

Livre blanc

Coûts et tarifs du réseau de distribution

Association Smart Grid Suisse VSGS, novembre 2023

Dr Andreas Beer, Dr Maurus Bachmann

#Coûtsduréseau #Tarification #Régulation #Tarifsdutilisationduréseau

- **Les gestionnaires de réseau construisent et exploitent les réseaux électriques de manière sûre et efficace. Aujourd'hui, cela coûte env. 4 milliards de CHF par an.**
- **La haute disponibilité pour chaque utilisateur du réseau est assurée par l'ensemble du système.**
- **Pour le réseau de distribution du futur, les investissements doivent être réalisés dès aujourd'hui. Le capital nécessaire est lié à long terme et coûte en conséquence.**
- **Les coûts sont essentiellement déterminés par l'étendue, le dimensionnement de la puissance et la qualité souhaitée de l'alimentation électrique.**
- **Les coûts doivent être supportés selon le modèle de prélèvement indépendant de la distance prescrit par la loi.**
- **Les tarifs de réseau doivent mesurer le degré d'utilisation et inciter à un comportement de consommation optimisant les coûts de réseau. La puissance de soutirage est la grandeur de mesure la plus appropriée à cet effet.**

Table des matières

1. Ce que doit pouvoir faire le réseau de distribution du futur	3
2. Origine des coûts	4
2.1 Éléments de coûts	4
2.2 Facteurs d'influence de l'apparition des coûts	8
3. Prise en charge des coûts	11
3.1 Raccordement au réseau de distribution	11
3.2 Utilisation récurrente du réseau	12
3.3 Mesures de la prise en charge des coûts	15
4. Résumé et conclusion	21
Vers les auteurs	22
Association Smart Grid Suisse	23

1. Ce que doit pouvoir faire le réseau de distribution du futur

99,996%, c'est la disponibilité actuelle de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. En moyenne, les consommateurs d'électricité subissent 20 minutes d'interruption par an. La moitié d'entre elles sont des interruptions planifiées, par exemple pour des travaux de maintenance ou de renouvellement, l'autre moitié des interruptions imprévues. La Suisse est ainsi en tête en Europe. On s'attend à ce que le réseau puisse à l'avenir également fournir à tout moment une puissance suffisante à chaque point de raccordement et que la qualité de la tension soit garantie en permanence dans le respect des normes. Telle est la prestation du réseau : fournir à tout moment de la puissance et de la tension au point de raccordement.

La stratégie énergétique 2050 de la Confédération prévoit une augmentation de la production renouvelable décentralisée, essentiellement photovoltaïque, à environ 45 TWh/an. Cela doit permettre de remplacer les quelque 20 TWh d'énergie en ruban produits par les centrales nucléaires et de répondre aux besoins croissants à venir. La production photovoltaïque atteint en moyenne 1000 heures à pleine charge par an. Les centrales éoliennes et les autres productions issues des nouvelles énergies renouvelables ont une durée d'utilisation légèrement supérieure. La puissance installée nécessaire pour 45 TWh est donc de plus de 30 GW à l'échelle de la Suisse. Cette puissance est souvent injectée en même temps.

L'injection maximale actuelle est d'environ 12 GW et la consommation maximale est de 10 GW. Les plus de 30 GW représentent donc une augmentation de la puissance de production simultanée de plus d'un facteur 3 par rapport à aujourd'hui. La majeure partie des nouvelles injections se fait de manière décentralisée sur la basse tension. Ainsi, contrairement aux injections des grandes centrales à des niveaux de réseau supérieurs, l'ensemble du réseau de distribution est concerné. En limitant de manière appropriée les puissances d'injection, il est possible de limiter le besoin de développement décentralisé du réseau et donc les coûts de réseau plus élevés qui en résultent.

Du côté de la consommation, les besoins en énergie électrique et en puissance augmentent également considérablement. Certes, la substitution des énergies fossiles dans les transports et le chauffage des bâtiments permet d'atteindre une meilleure efficacité énergétique, mais les besoins en électricité, et en particulier la demande simultanée de puissance du réseau, augmentent fortement. Dans le réseau de distribution, même avec une commande intelligente et une adaptation des comportements, il y aura en été de nombreuses heures où la puissance d'injection photovoltaïque sera très élevée et où la consommation locale sera simultanément très faible. En hiver, les pompes à chaleur et les stations de recharge électrique soutireront des puissances élevées même s'il n'y a pas de production locale en même temps. Le réseau de distribution local doit être conçu en fonction de ces situations extrêmes, tant en ce qui concerne le dimensionnement de la puissance que le maintien de la tension.

Du côté de l'énergie, le plus grand défi est sans conteste de fournir suffisamment d'électricité au bon moment tout au long de l'année, mais surtout pour l'hiver. Pour le réseau de distribution, le défi consiste à pouvoir absorber ces puissances élevées de manière à ce que les valeurs limites physiques soient respectées. Une commande intelligente ainsi que l'influence du comportement des consommateurs de puissance peuvent apporter un soutien. Le potentiel de réduction du développement nécessaire du réseau grâce aux flexibilités est déterminé par la part disponible localement et durablement au point de réseau souhaité.

Le réseau de distribution du futur est déjà construit aujourd'hui. Dans ce livre blanc, nous voulons maintenant discuter de ce qui génère des coûts dans le réseau et de la manière la plus judicieuse de répartir ces coûts entre les clients. Nous distinguons l'origine des coûts de leur prise en charge. Cette distinction est décisive pour parvenir à une tarification conforme aux objectifs pour un réseau sûr, performant et efficace.

2. Origine des coûts

Les coûts du réseau se composent d'une part des coûts du capital, qui correspondent aux coûts annuels du capital investi dans les installations, et d'autre part des coûts d'exploitation et d'administration, qui comprennent les coûts générés en permanence par l'entretien, le dépannage, la surveillance et la gestion des réseaux et des clients du réseau.

2.1 Éléments de coûts

Investissements dans les installations de réseau

Pour fournir le service de réseau « Mise à disposition à tout moment de la puissance et de la tension au point de raccordement », le système Réseau est construit sur plusieurs niveaux de tension. La plupart des clients soutiennent le service réseau sous la forme directement applicable de la basse tension (230 volts). À cette tension, les courants sont plus élevés qu'à des tensions plus élevées. Les courants causent des différences de tension, ce qui rend difficile le maintien des valeurs limites aux points de raccordement. Un dimensionnement plus important de la puissance des installations de réseau réduit les pertes et les variations de tension dans le réseau, mais rend les installations plus chères. C'est pourquoi les régions de réseau sont desservies autant que possible par des niveaux de tension plus élevés. Plus la tension est basse, plus il est difficile de fournir le service réseau conformément aux prescriptions et plus ce service est coûteux. Le modèle des niveaux de réseau reflète ce fait dans la prise en charge des coûts (voir chapitre 3).

Le réseau électrique est constitué de différentes installations et composants de réseau. Les stations de transformation de la tension comprennent comme technique primaire un transformateur et des postes de couplage, respectivement du côté haute tension et du côté basse

tension de la transformation. La technique secondaire comprend les techniques de protection, de mesure et de régulation. Le tout est construit dans un bâtiment sur un terrain, ce qui implique également des coûts d'investissement à long terme. Les lignes relient les stations de transformation et transmettent la puissance sur des distances. En Suisse, les lignes sont principalement constituées d'installations de câbles, avec des coûts de génie civil pour les installations de tubes et des coûts de câbles pour le matériel et la pose. La distribution et le transport de la puissance sur de longues distances se font au niveau de la haute et très haute tension. Pour des raisons de coûts, ces installations sont construites sous forme de lignes aériennes, composées de pylônes, d'isolateurs et de conducteurs en acier. Comme pour les installations câblées, le droit d'utilisation des tracés doit être garanti de bout en bout par des contrats de servitude.

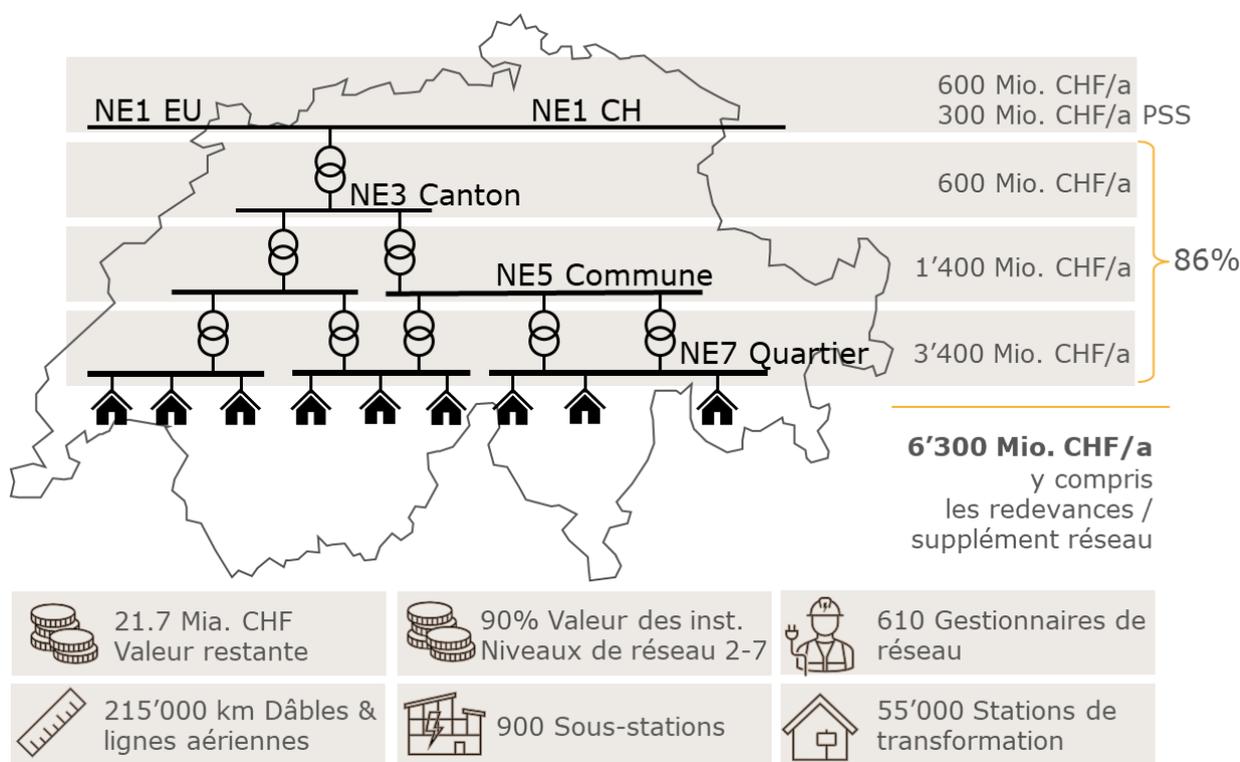


Figure 1 : Coûts totaux et structure quantitative du réseau électrique suisse (source des données : rapport annuel 2022 de l'EICOM, arrondi)

Le montant des coûts annuels totaux du réseau électrique est indiqué dans le tableau ci-dessous. Figure 1 est représenté schématiquement. Les charges doublent à chaque niveau impair du réseau. Elles se composent de l'amortissement annuel des installations ainsi que des intérêts sur le capital pour couvrir les coûts d'acquisition de capital à long terme.

Le besoin d'investissement annuel dans les réseaux est aujourd'hui d'environ 1,4 milliard de francs. Il est plus élevé que les amortissements annuels. Le capital nécessaire est en constante augmentation, d'une part parce que le réseau est constamment étendu en plus du

remplacement des installations, et d'autre part parce que les coûts de construction augmentent constamment en raison de l'inflation. Les installations construites il y a 40 ans doivent aujourd'hui être remplacées par des installations souvent plus puissantes, plus étendues et dont les coûts de construction sont plus élevés qu'à l'époque. De même, les lignes construites autrefois en aérien sont souvent plus chères que les lignes en câble. C'est ce que montre le graphique suivant, tiré du rapport d'activité 2022 de l'EiCom.

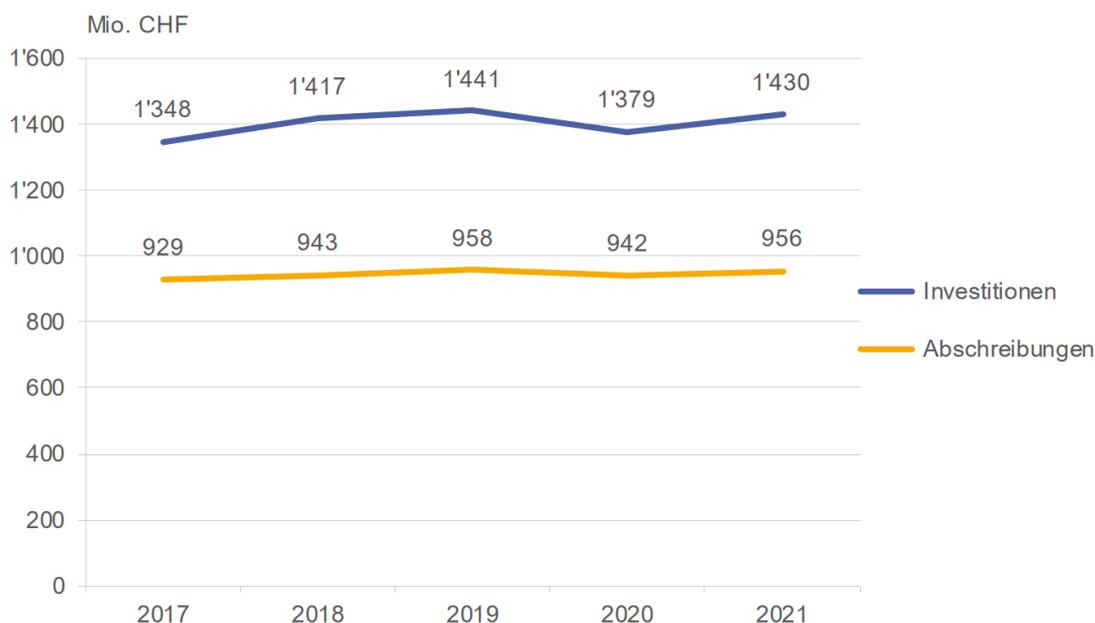


Figure 2 : Coûts annuels de renouvellement et amortissements annuels des réseaux électriques en Suisse (source : rapport d'activité 2022 de l'EiCom)

Rémunération du capital et bénéfice d'exploitation raisonnable

Les coûts de capital couvrent l'amortissement annuel des réseaux et les intérêts pour l'immobilisation du capital. Le taux d'intérêt à appliquer est fixé chaque année par le DETEC. Il doit en premier lieu couvrir les coûts et les risques de l'acquisition ou de la mise à disposition de capital sur toute la durée d'utilisation d'environ 40 ans. Le taux d'intérêt pour le rendement du capital doit fournir une compensation adéquate pour le capital immobilisé pendant une longue période. Par ailleurs, le taux d'intérêt est aujourd'hui également considéré, sur le plan réglementaire, comme le bénéfice d'exploitation approprié imputable pour les gestionnaires de réseau. Selon l'interprétation actuelle, aucun bénéfice n'est imputable aux prestations d'exploitation. Le taux d'intérêt du capital est calculé et fixé en termes de technique financière sur la base d'une rémunération du capital adaptée aux risques.

Au vu des défis croissants et des investissements à venir dans les réseaux, la discussion actuelle sur une réduction du taux d'intérêt imputable semble plutôt contre-productive, d'autant plus que la grande majorité des gestionnaires de réseau de distribution sont en mains publiques et que les éventuels bénéfices seraient reversés au public. Il est essentiel que les

gestionnaires de réseau puissent se procurer suffisamment de capital pour les investissements. Pour cela, il est important que le capital soit rémunéré de manière appropriée.

Le calcul de la rémunération du capital doit garantir l'obtention de capitaux à long terme sur le marché des capitaux. Le bénéfice approprié revient au gestionnaire de réseau pour l'exploitation efficace et durablement sûre du réseau.

Coûts d'exploitation et redevances

Les coûts de capital, c'est-à-dire les coûts annuels des investissements réalisés, représentent environ un tiers des coûts annuels du réseau. Un autre tiers provient de l'entretien et de l'exploitation des réseaux. Cela comprend les mesures de maintenance avec l'inspection, l'entretien, la remise en état et l'optimisation, l'exploitation du réseau avec la surveillance du réseau et le dépannage ainsi que les coûts administratifs avec la mesure et la facturation de l'utilisation du réseau. Le dernier tiers des coûts concerne les redevances publiques. Il s'agit des redevances et des prestations publiques ainsi que du supplément réseau prévu par l'art. 35 L^{Ene}. Le supplément réseau de la Confédération pour la promotion des énergies renouvelables constitue de loin la plus grande partie de ce dernier tiers. Malgré son nom, ce supplément n'a rien à voir avec les coûts de réseau. Il doit cependant être réclamé par les gestionnaires de réseau auprès des consommateurs finaux et versé intégralement à l'organisation mandatée par la Confédération (aujourd'hui Pronovo AG) pour être géré et distribué aux bénéficiaires. A partir de l'année tarifaire 2024, une autre taxe s'ajoutera pour couvrir les coûts de la réserve d'électricité décidée par la Confédération en cas de pénurie d'électricité. S'y ajoutent des redevances communales pour l'utilisation du domaine public et, le cas échéant, des impôts directs.

Coût du capital (environ 33%)	<ul style="list-style-type: none"> • Amortissements • Rémunération du capital lié • Rémunération du fonds de roulement net • bénéfice « d'exploitation » approprié
Coûts opérationnels (env. 34%)	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance et entretien • Gestion de l'entreprise, surveillance • Dépannage, service de piquet • Services système (réseau de transport et de distribution) • Métrologie • Coûts administratifs, facturation
Redevances publiques (env. 34%)	<ul style="list-style-type: none"> • Confédération : supplément réseau selon l'art. 35 L^{Ene} • La commune : Utilisation du domaine public • Impôts directs • Nouveau à partir de l'année tarifaire 2024 : coûts de la réserve d'électricité

Tableau 1 : Résumé des coûts de réseau actuels¹

¹ Parts selon le rapport d'activité 2022 de l'ECom

2.2 Facteurs d'influence de l'apparition des coûts

De nombreux facteurs d'influence ne peuvent pas être attribués directement à un utilisateur, mais sont déterminés par la nécessité du système global de répondre aux exigences de l'ensemble des utilisateurs à tout moment. Le tableau suivant (Tableau 2) présente les principaux facteurs d'influence de la formation des coûts. Par la suite, la partie des redevances publiques n'est pas considérée. Les deux parties « coûts de capital » et « coûts d'exploitation » représentent alors chacune environ 50% des coûts du réseau.

Catégorie de coûts	Facteurs de coûts	Facteurs d'influence
Installations de réseau / Coûts du capital (environ 50% des coûts de réseau)	Développement du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Structure et développement de l'habitat • Évolution des besoins de la société • Sites de production / Stratégie énergétique • Topologie du paysage / géographie
	Dimensionnement des installations	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de réseau requise par point de réseau • Évolution de la puissance requise au raccordement (e-mobilité, pompes à chaleur, injection décentralisée) • Maintien de la tension par point de connexion • Topologie du réseau • Planification du développement du réseau / stratégie d'investissement • Utilisation de la flexibilité au service du réseau
	Standard d'aménagement	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilité de l'électricité attendue par la société • Structure du réseau choisie (étoile, anneau) ; • Redondance (n-1) / puissance de réserve • Part de câble / part de ligne aérienne • Qualité des installations / technologie / sécurité
Exploitation du réseau / Coûts d'exploitation (environ 50% des coûts de réseau)	Maintenance / Entretien	<ul style="list-style-type: none"> • Installations de réseau (structure, dimensionnement, qualité) • Stratégie de maintenance • Organisation / efficacité du gestionnaire de réseau
	Fonctionnement sur secteur	<ul style="list-style-type: none"> • Installations de réseau (structure, dimensionnement, qualité) • Technologie de surveillance du réseau / téléconduite • Disponibilité souhaitée de l'installation • les obligations telles que la sécurité informatique, la protection des oiseaux, etc.
	Sensibilité aux pannes et réparation	<ul style="list-style-type: none"> • Installations de réseau (structure, dimensionnement, qualité) • Stratégie de maintenance • Effets de tiers, phénomènes naturels • Disponibilité de l'électricité souhaitée • Efficacité du gestionnaire de réseau

	Pertes de réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Installations de réseau (structure, dimensionnement, qualité) • Quantité d'énergie transportée (proportionnelle) • Puissance transportée (quadratique) • Prix d'achat de l'électricité
	Administration / Gestion / Systèmes	<ul style="list-style-type: none"> • Taille de l'entreprise, économies d'échelle • Professionnalisme • Stratégie, degré d'innovation • Prescriptions légales telles que le RCP, la CEL, la mesure • Procédure d'autorisation, ElCom-Reporting • Qualité du service

Tableau 2 : Facteurs d'influence de la formation des coûts

Le *développement du réseau* résulte de l'urbanisation et de l'emplacement des consommateurs et des injecteurs. Elle est essentiellement influencée par des facteurs sociaux, c'est-à-dire par le développement de l'habitat avec des sites résidentiels et industriels, ainsi que par la densité de l'habitat et la topologie de la région correspondante (urbaine, rurale, montagnaise).

Le *dimensionnement des installations* se fait sur la base des exigences de puissance actuelles et futures et de l'évolution des besoins des utilisateurs du réseau. Ceux-ci influencent également la structure de réseau nécessaire, par exemple en choisissant l'emplacement des transformations. Pour que les réseaux fonctionnent à tout moment, un dimensionnement de la puissance suffisamment élevé de tous les éléments est nécessaire à tous les niveaux du réseau ou à chaque point du réseau. La conception de la puissance, et donc la capacité disponible du réseau, a une influence essentielle sur le respect des valeurs limites physiques telles que la qualité de la tension. En raison des dépenses élevées et de la longue durée de vie des installations, il convient de garantir une planification précoce de l'extension avec un dimensionnement en fonction des besoins futurs.

A l'avenir, la production décentralisée déterminera de plus en plus le dimensionnement des réseaux. Les flux de courant maximaux qui se produisent dans les deux sens peuvent entraîner une hausse des coûts. Pour le maintien de la tension², l'ensemble de la plage de puissance (négative à positive) qui apparaît est déterminante. Les injections influencent donc les coûts du réseau même si les puissances maximales d'injection sont inférieures aux puissances maximales de soutirage, car celles-ci peuvent survenir à des moments différents en un point du réseau. La réduction des coûts de réseau souvent évoquée grâce aux injections décentralisées peut tout au plus se justifier par la réduction des pertes de réseau à certaines heures. La réduction est toutefois déjà compensée par les dépenses supplémentaires pour le maintien de la tension à une puissance d'injection relativement faible.

² La tension au point de raccordement doit rester en permanence dans des limites normalisées afin de ne pas endommager les appareils raccordés. Les injections font monter la tension, les prélèvements la font baisser. Plus les puissances de référence ou d'injection sont élevées et plus le dimensionnement des installations est faible, plus la tension varie et plus elle a de risques de se situer en dehors de la plage normalisée.

Le *niveau de déploiement* souhaité est déterminé par la qualité de tension requise et la disponibilité souhaitée de la puissance nécessaire au point de raccordement. En ce qui concerne la qualité de la tension, des normes doivent être respectées pour que les appareils et les applications raccordés fonctionnent sans dommage. Comme décrit dans la section précédente, cela peut être obtenu par un dimensionnement suffisant. Dans une moindre mesure, le maintien de la tension peut être soutenu par la commande des installations, par exemple pour les onduleurs PV (P(U) et Q(U)). La disponibilité souhaitée de l'alimentation électrique est déterminée par les exigences de la société. Aujourd'hui, nous avons une disponibilité élevée en Suisse. Renoncer à la disponibilité, c'est-à-dire accepter que toute la puissance ne soit pas disponible en permanence au point de raccordement, simplifierait la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050. Les smart grids nécessitent également cette acceptation sociale. La limitation des puissances d'injection élevées non utilisables simultanément ou la gestion des processus de recharge de l'e-mobilité de manière à ce qu'ils s'effectuent avec moins de puissance et aux heures creuses en sont des exemples. De même, le fait de renoncer à un ou deux degrés de chaleur permettrait de réduire la puissance nécessaire des pompes à chaleur et donc les coûts du futur réseau.

Les *coûts d'exploitation* dépendent essentiellement, comme les coûts du capital, des facteurs d'influence que sont la structure, le dimensionnement et la qualité du réseau. Par ailleurs, des facteurs entrepreneuriaux sont également décisifs, comme l'exploitation d'économies d'échelle, la stratégie d'investissement et de maintenance à moyen et long terme ou le professionnalisme et l'efficacité de l'entreprise, mais aussi les attentes de la société en matière de disponibilité et les obligations légales telles que la possibilité de communautés d'autoconsommation ou les obligations d'identification réglementaires, qui entraînent des charges administratives plus élevées.

Les utilisateurs du réseau ne peuvent pas influencer directement tous les facteurs de formation des coûts. On peut en principe distinguer les **coûts structurels** des **coûts liés à l'utilisation**. Les coûts structurels sont influencés par le développement de l'urbanisation, par l'évolution des besoins en puissance de la société, par les conditions topologiques et géographiques ou encore par les conditions météorologiques ou les influences environnementales telles que les chutes de neige ou la foudre. Les coûts liés à l'utilisation sont déterminés par les besoins actuels et futurs en puissance de réseau, y compris l'injection de la production décentralisée et la disponibilité à tout moment de la prestation de réseau. Les coûts du réseau dans les différentes zones de réseau diffèrent en raison des différences structurelles et topologiques, mais aussi en raison de la structure et des besoins différents des utilisateurs. Tous les coûts doivent être supportés par les utilisateurs du réseau qui soutirent de l'électricité du réseau, c'est-à-dire également les coûts structurels et les coûts générés par les puissances d'injection nécessaires. Dans le chapitre suivant, il s'agit maintenant de déterminer les objectifs et les grandeurs de mesure appropriés pour la prise en charge des coûts.

3. Prise en charge des coûts

Pour la prise en charge des coûts du réseau (hors redevances), nous distinguons les coûts de raccordement au réseau et les coûts d'utilisation du réseau. Les coûts de raccordement au réseau résultent du raccordement d'un bien immobilier ou d'une installation au réseau de distribution. Ils sont déterminés par la puissance requise et l'emplacement du raccordement concerné. Les coûts de la ligne de raccordement sont directement attribués au bénéficiaire du raccordement (contribution du raccordement au réseau). De même, une partie des coûts générés par la puissance de raccordement commandée dans le cadre de la desserte du quartier est directement attribuée au bénéficiaire du raccordement (contribution aux coûts du réseau). Les autres coûts de réseau sont couverts par des tarifs d'utilisation du réseau en fonction du degré d'utilisation (rémunération pour l'utilisation du réseau).

3.1 Raccordement au réseau de distribution

Le raccordement d'un immeuble ou d'une installation au réseau de distribution comprend la ligne de raccordement et, en fonction de la puissance de raccordement, des équipements supplémentaires tels qu'une transformation, qui sont nécessaires uniquement pour raccorder l'immeuble au réseau de distribution et qui sont dimensionnés uniquement en fonction de la puissance requise via ce raccordement au réseau.

Selon le document de la branche de l'AES sur les raccordements au réseau (NA/RR-CH), on distingue deux composantes de contribution pour le raccordement :

- **Contribution de raccordement au réseau** : couvre 100% des coûts d'établissement de la ligne de raccordement, depuis le raccordement (domestique) jusqu'au point de couplage commun.
- **Contribution aux coûts du réseau** : couvre 30% de la desserte grossière et 70% de la desserte fine. Elle est facturée en fonction de la puissance de raccordement commandée/convenue.

La **contribution au raccordement au réseau** couvre tous les coûts de construction ou de renforcement des installations pour le raccordement d'un bien immobilier ou d'une installation au réseau de distribution. Dans la zone à bâtir, les contributions au raccordement au réseau sont facturées sous forme de forfaits par puissance de raccordement. Les bénéficiaires du raccordement au réseau qui possèdent de grandes parcelles se voient éventuellement facturer un supplément pour longueur supplémentaire. Les forfaits de raccordement couvrent au total 100% de tous les coûts de raccordement dans la zone à bâtir. Ainsi, les bénéficiaires du raccordement à l'intérieur de la zone à bâtir sont traités de la même manière, indépendamment de l'endroit où se trouve le point de raccordement dans le quartier ou de l'endroit où la cabine de distribution est placée par le gestionnaire de réseau. En dehors de la zone à bâtir, les dépenses sont très différentes et un forfait n'est donc pas approprié. C'est pourquoi les

frais de raccordement en dehors de la zone à bâtir sont facturés en fonction des frais de raccordement effectifs.

La **contribution aux coûts du réseau** couvre une partie des coûts de la desserte du quartier située directement en aval, sur la base de la puissance de raccordement commandée ou convenue. La commande entraîne des coûts, même si la puissance n'est pas utilisée par la suite. Le maître d'ouvrage est incité à optimiser la puissance de raccordement dès la commande. La contribution aux coûts du réseau empêche ainsi une extension inutile de la desserte du quartier. Le calcul de la contribution s'appuie ici sur la loi encourageant la construction et l'accession à la propriété de logements (LCAP).

Les autres coûts du réseau, dont en général le renouvellement des lignes de raccordement, sont couverts par une **rémunération pour l'utilisation du réseau** par les soutirages d'électricité, **qui dépend de l'utilisation du réseau**.

3.2 Utilisation récurrente du réseau

Objectif des rémunérations pour l'utilisation du réseau

Les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent être déterminées de manière à soutenir un réseau efficace et performant. Cet objectif est atteint de la manière suivante :

- **Couverture de tous les coûts de réseau**
- **Incitation à un comportement d'achat optimisant les coûts de réseau³**

Exigences légales

Ces objectifs sont formulés au niveau de la loi. D'autres objectifs sont également formulés pour les rémunérations pour l'utilisation du réseau et les tarifs. Et au niveau de l'ordonnance, d'autres objectifs de mise en œuvre et de conception sont fixés pour les tarifs de réseau.

La législation actuelle et, malheureusement, la législation future réduisent fortement les possibilités d'une rémunération pour l'utilisation du réseau judicieuse. Ainsi, les objectifs de la stratégie énergétique, qui visent à promouvoir l'utilisation efficace de l'électricité et le développement du photovoltaïque, et non pas en premier lieu l'optimisation des coûts du réseau, doivent être atteints par le biais de dispositions légales relatives aux rémunérations pour l'utilisation du réseau. Il s'agit notamment de la réduction des rémunérations pour l'utilisation du réseau pour différentes possibilités de consommation propre. Il en va de même pour la prescription selon laquelle les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent servir à une utilisation efficace de l'électricité et doivent donc, selon l'ordonnance, être calculées en grande partie en fonction de la consommation en centimes/kWh. La limitation réglementaire

³ Un comportement de prélèvement optimisant les coûts du réseau, souvent appelé comportement de prélèvement « au service du réseau », doit aider à minimiser l'extension nécessaire du réseau en raison de la forte augmentation de puissance attendue avec la mise en œuvre de la stratégie énergétique.

de principe au calcul en centimes/kWh rend plus difficile la réalisation de l'objectif d'un comportement d'achat optimisant les coûts du réseau. Compte tenu de l'augmentation de la demande en électricité et en particulier en puissance, par exemple en raison de la mobilité électrique, et de l'appel simultané aux « smart grids » pour remédier à cette problématique, de telles restrictions sont en fin de compte contre-productives.

Dans ce qui suit, nous discutons, indépendamment de la législation actuelle, d'une prise en charge raisonnable des coûts.

Principes de base

Les principes de base suivants doivent être respectés pour l'attribution des coûts de réseau aux utilisateurs de réseau qui les supportent :

- Principe de soutirage
- Indépendance de la distance
- Modèle des niveaux de réseau

Ces principes de base reposent sur la compréhension fondamentale de la fonction du réseau comme un service aux consommateurs d'électricité. Ils correspondent à une convention européenne. Ces principes sont expliqués et évalués ci-après. Ces principes sont déterminants pour la prise en charge des coûts.

Principe de soutirage

Le principe du soutirage est appliqué pour la prise en charge des coûts. Cela signifie que tous les coûts du réseau sont supportés par les utilisateurs qui soutirent de l'électricité du réseau. Les producteurs ne paient pas de rémunération pour l'utilisation du réseau afin d'y injecter l'électricité qu'ils produisent. Ils supportent uniquement les coûts de raccordement de leur installation⁴. Les prosumers, qui produisent de l'électricité et la consomment en tant que consommateurs finaux, supportent également les coûts de raccordement et d'utilisation du réseau pour le prélèvement sur le réseau, mais pas pour l'injection dans le réseau. La justification habituelle est que la marchandise électricité doit être négociée et distribuée indépendamment du transport. Le producteur supporte des coûts de revient pour la production de l'électricité. Les coûts du réseau sont supportés par le consommateur final, non pas en tant que partie des coûts de production de l'électricité, mais séparément en tant que rémunération pour l'utilisation du réseau. Dans le reste de l'Europe, ce principe est appliqué, avec quelques exceptions. Les producteurs suisses seraient donc désavantagés par rapport à la concurrence s'ils devaient inclure les coûts de réseau dans leurs coûts d'électricité.

⁴ Dans le cadre de l'acte modificateur unique, il a été décidé, afin d'encourager le développement de la production renouvelable décentralisée, d'imputer également au réseau une partie des coûts de renforcement du raccordement pour les installations d'une puissance supérieure à 50 kW.

Indépendance de la distance

L'indépendance des distances signifie que les utilisateurs du même niveau de réseau ont les mêmes conditions d'utilisation, indépendamment de l'endroit où ils sont raccordés au réseau. Les coûts de réseau à supporter ne doivent donc pas être calculés sur la base des « chemins et distances » parcourus par l'électricité de la production au consommateur. Le réseau est considéré comme un service de « mise à disposition à tout moment de la puissance et de la tension au point de raccordement ». La justification de ce principe est, comme pour le principe de soutirage, que la participation au marché doit être non discriminatoire. Le producteur le plus éloigné ne doit pas être discriminé par rapport au producteur le plus proche sur le marché. Les clients de l'électricité peuvent soutirer l'électricité indépendamment de la distance du point d'injection. Hormis cette justification, un modèle de trajet serait pratiquement impossible à mettre en œuvre. Le soutirage et la production de courant ne peuvent pas être attribués physiquement. L'électricité n'est pas distribuée de A à B par un chemin. Le réseau électrique a un fonctionnement beaucoup plus complexe. Il ne fonctionne que dans sa globalité. Chaque utilisateur du réseau, mais aussi chaque niveau de réseau ou chaque quartier, est en permanence déséquilibré sans dispositif de compensation propre et coûteux. Les sur- ou sous-couvertures sont compensées par l'ensemble des utilisateurs. Pour cela, il faut à tout moment l'ensemble du réseau de distribution et de transport et ses services système pour le maintien de la fréquence et de la tension. La couverture temporaire de la compensation par une batterie privée implique également la disponibilité et le fonctionnement permanents de l'ensemble du réseau. Le réseau ne se contente donc pas de distribuer l'électricité, mais fournit le service « mise à disposition permanente de puissance et de tension selon les besoins au point de raccordement », indépendamment de la provenance de l'électricité à tout moment. La nécessité d'une mise à disposition permanente de la tension et de la puissance devient évidente lorsqu'on essaie d'exploiter un réseau de faible envergure de manière autonome, sans raccordement au réseau de distribution.

Modèle des niveaux de réseau

La prestation de service réseau doit être comprise comme la « mise à disposition permanente de puissance et de tension au point de raccordement ». Le niveau de tension ou de réseau auquel se situe ce point de raccordement détermine la « granularité » de cette prestation. Plus le niveau de réseau est élevé (dans le sens d'une tension élevée), plus le service est fourni de manière « grossière » par le réseau. La prestation de service du réseau est d'autant plus avantageuse pour le raccordement au niveau de réseau supérieur. En contrepartie, l'utilisateur du réseau doit convertir la tension en une tension d'application plus « fine » qui lui convient. La répercussion des coûts du réseau se charge d'attribuer les coûts générés à tous les niveaux de réseau aux groupes de clients raccordés en fonction de l'ampleur du service sollicité « mise à disposition permanente de puissance et de tension ». Cela signifie que les clients du niveau de réseau 3 doivent supporter proportionnellement les coûts du niveau de réseau 3 ainsi que des présents niveaux de réseau 2 et 1, car ces niveaux

de réseau sont responsables de la fourniture du service au niveau de réseau 3, indépendamment du fait que de l'énergie circule temporairement vers le raccordement depuis des niveaux de réseau en aval. L'intégration des flux d'énergie depuis le bas dans un modèle de niveaux de réseau serait possible, mais il s'agirait à nouveau d'un modèle de trajet. Les règles de répercussion des coûts réglementaires actuelles⁵ se basent essentiellement sur la puissance de soutirage nette. Elles donnent lieu à des coûts sur les niveaux de réseau des consommateurs, qui doublent à chaque niveau de réseau impair. Elles reflètent donc relativement bien la formation des coûts.

3.3 Mesures de la prise en charge des coûts

L'objectif est de trouver des grandeurs de mesure appropriées pour déterminer la prise en charge des coûts, qui incitent à réduire les coûts de développement du réseau en adaptant le comportement de consommation. C'est ce qui se rapproche le plus d'une prise en charge des coûts selon le principe de causalité, comme l'exige la loi⁶. Les grandeurs de mesure utilisées doivent pouvoir être déterminées à un coût raisonnable. Entrent donc en ligne de compte les grandeurs de mesure selon le tableau suivant (Tableau 3) à condition que les systèmes de mesure intelligents soient disponibles sur l'ensemble du territoire et que les courbes de charge soient donc partout disponibles avec une résolution de 15 minutes.

La rémunération pour l'utilisation du réseau ou le tarif d'utilisation du réseau se compose finalement d'une combinaison ou d'une sélection de ces possibilités de calcul. Parmi les possibilités de calcul existantes, il faut choisir celles qui ont le poids correspondant et qui reflètent le mieux les facteurs d'influence de l'apparition des coûts ou qui sont réflexives en matière de coûts et incitent ainsi à optimiser les coûts du réseau, qu'il s'agisse des coûts dépendant de l'utilisation ou des coûts dépendant de la structure.

⁵ Le report des coûts entre les consommateurs des mêmes niveaux de réseau et la répercussion sur les consommateurs des niveaux de réseau inférieurs s'effectue aujourd'hui selon la clé suivante : 70% des coûts des niveaux de réseau concernés et supérieurs sont répartis sur la base du rapport entre la puissance nette soutirée au niveau du réseau et le soutirage au niveau de réseau inférieur suivant, les autres 30% des coûts sont répartis sur la base du rapport entre la quantité d'énergie brute consommée en aval du soutirage et celle consommée en aval des niveaux de réseau inférieurs. Actuellement, on discute de l'adaptation des clés à 90% de puissance de soutirage nette et 10% de volume effectif d'énergie nette.

⁶ Comme expliqué dans l'analyse de l'origine des coûts, de nombreux facteurs différents sont à l'origine des coûts de réseau, notamment le développement de la société, les phénomènes naturels tels que la foudre ou les puissances d'injection qui ne doivent ou ne peuvent pas supporter de coûts de réseau. Une imputation des coûts conforme au principe de causalité ne signifie donc pas attribuer les coûts 1:1 à ceux qui les génèrent, mais trouver des grandeurs de mesure qui reflètent de manière représentative le degré d'utilisation parmi tous les soutirages du réseau qui génèrent des coûts. C'est pourquoi les facteurs d'origine des coûts doivent être considérés séparément des grandeurs de mesure de la prise en charge des coûts.

Grandeur de mesure possible	Application
Unité de référence (logement, installation)	Chaque unité de référence constitue une unité de facturation qui peut, par exemple, être chargée d'un prix de base par mois.
Puissance de soutirage convenue	Chaque utilisateur du réseau peut convenir d'une puissance de soutirage maximale avec le gestionnaire de réseau. Le prix de base est fonction de cette puissance de soutirage convenue. Il convient de définir ce qui se passe en cas de dépassement de la puissance convenue. Cela pourrait être, comme par exemple en Italie, une coupure ou la facturation d'un malus.
Puissance de soutirage mesurée	La puissance de soutirage est enregistrée par un système de mesure intelligent sous forme de courbe de charge avec une résolution de 15 minutes. Il est ainsi possible de déterminer la puissance de soutirage à chaque quart d'heure et de facturer, par exemple, la puissance de soutirage la plus élevée au cours d'une période ou d'une tranche horaire comme le jour et la nuit.
Quantité de référence mesurée	La quantité d'énergie prélevée au cours d'une période est enregistrée. Il est également possible de relever les quantités prélevées au cours d'une période donnée, par exemple le jour et la nuit. De la même manière, il est possible de déterminer les quantités prélevées pour différentes puissances prélevées au cours d'une période, par exemple la quantité prélevée pour une puissance inférieure ou égale à 3 kW et la quantité prélevée pour une puissance supérieure à 3 kW.

Tableau 3 : Grandeurs de mesure possibles et application

La réflexivité des coûts a été examinée dans une étude récente de l'OFEN⁷. La réflexivité des coûts a été déterminée sur la base d'une approche différentielle. On part du réseau existant selon sa structure et son dimensionnement et on détermine dans quelle mesure les coûts du réseau se comportent par rapport à la modification de la grandeur de mesure correspondante.

En ce qui concerne la méthodologie utilisée dans l'étude de l'OFEN, il convient de faire deux remarques qui limitent pour le moins la validité des résultats de l'étude. Premièrement, le re-dimensionnement du réseau ne consiste pas à étendre le réseau existant. Il est plutôt reconstruit avec le nouveau dimensionnement. De cette manière, le nouveau réseau peut être construit à moindre coût que si le réseau était étendu de manière incrémentielle. Les parts de coûts étudiées sont ainsi systématiquement sous-estimées par rapport à la réalité. Des études concrètes sur des valeurs réelles de deux de nos membres montrent que la réflexivité des coûts des prestations achetées est 3 à 4 fois plus élevée que la valeur indiquée dans l'étude.

Deuxièmement, la part des coûts qui n'est pas réflexive par rapport aux grandeurs de mesure considérées est rapidement attribuée dans l'étude aux coûts structurels, sans tenir

⁷ « Développements ultérieurs dans la tarification du réseau et de l'énergie », OFEN / Consentec et. al., 2021, Berne

compte de la réflexivité. Ceux-ci seraient déterminés par la topologie du réseau ou par l'emplacement des points de raccordement, tant des soutirages que des producteurs. Ces coûts seraient donc influencés par des facteurs tels que la structure de l'habitat et dépendraient donc de la planification de l'extension et du dimensionnement des installations à long terme. Cette interprétation est erronée d'un point de vue méthodologique. Mathématiquement, l'étude examine les dérivées partielles concernant les paramètres étudiés, à savoir la puissance et l'énergie, au point de fonctionnement choisi, le réseau existant. La conclusion selon laquelle l'extrapolation jusqu'à zéro donnerait alors des coûts fixes structurels ne doit pas être faite de cette manière.

L'analyse de la réflexivité de l'étude n'est donc pas définitive à notre avis. Seule l'influence des deux paramètres, charge maximale et quantité d'électricité transportée, est prise en compte dans l'analyse de réflexivité. Les résultats sont résumés dans le Tableau 4 :

Facteur d'influence / grandeur de mesure	Réflexivité des coûts
Charge maximale	20-30%
Quantité d'électricité transportée	0-10%

Tableau 4 : réflexivité des coûts du réseau examinée dans l'étude de l'OFEN ⁷

La puissance de soutirage influence donc les coûts environ trois fois plus que la quantité prélevée. Le choix de la grandeur de mesure à utiliser et de sa part dans la rémunération pour l'utilisation du réseau dépend des objectifs que l'on veut atteindre avec la tarification. Si l'on veut déterminer au mieux les incitations à optimiser les coûts du réseau, c'est-à-dire à minimiser l'extension nécessaire du réseau, on obtiendrait la mesure suivante :

Grandeur de mesure	Part des coûts	Réflexivité des coûts
Raccordement au réseau de distribution	20%	Correspond à peu près à la prise en compte actuelle
Contribution de raccordement au réseau [forfaitaire / en fonction des dépenses]	50%	Coûts effectifs des raccordements au réseau
Contribution aux coûts du réseau raccordement [CHF/kVA convenue]	50%	Conformément à la recommandation de la branche NA/RR-CH ou WEG
Utilisation du réseau	80%	Correspond à peu près à la prise en compte actuelle
Prix de base par unité de référence [CHF/unité]	0-20%	Coûts effectifs de mesure et d'administration
Prix en fonction de la puissance souscrite [CHF/kW]	60-75%	Autres coûts de réseau dans un rapport de 30:10 des grandeurs de mesure réflexives selon l'étude de l'OFEN
Prix dépendant de la quantité d'électricité achetée [cts/kWh]	20-25%	

Tableau 5 : Pondération possible des grandeurs de référence

La tarification en fonction de la puissance de prélèvement et de la quantité d'électricité prélevée peut être aménagée de manière très différente. Il est également possible de combiner différentes variantes. Pour choisir la bonne variante ou la bonne combinaison de plusieurs variantes, il convient de tenir compte des facteurs suivants :

- Effet de l'incitation comportementale souhaitée
- Faisabilité et effort de mise en œuvre
- Traçabilité par le client

Les variantes de tarification suivantes, intégrant la prestation, sont en principe disponibles avec les grandeurs de mesure possibles décrites :

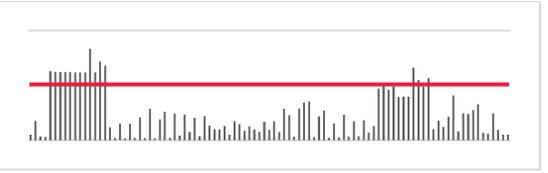
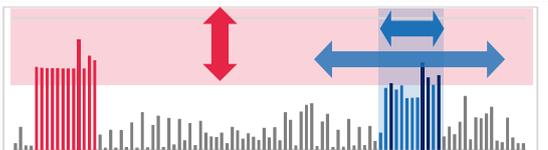
<p>1. Prix de base de la prestation Montant fixe en fonction de la puissance d'achat convenue. Mesure à définir en cas de dépassement (p. ex. tarification de l'achat excédentaire selon les variantes 2 à 5).</p>	
<p>2. Prix de la puissance Tarification de la puissance maximale à un intervalle de facturation défini (par jour, semaine, mois, année)</p>	
<p>3. Prix de la puissance en fonction du temps Tarification de la puissance maximale à différentes périodes d'un intervalle de facturation (heures de pointe / heures creuses)</p>	
<p>4. Prix du travail en fonction de la puissance Tarification de la quantité prélevée en centimes/kWh en fonction de la puissance de prélèvement par quart d'heure (p. ex. prix plus élevé en cas de prélèvement supérieur à la puissance convenue selon la variante 1).</p>	
<p>5. Prix du travail en fonction de la puissance et de l'heure Tarification de la quantité prélevée en centimes/kWh en fonction de la puissance prélevée et du moment du prélèvement (heures pleines / heures creuses).</p>	
<p>6. Prix dynamiques : Les prix de la puissance en fonction du temps et de la puissance peuvent être adaptés de manière dynamique sur la base de l'état du réseau (charge, tension).</p>	

Tableau 6 : Variantes de calcul des prestations dans les tarifs

Il est difficile de procéder à une évaluation définitive. Il faudrait plutôt que les gestionnaires de réseau puissent tester l'effet à l'aide de projets pilotes et l'ajuster en conséquence. Pour ce faire, ils devraient disposer d'une marge de manœuvre réglementaire suffisante.

Prix de la puissance vs. efficacité énergétique

Selon la loi, les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent également tenir compte d'une utilisation efficace de l'électricité. Contrairement à l'idée que cela implique obligatoirement une tarification en fonction de la quantité en centimes/kWh, ce qui est effectivement prescrit par la réglementation à l'art. 18 de l'OApEI avec une part de 70% pour le groupe de clients de base, des projets pilotes de nos membres ont montré que les rémunérations pour l'utilisation du réseau en fonction de la puissance améliorent également l'efficacité énergétique, parfois même davantage que la tarification en fonction de la quantité. Cela s'explique par le fait que, selon la variante de tarification, le client se préoccupe beaucoup plus de son comportement de consommation et optimise ainsi son comportement en général, donc également en ce qui concerne la quantité prélevée et l'efficacité énergétique.

Charge maximale annuelle réseau vs. optimisation individuelle des performances

Pour optimiser la charge globale du réseau, il est nécessaire d'optimiser la charge du réseau en permanence et de manière durable. La prise en compte et l'attribution des coûts sur la seule base de la charge maximale annuelle n'est ni juste ni pertinente. En effet, la charge du réseau n'a pas lieu à un seul moment de la charge maximale annuelle, mais à de très nombreuses charges maximales très similaires à différents moments, auxquelles contribuent d'autres constellations d'utilisateurs du réseau. L'optimisation d'une charge maximale annuelle n'a donc pas pour conséquence d'optimiser également les autres charges maximales. Les tarifs qui tarifient le comportement individuel, éventuellement par des prix différents selon la période de forte charge (tarification de pointe) ou de manière variable sur la base de la charge actuelle du réseau en tant que tarifs dynamiques, optimisent donc au mieux la charge globale. La tarification est en outre compréhensible pour l'utilisateur individuel du réseau et améliore ainsi l'effet de la tarification. En outre, la tarification de l'utilisation individuelle de la puissance est beaucoup plus facile à mettre en œuvre qu'une tarification en fonction de la charge maximale annuelle.

Utilisation de la flexibilité pour optimiser les coûts du réseau

L'utilisation au service du réseau des flexibilités doit entraîner une réduction de l'extension nécessaire du réseau et donc des coûts de réseau. L'effet de la flexibilité au service du réseau sur les coûts du réseau est limité à la part qui peut être fournie localement au point de réseau concerné et qui peut être appelée durablement. L'effet le plus important sur un comportement de flexibilité optimisant les coûts du réseau devrait être des tarifs raisonnables. Ils sont planifiés à long terme par le gestionnaire de réseau et s'adressent à tous les clients du réseau. L'adaptation du comportement par des incitations tarifaires est appelée Demand

Response. Les consommateurs peuvent influencer leur comportement en fonction de la composante tarifaire incitative de la manière suivante :

- Sur la **puissance du soutirage** en réduisant la charge simultanée (p. ex. charger lentement la voiture électrique pendant une longue période)
- Sur le **moment du soutirage** en reportant le soutirage à une période plus favorable
- Sur le **puissance et quantité du soutirage** en réduisant le soutirage total.

Via le système de mesure intelligent ou via une gestion de la charge privée dans la maison, le client peut automatiser la commande correspondante, adaptée et optimisée en fonction des tarifs, des principales applications contrôlables dans la maison. Alternativement, il peut laisser la commande au gestionnaire de réseau, à condition qu'il ne la vende pas à des tiers pour un autre bénéfice. Il reçoit une indemnité pour l'utilisation de la flexibilité. Cette indemnisation devrait refléter de manière appropriée la valeur ajoutée de l'utilisation de la flexibilité. Contrairement à d'autres marchés de la flexibilité, comme le marché de l'énergie de réglage, seule la part disponible localement et durablement sert à optimiser les coûts du réseau. Une règle d'opt-out permettant au gestionnaire de réseau d'utiliser la flexibilité à des fins d'optimisation jusqu'à révocation par le client permettrait d'éviter que la flexibilité locale reste inutilisée.

4. Résumé et conclusion

Les coûts de réseau résultent du fait que les installations de réseau doivent être développées, remplacées, entretenues, maintenues et exploitées en permanence. De plus, les coûts sont liés à la gestion des réseaux et des clients du réseau. Les installations de réseau sont chères et ont une durée de vie relativement longue, d'environ 40 ans en moyenne. Cela signifie que les installations construites aujourd'hui doivent également répondre aux exigences des 40 prochaines années. Avec les modifications du système électrique dues aux injections décentralisées, à l'électrification des transports et aux chauffages fossiles, il est nécessaire, outre le renouvellement et le renforcement constants des installations existantes, d'étendre le réseau et donc de procéder à des investissements supplémentaires dans l'infrastructure de réseau. Cette extension doit être abordée dès aujourd'hui. Cela nécessite un horizon de planification à long terme et des incitations à l'investissement par le biais d'un retour sur investissement approprié afin de garantir un capital suffisant disponible à long terme.

Les clients de l'électricité et leur comportement de consommation peuvent et doivent être pris en compte pour assurer la sécurité d'approvisionnement et optimiser les coûts. La tarification du réseau devrait en premier lieu inciter à un comportement de soutirage optimisant les coûts de réseau et donc minimisant le développement du réseau. Une grande partie de l'origine des coûts ne peut pas être attribuée directement aux clients. Les principes de base de la prise en charge des coûts sont le modèle d'utilisation du réseau en vigueur, avec une imputation des coûts du côté du soutirage et l'indépendance de la distance. Ces principes sont judicieux et doivent être maintenus pour garantir la non-discrimination sur le marché de l'électricité et en raison de la conception du réseau comme prestation de service pour la « mise à disposition permanente de puissance et de tension au point de raccordement ». L'existence et la puissance convenue d'une unité de soutirage, la puissance mesurée et la quantité de soutirage mesurée par unité de soutirage entrent en ligne de compte comme grandeurs de mesure de l'utilisation du réseau. Ils devraient être pris en compte dans les tarifs dans la mesure où ils permettent d'obtenir des adaptations de comportement correspondantes pour optimiser les coûts du réseau. L'effet ne peut pas encore être évalué de manière suffisante. Il devrait être analysé dans le cadre de projets pilotes. Le soutirage de puissance, en tant que paramètre essentiel, peut être pris en compte de différentes manières dans la tarification. D'autres facteurs tels que l'applicabilité et la traçabilité par le client sont importants lors du choix des composantes tarifaires, afin que celui-ci puisse réagir aux incitations tarifaires et que l'on obtienne un effet sur l'optimisation des coûts du réseau.

En plus des tarifs de réseau, le gestionnaire de réseau peut utiliser et rémunérer les flexibilités des clients. Des tarifs raisonnables incitent directement à un comportement optimisant les coûts du réseau. Les conditions et la rémunération des commandes supplémentaires par le gestionnaire de réseau devraient être adaptées à l'utilité et soutenir la tarification du ré-

seau dans l'incitation. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer d'une marge de manœuvre suffisante pour fixer les tarifs. Les injections ne peuvent pas être influencées par les tarifs de réseau. C'est pourquoi il doit être possible de limiter les puissances d'injection élevées qui ne peuvent pas être utilisées simultanément.

Vers les auteurs



Dr. Andreas Beer, directeur général

andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

Andreas Beer est directeur de l'Association Smart Grid Suisse ainsi que de la société Alevar GmbH. Il intervient par ailleurs comme chargé de cours et expert dans plusieurs hautes écoles spécialisées. Il a développé son expertise dans le domaine des réseaux de distribution, entre autres, en tant que responsable réseaux chez Repower et membre de la Commission Économie des réseaux de l'AES. Après des études d'électrotechnique à l'EPF de Zurich, il a obtenu un doctorat en électronique de puissance



Dr. Maurus Bachmann, directeur général

maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Fort de plus de 25 ans d'expérience dans la recherche et le développement, ainsi que dans le secteur des télécommunications, Maurus Bachmann est un expert en matière de smart grid (réseau intelligent) et de numérisation. Avant de prendre la direction du VSGS en 2011, il dirigeait le domaine Groupes spécialisés chez Swissmem, dont il était membre de la direction. Depuis la création de Swisseldex SA début 2018, en qualité de directeur et de chef de projet, il est responsable de la mise en place du hub de données. Il a fait des études de physique à l'EPF de Zurich et a soutenu sa thèse de doctorat dans le domaine de l'optique intégrée.

Association Smart Grid Suisse

L'Association Smart Grid Suisse (VSGS) regroupe et représente les intérêts des gestionnaires de réseaux de distribution en Suisse au sein de la branche et vers l'extérieur. Dans le contexte des évolutions technologiques et sociales, le VSGS est l'interlocuteur et le centre de compétences pour les thèmes transversaux liés au réseau de distribution. Elle s'engage pour que le développement du réseau de distribution se fasse de manière prévoyante, uniforme, sûre, durable et selon des normes communes. Le VSGS soutient la transformation numérique du paysage du réseau de distribution suisse afin d'exploiter les synergies à l'échelle de la branche. La VSGS s'oriente vers une mise en œuvre optimale du réseau de distribution de l'avenir sur le plan économique, social et technique. La VSGS conçoit ce processus de manière ouverte, équitable et transparente. Elle invite toutes les parties prenantes à y participer activement.

Contact

Bureau de l'ASGS

Dr Maurus Bachmann, co-directeur
Téléphone +41 79 219 91 53
maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Dr. Andreas Beer, co-directeur
Téléphone +41 79 827 65 56
andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

info@smartgrid-schweiz.ch

www.smartgrid-schweiz.ch