exceptions ci-dessous, ces utilisateurs peuvent décider qui peut faire usage de leur flexibilité et sous quelles conditions.

Ce principe fondamental doit permettre de développer un marché de la flexibilité. L'objectif est que les détenteurs puissent choisir l'acteur du marché à la disposition duquel ils souhaitent mettre leur flexibilité.

L'accès à la flexibilité par le gestionnaire de réseau est régi par des dispositions d'exécution supplémentaires (art. 8c OApEI): l'accès à la flexibilité est en principe limité au maintien d'une exploitation sûre, performante et efficace du réseau. En cas d'intégration, à cet effet, d'un système de réglage et de commande intelligent, le gestionnaire et l'utilisateur du réseau doivent convenir notamment des éléments suivants: modalités d'utilisation du système et modalités de rétribution de cette utilisation.

La rétribution par le gestionnaire de réseau doit être fondée sur des critères objectifs et être «non discriminatoire». Le gestionnaire de réseau est tenu de publier toutes les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat sur la commande et le réglage, notamment les taux de rétribution.

Exceptions

Il existe deux exceptions aux conditions relatives à l'accès à la flexibilité:

- 1) Le gestionnaire de réseau peut installer un système de commande et de réglage intelligent également sans le consentement de l'utilisateur concerné en vue d'éviter une mise en péril immédiate et importante

¹⁹ (Chanez & Cuony, 2019)

de la sécurité de l'exploitation du réseau (art. 8c, al. 5 OApEI). En cas de mise en péril de l'exploitation sûre du réseau, il peut également utiliser ce système sans le consentement de l'utilisateur du réseau concerné conformément à l'art. 8c, al. 6 OApEI. Une telle utilisation est prioritaire par rapport à la commande par des tiers. Le gestionnaire de réseau est tenu d'informer les utilisateurs concernés, au moins une fois par année et sur demande, des utilisations effectuées en vertu de ce principe (art. 8c, al. 6 OApEI).

- 2) La seconde exception concerne l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents déjà mis en œuvre avant l'entrée en vigueur de la Stratégie énergétique 2050. Le gestionnaire de réseau est toujours autorisé à utiliser ce type de systèmes tant que l'utilisateur du réseau ne l'interdit pas expressément (opt-out, art. 31f OApEI). L'utilisateur du réseau ne peut interdire une utilisation visant à maintenir la sécurité de l'exploitation du réseau. Dans aucun de ces deux cas de figure, le gestionnaire de réseau n'est tenu de verser une rétribution.

En matière de dispositions relatives à l'accès à la flexibilité par le gestionnaire de réseau, il convient de faire la distinction suivante:

- Systèmes de commande et de réglage intelligents installés avant l'entrée en vigueur du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, soit avant le 1^{er} janvier 2018: le gestionnaire de réseau peut faire usage de la flexibilité de l'utilisateur du réseau tant que ce dernier n'en interdit pas expressément l'accès (**opt-out**).
- Systèmes de commande et de réglage intelligents installés après l'entrée en vigueur du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: l'utilisateur concerné doit donner son consentement à l'utilisation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau aux fins d'une exploitation sûre, performante et efficace du réseau. Cet accès doit être rétribué (**opt-in**).
- En cas de mise en péril de la sécurité de l'exploitation du réseau, le gestionnaire de réseau conserve la possibilité d'accès à la flexibilité. Dans ce cas de figure, l'utilisateur concerné ne peut s'y opposer et n'a pas à être rémunéré par le gestionnaire de réseau.

8. Exigences centrales relatives aux futures conditions-cadre réglementaires

Option de retrait générale dite «opt-out»:

Indépendamment de l'accès à la flexibilité aux fins du maintien de l'exploitation sûre du réseau, le chapitre 7 fait une distinction entre l'option de retrait (opt-out) concernant les systèmes de réglage et de commande installés avant le 1^{er} janvier 2018 et le consentement à donner (opt-in) pour ceux intégrés après cette date.

Pour un gestionnaire de réseau soumis au principe de l'opt-out, qui intégrerait un nouveau système, le principe du consentement (opt-in) s'appliquerait à compter du changement de système. Autrement dit, pour pouvoir continuer d'avoir accès à la flexibilité des clients du réseau chez lesquels l'ancien système était déjà installé, le gestionnaire devrait obtenir leur consentement à tous. Cette procédure représente une charge administrative considérable pour les gestionnaires de réseau. De plus, on peut partir du principe que la flexibilité est un sujet d'importance mineure, voire inconnu et de plus difficile à saisir pour les petits clients. Il est donc fort probable que dans le cas d'un tel changement de système, qui impliquerait donc l'obtention de consentements individuels, le gestionnaire de réseau perdrait une grande partie de la flexibilité, faute d'accord des clients réseau (cf. section 2.2).

Par conséquent, il est préférable que le système dit de l'opt-out soit maintenu pour les anciennes comme pour les nouvelles installations. Le marché de la flexibilité ne s'en trouverait cependant pas entravé. Tout utilisateur du réseau qui ne souhaiterait pas mettre sa flexibilité à disposition du gestionnaire de réseau, mais d'un tiers, en conserve la possibilité à tout moment. Il peut en effet avoir recours à l'interdiction expresse de l'accès à sa flexibilité.

Rétribution en faveur du marché

Il convient de renoncer à une rétribution régulatoire du prestataire/détenteur de la flexibilité. Il n'est notamment pas utile de formuler de directives explicites en la matière à l'intention des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), dans la mesure où, selon les cas, soit la rémunération est déterminée en fonction du marché ou basée sur les coûts, soit il est possible de renoncer à une rétribution.

Le montant de la rétribution de l'accès à une flexibilité en faveur du réseau dépend de nombreux facteurs, notamment de la durée garantie de cet accès. Les contrats à long terme régissant les modalités d'accès à la flexibilité par le gestionnaire de réseau améliorent la sécurité de la planification. Il est ainsi possible de mieux apprécier la durée de report possible de l'extension du réseau. Les contrats à court terme (contrats annuels, p. ex.) ne permettent pas d'éviter ni de reporter les travaux d'extension du réseau.

La valeur de la flexibilité dépend aussi fortement de la situation locale du réseau. Quand une congestion du réseau est prévisible ou effective en certains points, la valeur de la flexibilité est beaucoup plus importante qu'aux points où des réserves importantes sont disponibles.

Le gestionnaire de réseau ne peut alors réagir à ce type de situation que s'il n'est pas lié par des dispositions réglementaires en matière de rétribution.

9. Conclusion

Une estimation approximative révèle que, d'ici à 2030, les charges flexibles pouvant être mises à disposition par les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les installations photovoltaïques en combinaison avec des batteries totaliseront théoriquement 4 GW (pour une durée maximale d'une heure). Une transition efficace vers un approvisionnement plus décentralisé est soumise à une exploitation et une collaboration flexibles et intelligentes avec tous les utilisateurs du réseau, à tous les niveaux de réseau. Plusieurs études montrent notamment que l'écêtement de la puissance injectée par les installations photovoltaïques réduit de façon significative les coûts de l'extension du réseau. La flexibilité est donc un facteur de réussite majeur de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Malgré de gros potentiels, le réseau a encore besoin d'être étendu. L'utilisation de flexibilité ne peut pas répondre à toutes les évolutions.

Il existe déjà de multiples plateformes informatiques destinées à la gestion de la flexibilité (systèmes de management de l'énergie). Des mesures seront nécessaires avant tout pour maîtriser l'harmonisation des systèmes et des interfaces.

En cas de menace pesant sur la stabilité du réseau, les gestionnaires locaux de réseau de distribution doivent conserver la possibilité de prendre des mesures correctives en dernier ressort (cf. situation NR 1). Les possibilités d'utilisation de la flexibilité en faveur du réseau et/ou du marché sont parfois contradictoires et génèrent des conflits d'objectifs. C'est pourquoi il est nécessaire de coordonner l'utilisation de la flexibilité en faveur du marché, du réseau et du système (ordre d'accès clair, p. ex.).

Les solutions homogènes sont très complexes. Pour pouvoir déterminer de façon transparente et juste les coûts et les opportunités d'utilisation de la flexibilité, une rétribution basée sur le marché, négociée entre le GRD et le fournisseur de la flexibilité semble plus opportune. Dans la pratique et dans le plus simple des cas, cette négociation peut passer par un tarif au choix avec flexibilité pilotable. Le problème posé par ce type d'incitation reste la séparation selon les activités (tarification du réseau et de l'énergie). Le client final cherchera toujours à optimiser son prix tout inclus, tandis que le gestionnaire de réseau peut exclusivement agir, par nature, sur le tarif du réseau.

L'entrée en vigueur du premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 entraîne un changement de paradigme en ce qui concerne l'utilisation de la flexibilité. Le principe du consentement obligatoire de l'utilisateur pour l'accès à la flexibilité (opt-in) peut entraîner la perte d'un volume important de flexibilité pour les gestionnaires de réseau. Une solution reposant sur l'interdiction expresse du consommateur (opt-out) réduit la charge administrative et doit être privilégiée.

10. Sources

- AES. (2013). *Attachement de pools de réglage au marché suisse des services système. Document de la branche de l'AES.*
- Bauer, C., & Hirschberg, S. (2017). *Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. PSI.*
- Bundesnetzagentur. (2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.*
- Chanez, C., & Cuony, P. (2019). *Leistung ohne Wirkung. VSE Bulletin 10/2019.*
- DENA. (2017). *Netzflextudie. DENA Deutsche Energie-Agentur.*
- Ecofys. (2015). *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Studie im Auftrag des BFE. .*
- Eurelectric. (2014). *Flexibility and Aggregation. Requirements for their interaction in the market. A EURELECTRIC paper.*
- Häne, S. (2019). *Flexible Preise ändern Stromverbrauch nicht. Tagesanzeiger vom 25.06.2019.*
- Imhof, P. (2018). *Einbindung von Wärmepumpen in übergeordnete Leitsysteme. 24. Tagung des BFE Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte.*
- Kübler, A., Beer, M., & Rudolph, N. (2019). *Anschlusskappung von Photovoltaikanlagen. In Bulletin.ch 5/2019.*
- Liebe, A., & Wissner, M. (2015). *Der flexible Verbraucher. Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste. .*
- OFEN. (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze". Fournisseur: Consentec.*
- OFEN. (2018). *Statistique suisse de l'électricité.*
- OFEN. (2019). *Poweralliance: Von der lokalen Lastoptimierung zur Regionale Verteilnetzoptimierung. Rapport final (non publié).*
- Ott, T. (2019). *Integrierter Markt für Tertiärregelenergie und Redispatch. Referat Netzipuls von Tobias Ott, Swisssgrid.*
- Rüdisüli, M., Teske, S. L., & Elber, U. (2019). *Impacts of an increased substitution of fossil energy carriers with electricity-based technologies on the Swiss electricity system. EMPA.*

11. Annexe

Annexe A: Description des charges non conditionnelles et des charges conditionnelles

Charges non conditionnelles (report de charge, ou *load shifting*)

Les charges non conditionnelles se distinguent par le fait qu'elles peuvent uniquement être reportées. La pleine charge devra être rétablie ultérieurement, à un moment ou à un autre. À titre d'exemple, un four de cuisson industriel électrique nécessite une puissance donnée pour développer la température requise. Font également partie de cette catégorie tous les consommateurs limités par la capacité. Ainsi, une batterie ne peut plus mettre à disposition de flexibilité quand sa capacité est épuisée.

Charges conditionnelles (réduction de la charge, ou *load shaving*)

Les charges conditionnelles ont ceci de particulier qu'elles sont requises partiellement seulement, et sont donc substituables. Le four de cuisson industriel précédemment évoqué pourrait fonctionner avec une deuxième source d'énergie. La charge électrique n'est plus présente ultérieurement. Mais la fonctionnalité pendant le processus est préservée.

À noter que certaines charges ne peuvent pas être clairement affectées à l'une ou l'autre des catégories. Selon l'application, la charge peut être remplacée ou reportée.

Annexe B: Propositions de modèles de coordination de l'OFEN

En fonction de la configuration, les variantes de base suivantes sont suggérées:

Élimination des congestions en temps réel	Pour éliminer les congestions en temps réel (exploitation normale), seule une flexibilité ne nécessitant pas de concertation préalable avec les acteurs du marché et donc susceptible d'être exploitée directement par le GRD peut être utilisée. Cette exploitation devrait être dédommée au prix du marché habituel et socialisée via les rémunérations pour l'utilisation du réseau. L'Allemagne offre un exemple avec la gestion de l'injection par les gestionnaires de réseau de distribution.
Élimination préventive des congestions	Si la flexibilité qui doit être utilisée pour éliminer les congestions engendre des conflits d'utilisation avec d'autres possibilités d'exploitation, alors elle doit être acquise de façon concurrentielle, c'est-à-dire faire l'objet d'un accord avec les autres acteurs. Cela nécessite une préparation en amont et l'établissement de prévisions en matière de congestions. Les coûts sont socialisés via les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Dans la mesure où les prévisions relatives aux congestions ou l'acquisition sur le marché peuvent également échouer, une solution de repli doit être envisagée, p. ex. sous la forme d'une élimination des congestions en temps réel.
Gestion des congestions	Si les congestions sont principalement causées par l'utilisation d'une flexibilité et ne peuvent être éliminées qu'en modifiant cette utilisation, alors le gestionnaire de réseau de distribution devrait avoir la possibilité de limiter cette flexibilité par le biais de restrictions d'utilisation. Cela occasionne cependant des pertes de rendement pour les fournisseurs de flexibilités: il faut donc s'assurer de ne recourir à la gestion des congestions qu'en cas d'urgence. Parallèlement, les pertes de rendement dans le système doivent être mises en évidence afin de ne pas fausser les signaux de prix pour l'extension du réseau.

Ces modèles ne s'excluent pas mutuellement, mais peuvent être considérés comme des solutions de repli ou utilisés simultanément sur différents réseaux partiels d'un gestionnaire de réseau de distribution.

Annexe C: Exemples de conflits d'intérêts en lien avec la gestion de la flexibilité

Les modèles tarifaires classiques des gestionnaires de réseau (haut tarif/bas tarif) sont toujours moins en accord avec les offres et les prix réels du marché. Les incitations à l'utilisation de la flexibilité sont donc plutôt faussées.

La séparation selon les activités entre réseau et énergie, avec un tarif réseau, le tarif de l'énergie et les frais liés à la consommation (p. ex. services-système, RPC), entrave une incitation efficace à la mise à disposition de la flexibilité. Il serait pertinent d'envisager des incitations financières globales («implicites»).

Les coûts d'utilisation du réseau et de l'énergie sur le segment «Logements et petits commerces» représentent une part mineure du budget des ménages et, globalement, ne sont pas très significatifs pour les utilisateurs. L'utilisation de la flexibilité chez les consommateurs finaux doit donc constituer une solution simple à mettre en œuvre et abordable.

La coordination entre les utilisations de la flexibilité en faveur du marché et du réseau est incontournable et nécessaire pour permettre un recours à la flexibilité en faveur du système. La question est: cette fonction de coordination doit-elle être confiée à un acteur précis et, si oui, auquel et sous quelle forme?

Renseignements

Fachsekretariat Kommission Energiewirtschaft

Telefon: 062 825 25 33

E-Mail: info@strom.ch

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.strom.ch