

Livre blanc

Métrologie sur le marché de l'électricité

Association Smart Grid Suisse VSGS, juillet 2021

Dr Andreas Beer, Dr Maurus Bachmann

#LibéralisationMesure #Régulation

- **Dans le secteur de l'électricité, la mesure ne sert pas uniquement à la facturation : des données de mesure fiables sont également requises en temps utile pour les bilans de réseau, le changement de fournisseur et les certificats d'origine.**
- **Les données de mesure servent également de base à l'élaboration de prévisions et de feuilles de route fiables. Elles sont donc importantes pour la sécurité d'approvisionnement.**
- **L'ouverture totale du marché et la Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral renforcent encore la complexité du traitement des données et les exigences relatives à la disponibilité des données. Un niveau élevé de fiabilité et d'efficacité des processus demeure néanmoins indispensable.**
- **L'introduction en cours de systèmes de mesure intelligents (Smart Meter) et la mise en place de hubs de données centraux améliorent de manière significative la qualité et la disponibilité des données.**
- **Une libéralisation de la mesure ne procurerait aucune valeur ajoutée, mais compliquerait le déploiement des compteurs intelligents et entraînerait une hausse des coûts pour le grand public. C'est pourquoi, le VSGS y est clairement opposé.**

Table des matières

1. Introduction	3
2. Situation initiale	4
3. Coûts de la métrologie	6
4. Raisons de la responsabilité du gestionnaire de réseau	8
5. Conséquences d'une libéralisation	11
6. Résumé et conclusion	14
À propos des auteurs	15
Association Smart Grid Suisse	16

1. Introduction

« Ça ne doit pas être sorcier d’installer un compteur et de le relever. »

« Mon compteur est payé depuis longtemps, pourtant je continue à verser une redevance compteur. »

« Je pourrais le faire moi-même, et pour encore moins cher. »

« Chez les discounters, on trouve des compteurs électriques bon marché à partir de 50 francs. »

Ce type de discours s’entend fréquemment. Mais ces affirmations sont-elles justifiées ? Est-il vraiment si facile de mesurer la consommation d’électricité et les frais correspondants sont-ils surestimés par les gestionnaires de réseau (de distribution) ? Ou bien ces accusations sont-elles fondées sur un manque de connaissances ? Elles ont en tout cas conduit l’Office fédéral de l’énergie (OFEN) à envisager la libéralisation de la mesure dans le secteur de l’électricité¹.

Ce livre blanc détaille toutes les tâches relevant de la mesure dans le secteur de l’électricité et dans quelle mesure celles-ci doivent être assumées par le gestionnaire de réseau². Les auteurs examinent si et comment ces tâches pourraient être effectuées par le client³ ou par un prestataire de services tiers mandaté par celui-ci. Ces derniers vérifient notamment si la

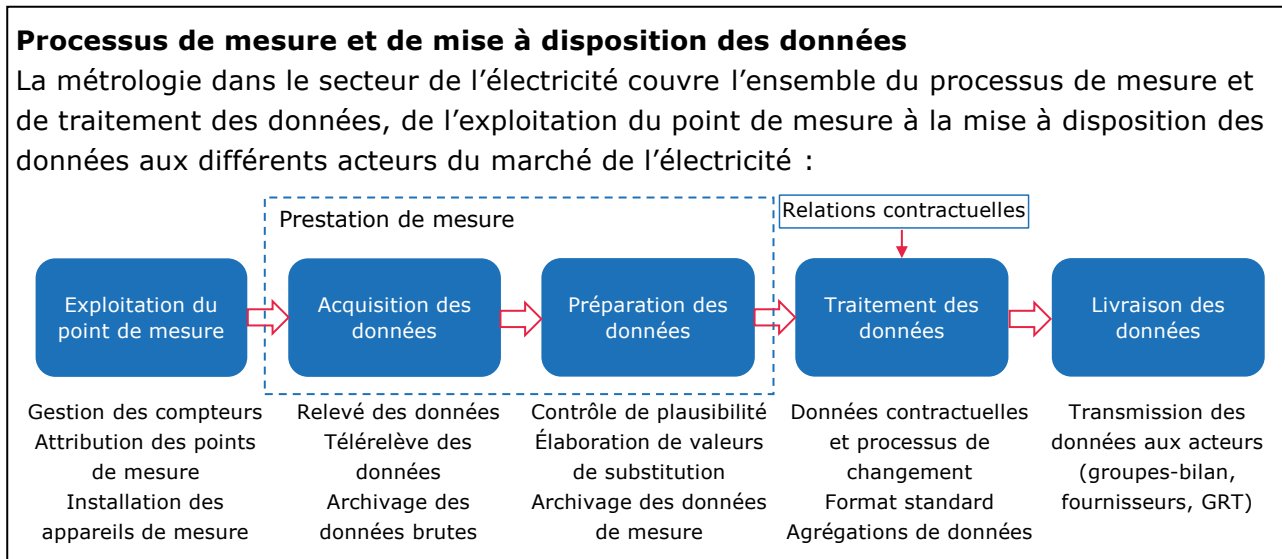


Figure 1 : Processus de mesure et de mise à disposition des données selon Metering Code Suisse (AES)

¹ Ce livre blanc a été achevé peu avant la publication du message du Conseil fédéral sur la nouvelle loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le message publié et le projet de la révision de la loi sur l’approvisionnement en électricité confirment cette intention de l’OFEN.

² « assumées par le gestionnaire de réseau » signifie « réalisées par le gestionnaire de réseau lui-même ou bien, totalement ou en partie, par un prestataire de services mandaté par lui ». La libéralisation dont il est question ici porte sur la possibilité que ce ne soit pas le gestionnaire de réseau, mais le client lui-même qui détermine son fournisseur de services de mesure.

³ Pour une meilleure lisibilité, les utilisateurs du réseau (consommateurs finaux, producteurs, prosommateurs) sont qualifiés de clients [du gestionnaire de réseau].

libéralisation de la mesure conduit effectivement à une augmentation de la qualité et de la disponibilité des données tout en maintenant, voire en améliorant, l'efficacité globale. Enfin, ils s'interrogent s'il existe des alternatives répondant aux attentes des clients, tout en étant globalement plus simples et avec une mise en œuvre économiquement plus efficaces.

2. Situation initiale

La mesure de la consommation d'électricité sur le réseau de distribution relève actuellement de la responsabilité du gestionnaire de réseau – et ce, pour diverses bonnes raisons qui sont détaillées dans le chapitre 4.

Autrefois les clients résidentiels étaient équipés de compteurs à registres permettant une acquisition cumulée de la consommation et nécessitant d'être relevés sur place alors que depuis quelques années, et notamment depuis la prescription du déploiement de compteurs intelligents (Smart Meter) en 2018, ce sont quasi exclusivement des compteurs à courbe de charge qui sont installés. Ceux-ci permettent de mesurer la consommation d'électricité au quart d'heure par télérelève.

En situation de monopole, la compétence du gestionnaire de réseau en matière de relève et de facturation de la consommation d'électricité était incontestée. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau s'abstenaient souvent de répondre aux plaintes mentionnées plus haut ou d'expliquer les coûts et les prix aux clients. En règle générale, la redevance de compteur comprend non seulement la location du compteur, mais aussi des frais tels que le relevé du compteur, la gestion des données et la facturation de l'utilisation du réseau. La croyance selon laquelle la redevance de base correspondrait exclusivement à la location du compteur demeure très répandue chez de nombreux clients.

Avec l'ouverture progressive du marché de l'électricité et la décentralisation de la production d'électricité, l'attribution des tâches au gestionnaire de réseau est de plus en plus remise en question, notamment pour deux raisons :

- Jusqu'en 2017, les producteurs devaient payer eux-mêmes les frais de mesure de leur production ou de leur injection dans le réseau. Certains de ces producteurs ont estimé que les prix de mesure appliqués étaient trop élevés et ont déposé des recours auprès de l'ECom.
- Les clients multisites, dont les succursales sont réparties sur plusieurs zones de réseau, se sont plaints à l'ECom de ne pas recevoir leurs valeurs de consommation des différents gestionnaires de réseau de manière uniforme et en temps voulu.

Les producteurs d'électricité et les clients multisites demandent comme solution la possibilité de relever les données de mesure sous leur propre responsabilité afin de répondre à leurs besoins spécifiques. Cette requête repose sur l'idée que la métrologie dans le secteur de l'électricité est un service foncièrement simple, assuré par le gestionnaire de réseau à un prix beaucoup trop élevé. L'ECom puis l'OFEN ont pris acte de ces plaintes, ainsi que de la

demande de libéralisation de la mesure comme solution unique et adéquate pour remédier à ces dérives.

La possibilité de libéraliser la mesure en Suisse a ensuite été examinée par l'OFEN dans le cadre d'une étude⁴. Cette dernière a produit des conclusions loin d'être univoques. Des expériences menées dans d'autres pays ont montré que les taux de changement ont été très faibles et que les réductions de coûts souhaitées n'ont pas vraiment été atteintes. Sur le plan réglementaire, la charge est en revanche énorme. En guise d'alternative, la possibilité d'une libéralisation partielle de la mesure pour les gros clients a été envisagée, afin de répondre au moins aux besoins de ces derniers. Cette analyse n'a pas pris en compte les conséquences sur le plan économique. Une libéralisation partielle risque d'avoir encore moins de sens, car les efforts techniques, réglementaires et administratifs nécessaires pour permettre la libéralisation ne serviraient en définitive qu'à satisfaire les intérêts particuliers d'un très petit groupe.

En 2017, le Tribunal fédéral a approuvé la requête d'un prestataire de services⁵, demandant l'autorisation de fournir des « services de mesure » (acquisition et préparation des données dans le processus de mesure décrit dans la Figure 1) pour un producteur, contre la volonté du gestionnaire du réseau. Par cette décision, le Tribunal fédéral a de facto ouvert le marché des services de mesure pour les producteurs ayant une puissance raccordée de plus de 30 kVA. La prestation de service n'a toutefois pas été réalisée jusqu'à présent – bien que le gestionnaire de réseau ait dû la rendre possible. Depuis 2018, les frais de mesure des producteurs sont financés par les redevances d'utilisation du réseau des consommateurs. Ainsi, les producteurs ne doivent désormais plus supporter eux-mêmes leurs frais de mesure. Il est donc compréhensible qu'ils ne montrent plus d'intérêt pour une telle prestation de services, puisqu'ils devraient la payer eux-mêmes.

Décidé par ordonnance en 2018, le déploiement des compteurs intelligents est en cours. L'opération implique des exigences strictes en matière de sécurité des données et d'intégrité du système. Le système de mesure intelligent sert en même temps de système de pilotage intelligent. De ce fait, une séparation de l'exploitation du point de mesure et du service de mesure s'avère actuellement très coûteuse. Une libéralisation de la mesure nécessiterait probablement l'installation parallèle de systèmes de mesure intelligents.

L'impact d'une libéralisation sur l'accomplissement de la tâche principale de la mesure et sur l'efficacité globale n'a pas encore été étudié. Outre la mise en place d'une infrastructure parallèle, les efforts réglementaires et administratifs nécessaires à sa mise en œuvre seraient considérables. Afin de garantir le bon fonctionnement du réseau et du marché de l'électricité, les tâches à accomplir devraient être imposées au prestataire de services de mesure désigné par le client comme une obligation, avec les conséquences en termes de responsabilité que cela implique. Des interfaces supplémentaires verraient le jour, mettant

⁴ OFEN / WIK, Kosten-Wirksamkeits-Analyse von Organisationsmodellen des Messwesens in Stromverteilnetzen in der Schweiz (Analyse coût-efficacité des modèles d'organisation de la métrologie dans les réseaux de distribution d'électricité en Suisse), Rapport final 12.08.2015

⁵ Arrêt du Tribunal fédéral 2C_1142/2016 du 14 juillet 2017

en danger les processus et leur fiabilité d'exécution. Pour une évaluation économique de la libéralisation de la métrologie, les conséquences doivent être considérées dans leur ensemble. En outre, il convient d'examiner si le manque présumé de qualité et de disponibilité des données peut être amélioré par d'autres mesures plus efficaces, comme le déploiement des compteurs intelligents, qui est déjà en cours, et la construction de hubs de données.

3. Coûts de la métrologie

Les coûts de la métrologie ne comprennent pas seulement les coûts du compteur. Outre les coûts des appareils agréés (METAS), les coûts de la métrologie comprennent également les dépenses d'installation et d'exploitation des appareils de mesure et de communication, les systèmes et les licences nécessaires, ainsi que les coûts de l'ensemble du processus de traitement des données, du relevé des compteurs à la diffusion des données aux acteurs autorisés, en passant par la préparation, la vérification et la gestion des données (cf. Figure 1).

L'étape « Exploitation du point de mesure » du processus comprend la fourniture, l'installation et l'exploitation du point de mesure. Ce dernier est constitué d'instruments de mesure et d'équipements de communication. Outre les coûts des appareils, ce sont avant tout les frais de personnel pour l'installation et la mise en service, y compris le paramétrage, qui pèsent dans la balance. L'installation nécessite un déplacement sur site d'au moins un installateur-électricien formé et agréé. L'exploitation des points de mesure comprend également les dépenses liées à la gestion des compteurs, à l'attribution des points de mesure et à l'étalonnage des appareils de mesure par un laboratoire accrédité. Les coûts d'entretien et de dépannage sur site font également partie des coûts d'exploitation.

Les autres étapes du processus de mesure et de mise à disposition des données concernent l'acquisition, la préparation, le traitement et la livraison des données de mesure. Cela nécessite des systèmes informatiques complexes ainsi que l'infrastructure et le personnel correspondants pour la maintenance et l'exploitation des systèmes. Dans ce contexte, les économies d'échelle se traduisent par des synergies permettant des gains d'efficacité.

Après avoir étudié les coûts de télérelève des mesures de profil de charge, l'EiCom avait estimé un montant allant jusqu'à CHF 600.– par an et par point de mesure comme « pas excessif »⁶. Ce montant ne comprend pas les frais de transmission des données (par exemple l'abonnement GSM). Avec le déploiement à l'échelle nationale de compteurs intelligents (préparation, fourniture et mise en œuvre sur site) intégrant un concept de communication, ces coûts seront moins élevés, y compris pour la transmission des données. Les systèmes de

⁶ EiCom, Coûts de mesure et accès aux mesures pour les consommateurs finaux équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données, 12 mai 2011 et Séance d'information de l'EiCom 2014

mesure intelligents seront toutefois plus coûteux que les compteurs existants dépourvus de fonctions de communication, d'exigences de sécurité des données et de transmission automatique des données.

Régulation des coûts

Dans le paragraphe consacré aux systèmes de mesure, la fiche d'information de l'OFEN du 11 novembre 2020 sur la révision de la LEné et de la LApEI⁷ fait le constat suivant :

« Aujourd'hui, les prix des prestations de mesure fournies par les gestionnaires de réseau varient énormément et sont parfois excessifs. Il existe aussi des problèmes au niveau de la qualité des données. »

Depuis 2018, en raison de la modification de l'OApEI, les coûts de mesure ne sont plus mentionnés et facturés aux producteurs. Ils font depuis lors partie des coûts de réseau facturables et sont supportés par les consommateurs finaux. Ainsi, déjà depuis 2018, il n'y a plus de « prix de mesure » facturés séparément. Les considérations de l'OFEN sont basées sur une situation initiale et une évaluation correspondante obsolètes.

Même avant 2018, les plaintes au sujet des prix trop élevés doivent être reconsidérées sous le bon angle réglementaire. Chez tous les gestionnaires de réseau, les prix de mesure correspond au maximum aux coûts réels. Les cas isolés de prix de mesure élevés peuvent s'expliquer comme suit :

- La structure des coûts et l'efficacité des gestionnaires de réseau sont variables. Les effets d'échelle ont notamment un impact considérable sur les coûts. Les quelque 620 gestionnaires de réseau actifs en Suisse sont en majorité de petites et très petites entreprises de services industriels, comptant entre quelques centaines et quelques milliers de points de mesure. En raison des coûts fixes liés aux systèmes et au personnel, les coûts de mesure relatifs à ces petits volumes sont plus élevés comparés ceux d'un gestionnaire de réseau disposant de 100 000 points de mesure ou plus. Une partie de ces surcoûts pourrait être réduite par l'intermédiaire de coopérations et de fusions de sociétés, ou bien par l'achat de prestations en tant que service. Dans le cas des services industriels, la décision est entre les mains des communes.
- Alors qu'un gestionnaire de réseau base les prix des prestations de mesure uniquement sur les coûts d'exploitation des points de mesure, un autre y inclura les coûts de l'ensemble du processus de mesure, de l'exploitation des points de mesure à l'envoi des données. Cette dernière approche serait certes correcte selon le principe de causalité, mais conduirait dans certains cas à des prix élevés, avec les accusations et les plaintes que cela peut impliquer.

L'ECom peut clarifier en toute indépendance la question de savoir si les prix étaient corrects sur la base des coûts, et rectifier d'éventuelles irrégularités. D'abord, en édictant une directive correspondante, l'ECom peut préciser quelles étapes du processus doivent être

⁷ Office fédéral de l'énergie (OFEN), Fiche d'information Loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, 11 novembre 2020

incluses dans les prix. Ensuite, elle contrôle les coûts et peut sanctionner d'éventuelles infractions. Les cas isolés et hors normes peuvent ainsi être réglés facilement grâce aux compétences et aux ressources existantes de l'EiCom. Dans cette optique, la solution consistant à libéraliser la place de mesure reviendrait à tirer sur une mouche avec un canon. On peut à juste titre se demander si le canon de la « libéralisation » touchera la mouche que sont les « coûts de mesure ».

4. Raisons de la responsabilité du gestionnaire de réseau

Dans un passé proche, le compteur servait principalement à enregistrer la quantité d'électricité prélevée par le client sur le réseau de distribution, afin de la facturer. L'exploitation du réseau et l'approvisionnement étaient du ressort du gestionnaire de réseau compétent, tout comme la facturation et, par conséquent, la mesure de la consommation d'électricité. La responsabilité et le pouvoir de décision reviennent ainsi au gestionnaire du réseau.

4.1 Mission sous haute tension

L'installation de compteurs est une opération sous haute tension qui doit être réalisée par des professionnels qualifiés. Le compteur doit être installé directement après le boîtier de raccordement d'une maison. Il n'y a pas de dispositif de coupure rapide (protection FI) comme pour les installations intérieures d'une maison. L'installation d'un compteur exige par conséquent des connaissances techniques appropriées et est aussi soumise aux exigences correspondantes de l'ordonnance sur le courant fort et de la loi sur l'électricité, incluant la responsabilité causale : en cas d'accident, la faute incombe en principe à l'entreprise responsable de l'exécution. Les risques et les responsabilités encourus rendent la tâche coûteuse et peu attrayant pour un grand nombre de prestataires à bas prix.

4.2 Spécifications métrologiques

En matière d'électricité, la métrologie est notamment régie par l'ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMepe). Les instruments de mesure servant à l'enregistrement et à la facturation de l'énergie électrique doivent être régulièrement contrôlés et étalonnés ou remplacés. Actuellement, les gestionnaires de réseau font étalonner les compteurs par lots. Seuls des échantillons prélevés aléatoirement dans chaque lot doivent être testés pour que l'ensemble du lot soit approuvé comme étant étalonné. Cette solution a du sens lorsqu'un grand nombre de compteurs sont installés en

même temps et gérés conjointement par un même prestataire de services. En cas de libéralisation, les compteurs seraient considérés individuellement, dans différentes zones et en provenance de différents lots. Une gestion des compteurs par lot serait alors difficile à mettre en œuvre efficacement. Avec certificat d'étalonnage, respect de la classe de précision requise et gestion de l'étalonnage, un compteur bon marché acheté chez un discounter pourrait ainsi revenir plus cher au final que la solution existante du gestionnaire de réseau.

4.3 Condition préalable à la stabilité du réseau et au bon fonctionnement du marché

Depuis la libéralisation (partielle) du marché de l'électricité et la décentralisation de la production d'électricité, les données de mesure ne sont plus seulement nécessaires pour la facturation de la consommation d'électricité, même si la facturation de l'utilisation du réseau, de l'énergie et des redevances reste le principal motif d'exigence d'une fourniture fiable et en temps voulu des données de mesure. Même ce processus devient de plus en plus complexe et diversifié. La facture d'électricité n'est plus nécessairement émise par le gestionnaire de réseau, mais par le fournisseur sur le marché ouvert. La gestion et la répartition correctes des données de mesure vis-à-vis des acteurs du marché concernés sont une condition essentielle pour que la fourniture d'énergie puisse être facturée par le nouveau fournisseur. À chaque changement de fournisseur, l'adresse de livraison des données change. Le gestionnaire de réseau assume la tâche fiduciaire de vérifier les données de mesure et de les envoyer à la bonne adresse, éventuellement via un hub de données central, indépendamment du fournisseur momentané.

Outre la facturation, les données de mesure sont requises pour les processus et tâches ci-après :

- Bilan de réseau et détermination des pertes
- Répercussion des coûts de réseau
- Gestion des groupes-bilan
- Élaboration de prévisions et gestion de feuilles de route
- Certificats d'origine

Des données de mesure fiables et disponibles en temps voulu constituent la base de ces processus. Elles sont donc essentielles à la sécurité d'approvisionnement et au bon fonctionnement du marché de l'électricité. Aujourd'hui, le gestionnaire de réseau en assume l'entière responsabilité. Avec la libéralisation de la mesure, il doit être possible de transférer cette responsabilité au prestataire de services choisi par le client et de convenir d'une clause de responsabilité correspondante. Sans cela, le gestionnaire de réseau, restant responsable de ces processus, pourrait se voir contraint de mettre en place parallèlement ses propres mesures avec transmission de données, afin de pouvoir assumer ses responsabilités.

4.4 Smart Metering et pilotage intelligent

Dans le cadre de sa Stratégie énergétique 2050, la Confédération a décidé de déployer des compteurs intelligents. D'ici 2027, les gestionnaires de réseau sont tenus d'équiper 80 % des clients de compteurs intelligents pouvant être relevés à distance et d'introduire un système de mesure intelligent incluant des fonctions de communication. Dans cette optique, une attention particulière est accordée à la sécurité des données et à l'intégrité système : les systèmes de mesure intelligents utilisés doivent être protégés contre l'accès aux données par des tiers. En raison de leur importance pour la sécurité de fonctionnement du réseau, ces systèmes doivent également être protégés contre les interférences extérieures. À cet effet, ils doivent être testés par un laboratoire externe et certifiés par METAS.

En toute logique, parallèlement au déploiement des compteurs intelligents, des systèmes de pilotage intelligents sont introduits et exploités avec la même infrastructure. Les systèmes de pilotage intelligents seront importants à l'avenir pour garantir la stabilité du réseau malgré les fluctuations liées à l'injection locale ou pour permettre des solutions efficaces sur le plan énergétique dans les bâtiments. La métrologie sera ainsi encore plus étroitement liée à l'exploitation du réseau.

En plus des systèmes de contrôle intelligents, une unité de déconnexion (sectionneur) intégrée au compteur fournit au gestionnaire de réseau un moyen efficace de procéder à des déconnexions ciblées en cas d'urgence (OSTRAL) afin de préserver la sécurité d'approvisionnement. Cette application nécessite également que le gestionnaire du réseau ait accès à l'appareil de mesure, sans quoi il doit assurer cette fonctionnalité séparément moyennant un surcoût.

Les exigences de qualité des données et de disponibilité ont considérablement évolué au cours des dernières années. La traditionnelle relève des données de mesure est désormais insuffisante pour un certain nombre de clients. En particulier les clients multisites sont mécontents de recevoir des données de qualité variable de la part des différents gestionnaires de réseau, parfois uniquement sur la base d'un relevé annuel des compteurs. L'introduction de systèmes de mesure intelligents tient compte de cette situation. L'ordonnance précise quelles données les clients doivent réceptionner et la qualité attendue. La généralisation de l'utilisation de compteurs intelligents et donc la mise à disposition quotidienne de données pour les clients sont déjà en cours de mise en œuvre. Leur introduction sur l'ensemble du territoire devrait se faire nettement plus rapidement qu'une libéralisation de la mesure impliquant de nombreuses et complexes questions de procédure et de responsabilité. Contrairement à une libéralisation de la mesure, le déploiement généralisé de compteurs intelligents garantit l'égalité de traitement de l'ensemble des clients.

5. Conséquences d'une libéralisation

Dans les lignes qui suivent nous nous intéressons à l'efficacité globale ou au rapport coût-bénéfice d'une libéralisation. Dans cette optique, nous examinons les différentes étapes du processus de mise en œuvre d'un environnement libéralisé et ses conséquences.

Exploitation des points de mesure

Un système de mesure intelligent se compose au minimum d'un appareil de mesure intelligent, d'un système de communication et d'un Head End System. Ces composants sont reliés par des interfaces spécifiques aux fabricants et fonctionnent ensemble en tant que système global. En particulier en matière de sécurité des données, ils sont coordonnés entre eux. En règle générale, le système de mesure intelligent remplit simultanément la fonction d'un système de pilotage intelligent, que le gestionnaire de réseau peut utiliser pour piloter les appareils des clients, afin d'optimiser le réseau et d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Il doit donc impérativement avoir accès, via son Head End et son système de communication, aux équipements de mesure et de pilotage intelligents installés localement. Les exigences de sécurité existantes et les solutions déjà en cours de déploiement ne prévoient pas que différents acteurs puissent accéder aux équipements en parallèle. Une libéralisation de l'exploitation des points de mesure signifierait donc généralement l'installation parallèle de systèmes de mesure intelligents, avec les trajets parallèles correspondants vers le même endroit. Plusieurs fournisseurs installeraient différents appareils de mesure au même emplacement. Cela ne serait pas efficace et entraînerait des surcoûts. Et cette inefficacité augmenterait avec chaque nouveau prestataire de services. Le client ne dispose souvent pas de l'espace nécessaire à l'installation de plusieurs appareils, ce qui rendrait une installation parallèle pratiquement impossible. La libéralisation de l'exploitation des points de mesure dégraderait donc considérablement l'efficacité globale d'un point de vue économique, sans apporter de valeur ajoutée fonctionnelle.

Acquisition des données

La réalisation de cette étape du processus nécessite d'accéder aux appareils de mesure installés localement via un système Head End et une liaison de communication. Comme mentionné précédemment, le gestionnaire de réseau doit également utiliser les équipements – avec ses propres droits d'accès, systèmes de communication et Head End – en tant que système de pilotage, ce qui nécessiterait l'installation et l'exploitation d'un système de mesure intelligent parallèle par le prestataire de services tiers. L'acquisition des données doit donc être assurée par l'exploitant du point de mesure. Ainsi, une libéralisation de l'étape d'acquisition des données serait uniquement possible à condition que l'exploitation des points de mesure soit également libéralisée. Par ailleurs, la libéralisation de cette étape du processus ne fait apparaître aucune valeur ajoutée.

Préparation des données

Cette étape du processus comprend essentiellement le contrôle de plausibilité et l'élaboration de valeurs de substitution, ainsi que l'archivage des données. Pour pouvoir se charger de cette étape, un prestataire de services tiers devrait recevoir les données brutes lues du gestionnaire de réseau ou du prestataire chargé de l'étape d'« acquisition des données ». Pour le calcul des valeurs de substitution, il aurait également besoin des données historiques du client le cas échéant. Cette étape du processus est aujourd'hui largement automatisée. L'exécution par un prestataire de services choisi par le client serait possible et permettrait au client de recevoir ses données directement de ce prestataire. Compte tenu des exigences actuelles en matière d'interfaces avec les clients et de transmission des données au gestionnaire de réseau, cela n'apporterait toutefois aucun avantage notable, ni en termes d'efficacité ni en termes de qualité. En revanche, de nouvelles interfaces seraient créées pour l'échange des données brutes et des données vérifiées, ce qui augmenterait à la fois le risque d'erreur et les efforts à fournir.

Traitement et mise à disposition des données

En raison de la mise en œuvre actuelle dans toute la branche de l'échange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH (SDAT-CH de l'AES), le gestionnaire de réseau a besoin des données résultant de l'étape de « traitement des données ». Il doit s'en servir pour former les agrégats de données corrects pour les différents acteurs tels que les gestionnaires de réseaux amont, le gestionnaire de réseau de transport, les représentants des groupes-bilan et les fournisseurs. Un hub de données central peut aider les exploitants de réseaux à accomplir cette tâche et renforce la sécurité des processus.

Un prestataire de services mandaté par le client pourrait assurer des livraisons de données individuelles, par exemple la transmission de séries chronologiques individuelles du client au client, au fournisseur et au groupe-bilan. L'agrégation par zone de réseau ainsi que le calcul de bilan et la totalisation des courbes de charge brute par niveau et par zone de réseau ne peuvent pas être assurés par le prestataire de services mandaté par le client, car il ne dispose pas de la totalité des données nécessaires à cet effet. Une libéralisation nécessiterait par conséquent une réorganisation des processus de données.

Conclusion

Qu'est-ce qui pourrait être effectivement libéralisé dans le système de métrologie actuel et ceci présenterait-il un quelconque avantage ? Pour des contraintes liées au système et du fait des avantages économiques évidents, les étapes complexes du processus, à savoir l'exploitation des points de mesure, l'acquisition des données, ainsi que le traitement et la mise à disposition des données, doivent être assurés par le gestionnaire de réseau. Seule la préparation des données pourrait être assurée à un coût acceptable par un prestataire de services choisi par le client, même si cela ne présente aucun avantage apparent. La Figure 2 donne un aperçu de la faisabilité et de l'impact d'une libéralisation de la métrologie d'un point de vue économique.

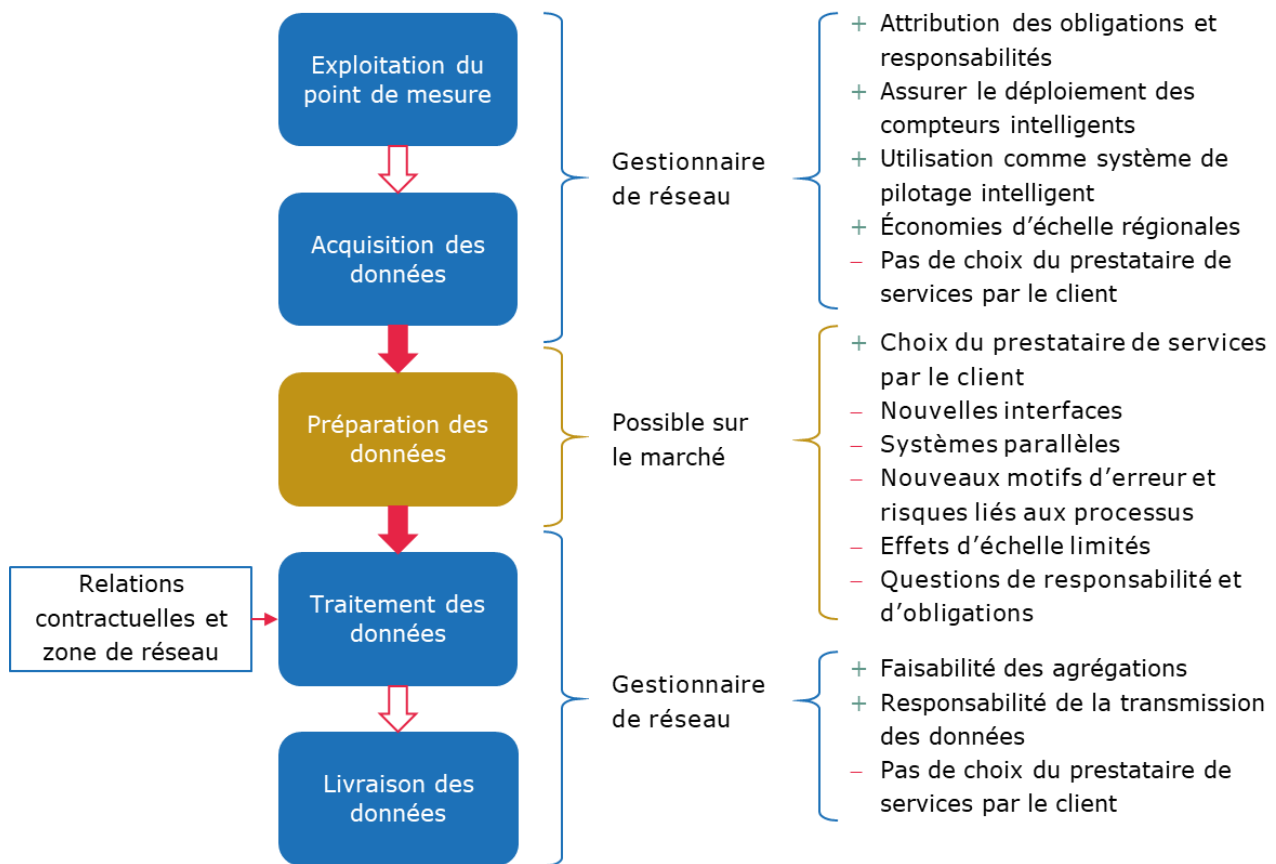


Figure 2 : Faisabilité et impact d'une libéralisation de la métrologie d'un point de vue économique

L'énorme effort de mise en œuvre réglementaire et technique que nécessiterait la libéralisation de la seule étape de préparation des données, c'est-à-dire les tâches de contrôle de plausibilité et de détermination de valeurs de substitution déjà automatisées dans les systèmes des gestionnaires de réseau, serait disproportionné par rapport aux avantages peu évidents d'une telle libéralisation. Les interfaces créées à cet effet entraîneraient des coûts supplémentaires et de nouveaux risques pour la sécurité et la qualité des données. À cela s'ajouteraient les coûts non négligeables des nouvelles dispositions réglementaires et des contrôles de conformité, ainsi que les frais liés à la résolution des litiges et aux dommages indirects en cas de non-exécution ou de prestations de services défaillantes.

L'efficacité doit être considérée d'un point de vue global. Si des coûts conséquents doivent être supportés par la communauté pour satisfaire des intérêts particuliers, il ne s'agit pas d'un gain d'efficacité. Une libéralisation partielle de la mesure, limitant le choix du prestataire de services de mesure aux grands consommateurs ou aux producteurs, amplifierait même cet effet.

6. Résumé et conclusion

La métrologie est en pleine mutation dans le secteur de l'électricité. Née de la nécessité d'enregistrer la quantité d'électricité consommée à des fins de facturation, elle est aujourd'hui fondamentale dans la sécurité d'approvisionnement en électricité. Cette évolution s'explique d'une part par les difficultés croissantes à planifier la consommation et l'injection d'électricité et, d'autre part, par l'ouverture totale du marché de l'électricité. Ces aspects ont rendu la mesure nettement plus complexe et plus difficile. Alors que l'installation et l'exploitation des points de mesure nécessitent des compétences en matière de courant fort, les autres étapes du processus de mesure relèvent essentiellement de la gestion de données numériques. Les exigences en matière de sécurité des données et d'intégrité des systèmes ont par conséquent fortement augmenté. Dans la perspective de laisser les clients choisir librement leur prestataire de services de mesure, les questions ci-après doivent préalablement être clarifiées :

- Qui endosse la responsabilité de l'exactitude des données ?
- Quels sont les risques en matière de sécurité du réseau ?
- Quels sont les garde-fous et les efforts réglementaires nécessaires ?
- Quels sont les avantages et le coût global d'un point de vue économique ?

Compte tenu de l'agenda politique déjà chargé et des défis majeurs du secteur de l'électricité, le risque est également de s'encombrer inutilement de mesures non pertinentes. Il s'agit d'éviter d'adopter des mesures présentant un mauvais rapport coût-bénéfice. La présente analyse montre qu'une libéralisation, même partielle, de la mesure entraînerait des coûts supplémentaires pour l'économie dans son ensemble. Afin de préserver la sécurité des données et l'intégrité des systèmes, mais aussi pour utiliser les systèmes de mesure intelligents en tant que systèmes de pilotage intelligents, des infrastructures parallèles seraient nécessaires si l'exploitation des points de mesure et l'acquisition des données étaient libéralisées. L'amélioration requise de la qualité et de la disponibilité des données pour les clients sera atteinte grâce au déploiement des compteurs intelligents, qui est déjà en cours, même sans libéralisation. Des hubs de données centraux contribuent également à optimiser les processus de données. En comparaison, la libéralisation d'une partie des activités de métrologie n'apporterait aucune valeur ajoutée manifeste, mais entraînerait des coûts supplémentaires substantiels aux dépens de l'économie nationale. Une libéralisation partielle réservée aux gros clients renforcerait même cet effet. Il convient par conséquent renoncer à une libéralisation, même partielle, de la mesure. Le VSGS rejette catégoriquement toute libéralisation de la métrologie.

À propos des auteurs



Dr Andreas Beer, directeur

andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

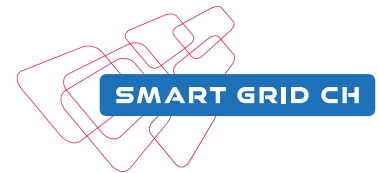
Andreas Beer est directeur de l'Association Smart Grid Suisse ainsi que de la société Alevar GmbH. Il intervient par ailleurs comme chargé de cours et expert dans plusieurs hautes écoles spécialisées. Il a développé son expertise dans le domaine des réseaux de distribution, entre autres, en tant que 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

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 les gestionnaires de réseaux de distribution de Suisse et représente leurs intérêts au sein de la branche et vis-à-vis de l'extérieur. Dans le contexte des évolutions technologiques et sociales, le VSGS fait office d'interlocuteur et de centre de compétence pour les questions primordiales relatives au réseau de distribution. Il s'engage pour que l'évolution vers le futur réseau de distribution soit anticipée, uniforme, sûre, durable et basée sur des standards communs. Le VSGS soutient la transformation numérique du paysage suisse des réseaux de distribution, afin de permettre l'exploitation de synergies à l'échelle du secteur. Le VSGS vise une mise en œuvre économiquement, socialement et techniquement optimale du réseau de distribution de l'avenir. Il procède pour cela de façon ouverte, équitable et transparente, et invite toutes les parties prenantes à participer activement.

Contact

Secrétariat du VSGS

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