



Livre blanc Smart Grid

Verein Smart Grid Schweiz VSGS
(Association Smart Grid Suisse)

28 février 2013

AET - Azienda Elettrica Ticinese
AEW Energie AG
Axpo Netz AG
BKW FMB Energie AG
CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG
EKZ - Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
Enerti SA
ewb - Energie Wasser Bern
ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
Groupe E SA
IWB - Industrielle Werke Basel
Repower AG
Romande Energie SA

Sommaire

Avant-propos.....	4
--------------------------	----------

CHAPITRE 1

Smart Grids – réseaux de distribution d'électricité intelligents.....	6
--	----------

1.1 Situation initiale	6
1.2 Qu'est-ce que les Smart Grids	10
1.3 Verein Smart Grid Suisse (VSGS)	12
1.4 Moteurs du Smart Metering, des Smart Grids et des Smart Markets	13
1.4.1 Moteur 1: Injections décentralisées	14
1.4.2 Moteur 2: Efficacité énergétique	15
1.4.3 Moteur 3: Production variable.....	15
1.5 Solutions dans le conflit des objectifs.....	16

CHAPITRE 2

Production décentralisée.....	18
--------------------------------------	-----------

2.1 Impacts de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution	18
2.1.1 Inversion de la direction du flux énergétique.....	19
2.1.2 Augmentation de la puissance	20
2.1.3 Changement de la puissance de court-circuit	21
2.1.4 Evolution de la qualité du réseau	22
2.2 Actions pour maîtriser les impacts	23
2.2.1 Puissance réactive réglable	24
2.2.2 Limitation de l'injection de courant.....	25

2.2.3	Extension conventionnelle de réseaux.....	26
2.2.4	Maillage	27
2.2.5	Station moyenne/basse tension réglable	28
2.2.6	Gestion dynamique des charges.....	29
2.2.7	Stockage d'énergie	30
2.2.8	Contrôle intégré des réseaux électriques (WACS)	31
2.3	Transmission de données	32
2.4	Conclusion et recommandations	33

CHAPITRE 3

Point de vue client et Smart Meter..... 35

3.1	Smart Meter – compteurs intelligents.....	35
3.2	Tarifs flexibles, service d'information central	36
3.3	Exigences envers les Smart Meter	37
3.4	Évaluation des fonctionnalités disponibles.....	40
3.5	Revendications identifiées	43
3.6	Estimation des coûts	43
3.7	Potentiel d'économie avec des Smart Meter	45
3.8	Point de vue client	46
3.9	Protection des données pour les Smart Meter	47
3.10	Déploiement à grande échelle	48
3.11	Conclusion et recommandations	50

CHAPITRE 4

Association Smart Grid Suisse: Position actuelle et recommandacions 52

4.1	Smart Energy = Smart Grid + Smart Meter + Smart Market..	52
4.2	Rollout de Smart Metering.....	56

Conclusion 58

Avant-propos

L'approvisionnement en énergie en général et, en particulier, l'approvisionnement en électricité doivent faire face à de nouveaux défis. Dans sa stratégie énergétique à l'horizon 2050, le Conseil fédéral parle d'un véritable tournant énergétique. Il est d'ores et déjà clair que les futurs réseaux électriques seront plus intelligents et deviendront des Smart Grids. On commence tout juste à se faire une idée à quoi ressembleront ces Smart Grids en détail et des opportunités qu'ils offriront.

Le débat sur les Smart Grids vient tout juste de commencer. Pour que des décisions optimales soient prises dans l'interaction branche – politique – société, il est important que la discussion se réfère à une conception de base commune. Le présent livre blanc se propose d'apporter une contribution en ce sens. Son objectif est de créer une base commune en ce qui concerne la terminologie ainsi que la compréhension des effets et les actions nécessaires dans le contexte des évolutions actuelles. Le livre blanc s'adresse à toutes les personnes intéressées par un Smart Grid suisse.

Le chapitre 1 résume la situation initiale et l'environnement de la politique énergétique actuelle. Les concepts importants relatifs au Smart Grid sont expliqués et l'Association Smart Grid Suisse (Verein Smart Grid Schweiz, VSGS) est présentée. Les changements prévus avec la nouvelle stratégie énergétique entraînent l'adaptation des réseaux électriques. On décrit les trois principaux moteurs du changement «Injection décentralisée», «Efficacité énergétique accrue» et «Production d'électricité variable» ainsi que leurs impacts. On présente enfin un conflit d'objectifs important entre les différents acteurs à l'aide de l'exemple du «stockage d'énergie». Il faut trouver des règles judicieuses aux problèmes rencontrés.

La «production décentralisée» en tant que moteur des évolutions des réseaux de distribution est examinée au chapitre 2. Les impacts sur les réseaux de distribution sont abordés dans le cadre d'une approche systématique. Les quatre impacts principaux sont l'inversion du sens du flux d'énergie, l'augmentation de la puissance, la variation de la puissance de court-circuit et l'évolution de la qualité du rés¹. Des actions permettant de contrer ces impacts sont décrits.

L'«efficacité énergétique accrue» est une autre étape importante du tournant énergétique. Le chapitre 3 examine si les Smart Meter (compteurs intelligents) peuvent véritablement y contribuer. Les Smart Meter offrent des fonctionnalités supplémentaires aux compteurs conventionnels – mais un déploiement généralisé engendre également des coûts. Les fonctionnalités et coûts sont mis en avant puis des recommandations d'actions sont proposées.

Dans le chapitre 4 enfin, le VSGS prend position et énonce des recommandations concernant le Smart Energy qui englobe le Smart Grid, les Smart Meter et le Smart Market avec le déploiement éventuel du Smart Metering (comptage intelligent).

¹ Les injections décentralisées causent surtout des répercussions sur la qualité de la tension (en allemand: Netrückwirkungen)

CHAPITRE 1

Smart Grids – réseaux de distribution d'électricité intelligents

On parle et on écrit beaucoup sur les Smart Grids, les réseaux de distribution d'électricité intelligents. On a presque l'impression qu'avec les Smart Grids, tous les défis dans le domaine de l'approvisionnement en électricité peuvent être maîtrisés, alors qu'on ne sait pas encore exactement ce que sont vraiment les Smart Grids et comment ils se présentent en détail. Ce livre blanc apportera des éclaircissements et des recommandations pour réussir ce tournant énergétique. De plus, des termes spécifiques sont expliqués, les défis et les concepts de solution sont décrits et les prochaines étapes vers un Smart Grid Suisse sont proposées.

1.1 Situation initiale

Afin de pouvoir continuer d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, le Conseil fédéral s'engage, entre autres, pour une économie d'énergie renforcée (efficacité énergétique), le développement de l'énergie hydraulique et de nouvelles énergies renouvelables, et ce dans le cadre de la nouvelle Stratégie énergétique 2050. Selon le premier paquet de mesures décidé le 18 avril 2012, la production d'électricité issue des énergies renouvelables doit être augmentée d'un tiers. Les installations photovoltaïques jusqu'à 10 kW de puissance seront subventionnées avec une aide directe à l'investissement (paiement unique) et aidés par le Net Metering (déduction de l'autoproduction de la consommation propre). Le 28 septembre 2012, le Conseil fédéral a ouvert la procédure de consultation sur la Stratégie énergétique 2050. Les mesures mentionnées sont expliquées plus en détail dans le rapport explicatif concernant la stratégie énergétique 2050. Il y est précisé, entre autres, que la consommation de sa

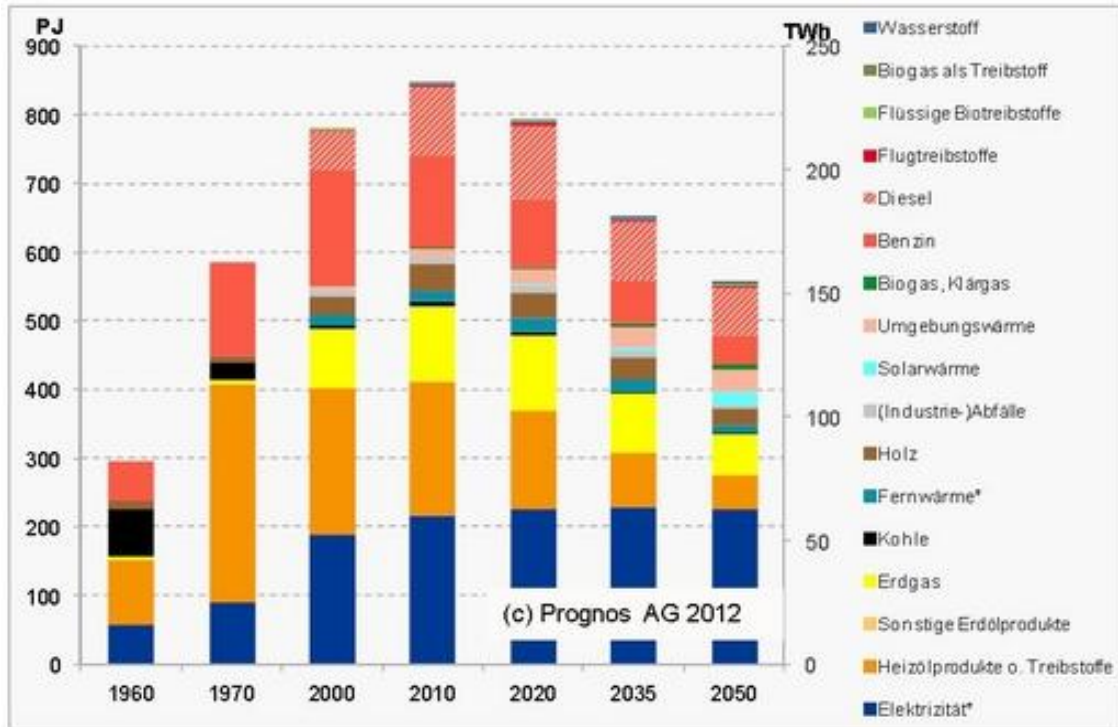
propre production doit être introduite non seulement dans le système de rétribution du courant injecté mais en général, pour toutes les installations de production. De plus, les économies d'électricité doivent être encouragées par diverses mesures, par exemple des incitations drivées par le marché libre des modèles de tarifs innovateurs et des réglementations plus sévères. Les entreprises d'approvisionnement en énergie doivent être obligées à inciter leur clientèle à économiser de l'électricité via de nouveaux concepts tarifaires. Dans le domaine des réseaux, il est nécessaire d'effectuer un renouvellement et une extension des réseaux de haute tension et de distribution et simultanément de les valoriser en les rendant «intelligents» afin de pouvoir gérer l'injection décentralisée croissante et rendre possible l'interaction directe entre les consommateurs, les gestionnaires de réseaux et les producteurs d'électricité. Les questions concernant les coûts imputables au timbre pour l'extension et la rénovation des réseaux ainsi que pour les compteurs intelligents (Smartmeter) doivent être éclaircies afin de garantir un retour sur investissement. Cette concrétisation a en plus l'ambition d'accélérer des procédures d'autorisation. Mi-2013, les réponses à la mise en consultation doivent être évaluées et le message sur la nouvelle stratégie énergétique doit être adopté et envoyé pour délibération parlementaire. La mise en vigueur des amendements législatifs ne sera possible que début 2015.

Le graphique ci-après montre l'évolution de la consommation d'énergie jusqu'en 2050, sur la base du paquet de mesure du DETEC.

Bien que les prévisions de la consommation totale d'énergie montrent une tendance à la baisse, la consommation pronostiquée d'énergie électrique demeure constante. Déjà pour atteindre ceci, des efforts pour des économies accrues seront nécessaires, comme indiqué plus haut (croissance de la population, e-mobilité accrue, substitution du pétrole et du gaz). Avec de nouveaux types de consommateurs d'électricité, grâce à l'usage d'un grand

nombre de véhicules électriques par exemple, la caractéristique de consommation d'énergie peut également changer.

Evolution de la consommation d'énergie



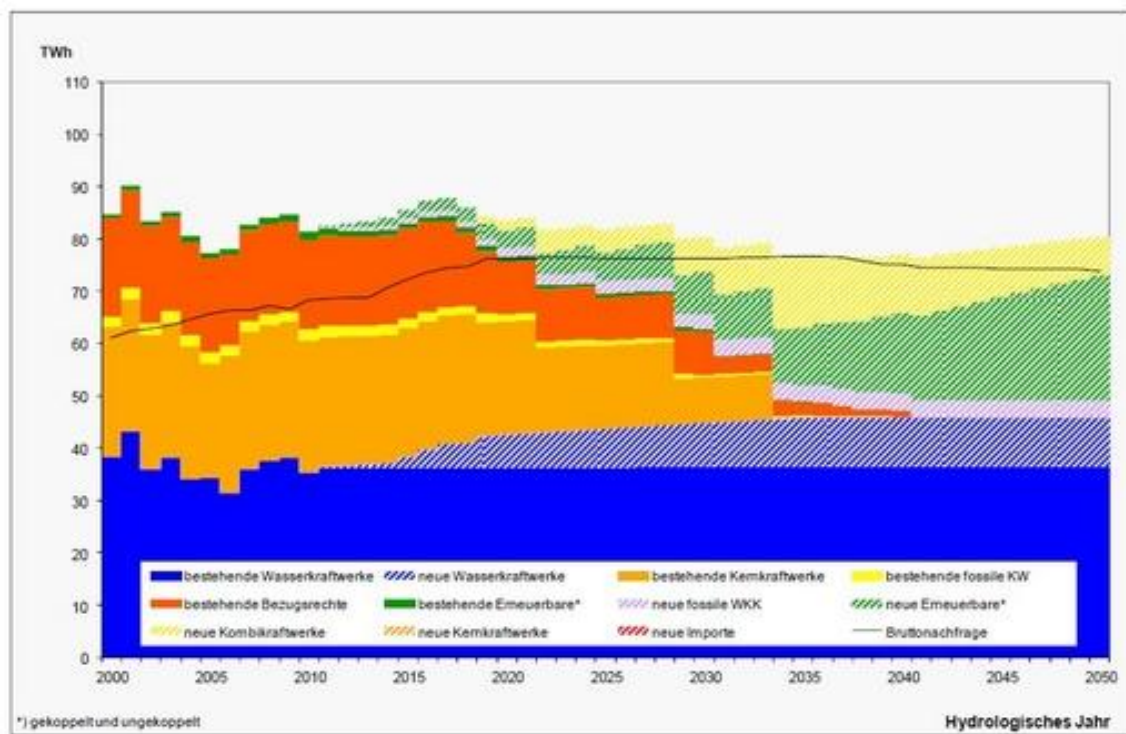
Composition de la consommation finale d'énergie (sans la consommation de carburant pour le trafic aérien international) jusqu'en 2020, 2035, 2050 sur la base du présent paquet de mesures de la DETEC (source: Prognos)

Le deuxième graphique montre l'évolution pronostiquée de la production d'énergie sous forme d'électricité. Pour pouvoir couvrir la demande brute prévue, un accroissement de la production d'énergie est nécessaire. La majeure partie doit provenir de la production d'électricité d'origine renouvelable ainsi que des nouvelles centrales à cycle combiné.

La LApEI (la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité) a pour but de créer les conditions préalables nécessaires pour un approvisionnement sûr et un marché orienté libre concurrence. Elle oblige les gestionnaires de

réseau de raccorder en plus des consommateurs finaux également tout producteur d'électricité au réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution sont obligés de fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux ne faisant pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. L'OApEI (ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité) règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, dans lequel les consommateurs finaux captifs n'ont pas droit à l'accès au réseau selon la LApEI. Les gestionnaires de réseau sont, selon l'OApEI, explicitement responsables des domaines de la métrologie et des procédures de traitement et transmission d'information.

Évolution de la consommation d'énergie



Composition de l'offre d'électricité (seulement la production nationale) jusqu'en 2020, 2035, 2050 sur la base du présent paquet de mesures de la DETEC (source: Prognos)

Les gestionnaires de réseau doivent être préparés aux développements attendus en matière de consommation et de production d'énergie. Ceci vaut autant pour la puissance installée que pour le volume total d'énergie. Pour pouvoir continuer d'assurer l'approvisionnement en électricité, il est nécessaire de vérifier si une amélioration des réseaux de distribution à l'aide des nouvelles fonctionnalités intelligentes est nécessaire pour maîtriser les évolutions. Il existe une forte présomption qu'il soit judicieux et nécessaire de transformer les réseaux électriques en Smart Grids. Les réseaux électriques intelligents seront d'une part nécessaires pour maîtriser les défis à venir, d'autre part ils apporteront de nouvelles opportunités commerciales.

1.2 Qu'est-ce que les Smart Grids

Ce chapitre explique les principaux termes utilisés.

Souvent, le terme «Smart Grid» désigne la totalité des modifications attendues des réseaux électriques. En font partie les capteurs supplémentaires pour la saisie de l'état du réseau et les nouveaux éléments actifs pour la conduite. Les capteurs et les éléments actifs sont connectés à une infrastructure de communication et généralement à une logique de commande centralisée (centre de conduite). Ces composants sont de plus en plus utilisés aux niveaux de réseaux inférieurs. L'interaction intelligente entre tous ces éléments d'infrastructure doit permettre une gestion optimale et efficace des situations complexes dans les réseaux électriques.

Le terme «Smart Grid» est souvent utilisé dans un sens encore plus large. Dans un réseau électrique, l'énergie injectée doit à chaque instant être égale à l'énergie soutirée pour pouvoir garantir la qualité de l'approvisionnement. Pour pouvoir continuer d'assurer cet équilibre, l'interaction entre la production, la consommation et le stockage doit devenir plus intelligente. Il existe différents concepts pour y parvenir. Ainsi, la consommation d'électricité pourrait être

ajustée à la production d'électricité présente, soit par des signaux de commande fixes (Demand Side Management) soit au travers d'une structure flexible de tarifs (Demand Response). La production d'électricité (décentralisée) de sa part pourrait prendre en compte l'état du réseau local et réduire la production ou ajouter des charges interruptibles en cas de sur-production. Il est également pensable que des dispositifs de stockage d'électricité soient développés au point qu'ils peuvent soutirer et réinjecter de l'énergie électrique au réseau pour équilibrer la production et la consommation. Les batteries des véhicules électriques pourraient être utilisées pour fournir de telles prestations.

Avec des réseaux et des processus plus intelligents, de nouveaux acteurs avec de nouveaux rôles pourraient apparaître sur le marché. Il est envisageable que certains acteurs se spécialisent dans ces créneaux. Souvent, ces nouveaux acteurs et ces nouveaux rôles sont qualifiés de partie prenante du «Smart Grid».

La définition globale décrite de «Smart Grid» aide à comprendre les changements possibles à l'avenir. Mais elle peut également porter à confusion lorsqu'il s'agit de parler concrètement de certains aspects.

L'agence fédérale allemande des réseaux (Bundesnetzagentur) a fait la différence entre gestion de réseau et gestion de marché dans son document exposant les questions-clés «*Smart Grid*» und «*Smart Market*»². Une différenciation claire entre Smart Grid et Smart Market permet une discussion transparente et concise. L'approche est la suivante: les questions relatives à la capacité du réseau sont traitées dans le «Grid» et les questions relatives aux quantités d'énergie sont traitées dans le «Market». Pour les thèmes non clairement attribuables, il faut

² <http://www.bundesnetzagentur.de> > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Sonderthemen > Smart Grid - Eckpunktepapier

trouver une approche hybride. Ils constituent un grand défi, vu la séparation du marché de l'énergie et du réseau (unbundling).

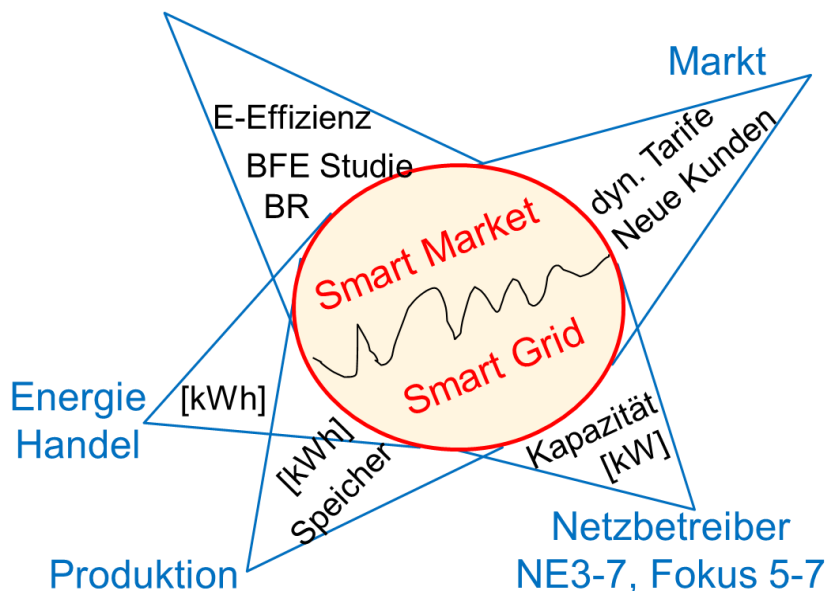
Dans le présent livre blanc, le terme «Smart Grid» se réfère uniquement à toutes les questions de réseau.

1.3 Verein Smart Grid Suisse (VSGS)

L'Association Smart Grid Suisse (Verein Smart Grid Schweiz, VSGS) regroupe les activités de 13 entreprises électriques suisses dans le domaine du Smart Grid. Elle a été fondée en été 2011. Le but de l'association est de promouvoir l'introduction du Smart Grid et de soutenir sa mise en œuvre. Dans une première étape, les membres de l'association se sont d'accord sur la terminologie et les fonctionnalités du Smart Grid.

Points de vue différents sur les Smart Grids et Smart Markets

(exemple d'aperçu, sans attribution précise)



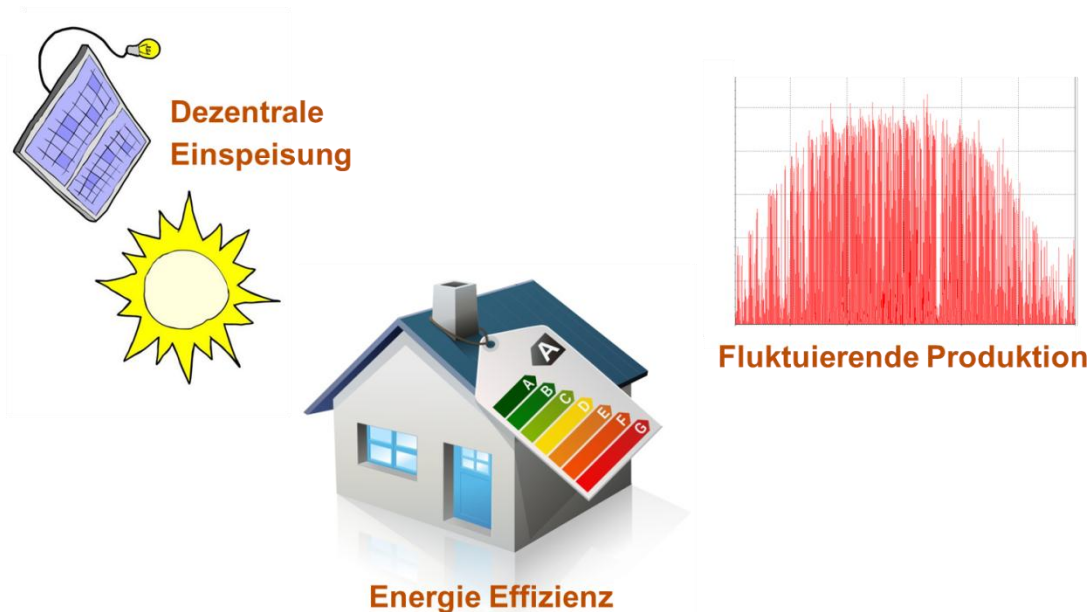
Le VSGS se focalise sur les réseaux de distribution.

Le présent livre blanc en résume les résultats principaux après la première année de travail. Smart Grids et Smart Markets peuvent être examinés sous différents points de vue. La position de l'observateur, ou son rôle, influence son appréciation, voir ci-après. Le VSGS focalise sa réflexion sur les réseaux de distribution et leur gestion.

1.4 Moteurs du Smart Metering, des Smart Grids et des Smart Markets

Le terme du Smart Grid est considéré selon que l'on se concentre sur le réseau ou sur le marché, de manière similaire à la discrimination entre le Smart Grids et le Smart Market exposée dans le document exposant les questions clés de l'agence fédérale allemande pour les réseaux.

Moteurs pour les changements dans les réseaux de distribution



Moteurs significatifs pour les changements dans les réseaux de distribution

Du point de vue des gestionnaires de réseaux de distribution, il y a trois domaines d'activités qui seront moteurs de changements dans leurs réseaux:

- **Injection de courant décentralisée - effets statiques**
- **Efficacité énergétique**
- **Production variable - effet dynamique**

Ces domaines sont expliqués en détail dans les paragraphes suivants.

1.4.1 Moteur 1: Injections décentralisées

Le tournant énergétique apporte en plus de l'augmentation des centrales électriques centralisées, une croissance des injections décentralisées. Ces injections peuvent être de nature plutôt aléatoire (énergie photovoltaïque, éolienne) ou de nature plutôt continue (couplage chaleur-force). La croissance de l'injection décentralisée exige l'adaptation des réseaux électriques, en particulier les niveaux de réseau 5 à 7 conçus initialement pour le soutirage d'énergie. Ces adaptations vont du renforcement conventionnel des réseaux (capacité de transfert accrue au travers des lignes et des transformateurs) à l'exploitation intelligente des réseaux de distribution. Le terme «statique» dans ce contexte doit être interprété comme une adaptation «fixe» de l'infrastructure, même si les états des réseaux peuvent être continuellement adaptés par une gestion intelligente suite aux variations des conditions de charge, par exemple avec des transformateurs à tension réglable.

La maîtrise des injections décentralisées nécessite des **Smart Grids** au sens étroit du terme et est au centre de l'attention du VSGS. Elle sera décrite en détail dans le chapitre 2 «Production d'électricité décentralisée» du livre blanc.

1.4.2 Moteur 2: Efficacité énergétique

Pour pouvoir maîtriser les défis du tournant énergétique, la consommation d'électricité doit être diminuée et l'efficacité énergétique accrue. Le consommateur doit devenir actif. Pour cela, il faut des appareils domestiques communicants plus efficaces et économes grâce à une gestion intelligente de leur enclenchement (Smart Home). Pour que le consommateur puisse devenir actif, il a besoin d'informations sur sa consommation d'électricité. Les **Smart Meter** sont des moyens auxiliaires envisageables pour y parvenir. Le rapport final *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz* de l'OFEN, du 5 juin 2012, considère une introduction généralisée du Smart Metering comme rentable du point de vue macroéconomique. Il juxtapose aux coûts supplémentaires de 1 milliard CHF des économies d'électricité chez les clients finaux de 1.5 à 2.5 milliards CHF.

Les Smart Meter font partie du processus MeterToCash et ils mettent à disposition des fonctionnalités supplémentaires. Les Smart Meter sont au centre d'attention du VSGS et sont décrits en détail au chapitre 3 du livre blanc.

1.4.3 Moteur 3: Production variable

Le tournant énergétique apporte un autre changement: La production d'électricité est de plus en plus de nature fluctuante et aléatoire. Ceci vaut autant pour la production décentralisée (par exemple les panneaux solaires) que pour la production centralisée (par exemple les parcs éoliens). Dans les réseaux électriques, la production et la consommation de l'électricité (y compris les pertes et le stockage d'électricité) doivent être équilibrées. Si la fluctuation de la production augmente en amplitude et en irrégularité, garantir en permanence cet équilibre devient complexe. Le concept de la prévision très précise devient de plus en plus difficile à mettre en œuvre.

Pour maîtriser la production variable, il faut non seulement considérer le domaine du réseau mais également celui du marché. Les **Smart Markets** deviennent nécessaires, de nouveaux instruments indispensables, comme p.ex. tarifs flexibles, le Demand Response ou le stockage d'énergie. Les producteurs ainsi que les consommateurs d'électricité doivent interagir intelligemment. La conception du marché doit permettre, par des mécanismes et des produits appropriés, que les solutions les plus économiques puissent s'imposer. Ceci peut impliquer entre autre un renoncement à la production ou à la demande pendant les périodes critiques. Le terme «dynamique» doit être interprété dans ce cas comme garantir «en permanence» l'équilibre énergétique.

1.5 Solutions dans le conflit des objectifs

Les nouveaux défis génèrent de nouveaux rôles et de nouveaux acteurs, comme p.ex. la production, la consommation et le stockage intelligents. Chaque acteur poursuit des objectifs définis en fonction de son rôle. Selon son orientation et ses besoins, il agira de façon différente. Un composant intelligent partagé entre différents acteurs peut donc recevoir des ordres contradictoires. Ainsi, par exemple, un producteur d'électricité (centrale isolée ou centrale virtuelle) ayant comme objectif «réglage du réseau, soutien du réseau», agira différemment qu'un producteur d'électricité ayant comme objectif l'«optimiser le marché de l'énergie» ou un consommateur ayant comme objectif «économiser de l'énergie électrique».

Ces différents objectifs sont illustrés ci-dessous en prenant comme exemple deux exploitants de batteries. Le premier exploitant veut utiliser ses batteries pour obtenir des avantages financiers sur le marché de l'électricité. Il achète du courant quand le prix est bas pour recharger ses batteries. Lorsque les prix d'électricité sont élevés, il vendra de l'énergie en déchargeant ses batteries. Les différences de prix de l'électricité sont à la base de son modèle d'affaires.

Selon la situation locale, la charge du réseau électrique augmentera ou diminuera. En cas de forte production d'électricité photovoltaïque locale, l'effet sur le réseau électrique – congestion ou soulagement – dépendra en plus des conditions météorologiques locales. Le deuxième exploitant de batteries veut utiliser ses batteries pour décongestionner le réseau électrique (local). Il rechargera ses batteries lorsque la production décentralisée est beaucoup plus élevée que la consommation locale, ce qui pourrait mettre en péril la qualité de l'approvisionnement (maintien de la tension). Les batteries seront ensuite déchargées pour remettre à disposition leur volume de stockage d'énergie pour absorber la prochaine pointe de production. La batterie est ainsi un facteur de coûts qui permet de réaliser des économies par rapport à des dépenses comme l'extension de réseau. Dans le sens de la sécurité de l'approvisionnement et de la stabilité du réseau, l'utilisation de batteries pour la stabilisation et la décongestion du réseau deviendra prioritaire, du moins dans les situations critiques.

CHAPITRE 2

Production décentralisée

Jusqu'à présent, l'électricité était généralement produite de façon centralisée par de grandes centrales électriques qui alimentaient les niveaux de réseau élevés. L'électricité était ensuite transportée sur de longues distances et transformée par étapes au cours de la distribution géographique à la tension de consommation. Aujourd'hui, on produit de l'électricité de plus en plus avec de petites centrales décentralisées pour l'injecter dans le réseau de distribution aux niveaux de tension inférieurs. Les réseaux électriques sont ainsi utilisés d'une nouvelle manière. Il faut alors vérifier si les réseaux électriques existants, particulièrement les réseaux de distribution, sont compatibles avec ce nouveau mode d'utilisation, et examiner son impact. En cas de besoin, des solutions seront proposées dans le futur et implémentées dans le réseau. On suppose que les réseaux deviendront plus intelligents, et ainsi les **Smart Grids**, pourront gérer ces situations plus complexes. Le présent chapitre explique les effets de l'injection décentralisée et les mesures à mettre en œuvre.

2.1 Impacts de l'injection décentralisée sur les réseaux de distribution

Les injections décentralisées interagissent entre eux et avec le réseau. Afin de créer un aperçu systématique de leurs impacts et des actions pour y remédier, nous en différencions quatre principaux décrits en détail dans les paragraphes suivants:

- Inversion de la direction du flux énergétique
- Augmentation de la puissance
- Modification de la puissance de court-circuit
- Evolution de la qualité du réseau

2.1.1 Inversion de la direction du flux énergétique

Avec l'injection décentralisée, il est possible que le flux énergétique s'inverse. L'inversion de la direction du flux énergétique se fait lorsque la puissance injectée actuelle dépasse la puissance consommée. Ceci concerne en premier lieu les lignes du niveau de réseau 7, mais peut également impacter le niveau 5 via des transformateurs du niveau de réseau 6.

Maintien de la tension: Avec l'inversion de la direction du flux énergétique par l'injection décentralisée, la tension au point d'injection est influencée. En général, cela résulte en une augmentation de la tension. En fonction des pointes de charge et de production, ces fluctuations de tension chez les clients deviennent nettement plus importantes. La variation de tension admissible³ peut, dans certaines circonstances, ne plus être respectée. Une distribution asymétrique des installations d'autoproduction sur les trois phases peut accentuer cet effet.

Sécurité au travail: Lors de travaux sur des parties du réseau, il faut tenir compte de l'injection d'électricité provenant des installations de production décentralisée, et qu'ainsi une coupure seulement du côté amont de la partie du réseau à mettre hors tension ne suffit plus.

Protection: Lors du raccordement d'installations d'autoproduction, il existe dans le réseau de nouvelles sources d'énergie électrique, qui en cas de défauts sur le réseau alimentent également ces défauts. Aussi bien le réseau que l'installation de production décentralisée peuvent fournir un courant de court-circuit ou un courant de fuite. Ceci doit être pris en compte lors du dimensionnement de la protection du réseau et de l'installation de production. En cas de défaut dans le réseau, toutes les sources possibles qui fournissent

³ EN50160

un courant de court-circuit dangereux doivent être déconnectées rapidement et automatiquement du réseau.

Places de mesure: Les producteurs d'électricité à injection décentralisée nécessitent des compteurs qui peuvent mesurer le flux de courant dans les deux directions ainsi que la puissance réactive.

Réglage: Outre le réglage habituel de la stabilité du réseau côté production, le réglage doit également se faire davantage du côté consommation. Les groupes de charges interruptibles peuvent être pilotés avec des installations de télécommande centralisées existantes et les injections individuelles avec des liaisons de télécommunication. Le concept de délestage⁴ doit être étendu aux objets décentralisés. Les injections décentralisées doivent être télécommandables, c'est-à-dire qu'il faut pouvoir les réduire ou les déconnecter.

2.1.2 Augmentation de la puissance

La prise de décision concernant le renforcement du réseau suite au raccordement de nouveaux producteurs décentralisés est influencée par la structure actuelle du réseau et la présence d'autres autoproducteurs. Les réseaux avec de hautes densités de charge présentent des grosses sections de ligne. Les renforcements sont donc peu importants voire pas nécessaires. Dans les régions rurales, le raccordement au réseau est plus onéreux. En particulier les sites agricoles en dehors de la zone à bâtir ne disposent souvent que d'un raccordement au réseau qui n'est dimensionné pour une puissance soutirée que de quelques 10 kVA. Si pour de tels bâtiments, de grandes surfaces de toiture sont équipées d'installations photovoltaïques si des installations de biogaz sont construites, **la puissance maximale injectée dépasse souvent**

⁴ Underfrequency Load Shedding UFLS

d'un multiple la puissance de soutirage admise. D'importants renforcements du réseau sont alors nécessaires.

La **planification et le dimensionnement des réseaux à long terme** sont plus difficiles à réaliser en présence d'installations de production décentralisées. D'une part, le réseau de distribution doit être dimensionné en fonction de la puissance soutirée, et d'autre part, en fonction de la puissance injectée. Lorsque plusieurs installations de production sont raccordées progressivement, il faut également s'assurer qu'aucune configuration inefficace de réseau n'en résulte. La législation actuelle sur les coûts imputables n'en tient pas compte. Le gestionnaire de réseau doit-il tenir compte uniquement de la première installation de production raccordée pour sa planification de réseau ou doit-il inclure d'autres installations potentielles? Par raccordement, il faut souvent calculer de nombreuses variantes, avec des puissances d'injection et des points de raccordement différents.

Avec l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché (par agrégation) ou avec des nouveaux modèles de tarif, la situation de charge dans le réseau de distribution peut fortement changer. Pour le gestionnaire de réseau de distribution, leurs impacts doivent être examinés en détail afin d'éviter des conditions de fonctionnement du réseau inadmissibles (surcharge ou violation des limites de tension).

2.1.3 Changement de la puissance de court-circuit

Le nombre grandissant d'installations de production cause une augmentation du courant de court-circuit dans le réseau, surtout aux alentours de leurs points d'injection. Suivant le type d'installation, le courant de court-circuit augmente: peu pour les onduleurs ou d'un multiple pour les générateurs synchrones. Lors du raccordement de plusieurs installations de ce type dans un réseau, les valeurs de dimensionnement peuvent être dépassées dans certains éléments

du réseau. Il faut donc prendre des mesures pour les limiter. Ces mesures à prendre varient en fonction de la forme ou de la structure du réseau, des points de raccordement des installations d'autoproduction, du nombre d'installations et des puissances installées.

En cas de défaut, le réseau peut potentiellement fonctionner en îlotage. On court donc le risque que la puissance de court-circuit présente ne soit plus suffisante pour une coupure sûre. Des dommages corporels ou matériels peuvent s'ensuivre.

2.1.4 Evolution de la qualité du réseau

Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de maintenir la qualité du réseau selon la norme EN 50160. Le raccordement d'installations d'autoproduction décentralisées avec production aléatoire (solaire, éolienne) dans les niveaux de réseaux 5 à 7, a selon le nombre et la puissance raccordée, une influence sur la qualité de l'approvisionnement. Les impacts possibles sont:

- Les **variations de tension** engendrées par des variations de puissance des consommateurs et des installations de production dans le réseau.
- Le **scintillement** qui est l'impression subjective de la variation de l'intensité lumineuse causée par la variation de la valeur effective de la tension d'alimentation dans la plage de 10Hz.
- Les **harmoniques**, provoquées surtout par les consommateurs et les producteurs utilisant des composants d'électronique de puissance. Les harmoniques présentent des problèmes de plus en plus graves, car elles provoquent des résonances, des surcharges, des dysfonctionnements et

des pertes dans les équipements d'exploitation de réseau comme dans les appareils raccordés.

- La **puissance réactive**: Les installations d'autoproduction décentralisées et de nombreux consommateurs sont généralement raccordés au réseau de distribution par des onduleurs. Ces composants d'électronique de puissance augmentent encore la proportion capacitive et la tension dans le réseau.
- Les **entailles de commutation**: Des chutes très brèves de quelques millisecondes sont caractéristiques du fonctionnement des convertisseurs commutés en ligne.
- Les **perturbations de la transmission de signaux**: Les consommateurs respectivement les producteurs peuvent former des circuits résonnants avec les capacités/inductances présentes dans le réseau. Ceux-ci peuvent perturber les installations de télécommandes centralisées.
- Les **asymétries** vont augmenter, particulièrement en cas de raccordement monophasé des producteurs.

2.2 Actions pour maîtriser les impacts

Parmi les impacts mentionnés plus haut, les **variations de tension et de puissance** sont les plus importants. Les mesures décrites se concentrent ainsi sur ces deux impacts.

Les mesures suivantes sont déjà disponibles aujourd'hui. Elles sont appliquées en divers points topologiques du réseau électrique.

- Chez les producteurs d'électricité décentralisés:
 - réglage de la puissance réactive
 - limitation de la production d'électricité
- Au niveau de réseau 7 (et éventuellement au niveau 5):
 - réaménagement conventionnel du réseau, renforcement des lignes
 - maillage
- Au niveau de réseau 6:
 - réaménagement conventionnel du réseau, renforcement des transformateurs
 - transformateurs réglables

D'autres mesures seront significatives à l'avenir, dont:

- la gestion dynamique des charges
- le stockage d'énergie
- le contrôle intégré

2.2.1 Puissance réactive réglable

L'inversion du sens du flux énergétique par les injections décentralisées influence la tension au point d'injection. La puissance réactive de l'installation de production doit être réglable pour réduire les augmentations de tension et lisser les variations de tension.

Évaluation, impacts et limites: S'il existe des problèmes potentiels avec le maintien de la tension, il peut être utile que l'installation de production décentralisée puisse régler la puissance réactive. Des puissances réactives plus élevées signifient des courants plus élevés et donc des pertes plus élevées. Le réglage de la puissance réactive est donc très utile pour les

réseaux dont l'exploitation est limitée par le maintien de la tension et non par les courants maximums. Le réglage de la puissance réactive agit ponctuellement et aide aussi si un courant est produit sur une ligne en antenne et un courant est soutiré d'une autre.

Disponibilité, expériences acquises: Cette solution n'est pas encore appliquée de façon étendue en Suisse, car elle n'était pas encore nécessaire. Mais dans d'autres pays, il existe déjà des prescriptions y relatives.

Coûts: Les coûts sont estimés grossièrement à 20 CHF/kVA, autrement dit à environ 10% des coûts de l'onduleur de l'installation de production.

Conditions cadres: L'installation de production décentralisée n'est pas propriété du gestionnaire de réseau de distribution. Afin de pouvoir contrôler la puissance réactive au profit du réseau électrique, une disposition adéquate doit être prévue dans le contrat de raccordement au réseau.

2.2.2 Limitation de l'injection de courant

La production d'électricité doit être limitée dans des situations extrêmes. Cette limitation peut être activée automatiquement sur place ou par télécommande. Pour réaliser une limitation de puissance par télécommande, l'installation de production doit disposer d'une interface appropriée. Mais les installations peuvent être également réalisées de façon à ce que la puissance fournie soit limitée à partir d'une certaine tension ou fréquence. Afin que toutes les installations ne réagissent pas simultanément, ce qui conduirait de nouveau à des problèmes de stabilité, l'instant de commutation doit se faire aléatoirement dans une fenêtre de temps définie ou à réglage continu.

Évaluation, impacts et limites: Dans le cas d'application typique d'installations photovoltaïques en Suisse, une limitation à 70% de la puissance maximale entraîne une perte d'énergie de 5% maximum.

Disponibilité, expériences acquises: Cette solution n'est pas encore appliquée en Suisse, car elle n'était pas encore nécessaire. Dans d'autres pays par contre, elle est déjà pratiquée (p.ex. la gestion d'injection de courant en Allemagne).

Coûts: Les coûts sont dus à la télécommande centralisée, l'intégration dans le système de pilotage et à la perte de production, à estimer au cas par cas.

Conditions cadres: En plus d'un contrat de raccordement au réseau, la télécommande nécessite un système de transmission de données. Alternativement, l'injection peut être limitée à une valeur réduite.

2.2.3 Extension conventionnelle de réseaux

Cette solution consiste à établir des lignes parallèles ou d'accroître les sections des lignes. Il est ainsi possible de transporter de plus grandes puissances, et la chute de tension est réduite. Les câbles posés dans des tubes peuvent, suivant le diamètre des tubes, être changés sans travaux de fouille onéreux. Lorsque les câbles sont posés sous des pavements ou avec des manchons, les travaux de fouille sont inévitables. La pose de lignes parallèles peut se faire sur le même tracé. Les conducteurs des lignes aériennes peuvent être éventuellement changés pour des sections plus importantes.

Le renforcement exige des transformateurs de plus grande puissance ou des transformateurs supplémentaires. Suivant la dimension des postes, ils doivent être également agrandis en fonction de l'injection raccordée.

Alternativement, l'installation d'autoproduction peut être raccordée à un point de raccordement au réseau convenable (p.ex. poste de transformateur ou armoire) par une ligne dédiée.

Évaluation, impacts et limites: Le renforcement conventionnel des réseaux est actuellement la solution la plus répandue. Le renforcement de lignes et de transformateurs résout la plupart des problèmes techniques, en particulier le problème du maintien de la tension et des augmentations de puissance. Les impacts sur la qualité du réseau (répercussions) selon paragraphe le 2.1.4 ne sont pas éliminés, mais diminués. Le renforcement du réseau de distribution est toujours une solution ponctuelle et locale.

Disponibilité, expériences acquises: Le renforcement conventionnel de réseaux est une tâche clé du gestionnaire de réseaux. Par conséquent, la technologie est bien développée, le savoir-faire et l'expérience déjà acquis.

Coûts: Les coûts détaillés dépendent de la situation concrète. On peut les estimer sommairement à env. 300 - 600 CHF/kVA. Il est également possible de profiter de synergies, avec des assainissements de réseau et des remplacements dus à l'âge. Les coûts d'exploitation sont relativement bas.

Conditions cadres: Il peut être judicieux d'effectuer les aménagements de réseaux avec d'autres travaux de construction. Ceci permet également de profiter de synergies (coûts, nuisances, autorisations).

2.2.4 Maillage

L'exploitation d'un réseau de type maillé sur les niveaux de réseau 7 et/ou 5 peut augmenter la sécurité d'approvisionnement, le maintien de la tension, la puissance de court-circuit et en partie les charges dans un réseau de distribution de consommateurs, par rapport à un réseau de type radial simple.

Sécurité d'approvisionnement: Le maillage permet de créer en partie des redondances du type n-1.

Un **meilleur maintien de la tension** et une **puissance de court-circuit plus élevée** peuvent être atteints par des câbles d'alimentation supplémentaires.

Le comportement du réseau sous une **charge (de consommation) plus élevée** est améliorée par a) une meilleure distribution des charges sur les lignes d'acheminement lors d'une distribution inégale des charges sur des lignes individuelles et b) par un facteur de foisonnement inférieur en présence d'un grand nombre de consommateurs.

Les impacts positifs agissent en partie aussi sur l'injection décentralisée:

Un meilleur maintien de la tension, une puissance de court-circuit plus élevée et une meilleure distribution des charges respectivement de l'injection sur un plus grand nombre de lignes d'acheminement sont également au profit de l'injection décentralisée, mais le **facteur de foisonnement** de l'injection décentralisée n'est pas réduit.

Le maillage peut donc résoudre certains problèmes avec un grand nombre d'injections décentralisées concernant le maintien de la tension et la puissance de court-circuit (harmoniques), mais ne contribue que faiblement à l'augmentation de la puissance de production raccordable. Les exigences en matière de protection et d'exploitation de réseau ainsi que les coûts d'investissement sont légèrement augmentés par le maillage.

2.2.5 Station moyenne/basse tension réglable

Les stations moyenne/basse tension avec réglage de la tension permettent de réagir automatiquement à l'état du réseau de distribution. La plage de tension utilisable est donc augmentée ponctuellement.

Évaluation, impacts et limites: Cette solution fonctionne bien s'il y a peu de clients finaux à caractéristiques similaires raccordés au transformateur réglable. Dès qu'il existe des états différents sur les différentes lignes raccordées au même départ, l'avantage de cette solution est limité. C'est par exemple le cas si du courant est injecté sur une ligne et soutiré d'une autre ligne. L'avantage est également limité, lorsque les longueurs des lignes sont très différentes.

Disponibilité, expériences acquises: Les transformateurs à tension réglable pour le niveau de réseau 6 sont disponibles depuis peu. Manque une expérience à long terme en ce domaine.

Coûts: Les coûts supplémentaires sont estimés à env. 40 CHF/kVA ou autrement dit, les coûts des transformateurs sont doublés. Les futures productions en masse pourraient réduire les coûts.

Conditions cadres pour le contrôle intégré (voir 2.2.8): Pour un réglage optimal, la tension dans les points névralgiques doit être mesurée à distance et les données des mesures doivent être transmises pour la régulation vers des transformateurs.

2.2.6 Gestion dynamique des charges

La gestion de charges interruptibles dont on peut déplacer la consommation est maintenant nommée «Demand Side Management». Elle est bien connue et réalisée depuis longtemps pour les chauffe-eau, pompes à chaleur, chauffages électriques etc. Le but a toujours été de déplacer ces charges dans les heures creuses.

Le but de la gestion des charges a évolué: du lissage des pointes de puissance vers l'absorption des productions locales aléatoires. L'extension du système de gestion de charges aux charges interruptibles non gérées jusqu'à présent est

coûteuse et possible principalement dans le domaine de la technique du froid. Pour pouvoir gérer les charges, il faut des modèles tarifaires flexibles, des clients prêts à participer et des incitations monétaires.

L'agrégation future de petites charges pour des prestations de services système soulèvera la question suivante: quel acteur, commerçant ou gestionnaire de réseau, en fera usage avec quelle motivation. Une autre question se pose, si ces petites charges doivent être utilisées uniquement pour la stabilisation du niveau de réseau 7.

La gestion des charges doit se faire localement et doit être coordonnée avec la charge et la décharge du stockage et de la production décentralisée. Une autorégulation par un prix d'utilisation du réseau très volatile peut être une solution future.

2.2.7 Stockage d'énergie

Le stockage d'énergie peut être un composant important d'un futur Smart Grid. Des accumulateurs placés dans le réseau de distribution peuvent être utilisés pour une optimisation de l'utilisation du réseau, en lissant les pointes de charge ou de production des installations de production décentralisées. L'échange de puissance avec des niveaux de réseau amont peut ainsi être minimisé. En fonction de la situation locale de la charge sur le réseau, les accumulateurs d'énergie peuvent également présenter une solution pour éviter de devoir développer le réseau. Outre l'avantage relatif à la puissance, les accumulateurs d'énergie peuvent également contribuer à maintenir la qualité de la tension en relation avec l'intégration dans le réseau de productions décentralisées⁵. En cas de grande capacité d'installations photovoltaïques, une chute de production

⁵ Respect des spécifications de la norme EN 50160 et des règlements DACHCZ pour l'évaluation des répercussions sur le réseau.

causée par exemple par des nuages peut conduire à des variations de tension dans une région du réseau de distribution. Ces impacts peuvent être compensés par le stockage d'énergie, ce qui permet de répondre aux exigences en matière de qualité de tension.

Le stockage peut être utilisé non seulement orienté réseau comme composant du Smart Grid, mais aussi orienté marché dans le Smart Market. Le défi réglementaire consiste à établir des futures conditions cadres pour que le stockage d'énergie permette une combinaison judicieuse des utilisations orientées réseau *et* marché.

Suivant la technologie de stockage utilisée, une certaine quantité d'énergie électrique est perdue à cause du rendement limité.

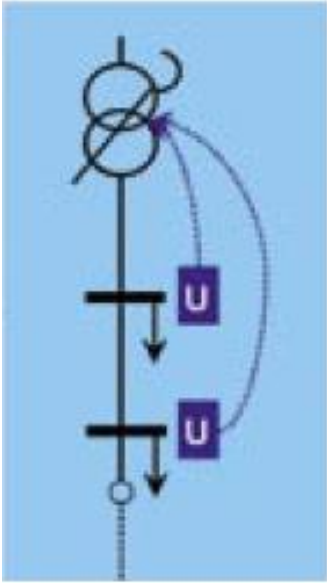
2.2.8 Contrôle intégré des réseaux électriques (WACS⁶)

Dans les réseaux actuels, la tension est réglée de manière conventionnelle avec des systèmes de réglage de tension dans les niveaux de réseaux 2 et 4. La tension est mesurée «localement» sur le jeu de barres du départ avec des transformateurs de potentiel. Suivant l'application, le courant est également mesuré afin de tenir compte de la chute de tension dans les lignes.

L'impédance de la ligne où la chute de tension doit être compensée est ensuite entrée dans le système de réglage de tension. Mais ce type de réglage ne convient que si le flux électrique va de la sous-station vers le consommateur.

Dans le niveau de réseau 6 par contre, on utilise des transformateurs à gradins fixes.

⁶ En allemand: Weitbereichsregelung, en anglais: Wide Area Control System (WACS)



Si des injections décentralisées sont présentes dans le réseau, la tension au point d'injection augmente et il est possible que la tension chez le consommateur soit plus élevée que la tension sur le jeu de barres. Pour maintenir une tension constante partout dans les niveaux de réseaux 3 et 5, il est possible d'utiliser un système de contrôle intégré. Ceci veut dire que la tension instantanée n'est plus mesurée sur le jeu de barres du niveau de tension concerné, mais sur un échantillon de nœuds du niveau de tension concerné. Les tensions mesurées sont ensuite transmises au

système de réglage de tension dans la sous-station par un moyen de communication appropriée. Cette solution a l'avantage de pouvoir régler et maintenir la tension à proximité du consommateur et pas seulement sur le jeu de barres au départ de la sous-station.

Pour un maintien constant de la tension chez le consommateur sur le niveau de réseau 7, il est en plus possible d'utiliser des transformateurs supplémentaires réglables moyenne tension/basse tension, comme décrit plus haut.

2.3 Transmission de données

Les différentes mesures pour maîtriser les «défis de l'injection décentralisée» nécessitent des solutions pour la transmission de données. Les techniques suivantes, ou une combinaison de celles-ci, sont considérées:

- PLC (Power Line Communication),
typique pour la liaison de composants - concentrateur de données
- Réseaux de données basés sur fibres optiques ou cuivre
typique pour la liaison concentrateur - centre de données (Backbone)

- Les solutions radio (locales) ou GPRS/UMTS/LTE sont une alternative aux liaisons câblées.

Les critères importants pour le choix de la technologie sont les cycles de vie, la sûreté de l'investissement (développement futur), les fonctionnalités, le savoir-faire, les coûts, la sécurité, les normes industrielles, l'interopérabilité, l'entretien ainsi que le respect de l'environnement. De plus, une grande attention doit être accordée à la sécurité des données, comme la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité.

Les débits, latence, gigue (jitter) et taux d'erreur (bit error rate) sont moins critiques. Les solutions disponibles répondent généralement aux exigences:

- Exemple débit: les systèmes de communication existants transportent aujourd'hui déjà de grandes quantités de données.
- Exemple latence: à l'exception des systèmes de protection, des latences dans la plage de 10 secondes à 1 minute suffisent en un premier temps pour les solutions proposées.

A l'avenir, les réseaux de communication seront sollicités davantage. Les Smart Grids ont de plus d'autres exigences envers les réseaux de communication que le Smart Metering.

2.4 Conclusion et recommandations

L'injection décentralisée a des impacts divers sur les réseaux de distribution. Les quatre impacts principaux sont l'inversion du sens du flux énergétique, l'augmentation de la puissance, le changement de la puissance de court-circuit et l'évolution de la qualité du réseau. L'inversion du sens du flux énergétique peut enfreindre les normes relatives au maintien de la tension. Les puissances plus élevées peuvent dépasser les limites de dimensionnement du réseau de

distribution. Les gestionnaires de réseau doivent agir pour limiter ces impacts. Outre le renforcement conventionnel des réseaux, il est possible d'utiliser des systèmes de réglage intelligents, aussi bien chez le producteur d'électricité (puissance active, puissance réactive) que sur les transformateurs moyenne/basse tension (régulation de tension). Les coûts dépendent des mesures choisies. En termes simples, les régulations intelligentes réduisent les coûts d'investissement (capex) et augmentent les coûts d'exploitation (opex). La combinaison optimale de mesures doit être trouvée au cas par cas. Le système actuel d'imputation des coûts au timbre favorise les mesures ponctuelles locales ad hoc par rapport à des investissements optimisés dans un réseau futur défini dans la planification à long terme. Les futures conditions cadres légales devraient favoriser les investissements optimaux pour les constructions de réseau. Le développement vers des Smart Grids se fera par étapes, en fonction des nouvelles exigences, d'une manière évolutionnaire et non pas révolutionnaire. Les cycles de vie de plus en plus courts, de nouvelles technologies, comme la télécommunication et le Smart Metering, sont un défi pour la branche, car il n'existe pas encore de consensus clair et universel pour la normalisation et la standardisation. Mais pour qu'en dépit de ou malgré ces changements, des solutions optimales puissent être trouvées, le législateur et le régulateur doivent offrir suffisamment de liberté aux gestionnaires de réseaux. Aujourd'hui, les coûts du réseau sont financés par les clients finaux en fonction de leur consommation d'énergie. Avec l'augmentation des injections décentralisées, ce modèle s'éloignera de plus en plus du principe pollueur-payeur (celui qui occasionne les frais de renforcement ou d'extension doit en assumer les coûts). C'est pourquoi la répartition des coûts du réseau doit également être réexaminée.

CHAPITRE 3

Point de vue client et Smart Meter

L'efficacité énergétique accrue et la réduction de la consommation d'électricité sont au centre de l'actualité. Elles sont considérées comme une étape importante pour maîtriser le tournant énergétique. Pour cela, le consommateur a besoin d'informations sur sa consommation d'électricité. Les **Smart Meter** peuvent lui fournir ces informations. Selon le rapport final de l'OFEN *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz*, l'introduction généralisée du Smart Metering électrique ferait économiser de l'énergie électrique d'une valeur de 1.5 à 2.5 milliards de francs. Ceci avec des coûts supplémentaires de seulement 1 milliard de francs. Le présent chapitre répond aux questions concernant le déploiement généralisé du Smart Metering en Suisse.

3.1 Smart Meter – compteurs intelligents

Les Smart Meter sont des composants électroniques à l'interface entre le réseau électrique et le client final. Leur fonction principale est de mesurer l'énergie électrique livrée. Les données de mesure peuvent être relevées à distance par un système informatique et de communication. Après un traitement approprié, ces données sont mises à disposition des différents utilisateurs respectivement d'applications. Une large palette de telles applications est envisageable. Elle va de la «facturation de l'énergie soutirée» en faveur du fournisseur d'énergie à la «visualisation du flux énergétique» en faveur du client final, pour permettre une meilleure efficacité énergétique. Les Smart Meter sont ainsi une interface vers le réseau électrique pour mesurer la consommation de courant et une interface pour la transmission de données vers un système

centralisé. Si le client final doit être informé directement sur les données de consommation, une autre interface vers le client final est ajoutée.

3.2 Tarifs flexibles, service d'information central

Avec l'ouverture du marché dans le secteur de l'énergie et la volonté accrue d'économiser de l'électricité, de plus en plus d'incitations par l'intermédiaire des prix de l'électricité sont introduites. Il est donc vraisemblable que les futurs systèmes de tarifs seront plus flexibles que ceux d'aujourd'hui. Cette flexibilité permet en outre de créer des incitations au niveau du marché pour pouvoir réagir en temps réel correctement aux situations de charge sur le réseau (production supérieure ou inférieure à la consommation). Ceci impose de nouvelles exigences à l'intégralité du système. Le VSGS est d'avis que ces exigences ne doivent pas être nécessairement remplies par les Smart Meter eux-mêmes. La tarification est effectuée par l'intégralité des Systèmes, pas par le compteur comme souvent affirmé. Les Smart Meter, dans leur fonctionnalité de base, mesurent et transmettent des données d'énergie et pas des données tarifaires. Une représentation en temps réel des tarifs flexibles dans les Smart Meter entraînerait une augmentation considérable des coûts de communication, sans valeur ajoutée sur la totalité du système.

Les indications de prix doivent être accessibles. Idéalement, c'est une plate-forme en ligne où tous les gestionnaires de réseaux et fournisseurs d'électricité affichent leurs prix en fonction d'un horaire. Ces informations sont librement accessibles et consultables automatiquement, afin que les systèmes de facturation puissent y accéder directement. En plus d'une simplification de la facturation, une telle plate-forme pourrait promouvoir la comparabilité et la transparence. On créerait ainsi l'option de pouvoir piloter des systèmes domotiques (déplacement de la charge) en leur transmettant des informations relatives aux prix du réseau et de l'énergie.

3.3 Exigences envers les Smart Meter

Les exigences minimales imposées aux Smart Meter du point de vue du VSGS sont présentées dans ce paragraphe. D'autres fonctionnalités optionnelles ont également été identifiées, mais ne sont pas décrites dans le présent ouvrage. De nombreux travaux ont déjà été réalisés au niveau européen⁷: La Commission européenne a identifié dix exigences principales pour les Smart Meter. Elles sont commentées ci-après. La rentabilité de la solution utilisée est un facteur important. Elle ne doit pas être affaiblie par ces exigences. Ceci est spécialement valable pour les systèmes de tarif et la coupure du raccordement.

Données de mesure disponibles au client final

Le client final doit avoir accès aux données de mesure. Il est propriétaire des données. Le gestionnaire de réseau les traite à titre fiduciaire. Les Smart Meter ont une interface vers le client final, qui peut être connecté p.ex. au Home AreaNetwork (HAN) ou inHouseDisplay (IHD).

Fréquence de mesure suffisante pour des économies d'énergie

Les Smart Meter soutiennent l'effort pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. Pour ceci, une visualisation en temps réel des valeurs de consommation (p.ex. mise à jour tous les 2 secondes) est nécessaire. Les valeurs mesurées ne doivent pas être nécessairement enregistrées.

Télérelevé

Les données de mesure peuvent être relevées à distance par l'exploitant des systèmes de mesure. La saisie et le stockage des données dans le Smart Meter se font en minimum toutes les 15 minutes pour l'énergie électrique. Les valeurs mesurées sont stockées. La transmission des données (relevé) se fait

⁷ European Commission: A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER, October 2011

quotidiennement ou sur demande (on-demand). Les données de mesure d'autres fluides, comme le gaz, l'eau et la chaleur, sont également transmissibles.

Communication bidirectionnelle

Ceci est une fonctionnalité clé pour le gestionnaire de réseaux. Les interventions sur place nécessaires sont minimisées. En plus de la transmission évidente des données de mesure, une mise à jour à distance du firmware, une surveillance, une alarme et une synchronisation des horloges embarquées sont également nécessaires.

Fréquence de mesure suffisante pour la planification de réseau

La fréquence de mesure est suffisamment élevée pour permettre la planification du réseau (contrairement à la conduite du réseau). Ceci n'impose effectivement pas d'exigences supplémentaires.

Soutien des systèmes de tarifs

Les futurs systèmes de tarif seront plus flexibles que ceux d'aujourd'hui. Ceci impose des exigences à l'intégralité du système, mais pas aux Smart Meter eux-mêmes: les données d'énergie sont relevées et transmises, pas les données de tarif.

Coupure du raccordement

Le raccordement peut être coupé, aussi bien sur place qu'à distance. Les applications possibles sont l'interruption en cas de soutirage excessif de puissance ou d'énergie, de non-paiement des factures, en cas d'urgence technique pour le réseau etc. Il faut respecter des règles de la sécurité lors de l'enclenchement/déclenchement. Le client est informé (déconsignation). Le ré-enclenchement effectif se fait par le client sur place. Cette fonctionnalité facilite par exemple les déménagements (pas de soutirage à l'état vacant).

Protection des données

Les exigences en matière de protection des données sont remplies et les lois exigeantes sont respectées. Seul l'accès autorisé est possible.

Détection et prévention de fraude

Les Smart Meter sont construits de manière à pouvoir détecter une manipulation. Les tentatives de manipulation déclenchent une alarme.

Flux de l'énergie bidirectionnels

La mesure fonctionne dans les deux sens du courant (importation, exportation). Ceci permet de promouvoir l'injection décentralisée.

En plus de ces exigences identifiées par la Commission européenne, les Smart Meter en Suisse doivent obligatoirement remplir quelques exigences supplémentaires:

Remplacement de la télécommande centralisée

Les systèmes Smart Meter ou Smart Grid doivent pouvoir remplacer les fonctionnalités de la télécommande centralisée actuellement en service.

Plug&Play

Les Smart Meter doivent être Plug&Play, aussi bien du point de vue système que du point de vue installation.

Consommation d'énergie

La consommation d'énergie des Smart Meter y compris les systèmes annexes doit être minimale.

Basé sur des standards

Les Smart Meter, respectivement leurs interfaces, répondent aux standards reconnus. Le protocole de communication est de préférence IP.

Conditions cadres générales

- des méthodes de contrôle statistiques sont possibles.
- les Smart Meter sont disponibles aujourd'hui et à l'avenir
- au moins deux fabricants offrent une solution interopérable entre eux

3.4 Évaluation des fonctionnalités disponibles

Neuf projets de membres du VSGS ont été examinés et évalués en fonction des exigences du chapitre 3. Le tableau ci-après montre le taux de satisfaction par rapport aux différentes exigences pour chaque projet. Dans l'ensemble, on peut faire les constats suivants:

- Les projets «satisfont les exigences» ou «satisfont la majorité des exigences» de la Commission européenne.
- L'exigence la plus simple à satisfaire est apparemment la fréquence de mesure comblant les besoins de la planification de réseau et le soutien aux systèmes de tarif flexibles. Ceci n'est pas étonnant, car le soutien de tarifs flexibles est une exigence appliquée à l'intégralité des Systèmes et non pas au Smart Meter.
- Parmi l'exigence la plus difficile à satisfaire ou simplement pas (encore) implémentée se situe l'accès aux données de mesure par le client final, à une vitesse suffisante pour réaliser des économies d'énergie.
- Les autres exigences dans le contexte suisse sont plus difficiles à satisfaire, en particulier la fonctionnalité Plug&Play et les conditions cadres générales.
- Un peu plus de la moitié des projets (cinq sur neuf) ont en moyenne un taux élevé de satisfaction, entre «exigences satisfaites» ou «majorité des exigences satisfaites».

Satisfaction aux exigences	Proj. 1	Proj. 2	Proj. 3	Proj. 4	Proj. 5	Proj. 6	Proj. 7	Proj. 8	Proj. 9	Ø
Données de mesure disponibles au client final	3	3	1	2	1	2	3	1	1	1.89
Fréquence de mesure suffisante pour économies d'énergie	4	4	4	1	1	1	1	4	1	2.33
Télérelevé	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1.67
Communication bidirectionnelle	2	1	3	1	1	1	2	3	3	1.67
Fréquence de mesure suffisante pour planification de réseau	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1.11
Soutien des systèmes tarifaires	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1.11
Coupure du raccordement	4	1	4	1	1	1	1	1	1	1.67
Protection des données	2	3	1	1	3	1	1	1	1	1.56
Détection et prévention de fraude	1	1	2	1	1	1	4	1	1	1.44
Flux de l'énergie bidirectionnels	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1.33
Remplacement de la télécommande centralisée	4	1	3	2	2	2	3	3	2	2.44
Plug&Play	4	4	3	2	2	2	4	2	3	2.89
Consommation d'énergie			3	2	1	2	3	1	1	1.86
Basé sur des standards	1	4	3	3	2	2	1	4	3	2.56
Conditions cadres génér.	1	4	3	3	3	3	4	3	2	2.89
Moyenne EAE	2.3	2.2	2.5	1.7	1.5	1.5	2.1	1.9	1.4	1.96

Légende: 1=exigences satisfaites, 2=majorité des exigences satisfaites, 3=exigences partiellement satisfaites, 4=exigences non satisfaites

	Commentaire sur la satisfaction des exigences	Ø
Données de mesure disponibles au client final	Généralement satisfait ou satisfaisable, évent. pas implémenté. Accès via portail Web, mais pas par une interface directe.	1.89
Fréquence de mesure p. économies d'énergie	La moitié des projets offre un accès suffisamment rapide pour le client final.	2.33
Télérelevé	Partout bien satisfait, avec des volumes de mémoire locale différents.	1.67
Communication bidirectionnelle	Généralement satisfait. Mise à jour du firmware doit être légalement permise.	1.67
Fréquence de mesure p. planification de réseau	Satisfait sans problème.	1.11
Soutien des systèmes tarifaires	Réalisé dans intégralité du système. Synchronisation horloges doit être observée.	1.11
Coupure du raccordement	Bien possible, pas implémenté partout.	1.67
Protection des données	Données généralement cryptées. Autres exigences peu claires →, nécessitent explication. Exigences excessives pourraient freiner ou fortement renchérir l'application de Smart Meter.	1.56
Délect. & prévent. fraude	Bien satisfait	1.44
Flux de l'énergie bidirectionnels	Dépend du Smart Meter utilisé. Satisfait avec une exception.	1.33
Remplacement de la télécommande centralisée	Partiellement implémenté, mais généralement possible, souvent avec des appareils auxiliaires.	2.44
Plug&Play	Insatisfaisant. Nécessite développements.	2.89
Consommation d'énergie	Il n'existe pas encore de limites claires, mais fait partie des projets.	1.86
Basé sur des standards	Part. propriétaire, part. basé sur standards Une image claire des standards doit être créée.	2.56

3.5 Revendications identifiées

Les projets examinés et leur évaluation nous permettent d'identifier les revendications envers plusieurs acteurs:

Législateur (METAS):

- S'éloigner de l'exigence de la tarification à l'intérieur des compteurs
- Autoriser la méthode de certification par sondage pour le Smart Metering
- Permettre une mise à jour du firmware, malgré les prescriptions de certification

Législateur (protection des données):

- Clarifier la protection des données, pour que les Smart Meter soient économiquement exploitables

Fabricants de Smart Meter:

- Développer des solutions interopérables
- Standardiser l'Interface pour l'accès direct par le client final
- Améliorer la capacité Plug & Play

3.6 Estimation des coûts

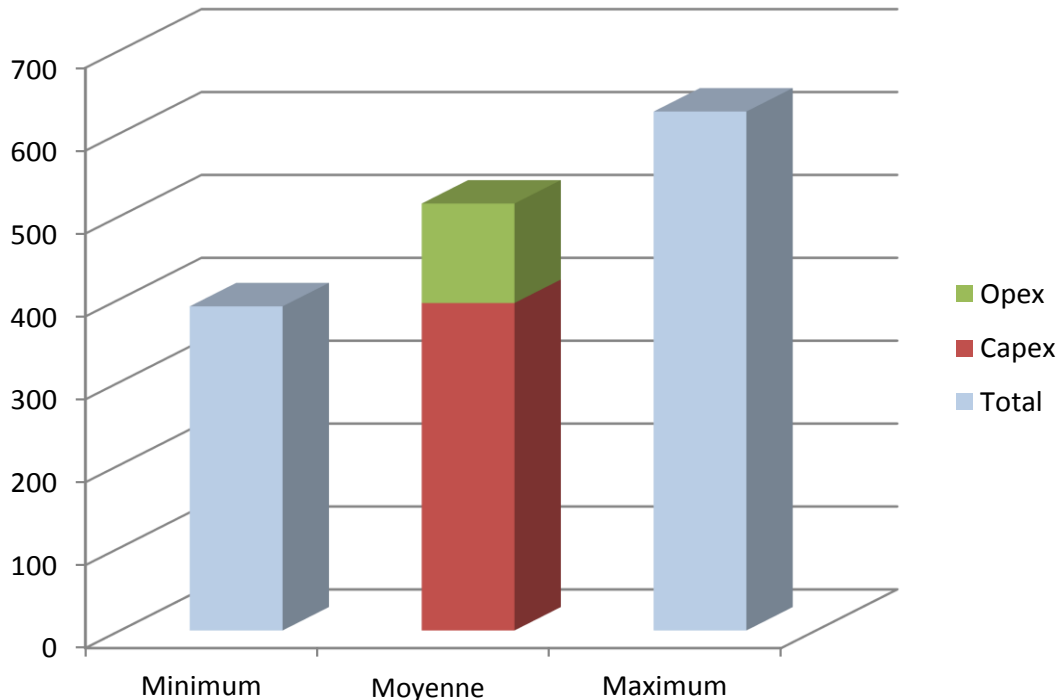
Six membres du VSGS ont estimé les coûts totaux des systèmes Smart Metering utilisés dans les projets pilotes: déploiement plus exploitation. Les tableaux suivants montrent les valeurs minimales, maximales et moyennes des coûts. Il faut noter que le maximum et le minimum sont attribués par ligne, et qu'ils ne peuvent pas être simplement additionnés. Les coûts pour les amortissements précoces d'anciens compteurs sont calculés pour une durée de déploiement typique de 5 ans. Les coûts d'exploitation sont calculés pour 10 ans. On doit s'attendre à ce que la durée de vie des appareils se raccourcisse. L'estimation des coûts est une vue instantanée qui changera continuellement.

	Minimum	Valeur moyenne	Maximum
Compteur et module com.	178	209	286
Installation	33	122	260
Systèmes IT	13	18	24
Implémentation	0	18	27
Amortissement précoce d'anciens compteurs	10	28	72
CAPEX (fr. par compteur)	302	395	546
OPEX Plate-forme	23	69	98
OPEX Communication	20	52	106
OPEX (fr. par compteur, 10 ans)	49	120	185
TOTAL (fr. par compteur, 10 ans)	391	516	626

De façon générale, les constats suivants sur les coûts totaux ont été faits:

- Pour le déploiement et l'exploitation pour 10 ans, les coûts occasionnés évoluent dans la fourchette de 400.-- à 600.-- par compteur
- La grande partie des coûts (80 +/-10%) sont les investissements (CAPEX)
- La part OPEX est de 10 - 30% ou 50 - 180 CHF par compteur

Estimation grossière des coûts en CHF / compteur



Coûts totaux grossièrement estimés en CHF/compteur pour un déploiement de Smart Meter sur une durée d'observation de 10 ans.

3.7 Potentiel d'économie avec des Smart Meter

Un déploiement généralisé de Smart Meter permet une augmentation de l'efficacité et donc des économies de coûts par l'automatisation des différents processus.

Exemples:

- Avec la deuxième étape prévue de l'ouverture du marché, tous les clients auront la possibilité de changer de fournisseur d'électricité. Les Smart Meter permettront d'automatiser et donc d'accélérer ces processus de changement.

- La télécommande centralisée actuelle permet d'optimiser le soutirage de l'énergie en le décalant dans le temps. De plus, les consommateurs sont divisés en groupes. Les Smart Meter permettent une gestion individuelle et plus de flexibilité du décalage des charges.
- La lecture manuelle des Smart Meter disparaît. Le processus MeterToCash est ainsi optimisé. Une facturation précise dans le temps est possible.
- En cas de déménagement, les coûts personnels et administratifs peuvent être réduits.

De plus, les Smart Meter offrent des possibilités de nouvelles prestations de service pour augmenter l'efficacité énergétique.

3.8 Point de vue client

Aucune exigence spécifique concernant le Smart Metering du point de vue client n'a été identifiée jusqu'à présent. Des études préalables démontrent un grand potentiel d'économie, possible grâce aux informations sur la consommation. Des études récentes relativisent ces résultats⁸. Des exemples sont les affichages Inhome chez EKZ⁹ et Vattenfall¹⁰ ainsi que les affichages via Internet chez CKW¹¹.

Sur certains utilisateurs, un tel système a un effet incitateur et les sensibilise sur la consommation d'électricité. Mais peu réalisent une réduction significative de

⁸S. Gölz et al., Führt Verbrauchsfeedback zu Stromeinsparungen?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2012, Heft 8, S. 32ff:

⁹http://www.ekz.ch/content/dam/ekz/umwelt/smartgrid/MM_110810_Smart%20Metering.pdf.res/MM_110810_Smart%20Metering.pdf

¹⁰<http://www.golem.de/news/verbrauerschuetzer-erster-smart-meter-grossversuch-in-berlin-gescheitert-1207-93216.html>

¹¹http://www.ckw.ch/internet/ckw/de/medien/news/archiv/2012/smart-metering-einsparungen.-CKWSlot1-0004-File.FileRef.pdf/2012-01-05_Smart%20Metering-Einsparungen_f.pdf

leur consommation. La plupart des utilisateurs sont intéressés au début du projet, mais l'utilisation du système baisse rapidement à un niveau très bas. Pour les consommateurs, l'avantage à long terme est limité avec les systèmes actuels. Par conséquent, aucun modèle d'imputation des coûts ne permet aux EAE de financer les investissements. Les applications futures, comme p.ex. le décalage dans le temps des charges, pourraient relativiser cette affirmation.

On peut se demander, si un investissement dans un système Smart Meter avec affichage est justifié pour une minorité des utilisateurs intéressés. D'autres systèmes moins chers et plus faciles à réaliser sont mieux adaptés.

Aucune indication n'a été trouvée jusqu'à présent sur un avantage éventuel par le Smart Metering avec des tarifs dynamiques, des mesures de fidélisation de clients (p.ex. VELIX¹², iSmart¹³, MUNX¹⁴, e-Vision) ou des applications Smart Home. D'autres résultats d'études sont attendus à ce sujet. Pour les applications Smart Home, une interface standardisée communiquant en temps réel serait un complément utile au Smart Meter.

3.9 Protection des données pour les Smart Meter¹⁵

La loi sur la protection des données sert à la protection de la personnalité et des droits fondamentaux des personnes dont les données sont traitées. Les Smart Meter avec relevé tous les quarts d'heure permettent un suivi du profil des clients particuliers. Outre la loi sur la protection des données de la confédération (valable pour EAE en tant que personne juridique), il existe des lois cantonales sur la protection des données (valables pour les organes des

¹²http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/100510_energiesparen_kas/index

¹³<http://inergie.ch/thematik/projekte-2/projekte/>

¹⁴<http://munx.ch/de/>

¹⁵ Source: VSE electrosuisse Bulletin 9 + 10/2011

cantons et communes). Il faut éclaircir au cas par cas les lois devant être appliquées.

Le gestionnaire de réseaux doit assurer le respect des lois sur la protection des données. Une plate-forme commune doit respecter les différentes lois applicables.

Selon le préposé à la protection des données et à la transparence (PFPDT), les valeurs de 15 min. ne sont pas nécessaires pour la facturation. Elles doivent être anonymisées et agrégées pour établir les prévisions des courbes de charge. Pour permettre à l'avenir l'application de différents modèles de tarifs, y compris des tarifs flexibles, nous estimons que les valeurs de lectures toutes les 15 min. sont nécessaires.

La sécurité des données doit être assurée à des niveaux différents:

- Protection contre le décryptage et la lecture par des personnes non autorisées
- Transmission codée des données, p.ex. AES¹⁶
- Concept de droits d'accès à la base de données

3.10 Déploiement à grande échelle

Pour pouvoir réaliser un déploiement avec succès, il faut impérativement investir dans des préparatifs importants. Les expériences et les résultats acquis des avant-projets doivent être pris en compte. Si un gestionnaire de réseau de distribution n'a pas réalisé d'avant-projet, il doit choisir un projet modèle qui corresponde le mieux à ses propres conditions d'application. Tout au début de la planification, il faut prendre certaines décisions déterminantes. Primordial:

¹⁶http://de.wikipedia.org/wiki/Advanced_Encryption_Standard

«Dans quelle période le Rollout doit-il être réalisé?» La planification ultérieure doit être définie en fonction de ce calendrier. Les thèmes suivants sont des points importants à définir dans un déploiement massif:

- Ressources
 - Va-t-on travailler avec du personnel interne et/ou externe?
 - Les travaux d'installation sont-ils intégrés dans le déploiement?
 - Comment peut-on assurer la sécurité au travail?
- Workforcemanagement
 - Le lieu de montage de chaque Smart Meter est-il déterminé?
 - Les processus de mutation se font-ils automatiquement?
 - Le traitement mobile des données doit-il servir uniquement à la gestion du déroulement du déploiement ou également comme moyen de communication de secours pour le relevé?
- Logistique
 - Capacité de production et de livraison; flexibilité du fabricant?
 - Existe-t-il une source de matériel alternative?
 - Existe-t-il un ou plusieurs points de livraison?
 - Qui prend en charge le recyclage respectueux de l'environnement?
- Processus
 - Quel doit être le niveau d'automation des processus Meter-to-Cash?
 - Qui gère les processus d'encaissement et de changement (déménagement/changement de fournisseur d'énergie)?
- Organisation
 - Qui rédige la documentation?
 - Où est lié l'organe de surveillance?

3.11 Conclusion et recommandations

Les acteurs concernés sont poussés à l'introduction du Smart Metering par des pressions économiques et politiques aussi bien en Suisse qu'à l'étranger (Europe). Alors qu'en Suisse, on se concentre encore sur des projets pilotes, des déploiements généralisés ont déjà eu lieu dans certains pays d'Europe. Le groupe de travail «Smartmeter» a identifié les fonctionnalités minimales des Smart Meter. Les tarifs flexibles et la mesure de la qualité de la tension ne sont pas obligatoirement une fonctionnalité du Smart Meter lui-même, mais celle de l'intégralité des Systèmes. Dans les projets pilotes en cours, l'implémentation des fonctions de base ou minimales est généralement bien réalisée. La compatibilité et l'interopérabilité sont à un niveau faible. Le groupe de travail a également évalué grossièrement les coûts du Smartmetering: Déploiement et exploitation pendant dix ans coûtent 400 - 600 CHF par compteur. La part de l'investissement est d'environ 80%.

L'évaluation des systèmes actuels permet de formuler les exigences au législateur et aux fournisseurs:

- S'éloigner de l'exigence de la tarification intégrée au compteur
- Autoriser une méthode de certification par sondage pour Smart Meter
- Permettre une mise à jour du firmware, malgré les prescriptions de certification
- Clarifier la protection des données, de façon à ce que les Smart Meter soient économiquement utilisables
- Développer des solutions interopérables
- Standardiser l'interface pour permettre l'accès direct aux données par le client final
- Améliorer la capacité Plug & Play

Jusqu'à présent, seule une minorité de clients finaux s'est intéressée aux systèmes Smart Meter avec affichage. Des alternatives meilleur marché et plus faciles à réaliser, sont mieux adaptés.

L'échange de données est une partie significative des systèmes Smart Meter. Il existe différentes solutions à ce sujet. Le marché Smart Meter est actuellement en mouvement. Des conditions cadres juridiques claires manquent encore. Les décisions d'investissement optimales sont donc difficiles à prendre.

Un déploiement généralisé de Smart Meter peut être considéré comme judicieux si les conditions cadres correspondantes existent. Selon le rapport final de l'OFEN du 5 juin 2012, des mesures accompagnatrices supplémentaires peuvent permettre l'économie de l'énergie électrique. Le volume est toutefois difficile à estimer. Outre les mesures d'économie d'électricité prévues par l'OFEN, d'autres processus peuvent être automatisés et donc optimisés. Les durées de traitement sont raccourcies et les coûts sont diminués. Ceci est spécialement important pour les processus de changement, lorsque la deuxième étape de l'ouverture du marché sera réalisée. Pour profiter de ce potentiel des Smart Meter, des investissements importants doivent être réalisés sur plusieurs années par les EAE. Le financement du déploiement doit donc être défini. En première ligne, les clients finaux profitent de nouvelles opportunités et les gestionnaires de réseaux paient les infrastructures. Ceci doit être compensé par des moyens d'imputation des coûts au timbre. Si ces recommandations principales et autres conditions cadres sont remplies, il est possible de démarrer un déploiement généralisé de Smart Meter.

CHAPITRE 4

Association Smart Grid Suisse: Position actuelle et recommandacions

Dans ce dernier chapitre, le VSGS se positionne par rapport au thème Smart Grid ou plutôt au thème **Smart Energy**. Le terme «Smart Grid» est souvent collectivement appliqué à des domaines très différents. Ceci doit être évité pour obtenir plus de clarté. Le terme «Smart Energy» comprend les trois sous-domaines Smart Grid (dans le sens le plus étroit), Smart Metering et Smart Market. La prise de position concerne également un potentiel **déploiement de Smart Metering** en Suisse. Connaissance acquise importante: le **Smart Metering n'est pas une condition nécessaire au Smart Grid**. Il est toutefois judicieux de les considérer ensemble, pour détecter d'éventuelles synergies. Il existe un potentiel p.ex. pour les solutions de communication. L'échange de données est extrêmement significatif puisqu'il sert comme fondation aussi bien aux Smart Grid qu'au Smart Metering.

4.1 **Smart Energy = Smart Grid + Smart Meter + Smart Market**

Le VSGS condense le terme et la fonctionnalité du Smart Grid avec les prises de position principales suivantes:

Le tournant énergétique comprend trois défis majeurs pour les réseaux électriques. Ces trois défis sont considérés séparément:

- A) L'augmentation de l'injection décentralisée sollicite les réseaux de distribution dont la maîtrise est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution.

- B) L'efficacité énergétique doit être accrue. Les consommateurs finaux en sont responsables. Les gestionnaires de réseaux soutiennent leurs efforts.
- C) Les variations de production d'électricité sollicitent les fournisseurs d'électricité. Des outils sont nécessaires pour équilibrer l'énergie et la puissance. La responsabilité est essentiellement celles des groupes bilan respectivement des fournisseurs d'énergie.

Approvisionnement intelligent d'électricité – Smart Energy

Le tournant énergétique apporte trois nouveaux grands défis pour l'industrie de l'électricité:

- Augmentation des productions décentralisées et de leur injection dans les réseaux de distribution
- Augmentation de l'efficacité énergétique en général et de l'efficacité électrique en particulier
- Variation rapide de la production à partir d'énergies primaires non influençables, nécessitant de nouveaux outils de réglage.

Le mot «Smart Grid» est souvent utilisé comme terme général englobant ces trois thèmes fort différents, ce qui rend la discussion et la recherche de solutions difficiles. Les moyens nécessaires pour maîtriser ces défis sont aux mains d'acteurs différents. Le VSGS est clairement d'avis que les défis doivent être considérés séparément autant que possible. Le terme «Smart Grid» ne doit pas englober toutes les solutions intelligentes dans le domaine de l'approvisionnement électrique. Il existe des termes plus adaptés, comme p.ex. le «Smart Energy».

La distinction nette n'est pas toujours possible. Dans le domaine de l'approvisionnement de base (sans marché entièrement libéralisé), il y a des

chevauchements entre le Smart Grid et le Smart Market. Le gestionnaire du réseau est responsable entre autre de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement.

A) Injection décentralisée – Smart Grid

Pendant de nombreuses décennies, l'électricité était produite essentiellement par de grandes centrales électriques centralisées et acheminée par des réseaux de transport et de distribution – initialement conçus pour le soutirage – aux consommateurs finaux dispersés géographiquement. Aujourd'hui, l'électricité est produite de plus en plus par de petites installations décentralisées et directement injectée dans les réseaux de distribution. La stratégie énergétique 2050 de la confédération soutient activement ce développement. L'injection décentralisée induit de nouveaux défis pour les réseaux de distribution, comme l'inversion des flux d'énergie, des charges plus élevées et une complexité technique accrue. En plus de ces impacts au plan technique, il y a des impacts directs sur la sécurité des personnes et la sécurité de l'approvisionnement si des mesures appropriées ne sont pas prises. Les évolutions des conditions cadres influenceront durablement l'extension, le renforcement et l'exploitation des réseaux de distribution. Le VSGS est d'avis que la responsabilité de surmonter ces défis incombe aux gestionnaires de réseaux.

B) Efficacité électrique – Smart Meter

L'augmentation de l'efficacité énergétique en général et l'augmentation de l'efficacité électrique en particulier est un pilier important de la stratégie énergétique 2050 de la confédération. Le VSGS soutient cette orientation. Suite à la croissance de la population attendue et aux substitutions d'agents énergétiques, un maintien de la consommation totale d'énergie électrique n'est possible qu'en réalisant de grands efforts. Une diminution de la consommation semble improbable. Le responsable de la consommation d'électricité et de

l'efficacité électrique est le consommateur final. Pour qu'il puisse assumer sa responsabilité, il a besoin d'informations sur sa consommation actuelle et sur les possibilités d'optimisation. Le VSGS soutient ces efforts et approuve (subsidièrement) - pourvu que les conditions cadres soient appropriées - un déploiement généralisé de Smart Meter. Des Smart Meter intégrés aux solutions de communication appropriées permettent – à part de l'acquisition des données – de transmettre de l'information au consommateur final.

C) Production d'électricité fluctuante – Smart Market

La production d'électricité à partir de l'énergie solaire et éolienne dépend des conditions météorologiques, fluctue donc fortement et n'est pas influençable. La difficulté d'établir des pronostics de production augmente. L'approvisionnement en électricité est tributaire d'un équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

Cet équilibre énergétique fondamental «production=consommation» et donc la stabilité de la fréquence doit être assuré suprarégionalement. Si la partie de la production aléatoire et fluctuante augmente, il faut de nouveaux instruments (mécanismes de marché) pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Les consommateurs finaux y contribueront davantage. Des prix d'énergie flexibles pour le consommateur final ou le stockage d'énergie sont envisageables. En fonction du mécanisme d'encouragement, la production subventionnée peut influencer négativement les mécanismes du marché. Le VSGS estime que la responsabilité primaire pour maintenir l'équilibre énergétique en Suisse incombe aux fournisseurs d'énergie et aux producteurs. En cas où l'équilibre énergétique ne peut pas être maintenu, la sécurité de l'approvisionnement est menacée. Les gestionnaires de réseaux soutiennent alors l'équilibre énergétique, même si leur tâche principale est d'offrir des capacités de transport et de distribution. Ceci vaut particulièrement pour le

devoir du gestionnaire du réseau de distribution d'assurer la sécurité de l'approvisionnement de base¹⁷.

4.2 Rollout de Smart Metering

Le VSGS soutient en principe le déploiement généralisé du Smart Metering en Suisse. La réalisation concrète par les gestionnaires de réseaux doit se faire sous leur propre responsabilité (subsidaire). Ils doivent être soutenus par des conditions cadres légales appropriées. Le VSGS a défini les fonctionnalités minimales pour les Smart Meter. La solution de base offrant cette fonctionnalité minimale doit être financée par le client final, par l'imputation au timbre. Une période de dix ans pour un Rollout de 80% des «Smart Meter» et de vingt ans pour un Rollout à 100% semble appropriée.

L'OFEN, dans son rapport final du 5 juin 2012, avec titre «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz», a examiné un déploiement généralisé de Smart Meter en Suisse. Le rapport démontre, qu'un déploiement généralisé peut être rentable du point de vue macroéconomique: les appareils et les installations occasionnent jusqu'en 2035 des coûts supplémentaires de 1 milliard de francs par rapport aux économies potentielles d'électricité chez les clients finaux d'une valeur de 1.5 à 2.5 milliards CHF.

Le VSGS accueille favorablement ces investigations. Le document forme une base de discussions très précieuse concernant les impacts d'un déploiement généralisé. L'avis du VSGS diverge de celui représenté dans le rapport mentionné ci-dessus pour les points suivants: les coûts de communication en particulier nous semblent trop bas. Les exigences minimales mentionnées doivent être vérifiées. Par exemple «Réception d'informations concernant les

¹⁷ En allemand: Grundversorgungsauftrag

tarifs» et «Saisie des interruptions et de la qualité de la tension» ne font pas partie des exigences minimales. Les effets d'économie d'électricité pronostiqués semblent trop élevés. Un déploiement généralisé apporte des avantages par l'optimisation des processus, en première ligne le processus MeterToCash. Une réglementation claire de la protection des données fait actuellement défaut et est nécessaire.

Les projets étudiés ainsi que leur évaluation nous permettent d'identifier les revendications suivantes envers plusieurs acteurs:

Législateur (METAS):

- S'éloigner de l'exigence de la tarification à l'intérieur des compteurs
- Autoriser la méthode de certification par sondage pour Smart Meter
- Permettre une mise à jour du firmware, malgré les prescriptions de certification

Législateur (OFEN):

- Régler l'imputation des coûts des Smart Meter

Législateur (protection des données):

- Clarifier la protection des données, pour que les Smart Meter soient économiquement exploitables (éviter trop de contraintes)

Fabricants de Smart Meter:

- Développer des solutions interopérables
- Standardiser l'Interface pour l'accès direct par le client final
- Améliorer la capacité Plug & Play

Conclusion

Le présent livre blanc de l'Association Smart Grid Suisse (Verein Smart Grid Schweiz, VSGS) résume les bases des Smart Grid, les réseaux intelligents sous forme compacte. Le tournant énergétique prévu par le conseil fédéral dans le cadre de la stratégie énergétique 2050 implique des modifications dans le domaine des réseaux électriques. Les trois principaux moteurs sont l'injection décentralisée, l'augmentation de l'efficacité énergétique et la production d'électricité variable. Ils exigent différentes solutions dans différents domaines avec une évolution vers une Smart Energy réunissant Smart Grid, Smart Meter et Smart Market. Entre Smart Grid et Smart Market, il existe un conflit d'objectifs potentiels qui devra être réglé.

L'injection décentralisée entraînera des changements sur la façon d'exploiter les réseaux d'électricité. Le livre blanc présente les impacts d'une injection décentralisée dans le cadre d'une approche systématique claire. Les principaux impacts sont l'inversion du sens du flux d'énergie, l'augmentation de la puissance, la variation de la puissance de court-circuit et l'évolution de la qualité du réseau. Les variations de tension et de puissance ont été identifiées comme les impacts les plus importants. Ces derniers doivent être contrôlés par des actions. Les solutions disponibles actuellement interviennent à des points topologiques différents: au niveau des producteurs décentralisés en régulant la puissance réactive et en limitant la production d'électricité, au niveau 7 du réseau avec des renforcements des lignes et un maillage ainsi qu'au niveau 6 du réseau avec des renforcements des transformateurs et des transformateurs réglables. Ces mesures pourront être complétées à l'avenir, notamment par une gestion dynamique des charges, un stockage de l'énergie et un contrôle intégré. L'évolution vers les Smart Grids se fera par étape, de façon évolutive et non pas révolutionnaire.

L'introduction du Smart Metering est avancée à l'étranger (Europe). Dans différents pays, le déploiement généralisé est en cours, alors qu'en Suisse l'accent est encore mis sur des projets pilotes. Le livre blanc a identifié les fonctionnalités de base des Smart Meter. Des tarifs flexibles et la mesure de la qualité de la tension ne sont en l'occurrence pas obligatoirement une fonctionnalité des Smart Meter lui-même, mais de l'intégralité des Systèmes. Les fonctionnalités de base sont généralement bien implémentées. Les coûts du déploiement et de l'exploitation sur dix ans sont estimés approximativement à 400 – 600 CHF par compteur. L'évaluation des systèmes actuels a permis de formuler des revendications envers le législateur et les fabricants. Un déploiement généralisé des Smart Meter est considéré comme utile dans des conditions cadres adaptées. Le Smart Metering n'est toutefois pas une nécessité pour réaliser un Smart Grid.