

Réseaux de distribution : scénarios d'avenir et technologies

Technology Outlook : le paysage énergétique
de demain

Table des matières

Résumé	3
Systèmes énergétiques en mutation et importance des innovations technologiques	4
Enjeux pour les gestionnaires du réseau de distribution	6
Enquête d'opinion auprès des gestionnaires du réseau suisse	8
Des solutions à l'horizon	10
Glossaire : les technologies de la transition énergétique	12
Logiciels destinés aux réseaux numériques et aux protocoles de communication	12
Matériel informatique destiné aux réseaux numériques et aux protocoles de communication	13
Batteries	13
Charge intelligente et bidirectionnelle des véhicules électriques	15
Cogénération renouvelable (Power-to-Heat)	16
Miniréseaux indépendants, renouvelables et supportant un démarrage autonome	17
Agrégateurs	18
Tarification dynamique et Energy-as-a-Service	19
Refonte des services-système et des marchés de capacités	20
Méthodologie	21
Liste des références	22

Résumé

Cette publication est le fruit d'une collaboration entre l'Académie suisse des sciences techniques SATW et le Pôle de recherche national « Automation fiable et omniprésente » (PRN Automation). Elle entend donner aux gestionnaires du réseau de distribution et aux entreprises d'approvisionnement en énergie de petite et moyenne taille ainsi qu'aux responsables du secteur un aperçu des mutations qui attendent le système énergétique suisse. Mais elle se veut aussi comme une mise en lumière des opportunités, des innovations technologiques, des solutions futures et des marchés émergents que ces mutations apporteront, avec pour objectif d'assurer un approvisionnement en énergie fiable et rentable d'ici 2050.

L'avenir du système énergétique sera décarboné, décentralisé, numérisé et plus fortement électrifié. Les client·e·s en bout de chaîne consommeront non seulement des volumes plus importants, mais produiront également des quantités substantielles d'électricité. L'importance des niveaux inférieurs du réseau grandit donc pour l'ensemble du système, posant en parallèle un certain nombre de défis. Les technologies apportent des solutions et ouvrent la voie à de nouveaux modèles d'affaires. La situation politique tout comme le cadre réglementaire étant susceptibles d'évoluer de manière imprévisible d'ici 2050, l'étude n'a pas tenu compte de ces deux aspects. Un changement du cadre a généralement pour effet de rebattre les cartes entre les différents acteur·rice·s de l'énergie en donnant naissance à de nouveaux rôles et en y modifiant la répartition des tâches. Les positions sur le nouvel échiquier dépendront de la façon dont le politique traitera de ce sujet ; elles pourront être occupées par les gestionnaires actuels du réseau de distribution, raison pour laquelle cette étude ne reprend pas strictement la définition du terme selon la loi sur l'approvisionnement en électricité.

Aujourd'hui déjà, les gestionnaires du réseau sont de plus en plus souvent confrontés à un flux bidirectionnel et à une infrastructure qui doit être adaptée à ces mutations. Dans le même temps, ils ont pour mission de garantir la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau dans la zone qu'ils desservent. Les gestionnaires du réseau de distribution, a fortiori lorsqu'ils sont de petite taille et organisés en milice, subissent une pression croissante face à l'évolution des exigences, notamment administratives. C'est ce que montrent les résultats d'une enquête auprès des gestionnaires du réseau de distribution en Suisse (cf. chapitre Enquête d'opinion auprès des gestionnaires du réseau suisse) : ils redoutent d'avoir à investir lourdement dans les infrastructures et sont réservés quant à leur capacité future à garantir la sécurité de l'approvisionnement. À cela vient s'ajouter le fait que si la numérisation

offre certes des opportunités telles qu'un accès à des données plus abondantes et plus fiables, elle s'accompagne aussi de risques importants qui dépassent les compétences de nombreux gestionnaires du réseau.

En lien avec les nouvelles technologies, la transition énergétique offre des opportunités nombreuses. Les logiciels et le matériel informatique nécessaires à la numérisation de même que les solutions de stockage de l'énergie sont toujours plus abordables et leur fiabilité s'accroît. Ils simplifient l'intégration au réseau de sources d'énergie décentralisées et améliorent la stabilité du réseau sans nécessiter d'investissements majeurs sur le réseau de distribution lui-même. Si un prestataire local ne limite pas son activité à la livraison d'électricité, mais qu'il s'engage également dans une démarche de couplage sectoriel, s'offrent alors des possibilités de croissance dans les domaines de la chaleur et de la mobilité au sein de sa zone de desserte. Grâce à de nouveaux modèles d'affaires tels que l'agrégation et des approches Energy-as-a-Service, les fournisseurs d'énergie peuvent jouer un rôle plus actif au sein du système énergétique et offrir de nouveaux services. Les plateformes de données numériques regroupant les client·e·s en bout de chaîne assument un rôle clé dans cette démarche. Pouvoir tirer parti de cette évolution nécessite impérativement une compréhension élémentaire des technologies de l'information et de la communication, au même titre que de la collecte, de l'analyse et de la protection des données ou encore de la cybersécurité. Pour ce faire, il est possible de développer ces compétences à l'interne ou d'acheter une prestation.

Le paysage des gestionnaires du réseau de distribution en Suisse est très varié et il n'existe donc pas d'approche universelle pour faire face à ces défis. En fonction des atouts de chaque protagoniste, il peut être judicieux de capitaliser sur l'existant et de viser une croissance dans sa zone de desserte ou d'envisager une consolidation avec d'autres gestionnaires du réseau à l'échelon régional. Les expertes et les experts soulignent que la clé de la réussite réside dans le fait de penser en systèmes qui dépassent les missions, les fonctions et les responsabilités actuelles.

Cette publication s'attache à décrire les mutations au sein du système énergétique et explore l'importance des innovations technologiques. Un chapitre examinera les défis posés aux gestionnaires du réseau de distribution sous différents éclairages ; il sera suivi d'un baromètre du climat des affaires dans ce secteur établi sur la base d'une enquête. Le dernier chapitre identifiera les opportunités et les possibilités de développement, tandis qu'un glossaire en approfondira les aspects technologiques.

Systemes énergétiques en mutation et importance des innovations technologiques

La catastrophe nucléaire de Fukushima en 2011 et les risques croissants liés au changement climatique sont à l'origine, en Suisse comme dans de nombreux autres pays à travers le monde, d'une transformation des systèmes énergétiques. En plus de se porter sur les objectifs de décarbonation et donc d'abandon progressif des combustibles fossiles, l'attention s'est concentrée sur la capacité à garantir la sécurité de l'approvisionnement en raison des récents événements géopolitiques. Par ailleurs, l'énergie doit rester abordable pour les consommateur·rice·s. En Suisse, la Stratégie énergétique 2050, dont le cadre réglementaire a évolué avec la loi sur l'énergie adoptée en 2017, poursuit ces objectifs et s'articule autour de trois axes majeurs : augmenter l'efficacité énergétique, développer les énergies renouvelables et sortir du nucléaire. Pour le secteur de l'électricité, la Stratégie énergétique 2050 pose les bases d'un changement fondamental. Ce changement amène des opportunités, mais constitue aussi des défis de taille, surtout pour les gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Agissant sous la forme d'entreprises de fourniture intégrée d'énergie, de nombreux GRD en Suisse opèrent, au-delà de l'exploitation de réseaux d'électricité, dans des secteurs tels que le développement du photovoltaïque ou la fourniture de chaleur. Dans ce cas, la loi leur impose de respecter une séparation comptable et informationnelle stricte entre les opérations liées au réseau et leurs autres activités : les informations obtenues dans le cadre de l'exploitation du réseau ne peuvent pas être utilisées dans d'autres secteurs d'activité et le réseau ne peut pas non plus faire l'objet de subventions croisées (cf. Liste des références [1]). Cette publication se consacre aux développements et aux innovations technologiques ainsi qu'aux nouveaux modèles d'affaires qui en émergeront dans le domaine des réseaux de distribution en général. Elle ne traite donc pas uniquement du GRD et de sa fonction de gestionnaire de réseau dans un environnement réglementé, telle que prévue par la loi, mais part du postulat que les rôles et les missions des acteurs et des actrices du domaine de l'approvisionnement énergétique seront amenés à évoluer d'ici 2050. Les positions sur le nouvel échiquier dépendront de la façon dont le politique traitera de ce sujet. Elles pourront être occupées par les GRD actuels, raison pour laquelle cette étude ne suit pas strictement la définition du terme selon la loi sur l'approvisionnement en électricité.

Cette transformation a non seulement pour conséquence de décarboner les systèmes énergétiques, et donc de les électrifier, mais aussi de les décentraliser. L'électrification grandissante accroît les besoins en électricité, même si, à terme, la consommation globale d'énergie diminuera. Les client·e·s en

bout de chaîne consommeront non seulement des volumes plus importants, mais produiront également des quantités substantielles d'électricité pour devenir ce qu'il est convenu d'appeler des prosommateur·rice·s. Il s'agit d'un mot-valise composé des termes producteur·rice et consommateur·rice. Cette évolution accroît certes la production globale, mais en amplifie aussi la volatilité. Comme les prosommateur·rice·s utilisent le réseau pour y injecter ou prélever de l'électricité, les GRD sont confrontés à des flux bidirectionnels. À cela s'ajoute une infrastructure qui n'est pas adaptée à cette mutation. En dépit de ces enjeux et de ces incertitudes, les GRD ont pour mission de garantir la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau dans la zone qu'ils desservent.

À l'échelon international, l'approvisionnement énergétique des 25 années à venir sera caractérisé par les impératifs de décarbonation et par une décentralisation croissante. La Suisse, avec ses grandes centrales de chauffe non fossiles, verra la deuxième tendance prédominer et induire un transfert depuis quelques grandes centrales isolées, qui injectent leur production au niveau le plus élevé du réseau, vers une multitude de petites centrales disséminées qui, elles, interviennent à l'échelon inférieur du réseau et sont souvent d'origine éolienne ou photovoltaïque (figure 1).

À l'avenir, l'électrification tendra à se généraliser. En dépit d'une baisse de la consommation globale d'énergie, celle de l'électricité s'en verra donc augmentée, ce qui entraînera obligatoirement une hausse de la production d'électricité. Les volumes d'électricité actuellement produits par les grandes centrales électriques suisses (niveau de réseau 1) enregistreront une baisse significative d'ici 2050. Parallèlement à cela, les client·e·s en bout de chaîne (niveau de réseau 7) consommeront non seulement des volumes plus importants, mais produiront aussi des quantités substantielles d'électricité. On estime que les volumes d'électricité injectés via le photovoltaïque ou consacrés aux batteries de véhicules électriques en charge seront respectivement 10 et 70 fois plus importants que ce n'est le cas aujourd'hui. La production globale s'en voit certes accrue, mais sa volatilité aussi. Le transfert d'une part importante de la production d'énergie vers le niveau de réseau 7 implique que la clientèle des GRD comprenne toujours plus de prosommateur·rice·s.

Cette nouvelle situation pourra offrir un terrain propice à d'autres acteur·rice·s sur le marché, comme des agrégateurs ou des prestataires réseau de grande envergure en îlot, et donc aux GRD qui adopteront une nouvelle orientation et se diversifieront en misant sur de nouveaux produits et de nouveaux

modèles d'affaires. Les relations des GRD à leurs clients en bout de chaîne (prosommateur-riche-s) ne seront pas le seul aspect de leur activité à évoluer. La disposition à accueillir les changements dans le domaine de l'échange d'énergie avec les niveaux supérieurs du réseau et avec les marchés de l'énergie ainsi qu'à collaborer différemment avec les gestionnaires de réseau de transport jouera un rôle crucial.

Les innovations technologiques, notamment en matière de numérisation des systèmes, accompagneront la transformation énergétique, la favoriseront ou seront parfois nécessaires à sa réalisation. Il est primordial que les GRD identifient les opportunités amenées par ces évolutions technologiques afin de pouvoir en tirer parti. Les nouvelles technologies obligeront les GRD à passer en revue leurs processus et leurs modèles d'affaires en place, et à les adapter le cas échéant. Ces changements leur permettront très certainement d'accéder à des domaines d'activité additionnels.

La numérisation et la connectivité permettent d'augmenter le nombre d'appareils pilotables et mesurables dans le système énergétique. Cela vaut aussi pour les client-e-s qui souhaitent optimiser leur consommation et réduire les coûts. En conséquence, les pratiques des acteur-riche-s du niveau de réseau 7 seront amenées à évoluer considérablement par rapport aux profils des consommateurs actuels.

La numérisation des infrastructures énergétiques bouleversera les fonctions actuelles liées à la surveillance, à la planification et au pilotage, l'échelon des GRD n'y faisant pas exception. En effet, celle-ci permet une évaluation et une anticipation plus fines de l'utilisation réelle des composants du système. Les entreprises du secteur de l'énergie qui exploitent des données,

des algorithmes, des prédictions et méthodes de pilotage de meilleure qualité disposent d'une infrastructure exigeant une maintenance moins fréquente, présentant une rentabilité accrue et offrant une meilleure performance économique.

Les technologies de stockage de l'énergie concernent également les GRD à de nombreux égards. À la faveur de durées de vie plus longues et de coûts d'achat en baisse, les systèmes de stockage par batterie – qu'ils soient de petite taille côté clientèle ou grand format côté GRD – revêtent une importance économique grandissante. Ils contribuent à stabiliser le réseau et à intégrer la production renouvelable. Les bornes de recharge bidirectionnelles permettent toujours plus souvent de raccorder la batterie d'une voiture au réseau, offrant ainsi un avantage supplémentaire. Avec la cogénération (power-to-heat), l'électricité renouvelable peut également être utilisée pour le chauffage ou dans le cadre de processus industriels, ou encore stockée dans des accumulateurs de chaleur saisonniers.

La numérisation ainsi que des plateformes et des systèmes de communication adaptés permettent aux GRD de mettre sur pied de nouvelles offres pour leur clientèle ou pour leurs prosommateur-riche-s et de proposer de nouveaux services-système aux gestionnaires de réseau de transport ainsi que de participer aux marchés de capacité. Ils peuvent intervenir comme agrégateurs dans le cadre d'une production ou d'un stockage d'électricité décentralisés, agir sur la demande d'énergie sur leur réseau avec une tarification dynamique (time-of-use) ou encore proposer des solutions d'Energy-as-a-Service. Les pilotages intelligents permettent par ailleurs la création de miniréseaux regroupant une production locale à petite échelle orientée sur l'autoconsommation.

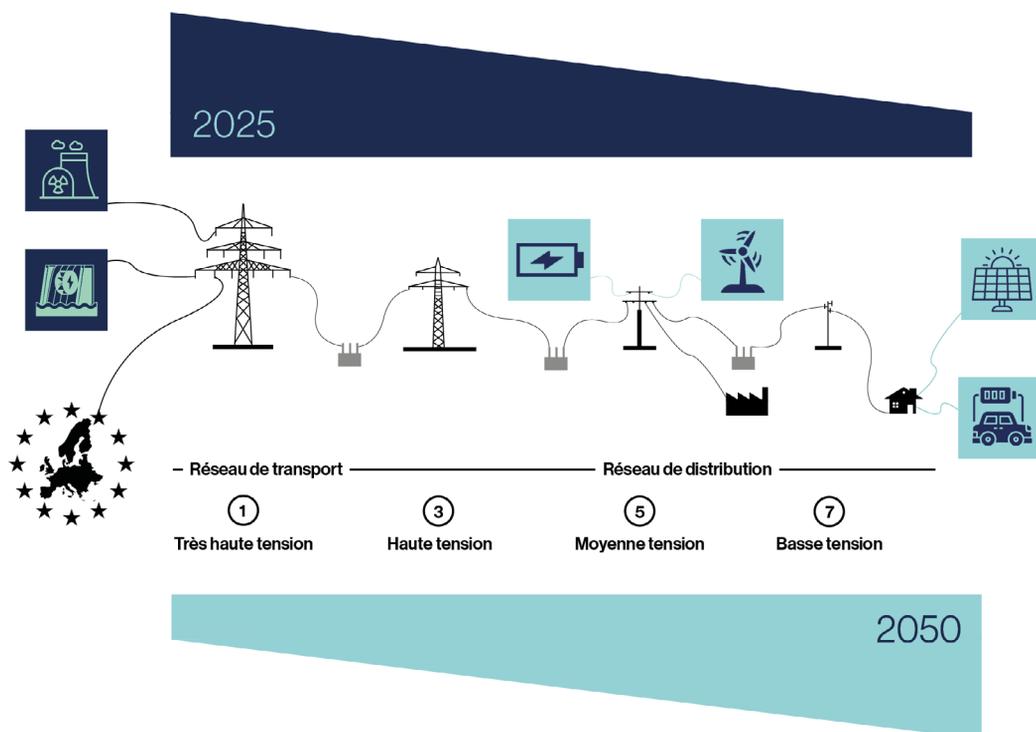


Figure 1. Représente la situation actuelle (à gauche), où l'électricité est essentiellement produite dans de grandes centrales électriques. En 2050 (à droite), la production et le stockage décentralisés d'électricité auront gagné en importance au détriment des grandes centrales électriques. Les sources de production actuelles (bleu foncé) seront donc graduellement remplacées par des sources décentralisées (bleu clair).

Crédits graphiques : thenounproject.com pour les pictogrammes, <https://energie-info.info/energiawende-uebersicht/energietransport/> pour le graphique du réseau.

Enjeux pour les gestionnaires du réseau de distribution

Si l'approvisionnement électrique actuel a connu une croissance organique qui s'est étalée sur les 150 dernières années, les influences mentionnées précédemment, essentiellement externes, conduisent aujourd'hui à des changements majeurs sur l'ensemble du système. Les informations et les procédures usuelles perdent en importance tandis qu'il faut en acquérir de nouvelles et les mettre en œuvre. Cela représente un effort considérable pour les GRD, qui doivent s'approprier les connaissances relatives aux exigences, aux évolutions du marché et aux tendances technologiques à l'interne ou acheter une prestation. L'ensemble de l'organisation est concerné, équipes dirigeantes comme employé-e-s, au même titre que la chaîne de valeur dans son intégralité, depuis les fournisseurs en passant par les prestataires de services et jusqu'aux client-e-s.

Avec ses 556 GRD, la Suisse affiche un très grand nombre d'entreprises en comparaison européenne (figure 2, grille 1). Environ deux tiers des GRD suisses assurent la desserte d'une zone de moins de 5 000 habitant-e-s. Près de 120 d'entre eux

desservent entre 5 000 et 30 000 habitant-e-s et 35 seulement couvrent une zone de plus de 30 000 habitant-e-s. En d'autres termes, 72 % des GRD assurent la desserte de 8 % de la population alors qu'ils sont 6 % seulement pour desservir 75 % de la population (grille 2). Pour les besoins de l'étude, une classification des GRD selon leur taille (petite, moyenne, grande) apparaît donc judicieuse.

Au regard des coûts et de la fiabilité opérationnelle, le système de milice fréquent auprès des petits GRD a fait ses preuves pendant de nombreuses années [2]. En raison des mutations au sein du système énergétique et des incertitudes qui les accompagnent, les GRD de petite et moyenne tailles qui ont conclu des contrats d'approvisionnement intégral sont mis à mal par la hausse du supplément-risque. Les grands GRD et les exploitants de centrale avec un accès direct au marché ont constitué des équipes spécialisées et maintenu leurs coûts à des niveaux inférieurs.

La charge pour les GRD croît également en raison de l'évolution, sur tous les plans, des exigences en matière de gestion.

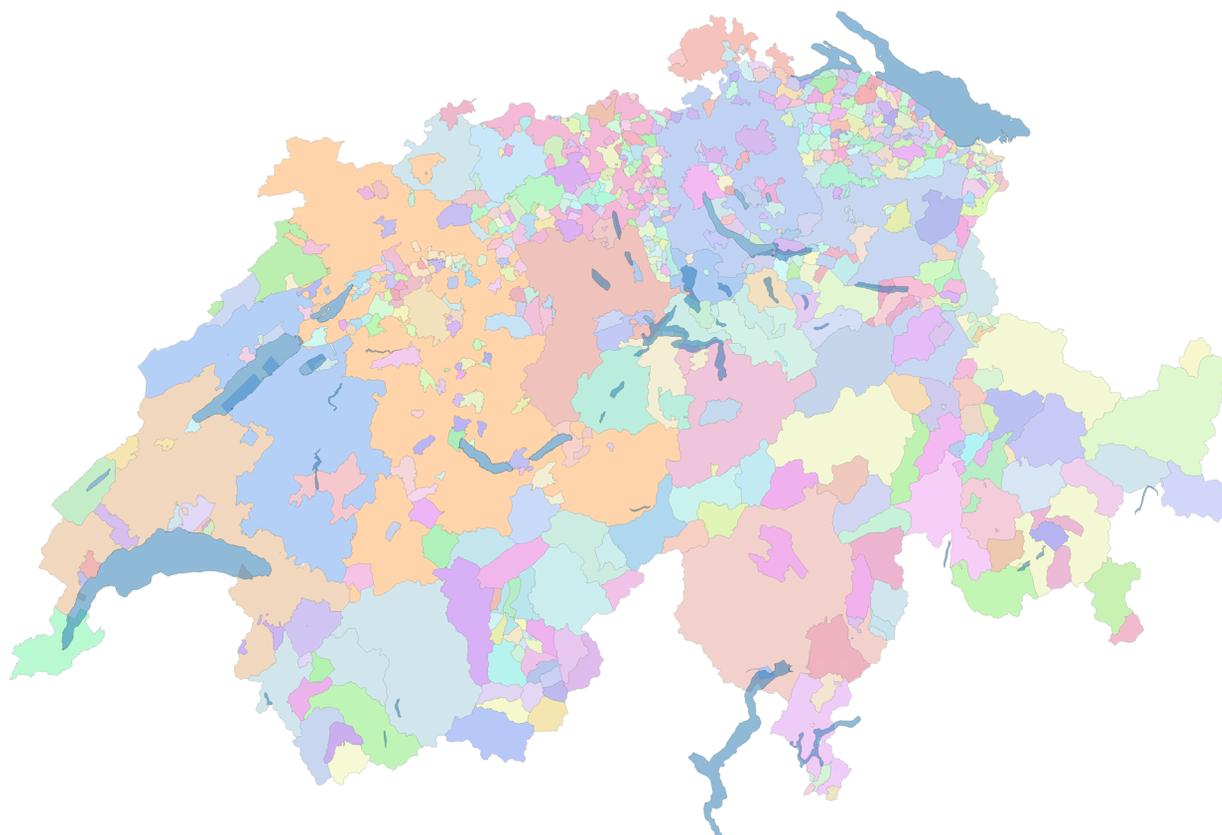


Figure 2. Les zones de desserte de chacun des gestionnaires du réseau de distribution (représentées de différentes couleurs) varient fortement en termes de superficie, de niveau d'urbanisation, de topologie (entreprises de distribution exclusivement ou également de production) et de clientèle. Crédits graphiques : www.swisseldex.ch

Fluidifier les échanges d'informations entre les parties impliquées devient un impératif pour suivre les derniers développements en matière de technologie, de financement et de réglementation ; en effet, des informations obsolètes compromettent les décisions et peuvent être la source de coûts supplémentaires et de problèmes d'approvisionnement. « Le problème le plus pressant de la transition énergétique est donc celui de la transition organisationnelle », assure Dominic Isenschmid d'IB Murten.

De nouveaux rôles se dessineront au sein du paysage de l'approvisionnement énergétique. La question de savoir si et comment les GRD les intégreront à leur structure dépend de nombreux facteurs tels que la libéralisation et la qualification des personnels. On constate toutefois déjà que les GRD ont tout à gagner à prendre un rôle actif dans la conception du réseau de distribution de demain et à accueillir le changement tout en se penchant sur les nouvelles thématiques.

Pays	Nombre d'habitant-e-s	Nombre de GRD	Nombre moyen d'habitant-e-s par GRD
Suisse	8'800'000	556	16'000
Belgique	11'700'000	16	731'000
Allemagne	84'400'000	883	96'000
France	68'100'000	144	473'000
Italie	58'900'000	128	460'000
Autriche	9'100'000	126	72'000
Slovénie	2'100'000	1	2'100'000

Grille 1 : Nombre d'habitant-e-s (situation au 31.12.2022, arrondi à 100 000) [3] et de GRD [4] dans les pays sélectionnés ainsi que le nombre moyen d'habitant-e-s desservi-e-s par chaque GRD dans les pays sélectionnés (arrondi à 1 000).

	Nombre de gestionnaires du réseau de distribution	Part de gestionnaires du réseau de distribution	Habitant-e-s dans la zone desservie	Part des habitant-e-s
Petite	400	72%	700'308	8%
Moyenne	121	22%	1'440'881	17%
Grande	35	6%	6'464'844	75%
Total	556	100%	8'606'033	100%

Grille 2 : Nombre et distribution des GRD suisses par nombre d'habitant-e-s des communes respectives [5, 6].

Enquête d'opinion auprès des gestionnaires du réseau suisse

Afin de clarifier le paysage des GRD en Suisse et mieux comprendre leur situation actuelle, ces derniers ont été invités à participer à une enquête qui constitue la base de ce chapitre. Les réponses à ce sondage en ligne ont été fournies par 50 GRD de petite taille, 31 moyens et 14 grands, soit près de 20 % des GRD en Suisse.

Elles ne permettent pas de réaliser une évaluation quantitative, car certaines questions restent en suspens. Les réponses données étaient ainsi très diverses et parfois en contradiction avec les études scientifiques [7-9]. Mais même de telles déclarations doivent être consignées ; en revanche, force est de constater que l'étude renvoie alors à des publications ouvrant une autre perspective. Ce chapitre se propose d'aborder les défis et les opportunités que les GRD identifient dans leur mission sur un marché en partie réglementé et en partie dérégulé. Il entend brosser un tableau de la situation et donner un cadre aux perspectives subjectives des GRD.

Situation initiale

Comme déjà esquissé en introduction, le rôle des GRD évoluera en raison de la Stratégie énergétique 2050 et des mesures qui en découlent. Mais notre époque est aussi marquée par des changements technologiques majeurs. La conjugaison d'un contexte mouvant, de nouvelles technologies et d'un délaissement de la production centralisée entraîne des bouleversements profonds qui affectent non seulement le réseau lui-même, mais aussi les modèles économiques. En outre, les projets de numérisation soulèvent souvent des questions liées à la structure de l'organisation. Synonymes d'opportunités pour les GRD, les mutations actuelles représentent aussi des défis de taille.

D'une manière générale, beaucoup de réponses laissent percevoir une incertitude quant à l'avenir. Celle-ci n'est pas le résultat d'un manque de connaissances ou d'informations erronées, mais plutôt l'expression des mutations technologiques à l'œuvre. Cette incertitude n'est pas, en tant que telle, propre à un domaine d'activité, mais touche l'ensemble des secteurs et des branches qui font face à des changements structurels majeurs.

Opportunités

Les réponses à la question sur les opportunités probables offertes par les changements actuels se sont articulées autour de deux grands volets qui constituent certes un tout, mais se

doivent d'être examinées séparément. L'un des volets concernait la numérisation des réseaux qui ouvre de nouvelles voies aux GRD, tandis que l'autre portait sur l'émergence de nouveaux secteurs d'activité grâce à la numérisation.

La numérisation des

réseaux électriques offre la possibilité d'utiliser l'énergie là où elle est générée. Grâce aux technologies numériques, les réseaux électriques peuvent donc être conçus pour être plus intelligents.

« La numérisation peut faciliter le pilotage des réseaux jusqu'au niveau le plus bas, à savoir en consommant l'énergie là où elle est produite, par exemple dans le quartier. Une partie des extensions de réseau peut ainsi être évitée. »

Les puissances de calcul en nette augmentation et la disponibilité croissante de grands volumes de données ont contribué à faire chuter les coûts liés aux applications d'intelligence artificielle (IA). À l'avenir, l'IA permettra d'automatiser des processus jusqu'alors pilotés manuellement.

De plus, les modèles météorologiques basés sur l'IA permettent d'établir des prévisions plus précises et donc de mieux anticiper les volumes d'électricité que les sources d'énergie décentralisées fourniront. Les compteurs intelligents, qui constituent l'interface avec les consommateurs, livrent des données à partir desquelles il est possible d'établir des profils d'utilisation, ce qui du même coup donne les moyens de piloter activement l'offre et la demande.

« Les compteurs intelligents génèrent des données qui présentent un intérêt capital pour le développement, la supervision, le contrôle et la régulation du réseau. »

« Il est possible de synchroniser l'offre et la consommation. La volatilité de l'injection décentralisée peut donc être utilisée de manière optimale. »

Les GRD voient en une gestion de la charge améliorée une autre opportunité. Grâce à des données d'utilisation de meilleure qualité, affinées, il devient également envisageable de développer le réseau électrique de façon plus ciblée.

En plus d'offrir des opportunités technologiques, les bouleversements actuels ouvrent également la voie à de **nouveaux secteurs d'activité**, par exemple dans le couplage sectoriel, qui décrit la convergence des domaines de l'électricité, de la chaleur et des transports. L'intégration des client·e·s en bout de chaîne à des plateformes numériques dans le but de contrôler les charges, d'exploiter les flexibilités, de favoriser le couplage sectoriel et d'offrir des services à valeur ajoutée est

donc amenée à devenir une technologie clé, à la campagne comme en ville.

« La numérisation est un sésame vers de nouvelles opportunités commerciales. Par exemple dans les domaines des services de mesure et de facturation. [...] Les portails clients permettent un guichet en ligne accessible 24 h/24, 365 jours par an. »

Cependant, certains gestionnaires de réseau doutent que de larges pans de la population soient disposés à partager des données d'utilisation avec les GRD. Dans le même temps, l'enquête met en évidence le fait que le couplage sectoriel constitue un obstacle technologique plus complexe pour les petites et moyennes structures que pour les GRD de grande taille.

Face à ces opportunités, des défis majeurs pèsent dans la balance.

Enjeux

Les GRD qui ont participé à l'enquête jugent que les principaux enjeux portent sur les besoins d'investissement, les pénuries de personnel qualifié, la numérisation et la sécurité de l'approvisionnement.

Les réponses à la question des enjeux liés à la Stratégie énergétique 2050 qui évoquent les **besoins d'investissements significatifs** proviennent plutôt des GRD de grande taille que des structures de taille petite et moyenne. D'une manière

« La question de savoir si, au bout du compte, la société est prête à supporter des coûts plus élevés risque bien de constituer un autre enjeu. »

générale, on relèvera qu'indépendamment de leur taille, les gestionnaires de réseau sur le marché réglementé ont

la possibilité d'imputer les investissements destinés à assurer la sécurité, la performance et l'efficacité du réseau aux coûts de réseau. Dans certaines conditions, cela vaut également pour les investissements concernant des réseaux intelligents [10].

Les GRD qui ont évoqué la question des investissements craignent que l'intégration au réseau de distribution des énergies renouvelables et décentralisées nécessite des dépenses plus importantes à l'avenir, entraînant une hausse de la charge financière pour l'entretien et le développement des réseaux électriques. Par ricochet, les frais d'utilisation du réseau augmenteraient également pour les client-e-s en bout de chaîne. Par ailleurs, certains GRD craignent qu'une grande partie de ces investissements doivent être consentis avant la fin de vie des infrastructures en place et ne se traduise par des amortissements plus élevés.

« La rapidité de la décarbonation exerce une pression grandissante sur les réseaux de distribution. Avec des cycles d'investissement dans les infrastructures de 40 à 50 ans, nous ne pouvons pas tenir le rythme auquel la transition se met en place. Nous risquons de devoir engager des dépenses importantes pour adapter nos infrastructures avant la fin de leur durée d'utilisation. Par ailleurs, les ressources [...] manquent pour mettre en œuvre les adaptations sur les réseaux de distribution dans les délais. »

Cette déclaration concerne l'obligation légale des GRD de raccorder au réseau les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables [11]. Par ailleurs, la décentralisation grandissante de la production pourra rapidement faire apparaître la nécessité de renforcer et d'adapter les réseaux de distribution. Le renforcement des réseaux, nécessaire pour l'intégration d'une production renouvelable, peut donner lieu à des indemnités dont la demande est à faire auprès du gestionnaire de réseau de transport Swissgrid, dans la mesure où il avait été autorisé préalablement par l'autorité de régulation ElCom [12]. On ne peut toutefois pas exclure que les processus relatifs à l'obtention de ces indemnités ainsi qu'à la mise en œuvre des aménagements du réseau constituent une charge trop lourde pour les GRD, tant sur le plan administratif que des ressources humaines ; c'est du moins ce que la citation laisse entrevoir.

Il existe cependant des projets qui démontrent que les réseaux ne doivent pas tous être aménagés, mais qu'il peut suffire de mieux les contrôler ou éventuellement de les rendre plus intelligents [13].

Les GRD font également face à des questions organisationnelles, amplifiées par les bouleversements à l'œuvre actuellement. Ces questions sont avant tout liées à la pénurie de personnel qualifié et à la nécessité d'assurer le développement et la **préservation des compétences**, ce que la retraite prochaine des générations issues des années de forte natalité ne fait qu'exacerber.

Il est intéressant de constater que la crise des compétences a essentiellement été avancée par les GRD de grande taille. Bien que dans les réponses à notre enquête, aucune mention n'est faite des défis induits par le système de milice, on peut néanmoins considérer que les GRD opérant dans ce contexte sont également confrontés à des difficultés similaires. En effet, le système de milice se trouvera en

« En définitive, la crise des compétences, les tensions pesant sur les ressources (par exemple [en ce qui concerne] la pose d'installations photovoltaïques) et la nécessité de pérenniser les savoir-faire métiers dans la perspective des départs en retraite des baby-boomers sont autant de défis à relever. »

situation délicate non seulement en ce qui concerne l'achat d'énergie, mais aussi du fait de l'évolution des exigences en matière de gestion. Les efforts à fournir pour suivre les derniers développements, à tous les niveaux, vont bien au-delà des ressources humaines dont disposent bon nombre de GRD de petite taille – et opérant dans un système de milice. Les GRD basés sur ce type d'organisation bénéficient jusqu'à aujourd'hui d'une proximité forte avec la base de leur clientèle. Pour ces entreprises, la professionnalisation se traduira donc par un éloignement de leur clientèle et par une augmentation probable de leurs frais d'exploitation.

À cela vient s'ajouter la complexité des projets de **numérisation**, qui pour tous les GRD, comme pour n'importe quelle autre entreprise, représentent un défi majeur, car en plus de nécessiter une expertise technique bien spécifique, ils appellent une transformation structurelle et culturelle de l'organisation.

Par ailleurs, la numérisation conduit à des réseaux d'une complexité grandissante ; le maintien de la compatibilité entre différents systèmes et leur interopérabilité ne sont que deux des difficultés qui en découlent. Les exigences en matière de cybersécurité à considérer et à remplir représentent un défi à ne pas sous-estimer, non seulement pour les GRD de petite et moyenne taille, mais aussi pour les grandes structures.

Les déclarations faites au sujet de la **sécurité de l'approvisionnement** font ressortir d'une part l'augmentation de la consommation d'énergie et d'autre part la difficulté probable, du fait des énergies renouvelables, à assurer la sécurité de l'approvisionnement au cours des mois de faible ensoleillement, en hiver :

« La préoccupation la plus aiguë concerne certainement la sécurité de l'approvisionnement. Avec la stratégie visant à démanteler les centrales nucléaires et à les remplacer par des installations de production décentralisées basées sur les énergies renouvelables (principalement par le photovoltaïque et l'éolien), il sera difficile de préserver la sécurité de l'approvisionnement, notamment en raison de la volatilité de la production, de la nécessité de stockage (surtout lors du passage de l'été à l'hiver) et des installations annexes de substitution pour produire lorsque l'ensoleillement ou le vent sont insuffisants. Dans sa globalité, le système deviendra plus complexe, plus vulnérable et plus coûteux. »

De la même façon, la capacité des sources d'énergie renouvelable à couvrir la charge de base et les besoins futurs d'énergie en ruban apparaît incertaine. Il faudrait alors compenser une production insuffisante par des stockages saisonniers ou des importations d'électricité. Le recours éventuel à des importations risquerait de compromettre la sécurité de l'approvisionnement, une préoccupation majeure pour les GRD à l'heure actuelle. Toutefois, on ignore encore dans quelle mesure l'approvisionnement énergétique de demain devra recourir à l'énergie en ruban, une question qui est encore l'objet de discussions entre les scientifiques [13].

D'autre part, il existe des GRD qui adhèrent à l'orientation générale, mais attendent des instances politiques qu'elles veillent à ne pas dresser d'obstacles supplémentaires.

« Il ne fait aucun doute que l'orientation suivie par la stratégie énergétique est la bonne, mais il est primordial que de nouvelles contraintes réglementaires ne viennent pas en compliquer la mise en œuvre. Les responsables politiques doivent créer des conditions qui nous permettent de continuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement, et non qui nous en empêchent. »

« [La] mise en œuvre ne [mène] nulle part. Parce que la stratégie énergétique est une stratégie d'importation : les installations photovoltaïques sont d'une utilité très réduite, voire nulle en hiver. Il faut pouvoir disposer d'une source d'énergie qui génère durablement de l'énergie en ruban, par exemple le nucléaire, la géothermie ou autre chose. »

Des solutions à l'horizon

Il n'est guère surprenant que la transition donne l'impression d'être particulièrement complexe, surtout aux GRD de petite taille. Comme l'enquête a pu le montrer, ils redoutent d'avoir à investir lourdement dans les infrastructures et ne sont pas convaincus de leur capacité future à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Un contexte qui évolue et les nouvelles technologies offrent une multitude d'opportunités. La baisse des prix sur les solutions de stockage en font une solution intéressante pour les GRD. Il peut s'agir de batteries de réseau, mais aussi de véhicules électriques avec charge bidirectionnelle et, plus largement, de miniréseaux. Toutes ces solutions de stockage ont en commun d'accroître la stabilité du réseau grâce aux réserves et à la flexibilité qu'elles offrent aux GRD, sans nécessiter d'investissements majeurs sur le réseau de distribution. Elles simplifient l'intégration au réseau de sources d'énergie décentralisées et transforment un défi en opportunité.

À Walenstadt (SG), le service des eaux et de l'électricité **WEW** opère une batterie avec capacité de démarrage autonome et qui, grâce à l'énergie hydraulique et solaire, fait de la zone de desserte un réseau capable de fonctionner en îlot. Cette flexibilité est commercialisée à profit sur les marchés de l'énergie.



Le projet **V2X Suisse** table sur le fait que les voitures particulières restent en stationnement jusqu'à 23 heures par jour. Dans ce projet, les véhicules de la flotte Mobility se transforment en batteries nomades pouvant être regroupées pour former un stockage d'énergie de grande taille. Les voitures électriques peuvent ainsi être utilisées pour stabiliser les réseaux électriques.

À **Lugaggia** (TI), une communauté d'autoconsommation solaire a été créée, avec pour objectif de prélever le moins d'électricité possible sur le réseau et de maximiser l'autoconsommation dans le quartier.



Les GRD peuvent élargir leur offre de manière attrayante en ne se limitant pas seulement à fournir de l'électricité et à en acheter de plus en plus à des producteurs décentralisés, mais en couplant plusieurs secteurs. Une imbrication des réseaux d'électricité et de chaleur se met en place à de nombreux endroits. En effet, stocker l'électricité photovoltaïque non consommée sous forme d'eau chaude correspond aux standards technologiques actuels pour les maisons individuelles. L'importance grandissante des réseaux de réfrigération

renforce encore cette tendance au couplage des réseaux. Cependant, seules des zones densément peuplées peuvent aujourd'hui, comme dans un avenir proche, assurer la rentabilité de ce type de réseaux électricité/chaleur/froid. Les GRD implantés en milieu urbain bénéficient donc sur ce plan d'un avantage concurrentiel qui leur offre une flexibilité maximale en tant que fournisseurs d'électricité, de chaleur, de froid, d'Internet, et d'électromobilité. Mais, même dans les régions faiblement peuplées, la mobilité électrique et la cogénération contribueront à préserver la stabilité du réseau. Pour les GRD opérant dans des zones rurales, le couplage sectoriel a lieu au niveau de cellules de petite taille, au sein d'un bâtiment par exemple.



Approche clé pour piloter la transition énergétique, le couplage sectoriel est au cœur de la démarche du **Hub Energie Buttisholz** (LU) qui s'en sert pour assurer un approvisionnement énergétique efficace et durable grâce à un maillage intelligent et au recours aux énergies renouvelables.

Tant les solutions de stockage que le couplage sectoriel ouvrent la voie à de nouveaux modèles d'affaires pour les GRD. Ils peuvent jouer un rôle plus actif au sein du système énergétique en ne se limitant pas à la fourniture d'électricité et en proposant également des services. Par ailleurs, les GRD peuvent également opérer comme agrégateurs, bénéficier des sources d'énergie décentralisées et agir sur les pics de demande avec une tarification attrayante et flexible. Dans le cœur de métier des GRD, il peut être intéressant de se tourner vers un modèle d'affaires Energy-as-a-Service.



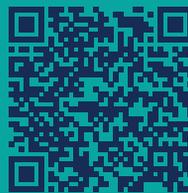
L'Azienda Multiservizi Bellinzona AMB (TI) propose un nouveau modèle de tarification basé sur des plages horaires changeant quotidiennement d'après des facteurs tels que précipitations, température, autoproduction et consommation.

Le **Groupe E** à Granges-Paccot (FR) offre à sa clientèle une tarification dynamique qui est ajustée tous les quarts d'heure en fonction de la charge prévue sur le réseau.



Les plateformes de données numériques sont un élément essentiel pour exploiter ces opportunités. Elles regroupent les client·e·s en bout de chaîne et permettent de superviser, de contrôler et de prédire la production et la consommation en temps réel. Cela nécessite néanmoins un système largement numérisé, des compétences dans les technologies de l'information et de la communication ainsi que dans l'analyse de données, de même qu'une compréhension élémentaire de la sécurité des données et de la cybersécurité au sens large. Les effets d'échelles ont un impact positif sur les plateformes numériques. Il est donc tout à fait concevable qu'un seul fournisseur, éventuellement issu d'un autre secteur que celui de l'énergie, parvienne à s'imposer et propose une sélection de produits régionaux aux GRD. Un tel scénario rencontrera

certainement la faveur des petits GRD aux ressources limitées.



Le projet **SoloGrid**, réalisé à Riedholz (SO), a misé sur l'intelligence artificielle pour examiner le flux énergétique dans un réseau de distribution électrique et son optimisation, avec pour objectif d'éviter une extension du réseau.

Zaphiro Technologies développe et commercialise des technologies et des plateformes dont le but est de superviser, d'analyser et d'optimiser la consommation d'énergie au sein des entreprises et des organisations.



Les GRD ont donc la possibilité, grâce au couplage sectoriel ou à l'élargissement de leurs services de dynamiser la croissance de leurs activités dans leur zone territoriale. Mais il faudra toutefois s'attendre à une concurrence suprarégionale, en particulier dans le domaine des prestations de services. Dans l'éventualité où le système de milice se trouverait sous pression, une consolidation entre voisins serait une solution envisageable pour les petits GRD.

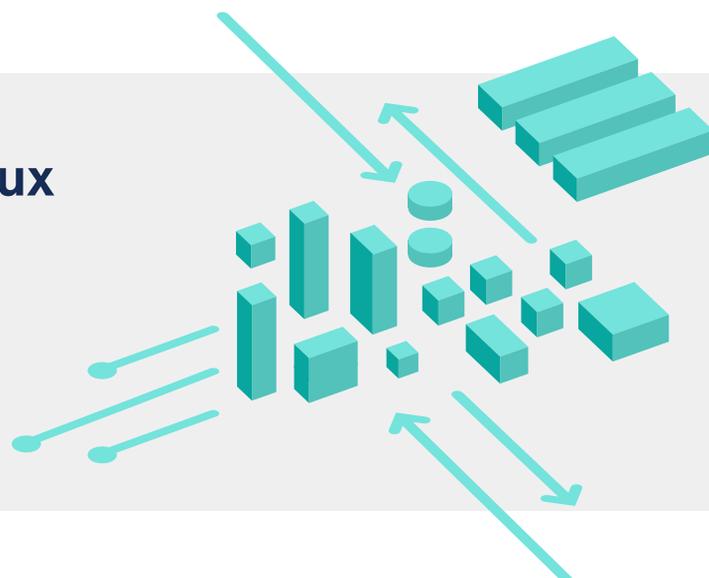
La variété des GRD en Suisse ne permet pas une solution unique qui convient à tous les cas de figure. On peut presque parler d'une singularité propre à chaque GRD, tant en termes d'organisation, de points forts que de passif. Certains auront avantage à étendre l'existant, alors que pour d'autres une réorientation ou la recherche de partenaires sera plus pertinente. Une participation plus importante au marché de l'électricité peut devenir un nouveau modèle d'affaires, mais dans les zones urbaines et les agglomérations, le développement du couplage sectoriel semble incontournable.

Pour relever les défis et tirer parti des opportunités à venir, les GRD devront intervenir à plusieurs niveaux. Il sera d'une part primordial de suivre l'évolution technologique. Des études telles que le Technology Outlook réalisé par la SATW [14] ou les résultats du programme de financement Swiss Energy Research for the Energy Transition de l'Office fédéral de l'énergie OFEN [15] s'y prêtent parfaitement, car elles sont librement accessibles sur Internet et apportent un éclairage sur les tendances actuelles. Aujourd'hui déjà, des projets phares et des concepts préfigurent les voies qui pourront être empruntées à l'avenir. Quelles sont celles qui présentent une pertinence particulière ou qui seraient parfaitement adaptées à une entreprise donnée ? Ces questions doivent recevoir l'attention grandissante des GRD. Par ailleurs, il faudra tenir compte du développement organisationnel à l'interne pour définir l'orientation stratégique. Pour cela, des approches telles que le modèle Three Horizons [16] peuvent aider les GRD à trouver l'équilibre entre l'optimisation du cœur de métier actuel et l'exploration d'idées nouvelles. Compte tenu des ressources limitées, collaborer avec des associations sectorielles telles qu'Electrosuisse et l'Association des entreprises électriques suisses AES est une solution intéressante. Les expertes et les experts voient la clé d'une transition optimale dans le fait de penser en systèmes qui dépassent les missions, les fonctions et les responsabilités actuelles.

Glossaire : les technologies de la transition énergétique

Ce chapitre s'attache à fournir une description des technologies et des développements futurs susceptibles de concerner principalement les GRD de petite et moyenne taille. À la fois inspiration et boîte à outils, ces descriptions entendent donner les moyens d'opérer de manière performante au sein du système énergétique de demain. Ce glossaire a vu le jour dans le cadre d'une veille informationnelle [17–31].

Logiciels destinés aux réseaux numériques et aux protocoles de communication



Le terme intelligence artificielle (IA) désigne des systèmes techniques capables d'automatiser des activités nécessitant la pensée humaine. Les systèmes d'intelligence artificielle se caractérisent par leur capacité à apprendre et à exploiter des informations incomplètes ou basées sur des probabilités. Un des champs d'application de l'intelligence artificielle réside dans l'analyse de grands volumes de données afin d'identifier des schémas récurrents.

Aujourd'hui, l'approche la plus répandue dans le domaine très vaste de l'IA est l'apprentissage automatique (machine learning), qui permet aux machines de reconnaître de manière autonome des corrélations entre les données et d'en tirer des déductions. Les systèmes basés sur l'apprentissage automatique se passent donc d'une programmation explicite. Les systèmes de ce type utilisent les données pour apprendre et ne cessent donc d'améliorer leur capacité à résoudre des problèmes.

Lorsque les objets physiques d'un système énergétique tel que les centrales électriques, les sources d'énergie décentralisées, les bâtiments intelligents et les véhicules électriques sont interconnectés au sein d'un réseau, se forme alors un Internet des objets (en anglais Internet of Things, IoT) : il devient possible de collecter des informations, de les échanger entre les objets et d'exécuter des actions. L'IoT génère des quantités de données considérables (en anglais big data). Afin de les

analyser pour en créer de la valeur, il faut avoir recours à des procédés parmi lesquels figurent également certaines applications d'IA. Dans le même temps, ces données peuvent être utilisées pour entraîner et améliorer des systèmes d'IA en place.

Par principe, la numérisation offre aux GRD les opportunités précédemment évoquées : une gestion plus efficace, plus flexible et basée sur les données qui pourra permettre de réduire les investissements consacrés aux infrastructures et susceptible de se traduire par une réduction des tarifs pour les fournisseurs et les client·e·s. La séparation comptable et informationnelle de ces activités par rapport à l'exploitation du réseau devra cependant être prise en compte. Il sera également primordial que les GRD, quelle que soit leur taille, forment (ou fassent former) leurs collaborateur·rice·s quant à la gestion et à l'utilisation de systèmes et d'infrastructures numériques. C'est là la seule approche permettant d'exploiter tout le potentiel de la numérisation et des équipes.

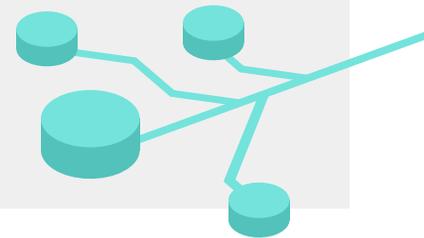
Matériel informatique destiné aux réseaux numériques et aux protocoles de communication



La numérisation du système énergétique repose à la fois sur des solutions logicielles et sur de nouveaux composants matériels intelligents qui rendent le réseau plus dynamique et mieux pilotable. Parmi ceux-ci figurent par exemple les systèmes de gestion domestique, les compteurs intelligents, l'automatisation du bâtiment et les interfaces numériques de même que des mises à niveau sur les transformateurs de réseau local avec changeurs de prises. Ces composants permettent d'automatiser le pilotage, d'affiner la supervision de la consommation d'énergie ainsi que d'intégrer des systèmes avec une plus grande flexibilité tout en offrant aux occupant·e·s un moyen simple de suivre leur consommation en temps réel.

Les composants matériels apportent de nombreux avantages, pour les GRD comme au niveau du réseau. La consommation et la production d'énergie font ainsi l'objet de prédictions plus précises, ce qui permet de piloter la demande et de lisser les pics de charge. Le risque de saturation du réseau et la nécessité d'effectuer des investissements lourds sur l'infrastructure réseau s'en trouvent amoindris. Les systèmes de gestion domestique simplifient l'intégration de sources décentralisées d'énergie renouvelable en ajustant consommation, disponibilité et état du réseau. L'interconnexion via les interfaces numériques permet de détecter plus rapidement les problèmes et les incidents sur le réseau et donc de planifier et de conduire les activités de maintenance ou de réparation plus efficacement, ce qui du même coup accroît la fiabilité du réseau.

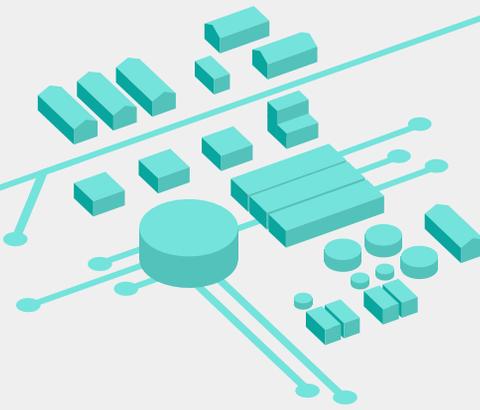
Batteries



Les technologies de stockage par batterie destinées à compenser les fluctuations de production des énergies renouvelables et à offrir différents services pour le réseau électrique se classent en deux types, qui se distinguent par leurs capacités de stockage, leur durée de vie et leurs points de raccordement dans le système énergétique. Les systèmes de stockage d'énergie installés chez les client·e·s en bout de chaîne sont raccordés en aval du compteur (behind-the-meter), côté client. En règle générale, ces batteries se trouvent sur des terrains résidentiels, commerciaux ou industriels. Elles stockent l'électricité produite sur place par des panneaux solaires, des centrales de cogénération ou d'autres sources d'énergie renouvelable lorsque celle-ci n'est pas utilisée immédiatement. La capacité de ces batteries est généralement de l'ordre de quelques kilowattheures pour les bâtiments résidentiels, alors qu'elle peut être de plusieurs centaines voire milliers de mégawattheures pour les bâtiments commerciaux et industriels. Les batteries à grande échelle au sein d'un réseau de distribution (également appelées grid scales batteries, batteries d'alimentation ou batteries de réseau) ont une capacité qui atteint plusieurs mégawattheures, voire gigawattheures ; il s'agit de systèmes de stockage de l'énergie à grande échelle, mis en place et exploités par des fournisseurs d'électricité et des entreprises du secteur de l'énergie. Contrairement aux batteries mentionnées précédemment et situées après le compteur, les batteries utilisées dans l'approvisionnement sont en général localisées sur des sites clés présentant un intérêt stratégique au sein de l'infrastructure du réseau électrique.

À la faveur de prix d'achat en baisse et de durées de vie plus longues, les systèmes de stockage par batterie revêtent une importance économique grandissante. Au-delà de ces applications, les systèmes de stockage par batterie peuvent occuper différents rôles dans le contexte d'un réseau électrique : ils peuvent être utilisés pour parvenir à une flexibilité utile au réseau, au marché ou au système. Alors que la flexibilité utile au réseau vise principalement à soutenir les besoins immédiats sur celui-ci (régulation de la fréquence, maintien de la tension ou équilibrage du réseau), la flexibilité utile au marché implique la participation active aux marchés de l'électricité afin d'optimiser la performance économique. La flexibilité utile au système joue un rôle plus large en contribuant à la fiabilité, à la durabilité

Batteries



ainsi qu'à la robustesse du système énergétique dans sa globalité. Dans ce dernier cas, les batteries sont souvent utilisées de manière stratégique pour apporter des solutions à des problèmes spécifiques dans le système énergétique. Il peut par exemple s'agir de lisser les pics de production d'électricité à partir de sources renouvelables dans le but de retarder une extension de l'infrastructure du réseau ou, plus généralement, d'améliorer la fiabilité et la résilience de l'approvisionnement énergétique. Les systèmes de stockage par batterie peuvent être conçus et exploités pour fournir une ou plusieurs de ces flexibilités, en fonction de leur configuration et des exigences spécifiques du réseau et du marché.

Des solutions de stockage de l'énergie comme les batteries lithium-ion ou les supercondensateurs peuvent servir à effectuer des recharges ou des décharges d'énergie sur de courtes durées, leurs capacités oscillant généralement entre quelques minutes et quelques heures. L'équilibrage du réseau, l'intégration d'énergies renouvelables ou un déplacement de charge nécessitent l'utilisation de solutions telles que les batteries à flux ou les batteries au plomb modernes offrant une capacité allant de plusieurs heures jusqu'à une demi-journée.

Les batteries deviennent de plus en plus abordables, au point que même les particuliers, notamment les ménages disposant d'équipements photovoltaïques, en installent toujours plus souvent afin de maximiser leur autoconsommation [29, 30]. Les GRD utilisent des batteries de taille moyenne pour éviter des extensions du réseau. En dépit d'une baisse frappante du prix des batteries ces dernières années, cette solution reste parmi les plus coûteuses. Pour maximiser l'impact, il est crucial de poursuivre la baisse des coûts des batteries et de déployer des solutions de stockage appropriées à toutes les sources d'énergie variables.

Les batteries sont une alternative nouvelle, et peuvent générer et stocker de l'électricité ou la consommer. Les batteries peuvent certes fournir des services auxiliaires tels que le réglage secondaire pour pallier des variations de fréquence, mais cette intervention est impossible au niveau réglementé des fournisseurs d'énergie. Il convient donc de créer des incitations pour leur action dans le système, afin que les acteurs comme le système puissent en tirer le meilleur bénéfice possible. Le contexte réglementaire doit être ajusté de telle sorte que les batteries puissent fournir des services-système.

Cela représenterait une nouvelle source de revenus pour les propriétaires de batteries et encouragerait une utilisation plus généralisée.

La portée des batteries en aval du compteur pour les GRD reste plutôt faible, notamment parce que leur utilisation peut être contrôlée avant tout par des tarifications intéressantes et qu'à l'avenir la capacité des véhicules électriques risque bien de dépasser largement celle des unités de stockage stationnaire. En revanche, la portée des batteries à l'échelle du réseau est significative pour les GRD, car elles offrent la possibilité d'une grande flexibilité de même que de nouvelles prestations telles que la compensation de puissance réactive et le démarrage autonome. Cela toutefois à la seule condition que les batteries puissent être consultées et pilotées en temps réel au moyen d'un système de gestion de l'énergie et que les GRD disposent des connaissances nécessaires pour intégrer sans discontinuité les batteries à grande échelle dans le réseau de distribution.

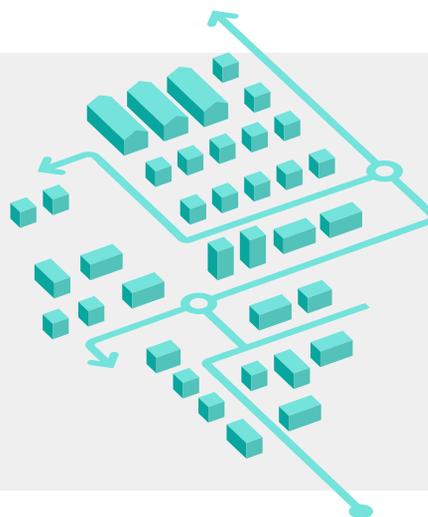
À Ingenbohl (SZ), **MW Storage** exploite une batterie de 20 mégawatts sur le réseau d'EWS/CKW.



Les batteries de petite taille de la société **Sonnen** (4,6 kW) forment un système de stockage intelligent, permettant une alimentation de secours et une autoconsommation optimisée au maximum.



Charge intelligente et bidirectionnelle des véhicules électriques



Les véhicules électriques sont des dispositifs mobiles de stockage d'énergie. Ils nécessitent un grand nombre de bornes de recharge dont l'intégration au réseau électrique représente une prouesse technique. En effet, des bornes nombreuses sont une contrainte pour le réseau, à plus forte raison lorsque celles-ci fonctionnent en même temps. Pour remédier à cette situation, les processus de charge doivent être pilotés et coordonnés. Il faut donc disposer d'une communication fluide et d'un pilotage en temps réel entre les véhicules électriques, les infrastructures de recharge et les gestionnaires de réseau, ce qui implique des protocoles robustes et standardisés. La standardisation est toujours en cours dans le secteur des GRD. Bien qu'il existe des solutions ouvertes, les premiers projets ont toutefois misé sur le protocole standard OCPP. La gestion dynamique des processus de charge deviendra une technologie clé. On signalera également un avantage en milieu urbain où, du fait des trolleybus et des tramways équipés de redresseurs, le courant alternatif est converti en courant continu, ce qui permet le raccordement de bornes de recharge rapide ou d'installations photovoltaïques.

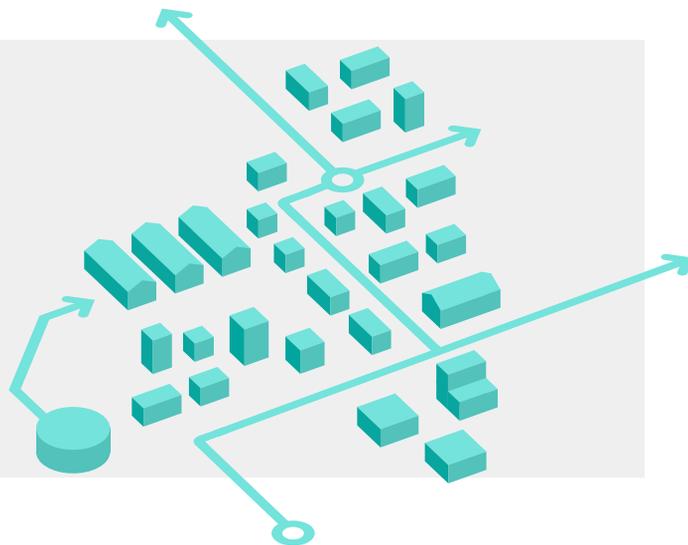
Les technologies Vehicle-to-Grid (V2G, ou véhicule vers le réseau) et Vehicle-to-Home (V2H, ou véhicule vers la maison) ont le potentiel de rendre le système encore plus flexible en réinjectant de l'électricité dans le réseau de distribution ou le réseau domestique. Les batteries des véhicules électriques pourraient ainsi être rechargées au moment le plus opportun, par exemple par de l'énergie solaire en journée sur le lieu de travail, puis déchargées pour lisser les pics de charge. Les opérateur·rice·s d'infrastructures de recharge pourraient les piloter de manière intelligente pour libérer de la capacité de stockage supplémentaire et ajuster par exemple un groupe-bilan. La conversion de courant alternatif en courant continu et inversement dans le cadre de la charge bidirectionnelle entraîne une déperdition d'énergie qui, bien que minime (taux de rendement de l'onduleur de 96 à 98 %) doit être prise en compte dans l'évaluation de l'efficacité énergétique globale du système.

La tendance à une plus grande électrification des transports augmentera le flux d'énergie sur les réseaux de distribution. Quant à savoir si cela contribuera plus à saturer ou à délester les réseaux, cela dépendra du niveau d'intégration avec

d'autres technologies (infrastructure de communication, flexibilité des tarifs, marchés locaux de l'énergie).

D'une manière générale, les technologies V2G offrent aux GRD des avantages identiques à ceux décrits plus haut : les pics de charge peuvent être lissés grâce à l'énergie stockée, permettant ainsi de stabiliser le réseau de distribution et d'accroître la flexibilité. Les questions relatives à l'influence des cycles supplémentaires sur la durée de vie d'une solution de stockage dans un système bidirectionnel, ainsi que celles portant sur la responsabilité et la garantie sont encore en suspens, car l'état des connaissances actuelles ne permet pas d'apporter de réponse claire. S'ils souhaitent tirer parti de ces avantages, les GRD doivent disposer des connaissances en matière d'analyse de données afin de pouvoir interpréter les données de consommation des client·e·s et identifier les schémas de charge des batteries à l'échelle du réseau.

Cogénération renouvelable (Power-to-Heat)



La décarbonation du secteur de la chaleur relève de différents aspects regroupés ci-dessous dans un volet technologique. Le terme de cogénération renouvelable désigne le fait d'avoir recours à des énergies renouvelables dans le but de générer de la chaleur utilisable pour les bâtiments ou les processus industriels, par exemple au moyen de pompes à chaleur ou de chaudières électriques. L'électricité est convertie dans un autre vecteur énergétique que l'on peut stocker ou transporter. De cette façon, les accumulateurs de chaleur saisonniers peuvent stocker de l'énergie sous forme de chaleur pendant plusieurs jours voire plusieurs mois et contribuer à équilibrer les fluctuations saisonnières de l'offre et de la demande. Cette approche est surtout bénéfique dans les régions comme la Suisse, où les besoins en chaleur et en froid varient fortement en fonction des saisons. Face à un besoin croissant en refroidissement, il sera intéressant d'examiner la pertinence d'une extension du réseau de chauffage urbain en boucle énergie qui pourrait également être utilisée pour le froid. La cogénération peut par ailleurs contribuer de manière significative à contre-carrer les émissions des secteurs industriels les plus difficiles à décarboner : la chimie et l'acier. On y utilise aujourd'hui des combustibles fossiles avant tout pour produire de la chaleur ; en basculant vers des fours électriques, des chaudières électriques ou d'autres procédés électrolytiques, l'alternative de la cogénération permet de se servir de l'électricité de manière directe [31].

Dans le système électrique de demain, la cogénération à partir de biomasse (une ressource limitée), la géothermie et les vecteurs énergétiques tels que l'hydrogène (importation nécessaire) peuvent représenter à certains endroits une part importante de l'approvisionnement en électricité et en chaleur au cours du semestre hivernal. La cherté des combustibles neutres en CO₂ entraîne des prix de revient élevés pour la chaleur et l'électricité issues de la cogénération en comparaison des systèmes non couplés comme le photovoltaïque ou les pompes à chaleur.

La cogénération vient en soutien du couplage sectoriel dans la mesure où différentes formes d'énergie sont stockées sur des durées relativement longues. Aujourd'hui déjà, les agrégateurs misent sur la flexibilité des installations de production de chaleur. Un réseau de chauffage urbain, rentable notamment dans les zones à forte densité, représente donc une possibilité

pour les GRD de se diversifier. Les solutions de cogénération ne requièrent pas d'investissements lourds, en matière de technologie comme d'infrastructures. Elles ne nécessitent que des évolutions mineures des rôles des acteur-ric-e-s actuel-le-s, de même que des ajustements modérés du cadre réglementaire. Investir dans des solutions de cogénération telles que des pompes à chaleur destinées à un usage domestique se traduirait par un effet plus important sur la demande et permettrait aux GRD d'optimiser l'exploitation du système.

Les solutions de cogénération dépendent largement de l'exploitation de pompes à chaleur et des grandes chaudières électriques. Ces technologies ont atteint leur niveau de maturité commerciale. À l'avenir, les composants numériques aideront à prédire la consommation, à piloter la charge et à optimiser l'exploitation pour accroître la flexibilité du système énergétique.

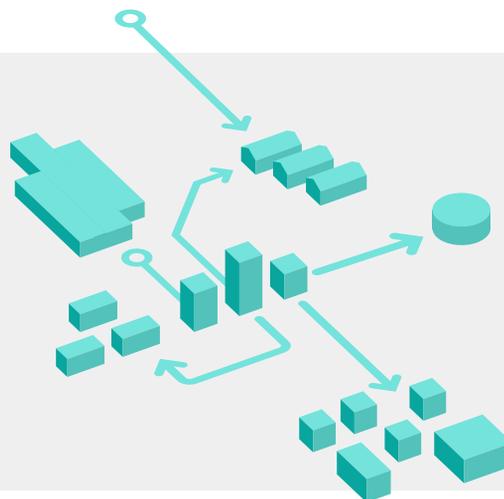
Les GRD peuvent bénéficier de solutions de cogénération en stockant des énergies renouvelables inutilisées sous forme d'eau chaude et en mettant éventuellement cette eau à disposition via un réseau de chauffage urbain. Cela leur permet d'offrir des services-système pour la régulation du réseau, pour autant qu'ils coopèrent de manière efficace avec les opérateur-ric-e-s des installations de chauffage et, si nécessaires avec les agrégateurs.

L'entreprise **Next Kraftwerke GmbH** opère l'une des plus grandes centrales virtuelles d'Europe qui regroupe et connecte plus de 15 000 installations décentralisées ayant recours aux énergies renouvelables, des centrales à accumulation, des centrales de cogénération ainsi que des consommateur-ric-e-s d'électricité dans

les secteurs industriels et commerciaux. Un de leurs piliers consiste à intensifier l'installation de modules de cogénération tels que les chaudières électriques, afin de permettre le stockage de l'électricité inutilisée pour s'en servir ultérieurement.



Miniréseaux indépendants, renouvelables et supportant un démarrage autonome



Un miniréseau est un regroupement local de petits producteurs d'électricité décentralisés et d'unités de stockage d'énergie pour autoconsommation, qui présente l'avantage d'être relativement indépendant par rapport au réseau de distribution environnant. Principaux moteurs de cette tendance : volonté d'autarcie énergétique, autonomie tarifaire et alimentation sans interruption. Les prix de revient sur ce type de site sont toutefois plus élevés, étant donné qu'il faut également absorber les frais liés au stockage et aux fonctions additionnelles telles que l'alimentation de secours.

Un miniréseau raccordé au réseau de distribution peut offrir des solutions de flexibilité, pour autant que la configuration du marché le permette. En période de faible demande interne, les miniréseaux peuvent se connecter au réseau national et y transférer leur énergie puis s'en dissocier en cas de forte demande interne pour répondre à leurs propres besoins. Des capteurs intelligents surveillent l'exploitation afin de basculer automatiquement entre le réseau national et le réseau en îlot. En cas de panne de courant ou d'incident sur le réseau principal, les miniréseaux se déconnectent du réseau principal et passent en mode îlot, ce qui simplifie un démarrage autonome pour le réseau supérieur doté d'une synchronisation appropriée.

Le fonctionnement d'un miniréseau intelligent repose sur des commandes connectées et des techniques de contrôle avancées qui tiennent compte des différentes sources d'énergie, des solutions de stockage ainsi que de la consommation et de la distribution d'énergie. À la base se trouve un système de gestion de l'énergie qui mesure, surveille et pilote la charge électrique pour permettre des performances optimales. L'un des avantages inhérents à ce type de miniréseaux réside dans leur capacité à l'autoréparation : ils détectent immédiatement les incidents ou les écarts au sein du système et sont en mesure d'y réagir pour rétablir eux-mêmes leur bon fonctionnement.

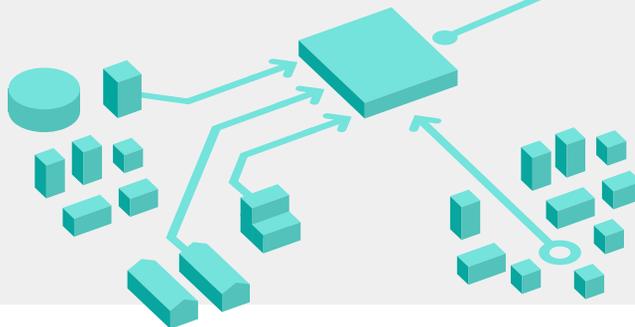
Souvent, ces miniréseaux permettent un échange d'électricité de pair-à-pair entre les participant-e-s. Il s'agit en quelque sorte de bourses en ligne où les consommateur-riche-s et les produc-

teur-riche-s faisant partie du miniréseau négocient l'électricité au prix souhaité. Les excédents d'électricité qui ne peuvent pas être utilisés pour la consommation propre doivent pouvoir être négociés sur le marché de l'électricité moyennant une rémunération appropriée.

L'ajustement de la demande et de la production à l'échelon local d'un miniréseau implique que les opérateur-riche-s disposent d'instruments complexes. Sans pouvoir recourir aux technologies numériques, un miniréseau ne serait pas en mesure de prédire la demande de manière automatique, ni d'ajuster la production, d'optimiser ses réserves, de contrôler la tension et la fréquence, ni encore, le cas échéant, de se connecter au réseau principal ou de s'en dissocier. Plus l'équilibrage des sources est efficace, moins les coûts de production du miniréseau sont élevés et plus les recettes provenant des services additionnels fournis pour le réseau principal sont importantes.

Quand bien même les miniréseaux poursuivent l'objectif de niveaux d'autarcie élevés, les GRD doivent mettre le réseau de distribution à leur disposition afin que l'énergie inutilisée sur le miniréseau puisse être réinjectée ou que les besoins soient couverts en cas de production insuffisante. Le fait de collaborer avec des opérateur-riche-s de miniréseaux donne aux GRD la possibilité d'élargir leurs prestations tout en renforçant leur position au sein du système énergétique. La mise en place de tarifications dynamiques et de systèmes de facturation flexibles peut les y aider.

Agrégateurs



Les agrégateurs réunissent plusieurs sources décentralisées d'énergie au sein d'une même centrale électrique virtuelle, assumant ainsi un rôle nouveau sur le marché de l'électricité ou des services. Un système d'agrégateurs se compose au minimum des éléments suivants : premièrement, les agrégateurs eux-mêmes, qui peuvent être constitués de gestionnaires de réseau, de consommateur-riche-s, de producteur-riche-s, de prosommateur-riche-s ou d'une combinaison de ces profils; deuxièmement, de petits équipements de production décentralisés formant un groupement opéré comme une centrale électrique classique (centrale virtuelle); et troisièmement, un système informatique et de communication destiné au pilotage de la centrale virtuelle et capable d'intégrer des dimensions telles que prévisions météorologiques, tendances de consommation et prix de l'électricité sur le marché pour piloter ses opérations de manière appropriée. Cette approche permet d'encourager l'intégration de sources d'énergie décentralisées.

Les agrégateurs permettent la mise en commun et l'utilisation optimale de différentes sources d'énergie décentralisées, entraînant du même coup une intégration plus grande et une utilisation plus efficace de l'énergie disponible. Les agrégateurs peuvent contribuer à la flexibilité et à la stabilité des réseaux, en stockant l'énergie excédentaire pour les services-système en période de forte demande, par exemple dans des batteries, et en ajustant la production d'électricité aux besoins locaux. Cela permet d'éviter ou de réduire les montants à investir dans les infrastructures pour répondre aux pics de demande. D'autres économies sont également possibles si l'agrégateur assume une gestion active de la charge et participe au marché de l'électricité. À cet égard toutefois, la réglementation doit permettre aux agrégateurs d'évoluer sur le marché de gros de l'électricité et prévoir une rétribution des prestations plus élevée pendant les périodes de forte charge que lorsque celle-ci est faible. Il est indispensable d'investir dans des infrastructures de mesure telles que les compteurs intelligents, dans la communication à large bande et dans l'automatisation des systèmes afin d'optimiser la prédiction des performances des sources d'énergie décentralisées, sans oublier que la législation en vigueur impose de toute façon l'achat de comp-

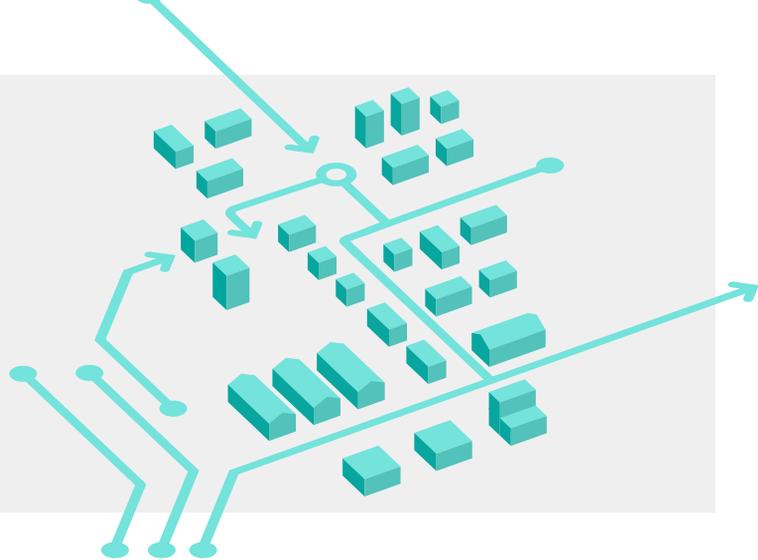
teurs intelligents. La collecte et l'exploitation des données de consommation d'énergie par les agrégateurs peuvent néanmoins susciter des réserves en lien avec la protection des données et la sécurité. La confiance de la clientèle passera par une réponse claire à ces réserves.

Pour les GRD, cela fait émerger de nouveaux modèles d'affaires très intéressants : l'utilisation des sources d'énergie décentralisées dans leur région en tant qu'agrégateur augmente la flexibilité locale au regard de l'équilibrage de charge, réduit la dépendance face aux gestionnaires de réseau de transport et permet de participer activement au marché de l'électricité. Afin de profiter de ces nouveaux modèles d'affaires, les investissements destinés à approfondir les connaissances des infrastructures de mesure et de communication seront essentiels ; les GRD devront également disposer d'une bonne compréhension de la sécurité des données et de la cybersécurité au sens large.



Tiko Energy Solutions a développé une technologie de centrale électrique virtuelle basée sur le cloud qui tient pleinement compte des exigences relatives au réseau électrique et qui, grâce à des interfaces standardisées, peut s'intégrer dans les systèmes les plus courants.

Tarification dynamique et Energy-as-a-Service



La tarification dynamique (ou tarification time-of-use) se distingue par le fait que les signaux de prix varient en fonction de l'heure de la journée et/ou du jour de la semaine et qu'ils dépendent à la fois de la demande et des prix actuels du marché. Ce procédé s'oppose aux tarifications traditionnelles qui prévoient une facturation de l'électricité à un prix constant, quel que soit le moment où elle est consommée.

La tarification dynamique incite les client-e-s à réduire leur consommation pendant les périodes de forte demande ou bien à réinjecter sur le réseau l'électricité qu'ils produisent ou qu'ils ont stockée. De la même manière, tirer parti d'une tarification ciblée par le biais d'incitations pécuniaires permet d'accroître la consommation aux heures où les sources de production fluctuantes génèrent de grandes quantités d'électricité, qu'il s'agisse de chauffer de l'eau ou de charger des batteries. Les tarifs dynamiques facilitent donc la gestion de la charge, augmentent la flexibilité et la fiabilité du système et facilitent l'intégration de sources d'énergie fluctuantes. La consommation ainsi que les profils clients doivent pouvoir faire l'objet de relevés et être disponibles en temps réel. Pour pouvoir être mise en œuvre, une tarification dynamique nécessite impérativement une infrastructure de comptage avancée comprenant des compteurs intelligents, des outils de communication ainsi que des algorithmes de gestion et d'analyse de données. En outre, il est primordial de communiquer de manière claire et transparente sur les conditions ainsi que sur les avantages du nouveau système de tarification avec les client-e-s, afin que les changements de comportement attendus surviennent, que les consommateur-riche-s réalisent des économies et que l'intégration des sources d'énergie décentralisées soit renforcée.

L'installation croissante de sources d'énergie décentralisées et de technologies de stockage, conjuguée à la généralisation des appareils intelligents et de la numérisation, crée un terrain propice pour les offres d'Energy-as-a-Service (EaaS). Elles permettent aux fournisseurs d'énergie de vendre non seulement de l'énergie, mais aussi des services et des prestations de gestion d'énergie, sous forme d'abonnement ou au moyen d'un contrat de prestations. On peut envisager des solutions ayant pour but d'optimiser la consommation côté client-e-s grâce à un

contrôle en temps réel et à une commande à distance de l'optimisation de charge. Cette approche repose sur des tarifications dynamiques et sur la numérisation côté GRD.

Les tarifications dynamiques et les offres EaaS donnent aux GRD la possibilité de définir de nouveaux modèles d'affaires et de générer de nouvelles sources de revenus. Dans le même temps, elles entraînent une intégration plus forte des sources d'énergie décentralisées, ce qui se traduit pour les GRD par une meilleure répartition de la charge, une flexibilité accrue et une baisse des besoins en services-système. Pour s'imposer sur le marché avec de nouveaux modèles, il sera nécessaire d'une part d'accélérer la numérisation du côté de la clientèle et d'autre part de développer une expertise autour des technologies de l'information et de la communication ainsi que dans le domaine de l'analyse de données.

Refonte des services-système et des marchés de capacités

Les services-système désignent des fonctions de support des gestionnaires de réseau telles que la régulation de la fréquence, le contrôle de tension et les réserves de capacité permettant de maintenir la fiabilité, la stabilité et la qualité générale du réseau électrique. Grâce à eux, il est possible de mettre à disposition de l'énergie supplémentaire rapidement pour compenser les pics soudains de demande ou des imprévus tels que des pannes de générateurs.

Les marchés de capacité sont des mécanismes qui garantissent la présence de capacités de production suffisantes pour couvrir la demande future d'électricité. Ces marchés offrent des incitations financières pour maintenir les capacités de production existantes ou pour en mettre de nouvelles en place en vue d'assurer une réserve d'énergie suffisante pour les périodes de pointe ou les incidents d'approvisionnement. À l'avenir, les solutions de stockage ainsi que les sources d'énergie renouvelable décentralisées feront partie des marchés de capacité au même titre que la gestion de la demande.



Développée dans le cadre d'un projet pilote, la plateforme **GB Flex** est capable de prendre automatiquement des décisions d'équilibrage pour le groupe-bilan Valais. Résultat : baisse de l'énergie nécessaire à l'ajustement, utilisation d'une petite flexibilité et meilleure intégration des énergies renouvelables.

Ces deux mécanismes assurent le bon fonctionnement du réseau, même en cas de fluctuations inattendues de l'offre et de la demande et garantissent un approvisionnement continu en électricité tout en soutenant l'intégration des énergies renouvelables et/ou décentralisées. Toutefois, intégrer des sources d'énergie dont la production est variable constitue un enjeu de taille. En effet, il convient de développer de nouvelles structures au sein des marchés qui puissent tenir compte d'exigences évolutives. Les dispositifs de gestion énergétique, incluant les compteurs intelligents et le recours à l'intelligence artificielle pour l'analyse de données et la prédiction de la consommation, de même que la mise en place d'une rémunéra-

tion transparente et incitative pour encourager l'installation de nouveaux équipements, constituent des leviers de cette intégration.

La flexibilité offerte par les nouvelles sources d'énergie peut profiter aux GRD qui se positionneront comme agrégateurs de sources d'énergie décentralisées pour les négocier sur le marché de capacité, pour autant que le cadre réglementaire le leur permette. Par ailleurs, ils pourront se servir de tarifications intéressantes pour piloter la demande aux heures de pointe et, du même coup, stabiliser leur réseau (par exemple renforcement virtuel du réseau). Cela suppose qu'ils connaissent précisément les capacités des sources d'énergie décentralisées et que des systèmes de gestion de l'énergie leur procurent une vision globale de la consommation. Les GRD qui souhaitent anticiper et se préparer devront disposer à minima de connaissances techniques élémentaires dans le domaine de l'automatisation, de l'analyse et de la gestion des données, des technologies de contrôle et des infrastructures de réseau intelligentes.

Le succès du futur système énergétique dépendra du degré de collaboration que les gestionnaires du réseau de transport et les GRD sauront mettre en place sur le marché des services-système et le marché de capacité, qui permettent une gestion selon différents modèles d'affaires. On pourrait donc envisager différents scénarios, avec les deux gestionnaires de réseau qui exploitent un marché conjointement, avec un marché centralisé et un marché décentralisé alimenté par différentes sources d'énergie, ou encore avec un opérateur tiers qui gère le marché de manière neutre. Quel que soit le modèle d'affaires retenu, il faudra dans tous les cas disposer de plateformes et de protocoles de communication qui permettent l'échange de données en temps réel. Les GRD ont l'opportunité de se positionner activement sur le marché, de gérer eux-mêmes les risques de saturation locale et de vendre leurs excédents aux gestionnaires du réseau de transport. Les investissements de même que les connaissances en matière de numérisation, ou encore de cybersécurité seront des facteurs cruciaux.

Dans le cadre d'un projet pilote commun, **Swissgrid** et **EWZ** ont développé une approche de coordination qui permet d'utiliser efficacement les sources d'énergie décentralisées pour les services associés aux réseaux de transport et de distribution, tout en apportant un bénéfice maximal pour l'ensemble du système électrique.



Méthodologie

La présente étude s'appuie sur quatre piliers : des ateliers avec des expert-e-s, une enquête auprès des GRD en Suisse, des entretiens avec des expert-e-s de l'industrie, de la recherche et du secteur public ainsi qu'une veille informationnelle.

Atelier avec des expert-e-s

La première étape de cette étude a consisté à analyser des rapports internationaux de manière à établir une liste étendue des technologies qui impacteront les GRD à l'avenir. Pour évaluer la pertinence de ces technologies et établir une liste de celles qui présentent un intérêt pour la Suisse, ces résultats ont ensuite été mis en perspective avec des expert-e-s issu-e-s de la recherche, de l'industrie et de l'administration fédérale.

Enquête auprès des GRD en Suisse

À l'issue de l'atelier, une enquête par courrier a été réalisée auprès des GRD de Suisse : 556 GRD ont été contactés et 95 ont répondu. Cela correspond à un taux de réponse de près de 20 %. L'enquête comportait les questions suivantes :

- Parmi les secteurs du gaz, de la mobilité et de la chaleur, lesquels sont déjà pertinents pour vous aujourd'hui ? Pourquoi ?
- Lequel ou lesquels de ces secteurs est/sont particulièrement difficile(s) aujourd'hui ? Pourquoi ?
- Quels sont les défis de la stratégie énergétique 2050 ? Veuillez justifier brièvement vos réponses.
- Quelles opportunités voyez-vous en lien avec la numérisation des réseaux électriques ?
- Quels défis voyez-vous en lien avec la numérisation des réseaux électriques ?
- Si vous pouviez allouer des fonds à la recherche : quels problèmes technologiques doivent être résolus ? Que faut-il rechercher dans les trois à cinq prochaines années ?
- Dans quel(s) domaine(s) technologique(s) souhaitez-vous plus de produits et de services en vue de réussir la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050 ?
- Pour un gestionnaire de réseau de distribution de votre taille : Quelles sont les opportunités et les défis par rapport aux gestionnaires de réseau de distribution plus grands ou plus petits ?
- Connaissez-vous un projet phare que nous devrions connaître et que vous qualifieriez de particulièrement intéressant, prometteur ou tourné vers l'avenir ?
- Quelles questions aimeriez-vous poser au panel d'experts de SATW et PRN Automation ?

L'objectif de cette enquête était de brosser un tableau du secteur tel que les GRD le voient. Différents thèmes ont été tirés des réponses avant d'être ensuite pondérés et résumés pour les besoins de cette étude. Les réponses et les citations restituées ici ont été anonymisées dans le respect des principes de protection des données.

Entretiens avec des expert-e-s

Parallèlement à l'enquête, quatre entretiens ont été menés avec des expert-e-s de l'industrie, de la recherche et des pouvoirs publics. Ces entretiens portaient sur l'identification des projets phares et sur une meilleure compréhension tant de la situation actuelle que des perspectives d'évolution des GRD.

Critères d'exclusion

Malgré le rôle que certaines technologies joueront vraisemblablement dans la transition énergétique, cette étude en a fait abstraction soit parce qu'elles n'impacteront pas l'infrastructure du réseau de distribution, soit parce que les expert-e-s interrogé-e-s n'en voient pas la pertinence pour la Suisse. De la même manière, le cadre réglementaire ne fait pas non plus partie de l'étude, car on peut supposer que celui-ci sera amené à évoluer au cours de la transition énergétique et de sa mise en œuvre.

Glossaire

Ce glossaire a vu le jour dans le cadre d'une veille informationnelle et repose sur les références [17–31].

Liste des références

- [1] Assemblée fédérale de la Confédération suisse. Loi sur l'approvisionnement en électricité, article 10. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/fr>. Dernier accès le 26.01.2024
- [2] Agence internationale de l'énergie. World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023?language=fr>. Dernier accès le 19.01.2024
- [3] Statistisches Bundesamt. Europe – Bevölkerung. <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Basistabelle/Bevoelkerung.html>. Dernier accès le 18.01.2024
- [4] European Commission. JRC science for policy report. Distribution system operator observatory 2020. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123249/final_report_pdf.pdf. Dernier accès le 25.01.2024
- [5] Commission fédérale de l'électricité ElCom. Données de base pour les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution suisses. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/prix-de-l-electricite/donnees-brutes-des-gestionnaires-suisse-de-reseau-de-distributi.html>. Dernier accès le 18.01.2024
- [6] Office fédéral de la statistique. Portraits régionaux 2021: chiffres clés de toutes les communes. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/catalogues-banques-donnees/assetdetail.16484444.html>. Dernier accès le 18.01.2024
- [7] Association des entreprises électriques suisses. Scénarios pour l'avenir énergétique et climatique. <https://www.strom.ch/fr/avenir-energetique-2050/page-daccueil>. Dernier accès le 19.01.2024
- [8] Gabriela Hug, Turhan Demiray, Mak Dukan, Massimo Filippini, Blazhe Gjorgiev, Gianfranco Guidati, Adriana Marucci, Kirsten Oswald, Anthony Patt, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt, Marius Schwarz, Bjarne Steffen. Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz. <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/614565>. Dernier accès le 19.01.2024
- [9] Commission fédérale de l'électricité ElCom. Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2021. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/securite-de-l-approvisionnement/qualite-de-l-approvisionnement.html>. Dernier accès le 19.01.2024
- [10] Assemblée fédérale de la Confédération suisse. Loi sur l'approvisionnement en électricité, article 15. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/fr>. Dernier accès le 26.01.2024
- [11] Pronovo. SRI FR – Renforcement du réseau. <https://pronovo.ch/fr/sri-renforcement-du-reseau/>. Dernier accès le 26.01.2024
- [12] Commission fédérale de l'électricité ElCom. Renforcements de réseau. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themes/renforcements-de-reseau.html>. Dernier accès le 26.01.2024
- [13] SWEET EDGE. Raccordement au réseau de 50 gigawatts de photovoltaïque en Suisse. <https://www.bfh.ch/dam/jcr:71934f46-1a1e-4c34-9fd2-3e03bb1bc626/sweet-edge-discussion-paper-fr.pdf>. Dernier accès le 19.01.2024
- [14] Académie suisse des sciences techniques. Technology Outlook – un guide pour le monde de demain. <https://technology-outlook.ch>. Dernier accès le 12.01.2024
- [15] Office fédéral de l'énergie. Programme d'encouragement SWEET. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/recherche-et-cleantech/programme-encouragement-sweet.html>. Dernier accès le 12.01.2024
- [16] International Futures Forum. Three horizons. <https://www.internationalfuturesforum.com/three-horizons>. Dernier accès le 12.01.2024
- [17] IRENA. Innovation landscape for a renewable-powered future. <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>. Dernier accès le 12.01.2024
- [18] IRENA. Enabling technologies: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Enabling-Technologies>. Dernier accès le 12.01.2024
- [19] IRENA. Utility-scale batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries>. Dernier accès le 12.01.2024
- [20] IRENA. Behind-the-meter batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Behind-the-meter-batteries>. Dernier accès le 12.01.2024
- [21] IRENA. Electric vehicle smart charging. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Electric-vehicle-smart-charging>. Dernier accès le 12.01.2024
- [22] IRENA. Internet of things. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Internet-of-Things>. Dernier accès le 12.01.2024
- [23] IRENA. Artificial intelligence and big data. Innovation landscape brief. (en anglais uniquement, Intelligence artificielle et big data. États des lieux de l'innovation.) <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Artificial-Intelligence-and-Big-Data>. Dernier accès le 12.01.2024
- [24] IRENA. System operation: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/System-Operation-Innovation-Landscape-briefs>. Dernier accès le 12.01.2024
- [25] IRENA. Market design: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Market-Design-Innovation-Landscape-briefs>. Dernier accès le 12.01.2024

- [26] IRENA. Business models: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Business-Models-Innovation-Landscape-briefs>. Dernier accès le 12.01.2024
- [27] Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, Office fédéral de l'énergie. Perspectives énergétiques 2050+. Digression Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10621>. Dernier accès le 19.01.2024
- [28] Office fédéral de l'énergie. Stratégie chaleur 2050. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74923.pdf>. Dernier accès le 19.01.2024
- [29] Photovoltaik EU. Zubau in der Schweiz legte 2022 um fast 60 Prozent zu. <https://www.photovoltaik.eu/foerderung/zubau-der-schweiz-legte-2022-um-fast-60-prozent-zu>. Dernier accès le 25.01.2024
- [30] Statista. Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis zum 1. Halbjahr 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1078876/umfrage/anzahl-installierter-solarstromspeichern-in-deutschland/>. Dernier accès le 25.01.2024
- [31] IRENA. High-temperature electricity-based applications for industry. <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/5-High-temperature-electricity-based-applications-for-industry>. Dernier accès le 25.01.2024

Responsable du projet : Claudia Schärer

Auteurs : Elise Cahard (PRN Automation), Christian Holzner (SATW), Benjamin Sawicki (PRN Automation), Claudia Schärer (SATW), Stefan Scheidegger (SATW)

Relecteurs : Tony Kaiser (SATW), Thomas Marti (Association des entreprises électriques suisses AES), Christian Schaffner (Energy Science Center, ETH Zurich)

Rédactrice : Esther Lombardini (SATW)

Conception : Linda Seward (PRN Automation), Silvio Meier (alacart.ch)

Traduction : Weiss Traductions Genossenschaft

Impression : Vögeli AG

Mars 2024

Académie suisse des sciences techniques SATW

St. Annagasse 18, 8001 Zurich

info@satw.ch

www.satw.ch

PRN Automation

Physikstrasse 3, 8092 Zurich

contact@nccr-automation.ch

nccr-automation.ch



**Fonds national
suisse**

Les Pôles de recherche nationaux (PRN) sont un instrument d'encouragement du Fonds national suisse