



Manuel

Systèmes de mesure intelligents

Le recours aux systèmes de mesure intelligents en Suisse

HB iMS – CH Édition 2019

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Téléphone +41 62 825 25 25, fax +41 62 825 25 26, info@electricite.ch, www.electricite.ch



Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs de la première édition

Marco Ackermann	IBA Strom AG, Aarau	
André Amport	sgsw, Saint-Gall	
Martin Borner	EKS AG, Schaffhouse	
Patrik Casagrande	St. Moritz Energie, Saint-Moritz	
Thierry Chollet	Romande Energie SA, Morges	Membre de l'ENDAKO
Christophe Darioly	Sierre-Energie SA, Sierre	
Gilbert Hangartner	ESB, Bienne	
Patrick Hauser	AEW Energie AG, Aarau	
Reto Ingold	Elektra Fraubrunnen, Jegenstorf	
Rudolf Kämpfer	METAS, Berne	
Roland Kiefer	Services industriels de la ville de Winterthour	Membre de l'ENDAKO
Hendrik La Roi	VSE / AES	Secrétaire
Antonio Martinelli	EWZ, Zurich	
Corrado Nosedà	AGE SA, Chiasso	
Jean-Michel Notz	VSE / AES	secrétaire
Adrian Peter	BKW-FMB Energie AG, Berne	
Wolfgang Reisner	Axpo Informatik AG, Baden	
Daniel Roethlisberger	EKZ, Zurich	
Pierre-Alex Schaltegger	Groupe E SA, Fribourg	
Bruno Schütz	LKW, Schaan (FL)	
Johann Signer	SAK, Saint-Gall	
Peter Walter	EKT AG, Arbon	Membre de l'ENDAKO, responsable du GT Smart Metering
Stefan Zaugg	ewb, Berne	Membre de l'ENDAKO
Daniel Zimmermann	Axpo AG, Baden	
Thorsten Seiferth	CKW, Lucerne	

Conseils et réalisation

Hans-Peter Lang, point de mesure prestations informatiques, 9300 Wittenbach

Auteurs (édition 2019)

Roland Bissig	Swissgrid, Aarau	Membre de l'ENDAKO
Jan Giger	Genossenschaft Elektra, Jegenstorf	Membre de l'ENDAKO, responsable des SMI

Tobias Diekmann	EKZ, Zurich	
Andreas Eilingsfeld	EWZ, Zurich	Membre du GT Sécurité des données
Stéphane Henry	Romande Energie SA	Membre du GT Sécurité des données
Roland Kiefer	Services municipaux de la ville de Winterthour	Membre de l'ENDAKO
Thomas Mettler	Arbon Energie, Arbon	Membre du GT Sécurité des données
André Rast	CKW AG	
Tom Ruef	BKW Energie SA, Nidau	Membre du GT Sécurité des données
Yves Senn	Encontrol AG	Membre du GT Sécurité des données
Jörg Weyermann	SWiBi, Landquart	
Stefan Zaugg	ewb, Berne	Membre de l'ENDAKO

Responsabilité commission

La Commission Données énergétiques de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

Chronologie

Août 2009	Début du travail de groupe sur le projet Smart Metering
Octobre 2009	Élaboration du contenu de la structure, constitution des sous-groupes de travail
Mars 2010	Élaboration de la version de travail interne Début de la lecture chapitre par chapitre et approbation du contenu par le groupe de travail
Juillet 2010	Le groupe de travail clôture la première version du document et la transmet au donneur d'ordre.
Août 2010	Révision rédactionnelle en collaboration avec l'AES, mise à disposition en vue de la consultation au sein des différentes commissions
Septembre 2010	Approbation de la commission pour la mesure et les données d'énergie
Nov./déc. 2010	Consultation ouverte conformément à l'art. 27, al. 4, OApEI
6 juillet 2011	Adoption par le comité de l'AES
Sept. 2018 – avril 2019	Révision de l'édition 2019 par le groupe de travail
Juin/juillet 2019	Consultation auprès des groupements d'intérêts et des commissions
23 septembre 2019	Approbation par la Direction de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 23.09.2019.

Imprimé n° 1018/f, édition 2019

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour un usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois tant aux femmes qu'aux hommes. Merci de votre compréhension.

Sommaire

Avant-propos	8
1. Généralités / introduction	9
1.1 Introduction.....	9
1.2 But recherché du document.....	9
1.3 Groupes cibles	9
1.4 Délimitation.....	9
1.5 Le smart metering en Europe.....	10
2. Utilité	12
2.1 Généralités	12
2.2 Défis futurs / smart grids	12
3. Fondements juridiques.....	14
3.1 Conditions-cadre	14
3.2 Système de mesure intelligent.....	14
3.2.1 Appareil de mesure intelligent	14
3.2.2 Communication	15
3.2.3 Système de traitement des données de comptage	15
3.2.4 Visualisation.....	16
3.3 Déploiement	16
3.4 Coûts	16
3.5 Système de commande et de réglage	17
4. Sécurité des données	18
4.1 Manuel de la sécurité	19
4.1.1 Objet du Manuel de la sécurité	19
4.2 Exploitation, y compris maintenance et retrait	20
4.2.1 Exploitation quotidienne.....	21
4.2.2 Maintenance/développement	21
4.2.3 Retrait	21
5. Protection des données	24
6. Bases techniques	26
6.1 Généralités	26
6.2 AMI	26
6.2.1 Exigences minimales envers les données de mesure	26
6.2.1.1 Saisie	26
6.2.1.2 Affichage sur l'écran	27
6.2.2 Qualité de réseau	27
6.2.3 Manipulations.....	28
6.2.4 Télémaintenance	28
6.2.5 Interface client	28
6.2.6 Tarifs.....	28
6.2.7 Disjoncteur	29
6.3 Systèmes de communication	29
6.3.1 Concepts globaux	29
6.3.2 Technologies de communication	29

6.3.2.1	Radio mobile – GSM/GPRS/UMTS/LTE sur le réseau 1/2/3/4G.....	31
6.3.2.2	Communication WAN et LAN via cuivre ou fibre	31
6.3.2.3	Communication via le réseau électrique – PLC.....	31
6.3.2.4	Communication via le réseau maillé RF	34
6.3.2.5	Communication via LoRa.....	34
6.3.2.6	Communication locale – RS485	35
6.3.2.7	Communication locale – M-Bus	35
6.3.2.8	Wireless M-Bus.....	35
6.3.3	Cryptage	36
6.3.4	Évaluation des types de communication	36
6.4	STR	36
6.4.1	Définition	36
6.4.2	Fonctionnalités.....	37
6.4.3	Structure du système.....	37
6.4.4	Interopérabilité	38
6.5	Systèmes environnants.....	39
6.5.1	Décompte / facturation.....	40
6.5.2	Gestion des données de mesure.....	41
6.5.3	Gestion des données énergétiques.....	41
6.5.4	Portail client	41
6.6	Système de contrôle-commande	42
7.	Coûts / imputabilité.....	43
7.1	Imputabilité	43
7.1.1	Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse (SCCD)	43
7.1.2	Compte 500: Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage ainsi que coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.....	43
7.1.2.1	510 Coûts des systèmes de mesure intelligents	44
7.1.2.2	520 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information	45
7.1.2.3	530 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents	46
8.	Mise en œuvre (déploiement)	47
8.1	Généralités	47
8.2	Livraison et installation	47
8.3	Stratégie de mise en œuvre	50
8.3.1	Step-by-step – échelonnement fonctionnel	50
8.3.2	Step-by-step – échelonnement géographique.....	50
8.3.3	Big Bang	50
8.4	Organisation	51
8.4.1	Facteurs d'influence.....	51
8.4.2	Analyse make or buy	51
8.4.3	Variantes.....	51
8.5	Planification de la mise en œuvre	52
8.6	Adaptation de l'infrastructure / des processus.....	53
8.7	Mesures en faveur de l'acceptation par les clients	53
8.8	Acquisitions	53
8.8.1	Déroulement de l'appel d'offres pour le SMI	54

Annexe 1:	Références bibliographiques	56
Annexe 2:	Liste des bases juridiques	57
Annexe 3:	Glossaire	58

Liste des figures

Figure 1:	Champ d'application du SMI pour la vérification de la sécurité des données (source: recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents»)	10
Figure 2:	Champ d'application du SMI pour la sécurité d'exploitation	18
Figure 3:	Hierarchie des documents	20
Figure 4:	Communication directe point à point (Point to Point, P2P)	30
Figure 5:	Communication indirecte point à multipoint (Point to Multipoint, P2MP)	30
Figure 6:	Système de mesure intelligent avec les systèmes environnants et les connexions P2P et P2MP à l'AMI	37
Figure 7:	Interopérabilité au niveau du concentrateur de données / du STR	38
Figure 8:	Interopérabilité avec les systèmes multi-STR	39
Figure 9:	Exemple de système global avec systèmes environnants	40
Figure 10:	Répartition des systèmes de mesure intelligents et conventionnels	44
Figure 11:	Processus d'évaluation des offres reçues dans le cadre d'un appel d'offres	54
Figure 12:	Évaluation d'un appel d'offres à l'aide de critères de qualification et d'adjudication	54

Liste des tableaux

Tableau 1:	Groupes thématiques et leurs thèmes spécialisés pour le Manuel de la sécurité	19
Tableau 2:	Processus relevant de l'exploitation quotidienne d'un SMI en lien avec la sécurité des données	22
Tableau 3:	Processus de maintien à niveau du système (maintenance/développement) et de garantie de la gestion de la sécurité	23
Tableau 4:	Présentation unique recommandée pour les valeurs de mesure des appareils de mesure intelligents (AMI)	26
Tableau 5:	Norme CENELEC EN 5006565-1 avec des bandes de fréquences utilisables dans la gamme de 3 à 53'000 kHz	32
Tableau 6:	Classes d'immobilisations des systèmes de mesure	43
Tableau 7:	Comptes des systèmes de mesure, de commande et de réglage	43
Tableau 8:	Processus pour la livraison et l'installation des logiciels pour un SMI, du point de vue de la sécurité des données	48
Tableau 9:	Processus pour l'installation et la livraison de matériel / d'appareils pour un SMI, du point de vue de la sécurité des données	49
Tableau 10:	Tableau des critères d'un appel d'offres	55

Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

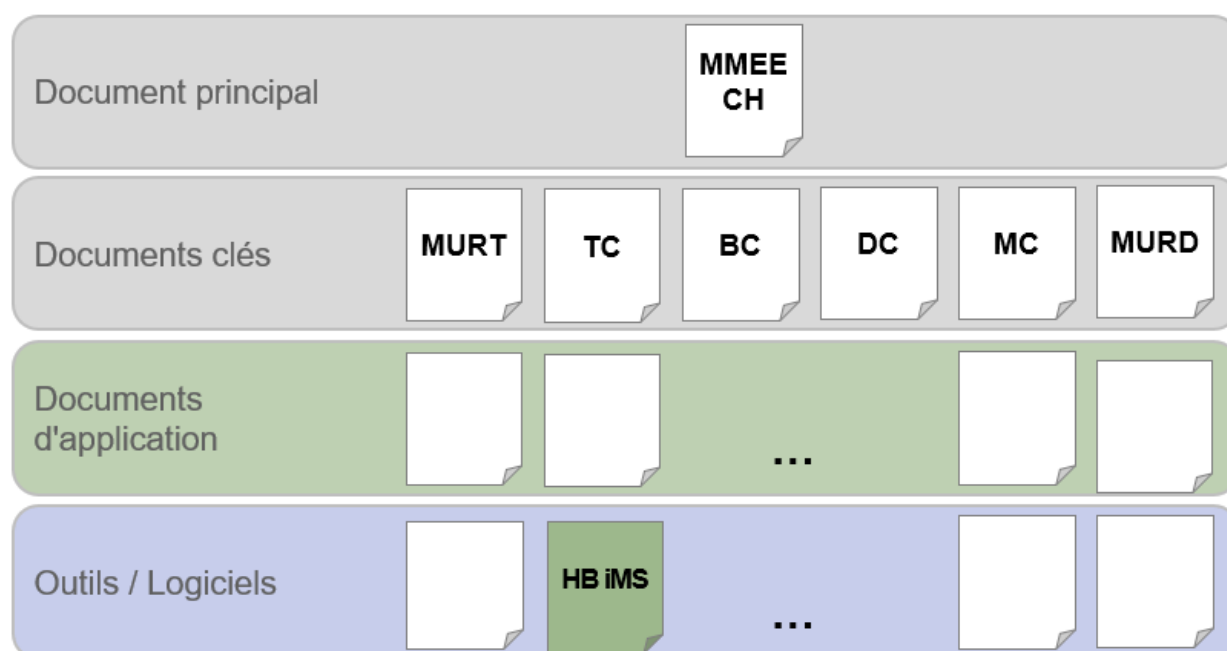
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils / Logiciels

Le présent document «Manuel Systèmes de mesure intelligents» (HB iMS – CH) est un outil / logiciel.

Structure des documents



1. Généralités / introduction

1.1 Introduction

- (1) Le Conseil fédéral s'est exprimé en faveur d'une sortie progressive du nucléaire et a adopté le 4 septembre 2013 un premier programme de mesures visant à appliquer la Stratégie énergétique 2050. En tant que lien déterminant entre production et consommation, les réseaux électriques constituent un élément clé de cette mise en œuvre.
- (2) Destiné à augmenter, l'injection décentralisée d'énergie électrique visée place l'infrastructure existante face à de nouveaux défis, celle-ci n'ayant pas été conçue et construite pour ce type d'approvisionnement en électricité. D'après les analyses réalisées, son adaptation reviendrait très cher, surtout au niveau du réseau de distribution. Ces dernières indiquent par ailleurs que les réseaux intelligents, également appelés «smart grids», permettraient de réduire les coûts de manière considérable.
- (3) Les systèmes de mesure intelligents (SMI) sont un composant essentiel des réseaux intelligents de demain. Leur introduction est considérée comme un premier pas important en direction des smart grids. Le premier programme de mesures relatif à la Stratégie énergétique 2050 a permis la révision totale de la Loi sur l'énergie au 1^{er} janvier 2018 et l'ancrage des SMI dans la Loi et l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité – une nouveauté.

1.2 But recherché du document

- (1) Le présent document est un manuel sur les SMI. Il formule des recommandations concernant le déploiement pratique d'un SMI et son exploitation en toute sécurité. Il se fonde pour cela sur les conditions-cadre légales, techniques et politiques actuelles, et donne des conseils quant à leur interprétation et leur application concrète.

1.3 Groupes cibles

- (1) Sont visés par le présent document les gestionnaires de réseau de distribution, les fournisseurs, les producteurs, les fabricants de systèmes et d'appareils, les cabinets de planification et de conseil, les groupements d'intérêts, les responsables de groupe-bilan, les autorités chargées de la surveillance et de la réglementation du marché, et enfin les prestataires de services.

1.4 Délimitation

- (1) Le présent manuel met l'accent sur les éléments d'un SMI qui sont installés lors du déploiement. Ces derniers sont représentés en rouge à la fig. 1 et correspondent à ceux qui doivent faire l'objet d'une vérification de la sécurité des données conformément à l'art. 8b OApEI.
- (2) Les systèmes de commande et de réglage intelligents au sens de l'art. 8c OApEI ne sont pas décrits en détail dans le présent manuel. La connexion des systèmes environnants comme le GDE et le GDC, de même que la visualisation des valeurs de mesure hors du STR ne font pas partie du SMI et ne sont donc pas décrites. Les SMI sont utilisés depuis le début de l'année 2018 pour définir le soutirage ou la fourniture d'électricité des ménages, de l'artisanat et de l'industrie légère (champ d'application de l'ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMEpe)).

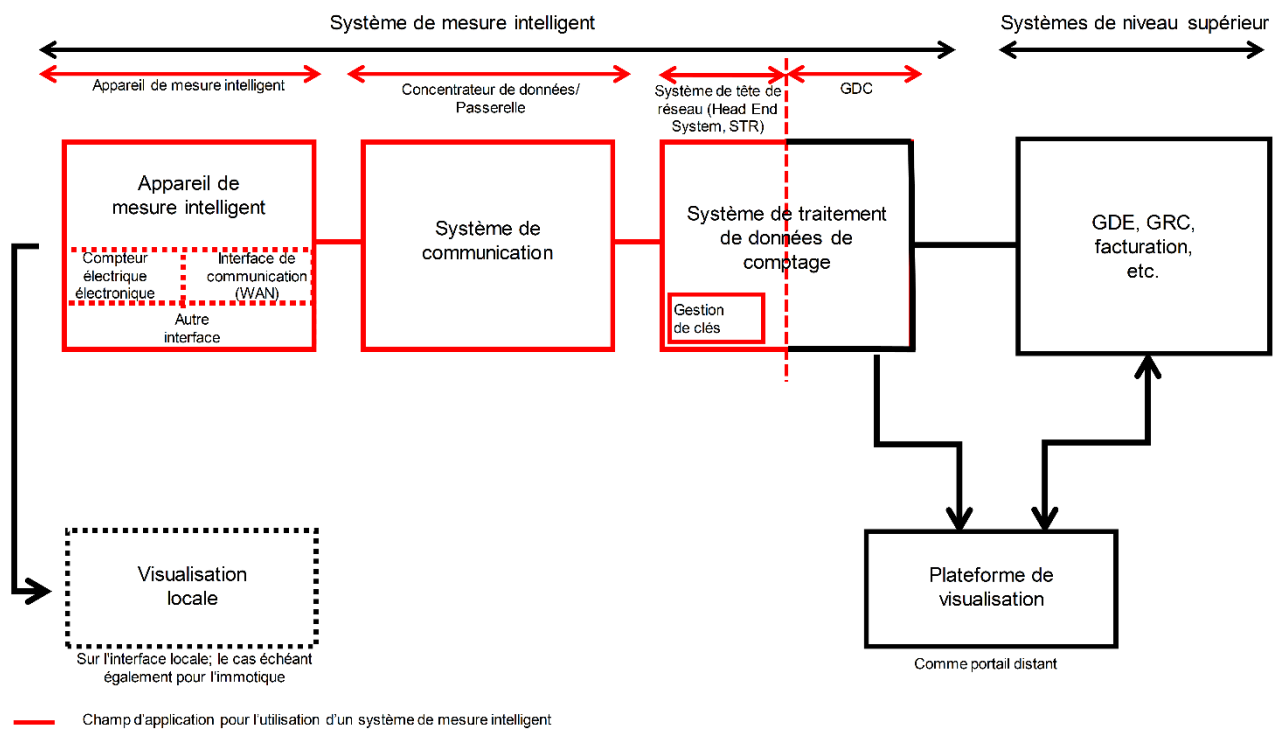


Figure 1: Champ d'application du SMI pour la vérification de la sécurité des données (source: recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents»)

- (3) Les points de livraison du réseau et les applications extérieures aux champs d'application cités peuvent, sous réserve de faisabilité technique et d'accord avec le partenaire, être équipés de SMI.
- (4) Les compteurs intégrés à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCCP) ne relèvent pas de la responsabilité du GRD et ne sont donc pas évoqués dans le présent manuel. Les installations de production des RCCP constituent une exception. L'application de la réglementation relative à la consommation propre est traitée dans le manuel correspondant (MRCP).

1.5 Le smart metering en Europe

- (1) Bien que le troisième paquet «Énergie» de l'Union européenne ait contraint les États membres à atteindre l'objectif de 80% de smart metering d'ici à 2020, l'installation effective ne progresse que lentement. L'Italie, premier pays d'Europe à avoir réalisé un déploiement massif entre 2001 et 2006, lancera dès cette année 2019 le deuxième déploiement, qui vise à remplacer la première génération de smart meters. La plupart des États membres de l'UE prévoient un déploiement de 80% d'ici à 2020. L'Allemagne, la Slovaquie et la Lettonie ont opté pour un déploiement sélectif. En Allemagne, par exemple, il ne sera que de 23% environ.

Au niveau européen, l'attention se porte principalement sur l'efficacité énergétique, les produits énergétiques et la convivialité pour le client, ce qui accroît les exigences posées aux systèmes de smart metering. Les pays qui ont déjà mis en place des compteurs intelligents sur tout leur territoire (Italie, pays scandi-

naves) disposent non pas de systèmes de smart metering, mais seulement de systèmes de lecture à distance (AMR).

2. Utilité

2.1 Généralités

- (1) Le business case des SMI repose essentiellement sur l'amélioration de l'efficacité énergétique auprès des clients finaux, à travers leur sensibilisation à la consommation d'électricité. Ces derniers peuvent en effet représenter environ 1,8% de la consommation d'électricité totale en Suisse, conformément à l'étude de l'OFEN.
- (2) La mise en place d'un SMI peut permettre d'optimiser davantage les processus opérationnels, dont les GRD ou les tiers peuvent à leur tour bénéficier. Afin d'en retirer une utilité la plus élevée possible, il convient de vérifier les optimisations possibles lors de cette étape:
 - Meter-to-Cash: le processus Meter-to-Cash peut être optimisé par l'introduction d'un SMI. Il est notamment possible de facturer les relevés intermédiaires de façon précise et automatique en cas de changement de locataire.
 - Processus de changement d'appareil: Le processus de montage et de démontage des compteurs électriques peut être simplifié dès lors que le système reconnaît de façon autonome les nouveaux compteurs du SMI.
 - Conseil à la clientèle: ciblage du conseil à la clientèle et du conseil énergétique à l'aide des données de la courbe de charge.
 - Recouvrement: le processus de recouvrement peut être optimisé. À cet effet, il est p. ex. possible d'intégrer des SMI avec interrupteur.
 - Ouverture du marché: la transmission en temps utile des données relatives à la courbe de charge à un niveau de qualité élevée aux participants au marché est essentielle au bon fonctionnement de la concurrence sur le marché de l'électricité. Le SMI fournit les données nécessaires à cela.
 - Approvisionnement en énergie: La saisie des données énergétiques des clients finaux et des producteurs dans les meilleurs délais permet d'établir des prévisions de vente et de production plus précises, ce qui favorise l'optimisation des prévisions énergétiques à court et à moyen terme, ainsi que la réduction de l'énergie de compensation. Un système supplémentaire de commande et de réglage intelligent permettra de procéder à des reports de charge statiques ou dynamiques.
 - Planification du réseau: les réseaux de distribution aux niveaux de réseau 5-7 doivent notamment être conçus pour la quantité d'énergie maximale fournie ou soutirée. La quantité moyenne d'énergie transportée n'est pas pertinente dans ce contexte. La connaissance du déroulement précis du transport d'énergie dans les artères électriques permet d'optimiser le réseau et de le dimensionner de façon efficace compte tenu des coûts.
 - Exploitation du réseau: Les problèmes de tension et les perturbations du réseau peuvent être identifiés et communiqués aux clients en amont.
 - Tarifs variables selon les horaires: la saisie des données relatives à la courbe de charge permet de mettre au point de nouveaux tarifs dynamiques pour les clients finaux et les producteurs.

2.2 Défis futurs / smart grids

- (1) La branche de l'électricité se trouve face à un défi de taille. La forte croissance des productions volatiles décentralisées, la multiplication des solutions de stockage et des nouveaux regroupements

d'autoconsommateurs modifient totalement le principe de soutirage et nécessitent d'autres modèles d'exploitation des réseaux et des installations.

- (2) La branche et la sphère politique sont appelées à trouver des moyens et des solutions pour organiser et piloter l'offre et la demande de façon plus ciblée et plus efficace. Les grandes centrales, les énergies alternatives décentralisées comme le photovoltaïque, l'éolien, la biomasse, etc., les centrales de charge de pointe (turbines à gaz, centrales de pompage-turbinage) et, bien entendu, également les consommateurs devront à l'avenir être connectés de façon intelligente, afin qu'un approvisionnement en électricité sûr, efficace et hautement disponible puisse être garanti. Le concept de smart grid et les technologies disponibles à cet effet assureront cette tâche dans le futur.
- (3) Chaque GRD devrait intégrer la thématique des smart grids à ses réflexions stratégiques au sujet des SMI. Les GRD précurseurs et tournés vers l'avenir font le bon choix en s'attelant dès maintenant à ce sujet. La branche est invitée à procéder à des investissements durables dans un environnement technologique en mutation rapide. Afin de pouvoir utiliser les synergies possibles de manière efficace en termes de coûts, le SMI et le SCRipER devraient, du point de vue de l'architecture technique du GRD, être considérés intégralement.

3. Fondements juridiques

3.1 Conditions-cadre

- (1) L'art. 17a LApEI définit le SMI comme suit:
«Un système de mesure intelligent installé chez le consommateur final, le producteur ou l'agent de stockage est une installation de mesure servant à enregistrer l'énergie électrique qui permet une transmission bidirectionnelle des données et qui enregistre le flux d'énergie effectif et sa variation en temps réel.»
- (2) Cette définition s'applique aux SMI ainsi qu'à d'autres équipements qui ne font pas à proprement parler partie de l'appareil de mesure intelligent mais qui doivent encore y être reliés. Or un appareil de mesure intelligent ne peut développer tout son potentiel que lorsqu'il est intégré à un système de communication fonctionnel et à un système de traitement des données de comptage.
- (3) La fig. 1 illustre la logique de la définition des SMI.
- (4) Les exigences techniques minimales et l'introduction des SMI sont régies par l'OApEI (art. 8a), entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Cela procure aux GRD une sécurité juridique et d'investissement.

3.2 Système de mesure intelligent

3.2.1 Appareil de mesure intelligent

- (1) L'exigence d'un recours exclusif aux SMI à l'avenir ne modifie pas les responsabilités au sein du système de mesure. Les gestionnaires de réseau restent compétents en la matière.
- (2) En principe, les exigences envers les compteurs des SMI sont celles mentionnées dans l'OIMEpe. Il convient ainsi de mesurer l'énergie active et réactive et de calculer les courbes de charge sur une période de 15 minutes à partir des valeurs obtenues. Il n'est toutefois pas obligatoire de saisir l'intégralité des courbes de charge et des index de compteur dans le système de traitement des données de comptage: les appareils de mesure doivent seulement avoir la possibilité technique d'effectuer les relevés. Les compteurs doivent en outre être capables de stocker les données pendant 60 jours.
- (3) Les compteurs électriques doivent disposer d'au moins deux interfaces: une interface bidirectionnelle réservée à la communication avec le système de traitement des données de comptage et une autre destinée à la consultation par le client des valeurs et des courbes de charge instantanées.
- (4) La partie logicielle, qui n'a pas d'influence sur les propriétés techniques de mesure, doit être actualisée (à distance) (mise à jour).
- (5) Les systèmes de commande et de réglage intelligents doivent pouvoir être intégrés par le biais d'une interface pour que le gestionnaire de réseau puisse les exploiter et communiquer avec eux efficacement via le SMI. Ces derniers doivent par ailleurs permettre le raccordement d'autres appareils comme les compteurs de gaz, d'eau et de chaleur à distance et, ainsi, la lecture et le traitement de leurs données.

- (6) Les compteurs doivent identifier et consigner les manipulations et autres interventions extérieures (p. ex. interruptions de l'approvisionnement en électricité).
- (7) Seuls peuvent être utilisés des SMI dont les éléments ont fait l'objet d'une vérification et d'une certification quant à la sécurité des données. La certification atteste uniquement la sécurité des données de l'élément vérifié, et non le fonctionnement ou l'exploitation sûre au sein du système global.

3.2.2 Communication

- (1) Le système de communication est un élément du SMI qui peut être laissé à la libre appréciation du gestionnaire de réseau. Les PLC, les réseaux de câbles coaxiaux, le réseau de câbles de cuivre, les réseaux de fibre optique et les réseaux radio sont des exemples de voies de communication possibles.
- (2) En ce qui concerne la communication via le réseau électrique de distribution, également appelée Powerline Communication (PLC), il convient de respecter l'annexe 5.1 à l'Ordonnance de l'OFCOM du 26 mai 2016 sur les installations de télécommunication (OOIT, RS 784.101.21 / 5.1). Ces informations sont à retrouver dans le document «Prescriptions techniques et administratives concernant les installations de télécommunication filaires utilisant la technologie des courants porteurs en ligne (CPL)», disponible sur www.bakom.admin.ch/bakom/fr/page-daccueil/telecommunication/technologie/powerline-communications-plc.html.

3.2.3 Système de traitement des données de comptage

- (1) Le système de traitement des données de comptage (STR et/ou système GDC) désigne un système au niveau du GRD qui est relié au système de communication et, en plus, à l'AMI. Il remplit les fonctions suivantes:
 - Gestion et actualisation logicielle de l'AMI
 - Lecture des données de mesure
 - Pilotage et surveillance de la communication
 - Vérification des données
 - Intégration de systèmes de commande
- (2) Le système de traitement des données de comptage, le STR et/ou le système GDC saisissent et traitent les données des AMI dans différentes proportions.
- (3) Par ailleurs, l'interopérabilité des compteurs et des technologies de communication des différents fabricants doit être garantie. L'art. 8a, al. 2, let. a, OApEI impose que les divers types de compteurs électriques puissent être identifiés et gérés. Dans les commentaires relatifs à l'OAPEI de novembre 2017, il est question non seulement de types de compteurs, mais aussi de divers compteurs électriques intelligents provenant de différents fabricants. Par conséquent, un compteur SMI doit pouvoir être relevé par plusieurs fabricants.
- (4) Le gestionnaire de réseau saisit les données des systèmes de mesure intelligents au maximum une fois par jour dans la mesure où l'exploitation du réseau ne requiert pas une saisie plus fréquente. Ce sont les gestionnaires de réseau qui décident de la fréquence de relevé. La saisie des données de courbe de charge à un intervalle inférieur nécessite le consentement du consommateur final. Il est

recommandé de relever ces données une fois par jour via le système de traitement des données de comptage.

3.2.4 Visualisation

- (1) Le consommateur final ou le producteur a la possibilité de consulter ses valeurs de la courbe de charge et d'autres informations dont il pourrait avoir besoin, c'est pourquoi les données doivent être aisément compréhensibles, p. ex en faisant apparaître clairement les périodes de tarification et le potentiel d'économie d'énergie, deux éléments pertinents pour le décompte.
- (2) Cette visualisation doit pouvoir s'effectuer à la fois sur un portail au niveau du GRD et localement chez le client.

3.3 Déploiement

- (1) Un délai transitoire de 10 ans a été accordé pour une introduction des SMI sur tout le territoire. Cela signifie que 80% des dispositifs de mesure d'une zone de desserte devront remplir les exigences minimales énoncées aux art. 8a et 8b OApEI d'ici à fin 2027. Les 20% restants pourront continuer d'être utilisés tant qu'ils fonctionnent.
- (2) Les dispositifs de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données qui ne sont pas encore conformes aux art. 8a et 8b OApEI pourront toutefois être comptés dans les 80% tant qu'ils fonctionnent, à condition d'avoir été installés:
 - Avant le 1^{er} janvier 2018, ou
 - Dont l'acquisition a été initiée avant le 1^{er} janvier 2019,
 - Avant que les systèmes de mesure conformes aux art. 8a et 8b ne soient disponibles,
 - Chez des consommateurs finaux ayant accès au réseau et chez des producteurs, conformément à l'art. 31^e OApEI
- (3) En principe, c'est le GRD qui décide, pendant le délai transitoire, du moment opportun pour procéder au déploiement dans sa zone de desserte. Indépendamment de cela, des AMI doivent être installés dès aujourd'hui pour:
 - les clients ayant accès au réseau,
 - les nouvelles installations de production.

3.4 Coûts

- (1) Les coûts d'exploitation et de capital des SMI prescrits par le législateur sont toujours considérés comme des coûts imputables. C'est également le cas des amortissements exceptionnels nécessaires au développement de dispositifs de mesure qui n'ont pas encore été complètement amortis.
- (2) En principe, tous les coûts sont imputables selon l'art. 15, al. 1, LApEI. Lorsque des installations ne servent pas exclusivement à l'exploitation du réseau (GDE, fibre optique, etc.), seuls sont imputables, au pro rata, les coûts liés au réseau électrique. Il convient pour calculer cette part d'utiliser la bonne clé de répartition des coûts.
- (3) Les coûts de mesure font partie intégrante des coûts de réseau.

- (4) En principe, les producteurs sont exonérés des coûts du réseau. Les coûts de mesure faisant partie des coûts du réseau, ils ne peuvent pas leur être facturés individuellement.

3.5 Système de commande et de réglage

- (1) Le terme «système de commande et de réglage intelligent (SCRipER)» a été introduit avec la révision de la LApEI au 1^{er} janvier 2018, et le traitement de ces systèmes est régi par l'OApEI pour les gestionnaires de réseau.
- (2) Le manuel «Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau» est un outil pour interpréter et mettre en œuvre les nouveaux articles de loi et d'ordonnance concernant l'exploitation du réseau, et s'adresse en priorité aux GRD qui possèdent et pilotent des systèmes de commande et de réglage intelligents.
- (3) Il se penche sur les systèmes de commande et de réglage intelligents utilisés pour l'exploitation du réseau et dont les coûts sont imputés aux coûts du réseau, et tente de répondre aux questions relatives à la mise en œuvre de la nouvelle législation.
- (4) Les principaux thèmes traités dans ce manuel sont les suivants:
- Définition et délimitation du concept de systèmes de commande et de réglage intelligents
 - Imputabilité des coûts
 - Forme des accords entre GRD et consommateur final / producteur et critères de rétribution et de non-discrimination
 - Mise en œuvre et installation pour un SCRipER existant

4. Sécurité des données

- (1) L'annexe 2 à la recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents» mentionne les exigences d'exploitation posées aux systèmes de mesure intelligents pour la sécurité des données. Ces exigences reposent sur les normes de sécurité ISO/IEC 27001/27019.

Le sujet de la sécurité des données doit être pris en compte à chaque étape de l'introduction et de l'exploration d'un SMI. Ci-dessous, les trois différentes étapes d'un SMI avec, entre parenthèses, les points du présent document mentionnant les dispositions concrètes à prendre pour garantir la sécurité des données.

1. Acquisition (point 8.8)
 2. Livraison et installation (point 8.2)
 3. Exploitation, y compris maintenance et retrait (point 3.2)
- (2) Le GRD est responsable de la protection globale et garantit celle-ci également en cas d'externalisation des tâches.
- (3) La fig. 2 présente (en rouge) le champ d'application pour l'exploitation sûre d'un SMI. Y figurent non seulement les éléments principaux que sont l'AMI, le système de communication et le STR, mais aussi tous les systèmes situés en aval du STR (système GDC, STDC, système GDE, système CRM, système de décompte, plateforme de visualisation, etc.). Les interfaces servant à la visualisation locale au niveau de l'AMI ainsi qu'à la mise en relation du STR et du système GDC sont incluses. La visualisation locale au niveau de l'AMI en elle-même ne relève pas du gestionnaire des données, ce qui l'exclut du champ d'application.

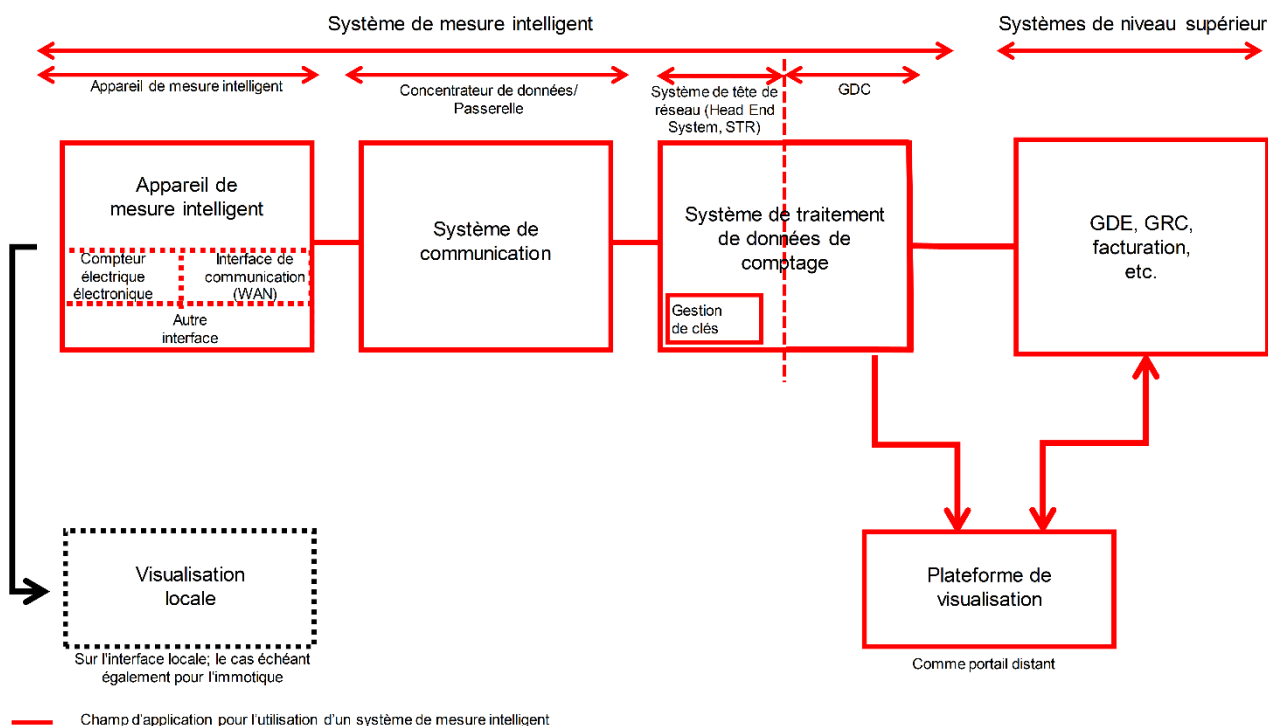


Figure 2: Champ d'application du SMI pour la sécurité d'exploitation

4.1 Manuel de la sécurité

- (1) Afin de garantir l'exploitation efficace et sûre d'un SMI, le gestionnaire doit définir dans un manuel de la sécurité les mesures qui doivent être prises pour la protection des données et des systèmes. Les recommandations suivantes valent pour la rédaction d'un manuel de la sécurité.
- (2) Le manuel de la sécurité structure les préoccupations relatives à la sécurité de l'information selon des thèmes spécialisés, qui sont rassemblés en cinq groupes thématiques d'importance égale. Il repose sur les normes internationales ISO/IEC 27001 et ISO27002, ainsi que sur l'annexe 2 des «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents». La rédaction de ce manuel pose un défi particulier, celui de l'équilibre entre réglementations d'ordre général et mesures concrètes. Dans un souci de clarté, il convient en outre d'accorder une grande importance à la structuration systématique.
- (3) Pour garantir le caractère actuel du manuel et des mesures et exigences internes qui y sont formulées, et pour tenir compte de l'évolution rapide des technologies de l'information, il faut contrôler régulièrement le document et, le cas échéant, le faire mettre à jour par le service interne chargé de la sécurité de l'information.
- (4) Les retours d'expérience des domaines spécifiques concernant l'utilisation du manuel dans la pratique jouent à ce titre un rôle essentiel. Tous les utilisateurs sont donc cordialement invités à faire part de leurs requêtes et remarques concernant d'éventuels problèmes de compréhension, incohérences ou lacunes dans les directives.

4.1.1 Objet du Manuel de la sécurité

- (1) Le Manuel de la sécurité structure les préoccupations relatives à la sécurité de l'information selon des thèmes spécialisés, qui sont rassemblés en cinq groupes thématiques.

Groupe thématique	Thème spécialisé
Groupe 1 Protection des informations	Protection des informations et des biens
	Aspects juridiques
	Règles de sécurité pour les utilisateurs IT
Groupe 2 Sécurité technique	Protection des applications
	Protection du système
	Sécurité du réseau
Groupe 3 Procédures de sécurité	Gestion de l'identité
	Gestion des autorisations
	Surveillance de la sécurité
	Traitement des incidents en lien avec la sécurité des informations
	Sécurité de la fourniture des moyens IT
Groupe 4 Sécurité d'exploitation	Sécurité de développement/d'adaptation/de renouvellement des moyens IT
	Sécurité d'exploitation des moyens IT
	Utilisation de services IT externes
Groupe 5 Sécurité commerciale	Sécurité physique
	Sécurité du personnel
	Collaboration avec des tiers
	Continuité commerciale

Tableau 1: Groupes thématiques et leurs thèmes spécialisés pour le Manuel de la sécurité

- (2) Les éléments suivants sont précisés pour chaque thème spécialisé:
- L'objectif à atteindre en matière de sécurité des informations
 - L'ampleur du risque en l'absence de dispositions ou d'application de ces dernières
 - Les groupes cibles, c'est-à-dire les personnes particulièrement concernées en raison de leur rôle
 - Les prescriptions pour atteindre l'objectif
- (3) Le Manuel de la sécurité repose sur la norme internationale ISO/IEC 27001. Pour le mettre en évidence, les prescriptions relatives aux différents thèmes spécialisés sont regroupées en chapitres qui correspondent aux mesures ISO/IEC.
- (4) Le manuel de la sécurité fait partie de la pyramide des documents traitant de la sécurité des informations. Il concrétise les prescriptions des niveaux supérieurs de la pyramide des documents.
- (5) Ce dernier définit les prescriptions techniques et organisationnelles nécessaires pour garantir la protection de base obligatoire des informations et systèmes de l'entreprise.

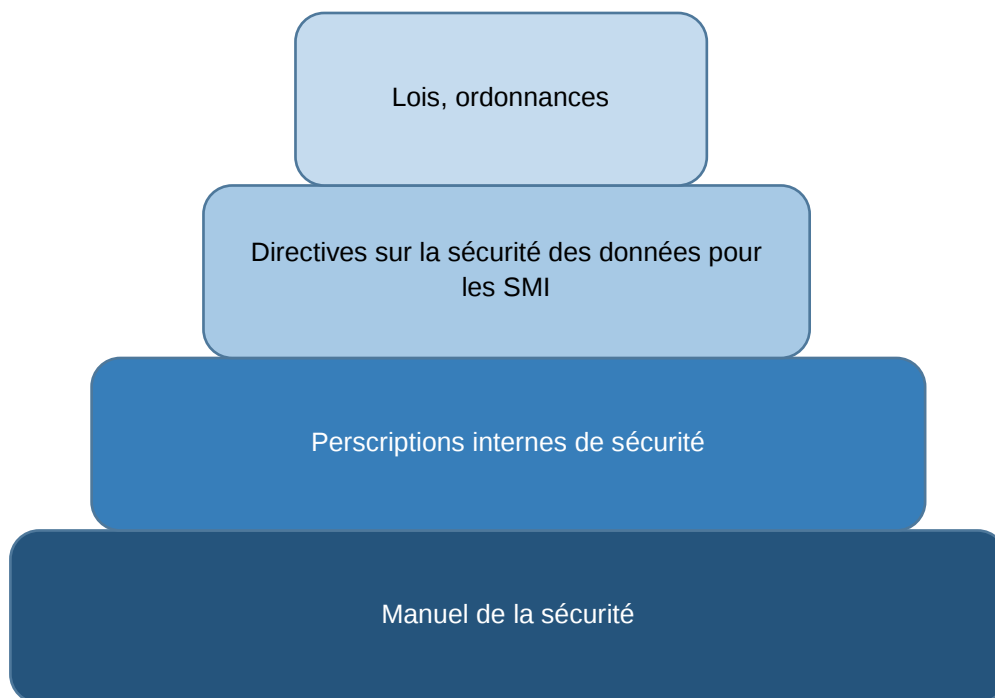


Figure 3: Hiérarchie des documents

4.2 Exploitation, y compris maintenance et retrait

- (1) Cette phase se décompose entre exploitation quotidienne, maintenance/développement et retrait de tout ou partie du SMI existant. L'exploitation quotidienne recouvre les tâches effectuées à l'aide de processus standardisés, et tout ce qui ne correspond pas à la norme relève de la maintenance ou du développement et fait l'objet d'un mandat spécifique. La traçabilité, en particulier, est ainsi l'affaire de la Gestion du changement.

4.2.1 Exploitation quotidienne

- (1) Les principaux processus en lien avec l'exploitation quotidienne du SMI sont décrits dans le tableau 2. Les points à prendre en compte en matière de sécurité des données, notamment, y sont listés.

4.2.2 Maintenance/développement

- (1) Les principaux processus qui ne sont pas directement liés à l'exploitation quotidienne du SMI mais qui concernent le maintien à niveau du système ou la garantie de la gestion de la sécurité sont décrits dans le tableau 3. Les points à prendre en compte en matière de sécurité des données lors des opérations de maintenance, notamment, y sont listés. La règle veut qu'après chaque opération de maintenance, les actes effectués et tous les changements que ceux-ci ont occasionnés soient consignés de manière exhaustive et fassent l'objet d'un procès-verbal – de préférence de façon automatisée.

4.2.3 Retrait

- (1) Lors du retrait de systèmes, il faut surtout s'assurer que la protection des données reste garantie et que les clés de sécurité ne tombent pas entre de mauvaises mains. Pour ce faire, il convient de rendre les supports de données illisibles en recourant à une méthode à la pointe de la technologie et de détruire les clés de sécurité (y c. clés initiales). Cela vaut pour:
 - les compteurs et les système de communication,
 - les STR et les systèmes environnants.

Processus relevant de l'exploitation quotidienne d'un SMI	Description
Collecte des données	Les données de la courbe de charge du SMI peuvent être relevées une fois par jour puis traitées ou conservées dans le STR. La fréquence peut être plus élevée si le prosumer y consent.
Surveillance de la qualité de la communication	La qualité de la communication doit être surveillée à l'aide de mesures adaptées, de préférence automatisées, de façon à identifier les données erronées ou non saisies. Si celles-ci ne peuvent être obtenues après une nouvelle lecture, il convient de déterminer pourquoi et de confier un mandat de maintenance pour remédier au problème.
Évaluation des événements saisis et des journaux	Le système qui gère les événements saisis et les journaux doit si possible les évaluer automatiquement et signaler les éventuelles anomalies. En l'absence d'automatisation, il faut régulièrement effectuer des contrôles manuels. Un mandat de maintenance doit alors être déclenché pour remédier au problème, conformément au manuel de la sécurité interne.
Respect des prescriptions du manuel de la sécurité interne (accès, gestion des supports de données, etc.)	Le manuel de la sécurité interne, la protection de base de l'environnement IT/OT ainsi que les éventuels processus de certification (p. ex. ISO 27001) doivent être respectés. Il peut également valoir la peine de jeter un œil au document «Manuel Protection de base pour les <technologies opérationnelles> (OT) dans l'approvisionnement en électricité», qui décrit les recommandations pour améliorer la sécurité des TIC dans l'approvisionnement en électricité.
Réalisation de sauvegardes	Il convient d'effectuer régulièrement des sauvegardes, si possible selon la règle 3-2-1 (données en 3 exemplaires, sur 2 supports différents, avec 1 sauvegarde sur un emplacement de stockage externe). Le succès de l'opération devrait faire l'objet d'une surveillance automatique, avec alerte du collaborateur compétent en cas d'erreur.
Actualisation permanente des autorisations d'accès (arrivée/départ d'un collaborateur, maintenance externe); surveillance des processus périodiques (p. ex. modification du mot de passe) et du besoin de formation	Il doit exister un processus garantissant l'attribution/le retrait ou l'adaptation des droits d'accès lorsqu'un collaborateur intègre/quitte l'entreprise ou évolue au sein de celle-ci. Il en va de même pour les partenaires externes et les fournisseurs. Par ailleurs, il convient de s'assurer régulièrement que les processus périodiques (obligatoires) comme la modification du mot de passe sont respectés et que des formations ont lieu à intervalles réguliers.
Actualisation des autorisations d'accès sur la plateforme de visualisation (arrivée/départ)	Il faut veiller à ce que les données de la courbe de charge d'un compteur ne puissent être consultées que par les personnes qui y sont autorisées. Les autorisations d'accès doivent être actualisées automatiquement, au moins pour le jour précis, quand des personnes emménagent dans l'immeuble ou en déménagent.
Signalement adéquat des incidents de sécurité – prise de mesures	Si des incidents de sécurité sont mis en évidence, les bonnes personnes doivent être immédiatement prévenues. En interne, il s'agit du responsable de la sécurité des informations et de la direction. Les services externes doivent être informés conformément au manuel de la sécurité interne. S'ils ne sont pas définis, nous recommandons de signaler les incidents de sécurité à la Centrale d'enregistrement et d'analyse pour la sûreté de l'information (MELANI).
Signalement de points faibles dans l'exploitation par le gestionnaire des données	Le gestionnaire des données doit signaler aux services compétents tout point faible constaté dans l'exploitation. Cela signifie qu'il doit au moins en référer au responsable interne de la sécurité des informations et au fabricant du produit.

Tableau 2: Processus relevant de l'exploitation quotidienne d'un SMI en lien avec la sécurité des données



Processus relevant de la maintenance et du développement	Description
Gestion du changement / accès utilisateur	- Tous les mandats de maintenance doivent être approuvés, être attribués à un collaborateur et faire l'objet d'un procès-verbal. - Le type d'appareils sur lequel la maintenance est effectuée (p. ex. tablette ou ordinateur portable) doit également faire l'objet d'un procès-verbal et d'une surveillance. En cas de perte, les appareils doivent être immédiatement verrouillés ou, si possible, les données en être supprimées. Les services compétents doivent être informés sans délai. - Il convient de réaliser les tests dans un environnement dédié et non dans le système productif. - Les accès devant obligatoirement être accordés à des fournisseurs externes doivent faire l'objet d'une surveillance et, à la fin, être bloqués de nouveau, conformément au manuel de la sécurité interne. Les informations critiques doivent éventuellement être sécurisées et effacées au préalable.
AMI / système de communication	En cas de perturbations ou d'opérations de maintenance à effectuer sur place, il faut, une fois le travail terminé, veiller à actualiser le statut des actifs et indiquer les causes de la perturbation: - Traitement d'une erreur - Échange de matériel (réparation) - Nouvelle installation - Exemple: remplacement d'un compteur. Dans ce cas, il convient d'actualiser non seulement le statut de l'ancien compteur, mais aussi celui du nouveau dans le système de gestion des actifs. - Mise à jour d'un microprogramme La mise à jour d'un microprogramme s'effectue généralement à distance. Le processus peut durer plus ou moins longtemps, en fonction de la vitesse de transfert. L'actualisation des actifs doit donc être automatisée. - Paramétrage de l'interface client
STR et systèmes environnants	- Garantie de la sécurité IT Le STR et les systèmes environnants font partie de l'environnement IT d'une entreprise. La sécurité IT doit donc être garantie au moyen de scans antivirus, de mises à jour ainsi que de systèmes de détection et de prévention des intrusions. Il convient de prendre périodiquement des mesures complémentaires, p. ex. de vérifier qu'aucun logiciel non autorisé n'est utilisé. - Mise à jour du STR et des systèmes environnants Les mises à jour recommandées par le fabricant pour des raisons de sécurité doivent être effectuées. Il est conseillé de tester la mise à jour dans un environnement de test au préalable. - Remplacement du STR / des systèmes environnants Un changement de système constitue un défi de taille du point de vue de la sécurité des données. Il convient donc de le réaliser non pas en tant qu'opération de maintenance, mais comme «projet de fourniture et d'installation», éventuellement avec une phase d'appel d'offres. - Gestion des clés Les clés de sécurité doivent être renouvelées avant leur expiration. La gestion des actifs doit être actualisée. La mise à jour d'un processus de cryptage (p. ex. adaptation de la longueur de la clé) est une procédure complexe à planifier en temps utile avec le fabricant. - Audit périodique du Manuel de la sécurité, définition de mesures d'amélioration Le Manuel de la sécurité doit faire l'objet d'un audit périodique, de préférence externe, dont les résultats aident l'entreprise à décider quelles mesures elle prend pour s'améliorer. - Vérification standardisée de la conformité du SMI Le gestionnaire des données vérifie une fois par an, de préférence au moyen d'un audit externe, que le SMI répond aux exigences réglementaires et internes. - Formation des utilisateurs La sécurité d'exploitation ne peut être garantie sans une formation adéquate du personnel: le Manuel de la sécurité doit être présenté aux collaborateurs peu après leur arrivée dans l'entreprise, et un cours de rappel doit être prévu au moins tous les trois ans. - Test périodique de rétablissement pour la sauvegarde L'efficacité de la sauvegarde doit être vérifiée périodiquement pour s'assurer que le rétablissement des données fonctionne en cas d'urgence. - Rétablissement du SMI après un incident de sécurité (selon le plan d'urgence) Le rétablissement d'un SMI après un incident de sécurité doit faire l'objet de tests périodiques pour s'assurer que la procédure consignée fonctionne en cas d'urgence. - Vérification périodique des points faibles et de leur résolution au moyen de mandats de maintenance: les points faibles peuvent être identifiés lors d'audits périodiques et/ou à l'occasion de scans automatisés. Les points faibles mis en évidence peuvent être acceptés après une analyse des risques ou, si possible, résolus au moyen d'un mandat de maintenance.

Tableau 3: Processus de maintien à niveau du système (maintenance/développement) et de garantie de la gestion de la sécurité



5. Protection des données

- (1) Au moment de la rédaction du présent document, les instances législatives ont décidé de procéder au remaniement de la LPD en deux temps. Sa portée et ses conséquences ne sont pas encore totalement prévisibles à ce jour.
- (2) Le 1^{er} janvier 2018, la législation relative à l'approvisionnement en électricité a fixé les conditions-cadre pour les GRD en matière de collecte et de traitement des données des systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents (art. 17c LApEI et art. 8d OApEI). Par ailleurs, les prescriptions de séparation au niveau de l'information, conformément à l'art. 10, al. 2, LApEI, doivent également être respectées.
- (3) Il convient de veiller à ce que les infractions aux exigences réglementaires en vigueur en matière de gestion des données à tous les niveaux de l'organisation puissent donner lieu à des sanctions aussi bien individuelles que spécifiques à l'entreprise.
- (4) La question de la protection des données est traitée dans le document de la branche AES «Politique des données dans la branche énergétique», auquel il est donc fait expressément référence ici.
- (5) Les données personnelles doivent être protégées de façon adéquate en matière de confidentialité et d'intégrité conformément à la LPD. L'art. 3, let. a définit les données personnelles comme toutes les informations qui se rapportent à une personne identifiée ou identifiable. Sont considérées comme des données personnelles (liste non exhaustive):
 - Données client – Nom, prénom
 - Adresse
 - Données contractuelles
 - Groupes de consommation / types de consommation
 - Informations relatives à l'encaissement
 - Données prévisionnelles
 - Données de mesure, p. ex. données de la courbe de charge (généralement toutes les 15 minutes)
 - Données concernant l'installation, p. ex. récepteur de télécommande avec commandes utilisées
 - Les autres informations personnelles, p. ex. celles enregistrées sous forme de remarque dans les systèmes CRM, doivent également être protégées.
- (6) L'art. 3 LPD définit d'autres catégories de données sensibles: opinions ou activités religieuses, philosophiques, politiques ou syndicales, données relatives à la santé, à la sphère intime ou à l'appartenance à une race, à des mesures d'aide sociale ainsi qu'à des poursuites ou sanctions pénales et administratives. S'y ajoutent les informations génétiques et biométriques.
- (7) Une entreprise n'a le droit de collecter que les données personnelles dont elle a besoin pour le traitement d'après la loi, un contrat ou en raison d'un intérêt privé ou public prépondérant. Dans la mesure où l'entreprise n'a pas nommé de responsable de la protection des données en son sein, elle est obligée d'annoncer auprès du PFPDT la collecte des données qui contient des profils de personnalité.



- (8) Seuls les collaborateurs chargés de traiter les données personnelles peuvent avoir accès à celles-ci. Cet accès doit être refusé à tous les autres collaborateurs.
- (9) Les profils de personnalité et les données personnelles sous forme pseudonymisée, y compris les valeurs de courbes de charge, peuvent être utilisées sans le consentement de la personne concernée, p. ex. pour l'application de systèmes tarifaires, l'exploitation sûre, performante et efficace du réseau ou encore la planification du réseau.

6. Bases techniques

6.1 Généralités

- (1) Les SMI se composent d'appareils de mesure intelligents (compteurs), d'un système de communication et d'un système de traitement des données de comptage avec gestion des clés (système de tête de réseau, STR).

Pour qu'un système soit exploitable en tant que SMI, une certification des différents composants doit lui être délivrée. Ainsi, les compteurs doivent remplir les exigences de l'OIMepe (RS 941.251), en particulier l'annexe 2, lettre f, et posséder un certificat suisse de conformité avec la MID. Cette certification est effectuée par METAS avec le concours de services d'audit tiers, et obtenu un certificat l'attestant (voir figure 1).

6.2 AMI

6.2.1 Exigences minimales envers les données de mesure

6.2.1.1 Saisie

- (1) En vertu de l'art. 8a OApEI, l'énergie active et l'énergie réactive doivent être enregistrées au niveau du consommateur final, de l'installation de production ou du dispositif de stockage. Pour éviter des reparamétrages ou des remplacements de compteurs dus à l'évolution des modèles de tarification, il est conseillé de paramétrer les compteurs sans tarif et d'afficher les valeurs de l'énergie active et réactive comme dans le tableau ci-dessous pour tous les compteurs.

Énergie active		Énergie réactive	
Valeur de mesure	Code OBIS	Valeur de mesure	Code OBIS
Fourniture (active+)	1-1:1.8.0	Fourniture (réactive+)	1-1:3.8.0
Soutirage (active-)	1-1:2.8.0	Soutirage (réactive-)	1-1:4.8.0
		Réactive TI	1-1:5.8.0
		Réactive TII	1-1:6.8.0
		Réactive TIII	1-1:7.8.0
		Réactive TIIII	1-1:8.8.0

Tableau 4: Présentation unique recommandée pour les valeurs de mesure des appareils de mesure intelligents (AMI)

- (2) Les courbes de charge peuvent être relevées avec une quantité (1-1:x.29.0 => variation entre l'état x et l'état x+15 min) ou avec un index du compteur (1-1:x.8.0 => état x et état x+15).
- (3) Il est recommandé de choisir le paramétrage «index du compteur» pour pouvoir établir la valeur de substitution plus facilement en cas de lacunes dans les relevés.

- (4) L'horloge interne de l'appareil étant un composant important dans la formation de la courbe de charge, on conseille de la régler tous les jours. Si la différence avec l'heure réelle est considérable (> 30 s), l'inscription dans le registre de courbe de charge est considérée comme erronée (OIMepe, voir aussi MC-CH).

6.2.1.2 Affichage sur l'écran

- (1) La présence d'un trop grand nombre d'informations (tarifs, valeurs minimales et maximales, nombre de provisions, etc.) peut compliquer la lecture de l'écran du compteur. Pour améliorer la clarté des consultations/de l'affichage déroulant des données actuelles sur l'appareil, on recommande de n'y faire figurer que les sommes des différentes valeurs.
- (2) Exemple d'affichage correspondant à une variante sans tarif:

Valeur de mesure	Code OBIS
1. Puissance actuelle soutirage (kW)	1-1:1.6.0
2. Puissance actuelle fourniture (kW)	1-1:2.6.0
3. Énergie active soutirage +A (kWh)	1-1:1.8.0
4. Énergie active fourniture -A (kWh)	1-1:2.8.0
5. Énergie réactive +R (kvarh)	1-1:3.8.0
6. Énergie réactive -R (kvarh)	1-1:4.8.0
7. Énergie réactive T1 (kvarh)	1-1:5.8.0
8. Énergie réactive T2 (kvarh)	1-1:6.8.0
9. Énergie réactive T3 (kvarh)	1-1:7.8.0
10. Énergie réactive T4 (kvarh)	1-1:8.8.0
11. Heure de l'appareil	1-1:0.9.1

- (3) Les deux premières valeurs peuvent être affichées alternativement, et les autres peuvent être consultées à l'aide des touches de l'écran.
- (4) Recommandation relative à l'heure de l'appareil: le compteur doit pouvoir afficher l'heure. Si l'heure de l'appareil repose sur l'heure légale et que l'on souhaite s'en écarter, en général d'heures entières pour utiliser toute l'année l'UTC ou le CET, cet écart doit être expliqué de manière compréhensible par les néophytes sur l'appareil ou dans le manuel.
- (5) On peut renoncer à un affichage sur écran dans la mesure où un portail clients présentant les mêmes données est disponible.

6.2.2 Qualité de réseau

- (1) Les exigences envers l'appareil de saisie comprennent notamment la consignation des interruptions de réseau. On entend par «interruption» une chute de la tension inférieure à 10 V pendant 1 seconde (annexe 2, let. F, OIMepe).
- (2) En plus de la fonctionnalité qui consiste à attribuer un statut spécial à la valeur de mesure correspondant à une telle interruption, on conseille de paramétrer en plus le compteur pour la saisie de valeurs de courant et de tension. En cas de perturbation, ces valeurs de mesure peuvent être lues et évaluées afin d'en analyser les causes et de prendre des mesures préventives sur cette base. Pour pouvoir réagir en cas de perturbations ou d'anomalies immédiates, il est recommandé de signaler les événements concernés par le biais de messages d'alarme.

6.2.3 Manipulations

- (1) Les manipulations doivent être identifiées et consignées sur l'AMI puis signalées au GRD par le biais du SMI. On entend par «manipulations» les interventions extérieures physiques mais aussi numériques. Exemples de manipulations:
 - Ouverture du couvercle du boîtier
 - Ouverture du couvercle du compteur
 - Champ magnétique
 - Programme malveillant
 - Intervention en présence d'un transformateur de mesure (identification d'une coupure de courant)

6.2.4 Télémaintenance

- (1) On entend surtout par «télémaintenance» l'actualisation de logiciels, p. ex. de microprogrammes, ou l'importation de nouveaux horaires pour le contrôle optionnel de la charge. Ces opérations doivent être effectuées si le fabricant le recommande pour des raisons de sécurité ou s'il existe des raisons techniques telles que la résolution de problèmes techniques ou l'amélioration des performances. Il doit être possible d'effectuer à distance les réglages qui ne sont pas pertinents pour l'étalonnage.

6.2.5 Interface client

- (1) L'interface client se trouve sur le compteur. La communication est cryptée conformément au contrôle de la sécurité des données. Le protocole et l'interface sont spécifiques au fabricant (p. ex. DLMS via RS485). La possibilité de raccorder un système de visualisation (ou d'autres applications, voir point 3.4.2) via diverses connexions dépend également du fabricant et n'est pas universellement standardisée. Afin de pouvoir assister le client dans le choix de ses produits tiers, il est conseillé de consulter le fournisseur du SMI pour obtenir d'éventuelles références.
- (2) Des applications typiques sont les accès secondaires pour les clients qui souhaitent analyser leur comportement de consommation. L'interface peut aussi être utilisée pour afficher la courbe de charge sur un écran (*inhouse display*/IHD). Des fonctionnalités plus complexes peuvent être utilisées lors de la transmission des valeurs de mesure, par exemple la régulation et la commande d'installations de stockage, de stations de remplissage d'électricité de recharge de VE, de commandes orientées consommation pour réduire la puissance maximale ou simplement comme quantité de saisie dans des applications dites «smart home».

6.2.6 Tarifs

- (1) Les tarifs ne doivent pas nécessairement être affichés sur le compteur. Les clients peuvent se voir proposer différentes solutions pour visualiser les tarifs. Les modèles tarifaires dynamiques ou les tarifs multiniveaux compliquent l'affichage de ces derniers sur le compteur. La traçabilité des données de consommation sur la base de l'affichage du compteur est rendue difficile, voire impossible.
- (2) Il est possible et permis de stocker et de gérer les tarifs dans le système de niveau supérieur, par exemple le système GDC/GDE. Cela signifie qu'il n'est plus nécessaire de modifier les paramètres du compteur pour changer de modèle ou en cas de report dans le temps.

6.2.7 Disjoncteur

- (1) La «fonction disjoncteur» consiste à couper l'alimentation électrique via le SMI. Il ne s'agit pas d'une exigence minimale au sens de l'OApEI.
- (2) L'utilisation de compteurs avec disjoncteur intégré est une option dans un certain nombre d'applications (à l'exception des mesures sur des transformateurs).
- (3) Exemples d'applications:
 - Coupure à distance en cas de vacances de lieux
 - Limitation de puissance
 - Optimisation des processus dans le domaine de l'encaissement (prépaiement)

6.3 Systèmes de communication

6.3.1 Concepts globaux

- (1) En principe, il existe deux concepts de communication différents: directe (point à point) et indirecte (point à multipoint). Dans le cas de la communication indirecte, d'autres dispositifs de communication entre le STR et le compteur sont nécessaires, et une distinction doit être faite entre le concentrateur de données et la passerelle (*gateway*). Lors de l'utilisation de concentrateurs de données ou de passerelles, il existe généralement deux moyens de communication différents: STR-concentrateur/passerelle (souvent Ethernet ou radio mobile) d'une part, et concentrateur/passerelle-compteur (souvent Powerline ou RF mesh) d'autre part.
 - Communication directe point à point (RCD classique):
Le STR communique avec le compteur via un support comme la radio mobile ou Ethernet (voir fig. 4).
 - Communication indirecte point à multipoint avec concentrateur de données:
Le concentrateur lit les données des compteurs et les enregistre temporairement, puis le STR relève le concentrateur de données (voir fig. 5).
 - Communication indirecte point à multipoint avec passerelle:
Lorsque des passerelles sont utilisées, les données ne font généralement pas l'objet d'une sauvegarde temporaire. La passerelle sert alors uniquement de convertisseur de média et le STR communique avec les compteurs via la passerelle.

6.3.2 Technologies de communication

- (1) La communication entre le système de traitement des données de comptage et l'AMI s'effectue par le biais d'interfaces ouvertes, documentées et standardisées qui peuvent être physiquement situées à l'intérieur ou à l'extérieur de l'AMI. Les données enregistrées par les AMI peuvent être lues automatiquement au moins une fois par jour.

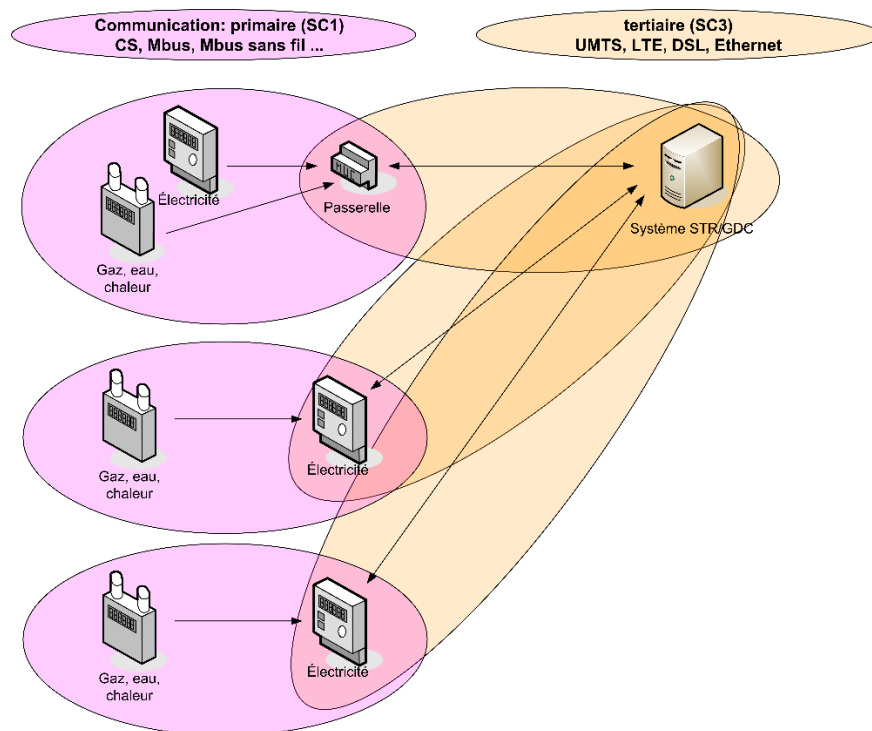


Figure 4: Communication directe point à point (Point to Point, P2P)

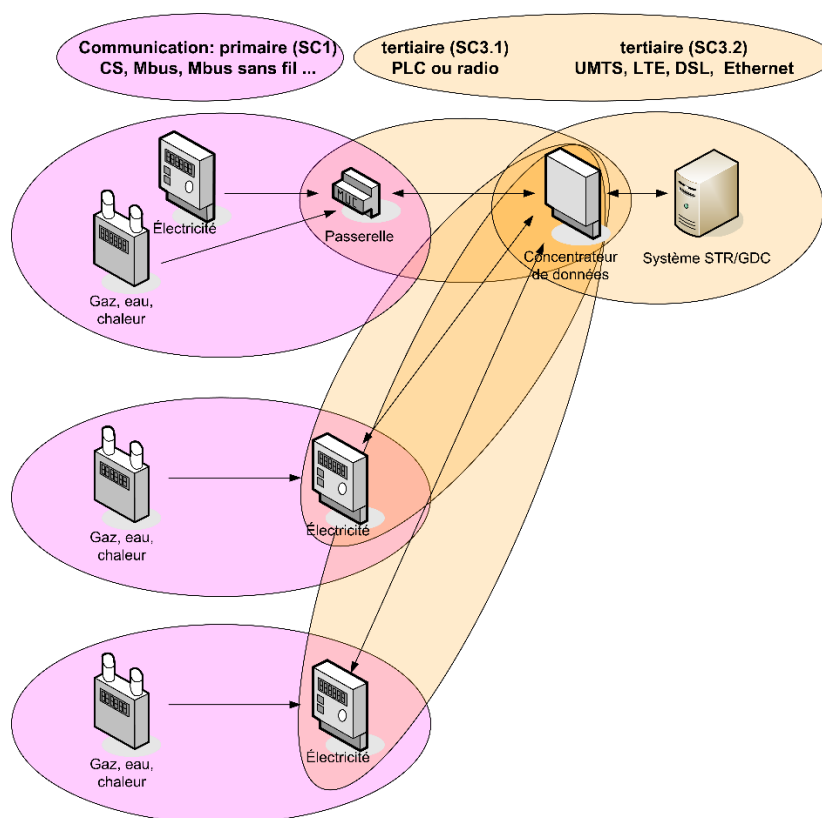


Figure 5: Communication indirecte point à multipoint (Point to Multipoint, P2MP)

- (2) Il existe une multitude de technologies de communication différentes, qui peuvent être classées techniquement dans les catégories suivantes (détails dans le glossaire):
- Sans fil (2G, 3G, 4G, 5G, XG, RF mesh, WLAN, Lora / NBiot, M-Bus wireless)
 - Câblée (Ethernet optique/cuivre, RS485, M-Bus wired)
 - Powerline (G2, G3, Prime, OGMP, OFDM, BPL)
- (3) Les protocoles utilisés sont pour certains liés à des supports physiques (par exemple Ethernet presque exclusivement avec TCP/IP).
- (4) Les technologies de communication diffèrent sur les points suivants:
- Portée
 - Bande passante (performance)
 - Périodes de latence
 - Disponibilité
 - Propension aux perturbations
 - Durée de vie (GPRS jusqu'en 2020, obsolescence des appareils)
 - Coûts
 - Médias
 - Compatibilité
 - Zone de déploiement
 - Efficacité énergétique
- (5) Ces caractéristiques constituent de possibles critères d'évaluation.
- (6) Les principales options suivantes sont disponibles pour la télétransmission des données de compteur:

6.3.2.1 Radio mobile – GSM/GPRS/UMTS/LTE sur le réseau 1/2/3/4G

- (1) Le type de communication GSM/GPRS va disparaître. Les réseaux analogiques Natel A/B/C ont été remplacés par les réseaux 2G entièrement numériques Natel D/E dès 1992, actuellement remplacés à leur tour par les réseaux 3G (UMTS) et 4G (LTE). Les appareils qui ne répondent pas aux nouvelles normes ne fonctionneront plus.

6.3.2.2 Communication WAN et LAN via cuivre ou fibre

- (1) Le protocole TCP/IP est devenu une norme très répandue, tant dans le milieu professionnel que chez les consommateurs, et l'Ethernet avec les normes TCP/IP a remplacé la plupart des autres technologies LAN. L'accès s'effectue grâce à des installations locales, via des câbles en cuivre (DSL) ou en fibre optique, généralement avec une transformation ultérieure en cuivre (cat5/6/7). L'accès filaire est très fiable mais nécessite un important travail d'installation, ce qui le rend coûteux.

6.3.2.3 Communication via le réseau électrique – PLC

- (1) «Powerline Communications» (PLC) est le terme générique désignant la transmission de données via un câble électrique. Les câbles conducteurs de courant servent alors à la transmission des données en plus de l'approvisionnement en énergie.

(2) Le réseau 230V est utilisé depuis très longtemps pour la communication de données:

- Télécommande centralisée / installations de commande réseau
- Interphones
- Babyphones
- Télécommande simple (télécommande centralisée / installations de commande réseau)
- Systèmes de bus industriels en réseau
- Vitesses de transmission de 300 à 4800 bit/s
- PLC large bande jusqu'à 200 Mbit/s

(3) La communication Powerline est disponible sous de nombreuses formes: technologies à bande étroite avec des débits de données faibles à moyens et une longue portée, ou technologies à large bande avec des débits de données élevés et une courte portée. Tous ces types de communication Powerline utilisent un des procédés de modulation DCSK, FSK, SFSK ou OFDM. Il existe de nombreuses normes rien que pour les technologies OFDM à bande étroite, telles que PRIME version 1.3.6 et 1.4, ITU-T G.9903 (G3 PLC) et IEEE P1901.2.

Bande de fréquences	Gamme de fréquences	Utilisateur
-	3-9 kHz	
CENELEC A	9-95 kHz	
CENELEC B	95-125 kHz	
CENELEC C	125-140 kHz	
CENELEC D	140-148,5 kHz	
FCC	155-487 kHz	Utilisable de façon restreinte ou soumis à autorisation
BPL	1000-53 000 kHz	Utilisable de façon restreinte ou soumis à autorisation

Tableau 5: Norme CENELEC EN 5006565-1 avec des bandes de fréquences utilisables dans la gamme de 3 à 53'000 kHz

(4) Dans le smart metering, on utilise souvent la communication via le réseau électrique, bien que la majorité des systèmes PLC soient propriétaires. Les compteurs communiquent avec «leur» concentrateur de données via les lignes d'approvisionnement en énergie. Aucune autre installation de communication n'est nécessaire au niveau des compteurs, mais les concentrateurs de données nécessitent des infrastructures externes (fibre de verre/cuivre/radio) (voir ci-dessus). En principe, 3 technologies sont disponibles sur le marché:

- G2: Powerline bande étroite avec FSK (bande Cenelec A)
- G3: Powerline bande étroite avec OFDM (bande Cenelec A, bande FCC)
- BPL: Powerline large bande (1-30 MHz, IEEE 1901)

(5) **FSK / PSK:**

Frequency Shift Keying ou Phase Shift Keying. Si le débit de données est nettement inférieur à celui de l'OFDM, il est suffisant pour transmettre les relevés des smart meters. Les méthodes fonctionnent avec des niveaux plus élevés que pour l'OFDM, mais avec seulement deux canaux dans la bande Cenelec A. Si ces deux fréquences sont perturbées, la communication est interrompue.

(6) **OFDM:**

Orthogonal Frequency-Division Multiplexing. Procédé de modulation utilisant plusieurs porteurs or-

thogonaux pour la transmission de données numériques. L'avantage de l'OFDM réside dans le fait que les données sont transmises via de nombreux canaux. Si une perturbation de la bande étroite se produit dans le spectre du signal OFDM, les fréquences affectées par la perturbation peuvent être exclues de la transmission de données. La vitesse totale de transmission des données n'est donc réduite que d'une petite partie. Les nouveaux systèmes PLC de smart metering fonctionnent presque tous selon le principe de l'OFDM (Prime, G3). Le gros avantage est que l'on utilise non pas deux fréquences seulement, mais plusieurs.

(7) Exigences générales de l'OFCOM liées aux installations hors des bandes CENELEC A à D:

Pour prévenir les perturbations ou y remédier, le signal doit être abaissé ou amputé de certaines bandes de fréquences («static notching» ou «dynamic notching») (voir EN 50561-1, bandes de fréquences selon les tableaux A.1 et A.2 ainsi que les annexes aux PTA 5.1 V4).

Les installations ne doivent en aucun cas perturber le spectre de fréquences et doivent être utilisées selon les PTA 5.1 V4 ([Prescriptions techniques et administratives concernant les installations de télécommunication filaires utilisant la technologie des courants porteurs en ligne](#)):

- **Obligation d'annonce:**
Toute exploitation d'une installation PLC est soumise à une obligation d'annonce ainsi qu'à la tenue de statistiques annuelles relatives aux perturbations constatées et à leur résolution (voir PTA 5.1 V4, chapitre 2).
- **Exigences liées à l'exploitation dans les zones souterraines:**
L'utilisation de tels modems est autorisée dans la gamme de fréquences 148,5 kHz-30 MHz sur les lignes souterraines affichant une densité de puissance maximale de -50 dBm/Hz (voir PTA 5.1 V4, chapitre 3).
- **Exigences liées à l'exploitation dans les zones hors sol:**
Dès que l'on quitte le réseau électrique souterrain (candélabres, compteurs, boîtes de distribution, panneaux publicitaires, etc.), il convient de respecter les exigences suivantes (voir PTA 5.1 V4, chapitre 3):
 - Dans la bande de fréquences 148,5 kHz-500 kHz: injection de données avec densité de puissance maximale injectée de -65 dBm/Hz
 - Dans la bande de fréquences 500 kHz-1600 kHz: interdiction des applications PLC
 - Dans la bande de fréquences 1600 kHz-30 MHz: injection de données avec densité de puissance maximale de -65 dBm/Hz
 - Dans la bande de fréquences > 30 MHz: interdiction des applications PLC
 - Suppression permanente des supports de différentes bandes de fréquences, conformément aux PTA 5.1 V4
- **Exigences liées aux lignes aériennes:**
L'exploitation par le biais de lignes aériennes fait actuellement l'objet d'une interdiction générale (voir PTA 5.1 V4, chapitre 3). Si une partie d'un réseau comporte des lignes aériennes, il faut la protéger à l'aide de filtres appropriés.
- **Mesures en cas de perturbation:**
En cas de perturbation, l'OFCOM prend des mesures pour protéger la réception du signal à l'emplacement de l'installation perturbée (voir PTA 5.1 V4, chapitre 4).
Les valeurs limites selon la recommandation ECC/REC/(09)02 s'appliquent.

6.3.2.4 Communication via le réseau maillé RF¹

- (1) Le réseau maillé RF est fréquemment utilisé comme technologie de communication pour le Smart Metering. Aux États-Unis, le réseau maillé RF constitue de loin la technologie de communication la plus courante. Contrairement à ce qu'on observe en Europe, il est possible, dans d'autres régions du monde, d'émettre avec une puissance d'émission plus élevée et des rapports cycliques plus importants (utilisation temporelle autorisée du canal radio). En outre, le mode de construction des bâtiments et le lieu d'installation des compteurs conviennent généralement mieux au réseau maillé RF qu'en Europe. Pour la transmission radio, les bandes de fréquences sans licence de 868/915 MHz (Europe et États-Unis) et de 2,45 GHz (quasiment dans le monde entier) sont disponibles.
- (2) La norme IEEE 802.15.4 décrit un protocole de transmission pour les Wireless Personal Area Networks (WPAN). Elle définit les deux couches inférieures du modèle OSI, la couche de transfert de bits et la couche MAC. Les protocoles de niveau supérieur avec des fonctions de routage et une interface d'application sont soumis à d'autres normes pour les réseaux radio. Dans un réseau maillé RF, un nœud en mode maillé (p. ex. compteur) peut émettre et recevoir des messages et peut également transmettre des messages pour ses voisins. Selon ce procédé de transfert, un message trouve automatiquement son chemin du point d'émission à la cible définitive. Le message choisit ici le chemin le plus fiable. Un réseau maillé RF est capable de se configurer et de se réparer seul et il est redondant. Un réseau maillé RF contient en général une ou plusieurs passerelles (maîtres RF), lesquelles garantissent l'organisation du réseau et la connectivité et peuvent également servir de liens vers d'autres systèmes.

6.3.2.5 Communication via LoRa²

- (1) La transmission radio Long Range est une autre possibilité. On utilise ici des bandes ISM avec des puissances d'émission plutôt faibles (OFCOM, normes RIR) pour la transmission entre un bâtiment et un concentrateur. Dans le cas d'une liaison point à point, la topologie de communication est en étoile, avec le concentrateur au centre. L'utilisation de bandes ISM (Industrial, Scientific and Medical Band / bande industrielle, scientifique et médicale) n'entraîne aucun frais de licence. L'équipement doit toutefois satisfaire aux dispositions (RIR: Radio Interface Regulation). Exemple: bande 869.400-869.650 MHz, puissance d'émission maximale de 500 mW, rapport cyclique de 10% (utilisation temporelle autorisée du canal radio). En temps normal, la puissance d'émission effective (ERP: Effective radiated power) atteint seulement 25 mW pour la communication. Des essais réalisés en Suisse montrent que des distances importantes sont surmontées, avec toutefois des limitations considérables du fait de la topographie du terrain et de la pénétration des parois de cave (1-10 km). Low Power Wide Area Public Wireless est une nouvelle technologie très prometteuse; elle se contente de quelques stations de base (stations d'émission) et permet d'utiliser des appareils avantageux en termes de coûts et ne consommant pas beaucoup de courant. Selon la gamme de fréquences choisie, une communication point à point bidirectionnelle avec une bande étroite d'env. 300 bit/s-50 kbit/s est possible. Les valeurs expérimentales de projets internationaux tournent toutefois autour de 3 kbit/s. Si la distance par rapport à un terminal est inférieure à 500 m, il est encore possible d'obtenir de bonnes disponibilités au 2^e sous-sol, pour une largeur de bande d'env. 5 kbit/s et de longues autonomies fonctionnelles. On utilise en Europe la fréquence librement disponible de 868 MHz. Les distances typiques vont jusqu'à 20 km en terrain ouvert et sont d'env. 1,5 à 10 km en zones urbaines. La très grande portée implique un faible débit. Ainsi, cette technologie de radiocommunication n'est

¹ Ce point provient du [Guide pratique Smart Energy@ICT de l'ASUT](#).

² Ce point provient du [Guide pratique Smart Energy@ICT de l'ASUT](#).

pas idéale pour les compteurs d'électricité actuels (Smart Meter), mais convient pour la communication des compteurs d'eau, de gaz et de chaleur.

6.3.2.6 Communication locale – RS485

- (1) EIA-485, également appelée RS-485, est une norme industrielle d'interface physique pour la transmission de données asynchrone en série. La ligne symétrique augmente la compatibilité électromagnétique. Pour une description détaillée, consulter la page suivante: <https://fr.wikipedia.org/wiki/EIA-485>
- (2) En télérelevé classique, de nombreux compteurs ne peuvent pas être lus directement, mais communiquent par l'intermédiaire d'autres appareils. La communication locale entre les appareils est alors câblée, généralement via RS485 avec 2 fils de cuivre (spécification de câble U072). Jusqu'à 32 esclaves peuvent être mis en boucle et lus via un compteur maître. La longueur maximale de transmission est de 1200 m. Un câble séparé de compteur à compteur est chaque fois nécessaire. L'effort d'installation est donc d'autant plus élevé.

6.3.2.7 Communication locale – M-Bus

- (1) À l'origine, le M-Bus est un système de bus pour la transmission locale des valeurs de mesure. La communication locale entre les appareils est alors câblée avec 2 fils de cuivre (spécification de câble U072), ou sans fil sous la forme d'un Wireless M-Bus. Le M-Bus s'est imposé comme la norme pour les compteurs de gaz, d'eau et de chaleur.
- (2) Chaque système M-Bus nécessite un maître qui alimente simultanément le bus en électricité. Ce maître est responsable de la collecte des données des esclaves M-Bus et, si nécessaire, de leur stockage et/ou de leur traitement ultérieur. Il ne peut y avoir qu'un seul maître dans le système de bus, sinon des collisions de tension et de paquets peuvent se produire. Pour une description détaillée, consulter la page suivante (en allemand): [https://de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_\(Feldbus\)#Eine_europäische_Norm](https://de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_(Feldbus)#Eine_europäische_Norm)
- (3) Dans le smart metering, le M-Bus est utilisé principalement pour raccorder des compteurs de gaz, d'eau et de chaleur à un compteur électrique ou à une passerelle. Les différents fabricants ont également utilisé ce moyen de communication pour raccorder au compteur les afficheurs de puissance et de consommation dans les zones résidentielles, mais le succès n'a pas été au rendez-vous.
- (4) Un tronçon de câble M-Bus peut atteindre 10 km de longueur si la qualité des câbles de terre utilisés pour la télécommunication est bonne. La portée du M-Bus est physiquement limitée par le bouclage des signaux rectangulaires utilisés et grandement influencée par la qualité des câbles. Le nombre de compteurs sur un tronçon dépend de la qualité du signal et de l'intervalle de lecture souhaité pour les compteurs. En outre, les unités-maître M-Bus à utiliser ne sont toujours dimensionnées que pour un certain nombre de compteurs à raccorder.

6.3.2.8 Wireless M-Bus

- (1) Le Wireless M-Bus est une norme indépendante du fabricant, uniformisée dans toute l'Europe et décrite dans la norme EN 13757. L'Open Metering Standard (OMS) a été créé pour définir des normes de protocole détaillées.

- (2) La norme Wireless M-Bus permet la lecture radio (868 MHz) pour les appareils de mesure de la consommation de tous supports: pression, niveau, électricité, gaz, froid, air climatisé, températures, humidité, chaleur, eau, etc.
- (3) La plupart des compteurs d'électricité n'avaient pas d'interface Wireless M-Bus par le passé, et il fallait un adaptateur filaire / sans fil. Cela signifie que le compteur d'électricité ne peut pas s'adresser directement au compteur radio, mais que l'adresse du compteur radio doit être programmée dans l'adaptateur. Un changement de compteur radio entraîne toujours une reprogrammation de l'adaptateur. Cependant, il existe maintenant sur le marché des compteurs d'électricité avec une interface Wireless M-Bus intégrée.

6.3.3 Cryptage

- (1) La communication doit être cryptée. Les composants doivent être certifiés au sens de l'art. 8b OApEI. Le cryptage de la communication doit être activé (voir l'annexe 2 à la recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents»).

6.3.4 Évaluation des types de communication

- (1) Aucune recommandation générale d'une technologie ne saurait être formulée, car les paramètres des zones de déploiement peuvent différer considérablement les uns des autres (p. ex. entre la ville et la campagne). Dans les zones rurales, le nombre moyen d'appareils de mesure par bâtiment est souvent inférieur à 2, tandis que dans les zones urbaines, cette moyenne est fréquemment comprise entre 5 et 10. Dans les villes, la distance entre les bâtiments est souvent très faible, ce qui s'avère avantageux pour les installations PLC. Le nombre important de bâtiments peut toutefois poser des problèmes de pénétration aux solutions radio. Par ailleurs, dans certaines circonstances, les perturbations électromagnétiques peuvent s'avérer problématiques pour la PLC en ville en raison de la forte densité. Dans tous les cas, les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance doivent être pris en compte. Alors qu'en zone urbaine, les coûts d'installation et d'exploitation d'un raccordement par fibre optique peuvent être répartis sur une moyenne de 5 à 10 appareils de mesure par bâtiment, en zone rurale, ces coûts doivent être répartis sur 1-2 appareils, ce qui se révèle rarement rentable. Les systèmes maillés comme la PLC ou le RF mesh offrent une disponibilité inférieure à celle de la communication Ethernet (fibre optique/cuivre) mais aussi des coûts d'installation et d'exploitation bien inférieurs.

6.4 STR

6.4.1 Définition

- (1) Système de tête de réseau (en anglais *Head End System*, HES). Ce terme désigne généralement le module de saisie des données et de communication entre la gestion des données de compteur et le réseau de compteurs. Sa principale mission est la saisie des données de compteur et leur transmission à d'autres systèmes ainsi que la passation d'ordres de commande. En plus des fonctionnalités de saisie de données, un STR comprend différentes options pour la commande et la configuration à distance de l'infrastructure du compteur. Cela permet la gestion à distance des tarifs, des charges, des relais et des connexions réseau.

6.4.2 Fonctionnalités

- (1) Les fonctionnalités suivantes sont fournies par le STR (les fonctionnalités diffèrent selon le fabricant du STR):
- Lecture des compteurs
 - Gestion des appareils
 - Gestion des appareils multi-énergies
 - Réglage des paramètres dans le compteur
 - Installation, suppression et remplacement des compteurs
 - Commutation des relais dans les compteurs en fonction de l'ordre de commutation
 - Commande des tarifs et de la charge
 - Relevé de la qualité de la tension
 - Réception et transmission d'alarmes et d'événements
 - Calcul de la qualité de communication

6.4.3 Structure du système

- (1) En règle générale, le STR dispose de sa propre base de données, qui ne sert toutefois qu'au stockage à court terme des données. On veille à ce que la base de données STR reste toujours très légère afin que les performances soient aussi élevées que possible.

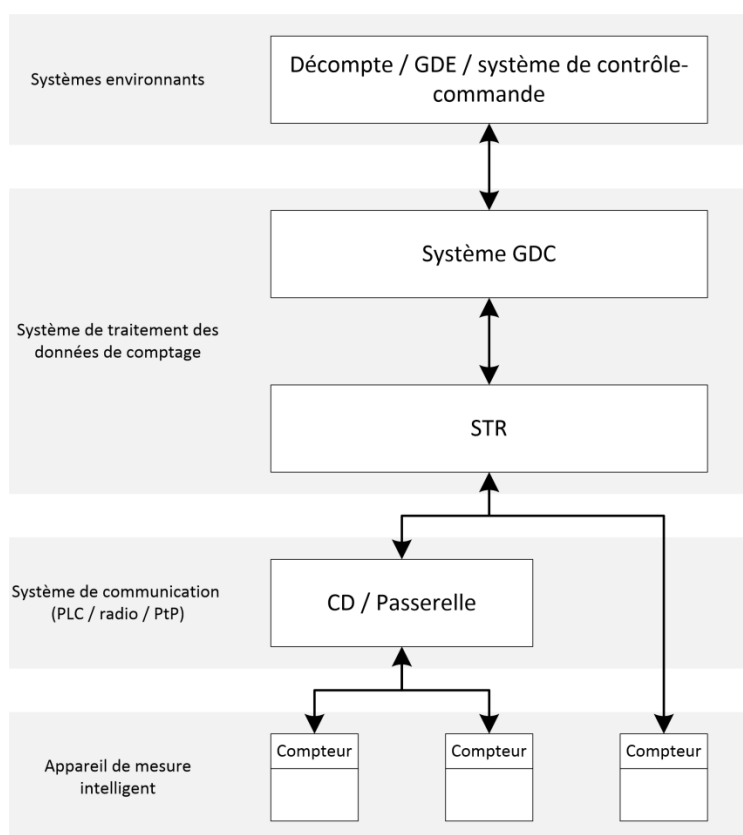


Figure 6: Système de mesure intelligent avec les systèmes environnants et les connexions P2P et P2MP à l'AMI

- (2) La connexion entre le STR et le système GDC s'effectue via une interface propriétaire ou une interface IEC (IEC 61968-9). Le STR et le système GDC ne doivent pas nécessairement être fournis par le même fabricant.

6.4.4 Interopérabilité

- (1) L'interopérabilité désigne la possibilité de lire via un SMI les compteurs de différents fabricants. Pour parvenir à une telle standardisation des protocoles de communication, plusieurs alliances ont vu le jour au sein de la production. Voici les alliances les plus connues:
- Prime Alliance
 - IDIS Association
 - OSGP Alliance
- (2) La norme IDIS est la plus répandue en Suisse. Si un compteur est compatible avec la norme IDIS, cela ne signifie pas que l'interopérabilité est automatiquement assurée. a) Le système qui lit le compteur doit également être compatible avec cette norme et b) le pilote correspondant doit être disponible sur le système de relevé. En règle générale, le pilote est intégré au niveau du STR. Cette intégration est spécifique à chaque type de compteur.

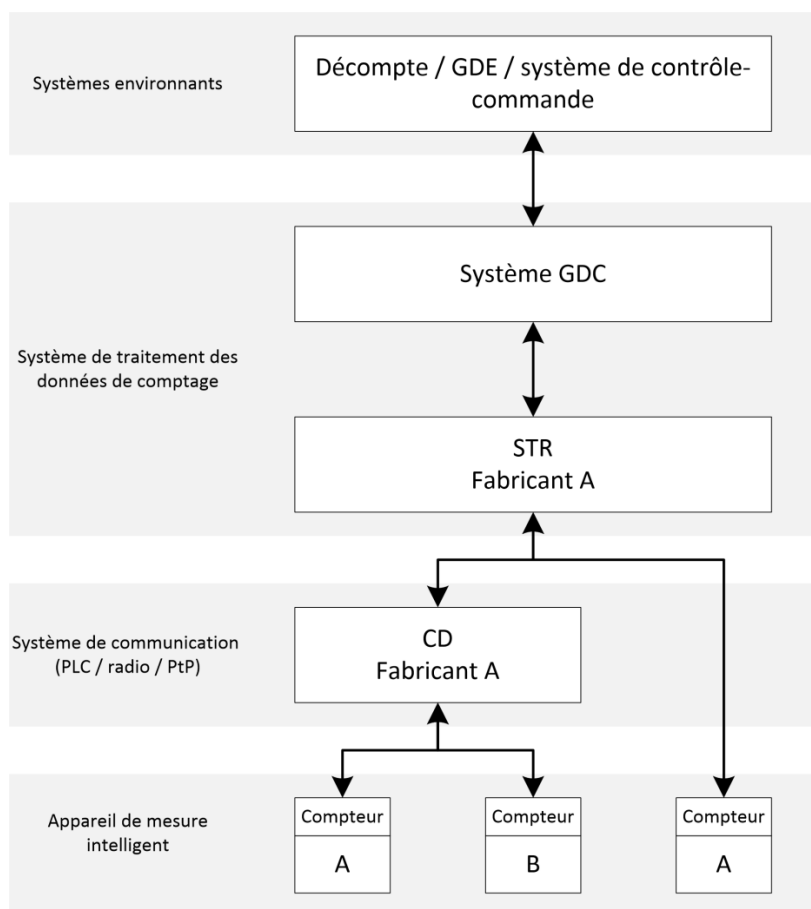


Figure 7: Interopérabilité au niveau du concentrateur de données / du STR

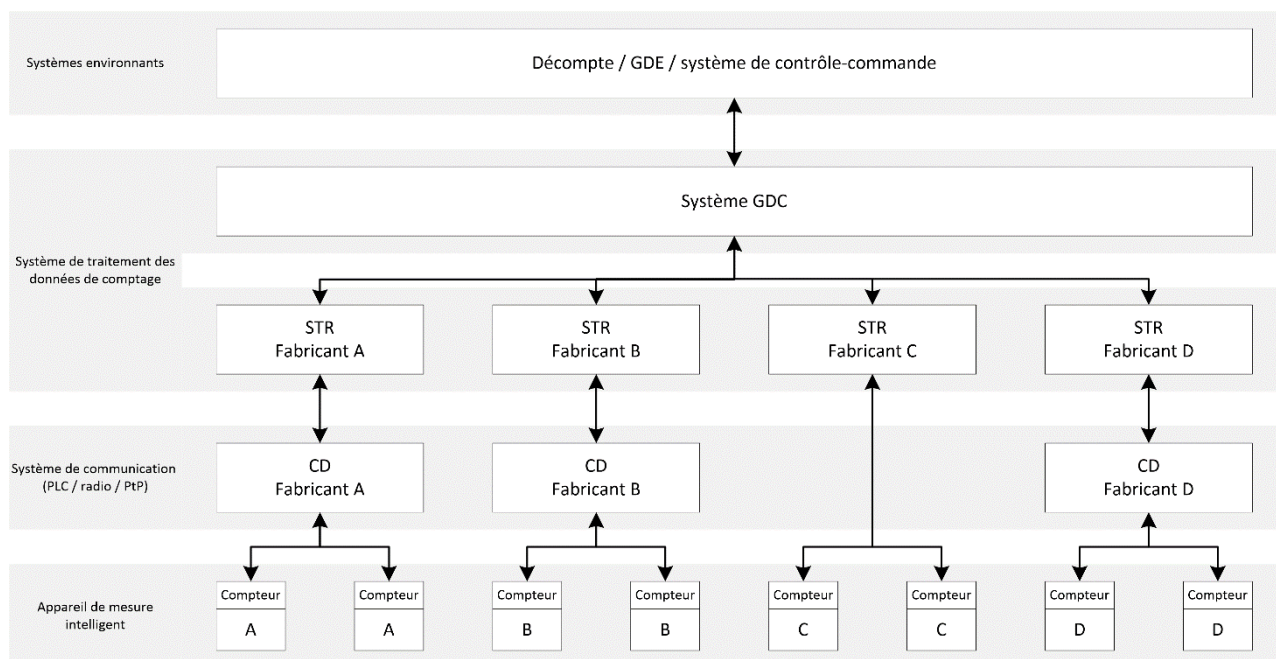


Figure 8: Interopérabilité avec les systèmes multi-STR

(3) Il existe deux variantes différentes d'interopérabilité:

- Variante 1: Interopérabilité au niveau du concentrateur de données / du STR
Les compteurs des différents fabricants sont lus en utilisant le même concentrateur de données ou le même STR. Cela signifie que sur le terrain, le compteur du fabricant A peut être remplacé par un compteur du fabricant B sans aucune restriction relative à la communication avec le compteur.
- Variante 2: Interopérabilité avec les systèmes multi-STR
Plusieurs STR sont connectés au système GDC. Chaque STR relève les compteurs de son fournisseur. Dans cette variante, seuls les compteurs d'un même fabricant peuvent être installés derrière le concentrateur de données. Il n'est pas possible de remplacer librement le compteur comme c'est le cas pour la variante 1. Des formes mixtes entre les deux variantes sont également possibles. Dans la variante 2, il convient de noter que l'exploitation du STR nécessite des ressources en personnel. Il est recommandé qu'au moins deux personnes maîtrisent un STR chacune.

6.5 Systèmes environnants

- (1) Pour les processus Meter-to-Cash et les processus de marché, plusieurs systèmes sont généralement utilisés, chacun assurant des tâches spécifiques de la chaîne du processus. Les processus Meter-to-Cash / Meter-to-Market peuvent en principe être divisés en quatre domaines.
- Saisie des données de mesure (STR)
 - Gestion des données de compteur (GDC)
 - Gestion des données énergétiques (GDE)
 - Décompte / facturation

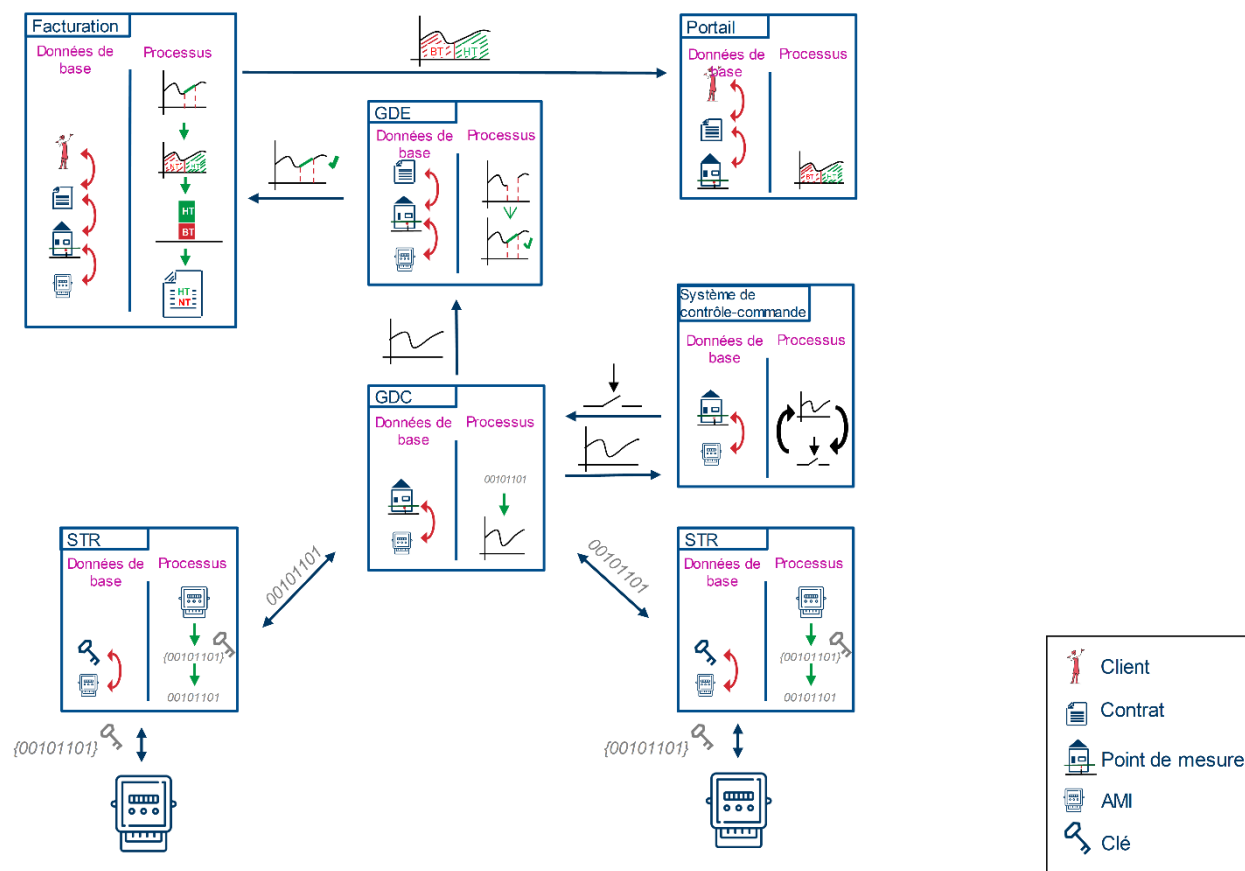


Figure 9: Exemple de système global avec systèmes environnants

- (2) Cela ne signifie toutefois pas nécessairement qu'un système séparé doit être utilisé pour chaque tâche partielle. Ainsi, le regroupement de certaines tâches dans un système, p. ex. la saisie des données de mesure et la gestion des données de compteur, peut être pertinent. Une configuration de ce type réduirait le nombre d'interfaces et limiterait le délai entre la saisie des données de mesure et la répartition aux partenaires du marché et aux processus de décompte. Pour y parvenir, il est toutefois nécessaire que les systèmes couvrent un spectre de tâches plus large que dans le cas de figure où chaque tâche est prise en charge par un système spécialisé séparé.
- (3) Outre les exigences fonctionnelles, le critère le plus important dans la conception du système devrait être un degré d'automatisation aussi élevé que possible de l'ensemble de la chaîne de processus. Il convient de veiller à ce que la quantité escomptée de données entraînant un déploiement puisse être prise en charge par les systèmes et les interfaces.

6.5.1 Décompte / facturation

- (1) Le système de décompte détient généralement la souveraineté des données relatives aux contrats des clients. Les processus de mutation (p. ex. changement de client, changement de compteur) sont gérés par le système de décompte. Ce dernier est donc souvent chargé de la gestion des données de base dans le cadre du processus Meter-to-Cash.

6.5.2 Gestion des données de mesure

- (1) Le système de gestion des données de mesure importe généralement des données de mesure depuis le système STR, les valide et établit si nécessaire des valeurs de substitution, qu'il met à disposition des autres systèmes à des fins de décompte ou d'analyse.
- (2) L'établissement de valeurs de substitution s'effectue conformément aux consignes du Metering Code Suisse. Ce dernier dispose également que seules les «vraies» valeurs (statut «W») et les valeurs établies conformément aux consignes du Metering Code (statut «E») peuvent être utilisées pour le décompte. Une division des tâches avec le système GDE est également envisageable. Dans ce contexte, le système GDC proche des compteurs établirait des valeurs de substitution en se basant sur les informations techniques fournies par ces derniers (p. ex. interruption de tension, modification de l'heure). Le système GDE n'établit alors plus de valeurs de substitution qu'en cas de valeurs manquantes ou improbables (p. ex. compteur non atteint), pour lesquelles on ne dispose d'aucune information technique provenant du compteur.
- (3) Contrairement à un système de RCD classique, le GDC est optimisé pour la gestion d'un grand parc de compteurs. Il contient les données de base techniques nécessaires au moins pour l'échange de données avec les systèmes STR (p. ex. le numéro de série du compteur ou le type de compteur). Il peut également contenir la gestion des clés du SMI.
- (4) Les processus et les interfaces doivent être conçus de façon performante et la majorité des processus manuels devraient devenir inutiles dans le cadre de l'exploitation quotidienne.
- (5) Si les données ne sont pas déterminantes pour le décompte ou anonymisées, les courbes de charge doivent être supprimées au bout de 12 mois (art. 8d, al. 3 OApEI). À l'inverse, les données déterminantes pour le décompte (données de mesures non traitées provenant des compteurs) doivent être conservées 5 ans (art. 8, al. 4 OApEI). C'est habituellement le cas dans le cadre des systèmes reposant sur la proximité des compteurs, c'est-à-dire les systèmes STR ou GDC.

6.5.3 Gestion des données énergétiques

- (1) Le système de gestion des données énergétiques assure la comptabilisation des quantités d'énergie et l'échange avec les partenaires du marché. Si l'entreprise d'approvisionnement joue plusieurs rôles sur le marché, il est recommandé que ceux-ci soient reflétés dans le système de gestion des données énergétiques, p. ex. à travers la présence de mandants séparés pour les différents rôles. Si l'établissement de valeurs de substitution pour les valeurs manquantes ou corrompues n'est pas assuré par le système GDC, il peut être pris en charge par le GDE.
- (2) Le système de gestion des données énergétiques contient l'ensemble des données pertinentes pour les processus de marché. Il s'agit notamment du point de mesure, des relations contractuelles et du réseau correspondant, ainsi que des délimitations temporelles.
- (3) Le système de gestion des données énergétiques peut en outre inclure des fonctions de prévisions de vente ou de production, assurer la gestion du calendrier ou être utilisé pour le calcul des offres.

6.5.4 Portail client

- (1) Le portail client sert avant tout à visualiser la consommation / la production.

- (2) Il s'agit d'un moyen pour un client de vérifier sa facture lorsqu'aucun tarif n'est plus indiqué dans l'AMI. L'accès au portail pour les clients finaux est donc une condition impérative et doit être garanti rapidement après le changement de compteur. À cette fin, le portail doit offrir la possibilité de sélectionner une période donnée (p. ex. la dernière période de facturation), de visualiser les valeurs de mesure au cours de cette période et de totaliser, puis présenter la consommation tarifée.
- (3) Il permet aussi d'accéder à diverses offres à valeur ajoutée. Ainsi, il est déjà possible avec de nombreux portails de comparer sa consommation actuelle à celle de l'année précédente ou à la dernière période de facturation. Le client peut ainsi repérer rapidement et simplement si sa consommation d'énergie a tendance à s'accroître, à diminuer ou à stagner.
- (4) Un autre outil efficace de sensibilisation des clients à leur comportement est la comparaison de la consommation d'énergie à celle de clients de référence. Elle permet de déterminer en un coup d'œil et sans connaissance préalable si la consommation est plutôt élevée, faible ou moyenne. Ce type d'outil de comparaison par rapport à des clients de référence peut être imputé au titre des coûts du réseau, conformément à l'art. 13c OApEI.
- (5) Il serait envisageable d'apporter des valeurs ajoutées concrètes à travers les fonctions de gestion administrative sur le portail, p. ex. notifications de déménagement, signalements de perturbations ou modification de tarif. De nombreux prestataires proposent en plus des solutions «white label», qui peuvent être intégrées de façon homogène à l'interface web existante du GRD.
- (6) Le portail constitue l'une des interfaces les plus directes entre les clients et le GRD. En cas de suppression des tarifs sur les compteurs, il constitue pour ces derniers la seule possibilité de contrôler leurs factures, ce qui représente une certaine incitation à utiliser le portail. Il est recommandé d'exploiter cet argument en s'appuyant sur un portail bien pensé et esthétiquement attrayant, afin de renforcer la fidélité client.

6.6 Système de contrôle-commande

- (1) Les systèmes de contrôle-commande servent à mesurer, commander et réguler les réseaux de distribution. Ils sont avant tout utilisés sur les niveaux de réseau NR1 à NR5. Le système de contrôle-commande a pour mission de surveiller et de commander le réseau de distribution en temps réel, et d'intervenir en cas d'urgence.
- (2) Avec la diffusion des AMI, le nombre de capteurs potentiels destinés à déterminer la qualité du courant sur le NR7 s'accroît massivement. Ainsi, tous les AMI doivent p. ex. enregistrer et consigner les interruptions de l'approvisionnement en électricité (art. 8a OApEI). La saisie des autres données relatives à la qualité du courant (tension établie, courant, fréquence, cos Phi, etc.) est en outre déjà présente dans de nombreux AMI. La connexion d'une sélection d'AMI au système de contrôle-commande constituerait ainsi une possibilité de mettre en place le niveau de réseau 7 de façon transparente et intelligente.

7. Coûts / imputabilité

7.1 Imputabilité

7.1.1 Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse (SCCD)

- (1) Le SCCD a vocation à fournir des instructions homogènes et compréhensibles par tous à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Il est axé sur les objectifs suivants:
 - Définir le montant des coûts imputables pour calculer la rémunération pour l'utilisation du réseau
 - Affecter les coûts imputables aux unités d'imputation de l'utilisation du réseau selon les critères objectifs du principe de causalité des coûts
- (2) Le SCCD définit notamment les durées d'amortissement des éléments les plus divers du réseau de distribution. Dans ce contexte, on distingue seulement deux classes d'immobilisations dans les systèmes de mesure. Pour ce qui est de la définition plus précise de l'opérabilité, c'est-à-dire de la durée d'amortissement des différentes immobilisations, les gestionnaires de réseau de distribution sont libres, tant qu'ils respectent les délais imposés.

Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Compteurs et installations de mesure, mécaniques	20 – 25
Compteurs et installations de mesure intelligentes et électroniques autres	10 – 15

Tableau 6: Classes d'immobilisations des systèmes de mesure

7.1.2 Compte 500: Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage ainsi que coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

- (1) Dans la mesure où le système de mesure est défini par l'art. 15 LApEI comme imputable aux coûts de réseau généraux, un groupe de compte propre a été créé dans le SCCD pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage.

500	Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage ainsi que coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation
510	Coûts des systèmes de mesure intelligents
510.1	Amortissements calculés
510.2	Intérêts calculés
510.3	Autres coûts
520	Coûts des autres systèmes de mesure et d'information
520.1	Amortissements calculés
520.2	Intérêts calculés
520.3	Autres coûts
530	Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents
530.1	Amortissements calculés
530.2	Intérêts calculés
530.3	Autres coûts

Tableau 7: Comptes des systèmes de mesure, de commande et de réglage

- (2) Dans la mesure où l'art. 31e OApEI introduit la distinction entre les outils de mesure intelligents et les anciens outils, la répartition correspondante dans les différents comptes a été mise en place dans l'édition 2018 du SCCD.
- (3) La répartition décrite à la section 7.1, disposant dans quels cas les compteurs électriques peuvent être comptabilisés parmi les 80% d'appareils de mesure intelligents, n'est pas aisée à comprendre. C'est pourquoi le SCCD fournit l'aide graphique suivante dans la description du compte 500.

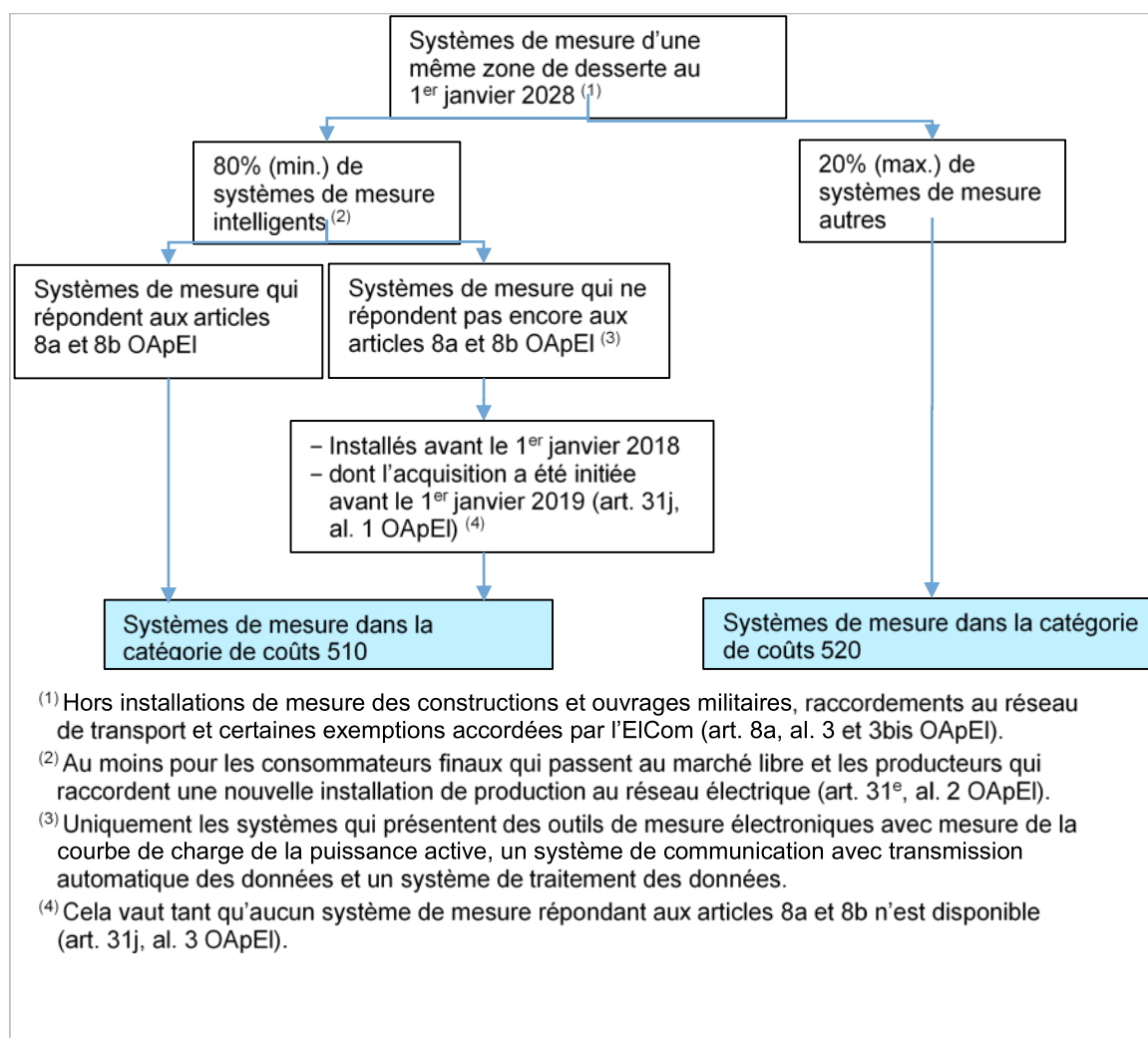


Figure 10: Répartition des systèmes de mesure intelligents et conventionnels

7.1.2.1 510 Coûts des systèmes de mesure intelligents

- (1) Cette catégorie de coûts regroupe les coûts de l'ensemble des SMI qui remplissent les exigences des art. 8a et 8b OApEI.

- (2) Les amortissements ou les intérêts relatifs aux SMI visés aux art. 8a et 8b OApEI sont comptabilisés dans les catégories de coûts 510.1 et 510.2 (compteurs/AMI, éventuels transformateurs, bornes d'essai, unités de communication, saisie mobile des données, RCD, système de management des données énergétiques pour le réseau en proportion, etc.).
- (3) Tous les autres coûts qui ne relèvent pas des catégories de coûts 510.1 Amortissements calculés et 510.2 Intérêts calculés doivent être imputés à la catégorie de coûts 510.3 «Autres coûts». Cela concerne en particulier les coûts d'exploitation suivants:
- Logistique liée aux compteurs (acquisition, stockage, installation, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, maintenance, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des installations de mesure (gestion des données fixes)
 - Relevé et transmission des données (p. ex. saisie mobile des données)
 - Coûts d'exploitation du dispositif de télérelevé (RCD) et coûts de transmission des données
 - Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données
 - Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, validation des données et établissement des valeurs de substitution
 - Coûts de communication
 - Coûts relatifs aux locaux, à l'informatique, aux véhicules, etc.
- (4) Du point de vue de l'AES, une subdivision supplémentaire de cette catégorie de coûts (p. ex. entre les prestations de services de mesure et les autres coûts, conformément au reporting sur la comptabilité analytique 2020 de l'ElCom) n'est pas appropriée, étant donné le manque de critères de différenciation nets.

7.1.2.2 520 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information

- (1) Dans cette catégorie de coûts sont saisis les coûts du système de mesure qui ne s'inscrivent pas dans la catégorie de coûts 510, ainsi que ceux du système d'information. Cela inclut les mesures opérationnelles entre les points d'échange du GRD.
- (2) Les amortissements ou les intérêts relatifs au système de mesure ainsi que les coûts correspondants du système d'information qui ne relèvent pas de la catégorie de coûts 510 sont comptabilisés dans les catégories de coûts 520.1 et 520.2.
- (3) Les amortissements exceptionnels requis pour le démontage d'installations de mesure non encore pleinement amorties et qui ne répondent pas aux exigences de l'art. 8a OApEI (art. 31^e, al. 5 OApEI) entrent également dans le cadre des coûts imputables et doivent être comptabilisés ici (520.1).
- (4) La répartition entre les comptes 520.1, 520.2 et 520.3 s'effectue de façon analogue au compte 510.
- (5) Du point de vue de l'AES, une subdivision supplémentaire de cette catégorie de coûts (p. ex. entre les prestations de services de mesure et les autres coûts, conformément au reporting sur la comptabilité analytique 2020 de l'ElCom) n'est pas appropriée, étant donné le manque de critères d'évaluation nets.

7.1.2.3 530 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents

- (1) L'art. 17b LApEI définit les systèmes de commande et de réglage intelligents comme des installations permettant d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau.
- (2) En raison des prescriptions en matière de séparation comptable (unbundling), cette catégorie de coûts inclut les coûts de l'utilisation dans l'intérêt du réseau dans le cadre de systèmes de commande et de réglage intelligents. Les coûts de l'entreprise d'approvisionnement en électricité occasionnés par l'utilisation dans d'autres domaines d'activité doivent être imputés au domaine correspondant.
- (3) Il convient également de saisir ici les rétributions versées aux consommateurs finaux ou aux producteurs pour l'utilisation de ces systèmes dans l'intérêt du réseau (art. 7, al. 3, let. m OApEI), dans la mesure où celles-ci ne sont pas déjà comprises dans les produits tarifaires.
- (4) Il n'existe aucune définition contraignante de la délimitation des systèmes de commande et de réglage intelligents. Seul le document «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050» de l'EiCom du 3 avril 2018 fournit l'indication suivante au sujet des installations de télécommande centralisée existantes: conformément à l'art. 31f OApEI, le gestionnaire de réseau peut continuer à utiliser comme auparavant les systèmes de commande et de réglage intelligents installés et utilisés par ses soins auprès des consommateurs finaux avant l'entrée en vigueur de la modification du 1^{er} janvier 2018, jusqu'à ce que le consommateur final refuse expressément cette utilisation.

8. Mise en œuvre (déploiement)

8.1 Généralités

- (1) D'ici fin 2027, 80% de tous les appareils de mesure au sein d'une zone de desserte doivent être équipés de SMI. Le GRD définit au sein de cette période de transition le délai concret et la stratégie du déploiement. À compter du 1^{er} janvier 2019, des compteurs intelligents doivent cependant être installés chez les consommateurs finaux qui font usage de leur droit à l'accès au réseau, ainsi que dans les installations de production qui sont raccordées au réseau..
- (2) La mise en place d'un SMI via un projet pilote, tout d'abord à l'échelle locale et limité aux fonctions prescrites par la loi, est recommandée. Jusqu'à présent, l'expérience montre que l'investissement initial dans le système et les processus constitue le principal obstacle. Le déploiement subséquent à l'échelle globale est facilement planifiable et applicable.

8.2 Livraison et installation

- (1) La sécurité des données dans l'environnement du SMI est un enjeu dès l'appel d'offres. Les processus et les responsabilités doivent être définis au plus tard avant la livraison. Il est également important que tous les collaborateurs impliqués soient sensibilisés avant cette date et que les conventions correspondantes soient signées. De manière générale, il convient d'appliquer le principe du besoin d'en connaître. Cela signifie que dans le cadre de la gestion des droits d'accès, chaque utilisateur et chaque administrateur ne peut accéder qu'aux données et aux programmes véritablement nécessaires pour son travail.
- (2) Les différents aspects de la livraison et de l'installation sont abordés séparément pour les composants logiciels et matériels et sont décrits dans les tableaux 8 et 9.
- (3) Dès la préparation de la livraison du matériel et des logiciels, tous les rôles d'utilisateurs et les droits envisagés doivent être planifiés. À cette étape, les processus d'attribution et de retrait des droits ainsi que les niveaux d'autorisation également doivent déjà être établis. Cela inclut aussi la définition de directives pour l'utilisation des réseaux et des services correspondants, ainsi que celle des rôles: administrateurs, monteurs de compteurs, lecteurs de compteurs, gestionnaires des interrupteurs, prosummateurs, fabricants support et maintenance.
- (4) Un accord de non-divulgence des données d'accès doit être établi et signé par l'ensemble des acteurs impliqués dans le processus.

Processus pour la livraison et l'installation de logiciels	Description
Préparation de la livraison de logiciels	Tous les composants du logiciel appartenant au SMI, y compris les mises à jour, ne peuvent être livrés que dans le cadre de rôles et de processus prédéfinis. La définition des rôles doit indiquer quelles actions les différents rôles sont autorisés à effectuer dans le SMI (installation, administration, gestion des clés, configuration, accès en lecture). Les processus correspondants décrivent la marche à suivre de la livraison de processus et de son canal de transmission. Les logiciels, les fichiers de configuration et les fichiers clés ne peuvent en principe être transmis que sous forme cryptée, via des canaux cryptés. Il convient, dans ce contexte, de s'assurer sur seuls les rôles prévus aient la possibilité de crypter les fichiers concernés. Les options possibles sont les e-mails cryptés, les portails web cryptés avec authentification à deux facteurs, les dossiers FTPS/SFTP, les périphériques de stockage cryptés et certifiés. Dans le cadre des processus, il faut en outre veiller à ce que l'authenticité de toutes les données introduites avant l'intégration au système soit vérifiée. Une attention particulière doit être accordée aux informations clés fournies avec le SMI. La réception, la conservation et le traitement de ces données doivent être définies par des processus exhaustifs et clairs. Un plan d'urgence doit être prévu en coopération avec le fournisseur, pour le cas où des informations clés seraient perdues ou compromises.
Livraison du logiciel	La livraison du logiciel à proprement parler doit avoir lieu conformément aux processus définis dans le chapitre «Préparation de la livraison de logiciels». Tous les fichiers reçus doivent systématiquement être contrôlés et vérifiés conformément aux processus.
Préparation de l'installation de logiciels	Le véritable travail concernant les logiciels doit être effectué avant l'installation. Avant qu'un logiciel puisse être installé, tous les concepts IT doivent être disponibles. Il s'agit notamment de l'architecture du système, de l'architecture du réseau y compris sa segmentation, ainsi que des rôles et des concepts d'accès aux différents composants du logiciel. Ces concepts doivent prendre en compte le manuel de sécurité interne et les mesures d'amélioration qu'il contient. Les données clés suivantes doivent en outre être prises en considération en présence d'un SMI: - Répartition entre un univers test et un univers de production - Réseau séparé pour le SMI - Aucune utilisation de réseaux publics - Séparation des systèmes OT et IT - Définition des informations relatives à l'historique (manipulations, accès, modifications de la configuration) - Définition d'événements auprès des responsables (manipulations, coupures de courant, modifications du firmware, accès administratifs locaux au SMI) - Définition du mode de surveillance des interfaces - Responsables et méthodes de surveillance des valeurs caractéristiques du système (monitoring) - Processus de sauvegarde et délais de conservation - Premier audit de l'infrastructure conformément au manuel de sécurité et remise à l'exploitation - Élaboration du procès-verbal de réception, pour lequel il convient de veiller à ce que, non seulement les cas réguliers, mais notamment les cas de défaillances, fassent l'objet d'une vérification La responsabilité de ces concepts incombe à l'échelon de la direction.
Installation des logiciels	L'installation proprement dite des logiciels par les personnes habilitées doit être effectuée conformément aux concepts élaborés et vérifiée en permanence. Une installation par phases avec vérification par étapes intermédiaires est recommandée. Au cours de cette phase d'intégration, le contrôle est un processus très important et omniprésent. Les meilleurs concepts ne sont d'aucune utilité lorsque l'installation effective se déroule autrement. Réception de l'installation conformément au procès-verbal, y compris simulation des cas de défaillances et vérification des processus subséquents correspondants. Après l'installation et la réception, les collaborateurs concernés sont formés.

Tableau 8: Processus pour la livraison et l'installation des logiciels pour un SMI, du point de vue de la sécurité des données



Processus pour la livraison et l'installation de matériel / d'appareils	Description
Préparation de la livraison de matériel / d'appareils	Tous les composants matériels appartenant au SMI, comme les appareils de mesure, les concentrateurs de données, ainsi que les fichiers correspondants, ne peuvent être livrés et installés que dans le cadre de rôles et de processus prédéfinis. Les composants doivent être entreposés dans des lieux sécurisés physiquement. Il est recommandé de surveiller et de consigner l'accès à ces pièces. Les fichiers clés correspondant à ces composants ne peuvent être transmis que via des canaux sûrs, p. ex. les e-mails cryptés, les portails web cryptés avec authentification à deux facteurs, les dossiers FTPS/SFTP, les périphériques de stockage cryptés et certifiés. Le contenu crypté ne peut être consulté que par les personnes habilitées. En amont de la livraison des composants, la gestion des appareils doit être préparée de sorte que les caractéristiques du matériel (au moins le type, la version du matériel, la version du firmware et le type de communication) puissent être intégrées.
Livraison du matériel / des appareils	Il convient de vérifier (échantillons) pour les appareils livrés que le paramétrage correspond bien à la commande. Il faut notamment désactiver toutes les interfaces inutiles et activables à distance. L'expérience montre qu'une vérification du fonctionnement par échantillons pour chaque lot est pertinente (relais, écran, registre tarifaire, communication). Il convient de s'assurer que seuls les collaborateurs habilités peuvent consulter les clés (key files) correspondant aux appareils et le logiciel de gestion des clés.
Préparation de l'installation de matériel / d'appareils	Les composants matériels doivent être mis à jour conformément à la version la plus récente du firmware préalablement à l'installation proprement dite ou bien il faut s'assurer que celle-ci est installée. Les petits GRD peuvent confier cette tâche au fournisseur de matériel ou au prestataire de services de mesure. En dernier lieu est effectué le test final, qui vise à détecter les éventuelles erreurs de configuration (ready to go).
Installation du matériel / des appareils	Lors de l'installation, il convient de veiller à ce que les appareils et les outils de montage soient protégés des accès non autorisés au cours du processus de montage. Des mots de passe sécurisés doivent être utilisés et les outils conservés en lieu sûr, notamment lors du recours à des outils IT mobiles (mobile workforce management). L'installation proprement dite des appareils par les personnes habilitées doit être effectuée conformément aux concepts élaborés et vérifiée en permanence.

Tableau 9: Processus pour l'installation et la livraison de matériel / d'appareils pour un SMI, du point de vue de la sécurité des données



8.3 Stratégie de mise en œuvre

- (1) Les solutions suivantes illustrent les différentes stratégies de mise en œuvre des SMI. La stratégie de déploiement dépend notamment de la zone de desserte, du nombre d'appareils de mesure, de l'ancienneté de l'infrastructure existante et des besoins du GRD.

8.3.1 Step-by-step – échelonnement fonctionnel

- (1) Introduction du SMI et des processus par étapes successives d'ici à fin 2027. Les compteurs sont remplacés sur toute la zone de desserte en fonction de leur ancienneté et de leur lot. L'infrastructure existante peut ainsi être utilisée le plus longtemps possible et les amortissements exceptionnels peuvent être réduits:
 - Amortissement minimal, le déploiement peut être majoritairement effectué dans le cadre du budget de maintenance normal.
 - Déploiement inefficace (longs trajets, planification complexe)
 - Problèmes de communication car en fonctionnement de façon seulement sporadique
 - Possibilité d'exploiter la valeur ajoutée tardivement uniquement
 - Anciens processus / systèmes conservés encore longtemps

8.3.2 Step-by-step – échelonnement géographique

- (1) Le déploiement du SMI s'effectue de façon continue d'ici à fin 2027. Les compteurs sont déployés de façon homogène par zone géographique, un groupe de transformateurs après l'autre. La première étape consiste à équiper le système de communication, afin que la fonctionnalité complète du SMI puisse être immédiatement exploitée.
 - Déploiement efficace (courts trajets, coordination simple)
 - Réseaux de communication plus stables
 - Possibilité d'exploiter et de prioriser rapidement la valeur ajoutée
 - Amortissement plus élevé

8.3.3 Big Bang

- (1) Le déploiement s'effectue en l'espace d'un à deux ans. Les nouvelles fonctionnalités peuvent ainsi être utilisées rapidement.
 - Infrastructure homogène (appareils de mesure et système de communication)
 - Possibilité de remplacement rapide des anciens processus et systèmes
 - Optimisation de l'achat
 - Investissement et dépenses initiales élevés
 - Amortissement élevé et évolution par vagues tous les 10-15 ans en fonction de la durée d'amortissement
 - Risque de défaillance produit et système



8.4 Organisation

- (1) Dans le cadre du déploiement d'un SMI, il convient de décider rapidement si cette étape doit être externalisée, que ce soit totalement ou en partie. La décision de procéder au déploiement en interne ou de confier cette tâche à un prestataire est centrale dans la planification.

8.4.1 Facteurs d'influence

- (1) Les paramètres suivants influent sur la décision «make or buy»:
 - Stratégie de l'entreprise
 - Taille de l'entreprise
 - Existence d'un département IT, compétences de l'IT
 - Possibilités de recrutement de personnel supplémentaire
 - Facilité de recrutement du personnel supplémentaire
 - Maintien de postes dans la commune
 - Personnel de montage interne à l'entreprise donc durée du déploiement plus élevée
 - Personnel de montage externe à l'entreprise donc durée du déploiement moins élevée
 - Personnel interne = savoir-faire dans l'entreprise
 - Exigences liées à la sécurité des données
 - Exigences liées à la protection des données

8.4.2 Analyse make or buy

- (1) Il est recommandé de procéder à une analyse make or buy pour trancher sur ce point. Les étapes possibles de cette analyse sont les suivantes:
 1. Description précise du produit devant éventuellement être acheté
p. ex. installation de compteur sur le terrain, exploitation du système, gestion des stocks, externalisation complète du domaine d'activité
 2. Vérification des alternatives de mise à disposition
Qui sur le marché peut fournir le produit?
Recommandation: se procurer des références
 3. Calculer les coûts TCO pour toute la durée de vie du système dans son ensemble
Inclure l'investissement supplémentaire nécessaire à la concertation avec le prestataire
 4. Évaluation des facteurs non quantifiables
Influence sur l'image de l'entreprise
Réaction du personnel interne
 5. Comparaison des variantes
 6. Décision
 7. Mise en œuvre

8.4.3 Variantes

- (1) Généralement, seules des parties d'un domaine d'activité sont externalisées. Exemples:
 - Déploiement des compteurs avec le personnel permanent interne, bénéficiant du soutien du personnel extérieur
 - Externalisation de l'exploitation du système SMI, manipulation du système par le GRD



- Externalisation de la communication en vue du déploiement du SMI
 - Externalisation du centre de clientèle durant la phase de déploiement
- (2) Les processus clés peuvent être effectués en interne en cas d'externalisation partielle. Cette approche réduit la dépendance vis-à-vis du prestataire. Le GRD peut également conserver en interne son savoir-faire.

8.5 Planification de la mise en œuvre

- (1) Chaque GRD devrait, en amont du déploiement, définir les types d'emplacements de mesure et connaître leurs caractéristiques (nombre de compteurs, grandeurs de mesure, utilisation des systèmes de commande et de réglage, nombre de distributions avec amiante, etc.) pour le changement des compteurs. L'objectif consiste à évaluer la durée nécessaire à la transformation des emplacements de mesure et le matériel disponible pour chacun d'entre eux. Il est ainsi possible de définir des normes pour rationaliser le changement de compteurs. Les considérations théoriques doivent de préférence être vérifiées dans la pratique à travers un projet pilote. L'expérience montre que le lancement d'un processus de changement de compteurs automatisé est pertinent dans la plupart des cas.
- (2) Planification du déploiement
- Optimisation des lots par la prise en compte des rotations
 - Optimisation des trajets (distances plus courtes, mise en place d'un réseau de communication)
- (3) Gestion des délais client final
- Prévention des trajets multiples
 - Remplacement de la télécommande centralisée (accord actif du client nécessaire). Il convient de déterminer, avant le remplacement de la télécommande centralisée, pour quelles charges / productions des interrupteurs de charges supplémentaires seront nécessaires.
 - Ne pas déconnecter en journée les entreprises avec mesure directe (borne de connexion des compteurs)
- (4) Borne de connexion des compteurs
- Il est recommandé, lors du passage à un SMI, d'équiper simultanément l'emplacement du compteur d'une borne de connexion des compteurs et de définir les exigences dans les prescriptions des distributeurs d'électricité de Suisse romande. Il existe différentes versions des bornes de connexion des compteurs (63 A, 80 A et 100 A). Le choix de la borne de connexion du compteur correspondante dépend de la limite de puissance à partir de laquelle un transformateur de mesure est intégré.
- Permet un changement de compteur sans interruption de tension
 - Augmente considérablement l'efficacité des changements de compteurs à venir
 - Facilite la planification des changements de compteurs (aucun avis préalable nécessaire)
 - Encourage la sécurité au travail (aucun changement de compteur dans l'obscurité)
 - Préparation homogène des emplacements de compteurs non utilisés



8.6 Adaptation de l'infrastructure / des processus

- (1) Afin d'éviter tout investissement ou dépense inutile dans l'infrastructure existante, il convient en outre de planifier la désinstallation du parc de compteurs. Il faut notamment se poser les questions suivantes:
 - Les compteurs peuvent-ils être retirés en amont de l'administration par lots?
 - Quels coûts sont imputables (jusqu'à 80%)?
 - Quels systèmes demeurent nécessaires? À quelle date la résiliation des systèmes doit-elle être effectuée?
 - Jusqu'à quand les processus existants sont-ils nécessaires?
 - Reste-t-il du personnel disponible pour assurer le relevé des compteurs? Sous quel délai en ai-je besoin?

8.7 Mesures en faveur de l'acceptation par les clients

- (1) Si le consommateur final, le producteur ou le gestionnaire d'accumulateur refuse l'utilisation d'un SMI, le gestionnaire de réseau peut facturer individuellement les coûts supplémentaires ainsi engendrés, à compter de la date du refus (art. 8a, al. 3ter OApEI du 1er juin 2019).
- (2) L'EICom peut octroyer des exceptions temporaires ou permanentes à l'obligation d'utilisation d'un SMI, si l'intérêt de cette utilisation est disproportionné par rapport à la dépense correspondante. Aucun SMI ne doit être installé dans les bâtiments et les installations visés par la loi fédérale du 23 juin 1950 concernant la protection des ouvrages militaires.
- (3) L'acceptation par les clients d'un nouveau système constitue un facteur important pour la réussite et l'utilité du déploiement. Il convient de tenir compte du fait que les clients adoptent plutôt une position «négative» vis-à-vis des technologies modernes, empêchent l'accès à leurs installations ou le retardent. Il est recommandé dans tous les cas d'informer les clients de façon appropriée et en temps utile au sujet des nouveautés à venir et des possibilités correspondantes (bénéfice pour le client).
 - Nouveaux modèles tarifaires
 - Analyse consommation énergétique / conseils en matière d'économie d'énergie
 - Pas de relevé manuel sur place (pas de tube à clé, pas de CS)
 - Nouveaux tarifs, rétribution de la flexibilité et de l'optimisation de la consommation propre
 - Optimisation des coûts de réseau
 - Préparation à l'ouverture du marché

8.8 Acquisitions

- (1) L'Ordonnance sur les marchés publics s'applique aux acquisitions. Elle régit si l'entreprise doit réaliser un appel d'offre public. Les principaux points du déroulement d'un appel d'offres sont décrits ci-après.
- (2) Les critères d'évaluation dans le cadre d'un appel d'offres pour un SMI ou certains de ses composants (appareils de mesure et de communication, système de traitement des données de comptage, système de visualisation) contiennent les exigences des directives de l'AES en matière de sécurité des données des SMI. Les exigences en matière de certification des SMI pour ce qui est de la sécurité des données y figurent. Indépendamment du type d'acquisition, un certificat valable de l'un des la-



boratoires d'essais accrédités par METAS doit pouvoir être présenté pour les composants proposés du SMI.

8.8.1 Déroulement de l'appel d'offres pour le SMI

- (1) Les offres sont évaluées à partir de critères de qualification et d'adjudication. L'évaluation s'effectue du point de vue commercial et technique. Les fabricants doivent pouvoir présenter, pour les composants d'un SMI qu'ils proposent, un certificat obligatoirement valide, établi par un centre de contrôle accrédité par le METAS.

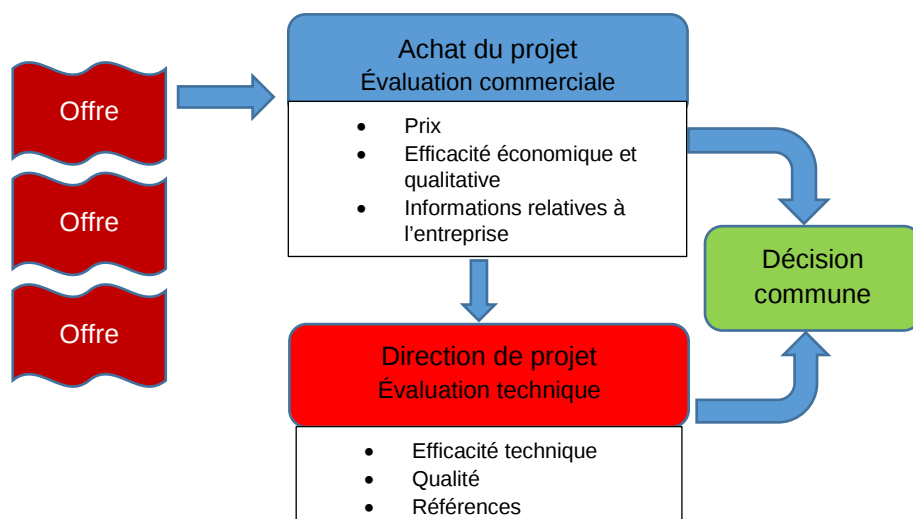


Figure 11: Processus d'évaluation des offres reçues dans le cadre d'un appel d'offres

- (2) Les critères de qualification et d'adjudication distinguent deux critères clés:

- l'évaluation du fournisseur
- l'évaluation de l'offre du fournisseur

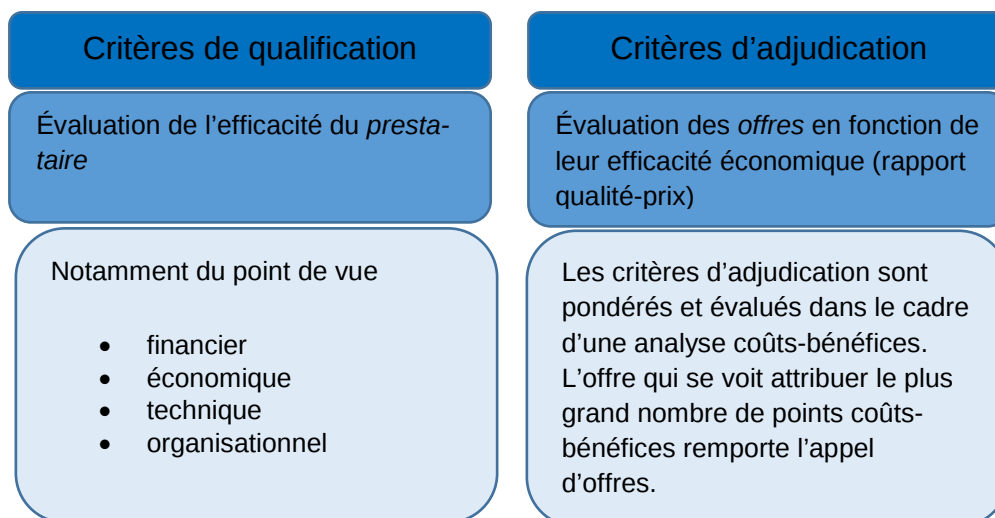


Figure 12: Évaluation d'un appel d'offres à l'aide de critères de qualification et d'adjudication



- (3) Cette répartition permet de procéder à une évaluation structurée et claire des offres reçues. Le déroulement séquentiel d'évaluation des offres permet de mettre en place une bonne planification, susceptible d'optimiser à son tour l'emploi des ressources.
- (4) Voici une sélection de critères pour un appel d'offres. Celle-ci peut varier d'une entreprise et d'une forme de société à l'autre.

Critère	Résultats attendus
Quel est le cœur de métier de l'entreprise?	Production et distribution de smart meters et de logiciels correspondants
Directives ISO • 9001 (Management de la qualité) • 14001 (Management environnemental) • 5001 (Management de l'énergie) • ISO/CEI 27001 (Sécurité de l'information)	L'entreprise est certifiée et régulièrement soumise à des audits.
Connaissance du marché de l'énergie suisse	L'entreprise dispose de connaissances sur le marché de l'énergie suisse, de références et d'une succursale en Suisse.
Références vérifiables	Les références peuvent être exigées.
Forme de société sàrl, SA, société en commandite, etc.	La forme juridique de l'entreprise est connue.
Nombre de collaborateurs	Le rapport d'activité peut renseigner sur le nombre de collaborateurs.
Montant du chiffre d'affaires et du bénéfice	Le rapport d'activité peut renseigner sur le chiffre d'affaires et le bénéfice.
Évolution de l'activité au cours des 10 dernières années	Le rapport d'activité peut renseigner sur l'évolution de l'entreprise.
Siège et sites (de développement et de production)	Tous les sites et les activités externalisées optionnelles sont documentés.
Produits ou développements individuels	Des produits ou des développements individuels sont-ils disponibles?
Produits propres ou revendeur	S'agit-il d'un fabricant ou d'un revendeur?
Niveau de formation des collaborateurs	S'informer sur le niveau de formation des collaborateurs qui disposent d'un accès aux données critiques ou aux principaux composants.
Coopérations avec des hautes écoles	Information disponible dans le rapport d'activité, dans la presse
Partenariats de développement avec les clients	Information disponible dans le rapport d'activité, dans la presse
Accord de confidentialité	L'entreprise a signé un accord de confidentialité.
Engagement à protéger les données pour les collaborateurs de l'entreprise	Les engagements à protéger les données pour les collaborateurs de l'entreprise qui ont accès aux données critiques ou aux principaux composants ont été signés.
Appareils certifiés	Les appareils sont certifiés par le Metas ou il est assuré qu'ils le seront avant l'utilisation.
Manuel de la sécurité	Le manuel de sécurité est disponible et a été validé par la direction.

Tableau 10: Tableau des critères d'un appel d'offres



Annexe 1: Références bibliographiques

	Titre	Éditeur
[1]	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) du 14 mars 2008 (avec modifications du 1 ^{er} juin 2019)	Confédération
[2]	Bases pour l'introduction de systèmes de mesure intelligents auprès du consommateur final en Suisse; 11/2014	OFEN
[3]	Ansätze zur Gewährleistung der IKT-Sicherheit von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern; 10/2015	OFEN
[4]	Étude «Analyse des besoins de protection du Smart Metering en Suisse» de juin 2018	OFEN
[5]	Recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données de systèmes de mesure intelligents»	AES
[6]	Manuel «Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau»	AES
[7]	Norme minimale visant à renforcer la résilience des TIC	OFAE
[8]	Directive G17d Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux SSIGE	SSIGE



Annexe 2: Liste des bases juridiques

- (5) Les bases, lois et ordonnances mentionnées ci-après (liste non exhaustive) font partie intégrante du présent manuel:
- RS 235.1 Loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données (LPD) (état le 1^{er} janvier 2008)
 - RS 235.11 Ordonnance du 14 juin 1993 relative à la loi fédérale sur la protection des données (OLPD) (état le 1^{er} janvier 2008)
 - Convention européenne des droits de l'homme: Convention de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales
 - RS 730.0 Loi sur l'énergie (LEne)
 - RS 730.01 Ordonnance sur l'énergie (OEne)
 - RS 734.0 Loi fédérale concernant les installations électriques à faible et à fort courant (LIE)
 - RS 734.2 Ordonnance sur les installations électriques à courant fort (Ordonnance sur le courant fort)
 - RS 734.26 Ordonnance sur les matériels électriques à basse tension (OMBT)
 - RS 734.27 Ordonnance sur les installations électriques à basse tension (OIBT)
 - RS 734.31 Ordonnance sur les lignes électriques (OLEI)
 - RS 734.7 Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)
 - RS 734.71 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)
 - RS 784.101.21 Ordonnance de l'OFCOM sur les installations de télécommunication (OOIT)
 - RS 941.20 Loi fédérale sur la métrologie (LMétr)
 - RS 941.210 Ordonnance sur les instruments de mesure (OIMes)
 - SR 941.251 Ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMepe)
- (6) Par ailleurs, les directives et les normes ainsi que le modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MME-CH) issues des ordonnances prévalent.



Annexe 3: Glossaire

Terme	Description / Fonction																
AMI	Appareil de mesure intelligent																
Bluetooth	Le Bluetooth est une norme industrielle pour la transmission radio courte distance entre appareils (WPAN). Il constitue l'interface permettant aux petits appareils comme les téléphones mobiles et les PDA ainsi qu'aux ordinateurs et aux périphériques de communiquer entre eux. Le Bluetooth vise principalement à remplacer les liaisons câblées entre appareils. Les appareils qui en sont dotés émettent dans une bande de fréquence comprise entre 2,402 GHz et 2,480 GHz et ne nécessitent donc pas de concession. Classes et portées <table><tr><th>Classe</th><th>Puissance max.</th><th>Puissance max.</th><th>Portée en extérieur</th></tr><tr><td>Classe 1</td><td>100 mW</td><td>20 dBm</td><td>env. 100 m</td></tr><tr><td>Classe 2</td><td>2,5 mW</td><td>4 dBm</td><td>env. 10 m</td></tr><tr><td>Classe 3</td><td>1 mW</td><td>0 dBm</td><td>env. 1 m</td></tr></table>	Classe	Puissance max.	Puissance max.	Portée en extérieur	Classe 1	100 mW	20 dBm	env. 100 m	Classe 2	2,5 mW	4 dBm	env. 10 m	Classe 3	1 mW	0 dBm	env. 1 m
Classe	Puissance max.	Puissance max.	Portée en extérieur														
Classe 1	100 mW	20 dBm	env. 100 m														
Classe 2	2,5 mW	4 dBm	env. 10 m														
Classe 3	1 mW	0 dBm	env. 1 m														
Breaker	Interrupteur. Composant d'un compteur électrique permettant d'interrompre l'alimentation électrique.																
Bus EIB	Le Bus EIB est une norme calquée sur la norme européenne EN 50090 pour la domotique. Dans sa version actuelle, il s'agit d'un protocole KNX.																
CCF	Couplage chaleur-force																
CD	Concentrateur de données																
CS	Current loop serial interface = interface de boucle de courant. Une méthode de transmission sérielle utilisant une boucle de courant. Les boucles de courant offrent un meilleur rapport signal/bruit que les systèmes basés sur la tension, ce qui signifie qu'ils sont extrêmement résistants aux perturbations.																
DSL	Digital Subscriber Line. Il s'agit d'un raccordement numérique pour l'Internet à large bande avec des taux de transmission allant jusqu'à 500 MBit/sec. Le taux de transmission Internet réel dépend toutefois du serveur d'accès Internet.																
GB / RGB	Groupe-bilan / Responsable de groupe-bilan																
GDC / GDE	Le système de gestion des données de compteur (GDC) et le système de gestion des données énergétiques (GDE) constituent le lien entre le traitement des données de processus (smart metering, RCD, etc.) et le traitement des informations à l'échelle de l'entreprise. Ils traitent en effet les données de consommation des différents points de fourniture pour les autres acteurs du marché, utilisateurs externes et prestataires de mesures. Le système de gestion des données peut être considéré comme un automate de calcul qui met à disposition ses résultats provenant d'autres applications par le biais de réseaux de communication. Il sert par exemple au traitement des données prévisionnelles ou à la préparation des données de consommation relevées électroniquement en vue de la facturation.																
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution																
Home Automation / Smart Home	Automatisation des bâtiments fonctionnels, des maisons de particuliers, etc.																
LAN	Réseau local (Local Area Network)																
LON	Le «Local Operating Network» (LON) est un bus de terrain principalement utilisé en domotique.																



Terme	Description / Fonction
LonTalk	Ce terme désigne le protocole de communication du bus de terrain LON.
M-Bus	Le M-Bus (Meter-Bus) est un bus de terrain destiné à la saisie des données de consommation. La transmission s'effectue en série sur une ligne bifilaire protégée contre l'inversion de polarité entre un maître et les esclaves (équipements de mesure).
Modbus	Modbus est un protocole de communication utilisé pour des réseaux d'automates programmables. Il fonctionne sur le mode maître / esclave. Il a été mis au point en 1979 par Gould Modicon pour la communication avec ses automates programmables. Le Modbus étant un protocole ouvert, il est de facto devenu une norme industrielle.
MUC	MUC est l'abréviation de Multi Utility Communication: afin de pouvoir répondre à l'avenir aux exigences des différents rôles du marché libéralisé (production, distribution, vente, exploitant des places de mesure, prestataire de mesures, client privé, etc.) de manière rentable, il faut une standardisation à large échelle des interfaces (matériel, logiciel, processus). Les raisons motivant la définition de ce standard s'expliquent par le fait que l'introduction de nombreuses nouvelles interfaces et les surcoûts qui en découlent ne peuvent être contre-balançés que par des processus optimisés (acquisition des données, mise à disposition, tarification flexible, etc.). La plateforme de référence Multi Utility Communication (MUC) est la réponse à un besoin de création d'un standard qui intègre des normes et concepts existants et de fixation des directives complémentaires qui s'imposent. Un contrôleur MUC relie en tant qu'unité centrale les terminaux (compteurs, capteurs, actuateurs) au moyen de l'interface de transmission à longue distance ainsi que de l'interface avec les unités de visualisation auprès du client final.
PLC	Le terme «Powerline Communications» (PLC) ou «courants porteurs en ligne» (CPL) recouvre de nombreuses possibilités d'applications intéressantes qui utilisent le réseau électrique comme support de transmission à des fins de communication et de commande. La technologie PLC peut ainsi offrir un complément ou, dans certains domaines, une alternative aux produits de télécommunication actuels et futurs. Par ailleurs, outre les produits PLC à bande étroite qui existent depuis longtemps déjà, tels que les baby-phones ou les produits destinés à étendre un raccordement téléphonique analogique dans une maison, on trouve depuis quelques années sur le marché de plus en plus d'applications à large bande. On fait souvent la distinction non seulement entre les PLC bande étroite et les PLC large bande, mais également entre le PLC-Access et le PLC-Inhouse.
PQ	Sur les réseaux d'approvisionnement en électricité, power quality désigne la correspondance entre les valeurs physiques actuelles de la tension du réseau, telles qu'elles parviennent au «consommateur/client» et les caractéristiques de la tension du réseau accordées par l'entreprise d'approvisionnement en électricité (fournisseur).
RCD	Relevé des compteurs à distance
S0	L'interface S0 (sortie d'impulsions à transistor) transmet des impulsions d'une valeur donnée aux appareils externes. La longueur des impulsions et la constante d'impulsion peuvent être paramétrées.
SCRipER	Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau
SMI	Système de mesure intelligent
STR	Le système de tête de réseau (en anglais <i>Head End System</i> , HES) désigne généralement le module de saisie des données et de communication entre la gestion des données de compteur et le réseau de compteurs. Sa principale mission est la saisie des données de compteur et leur transmission à d'autres systèmes ainsi que la passation d'ordres de commande.
Système de traitement des données de comptage	Système de traitement des données de comptage. Ces systèmes proposent des fonctions pour administrer les appareils de mesure ou pour traiter les données brutes enregistrées par les appareils de mesure, comme p. ex. le paramétrage des appareils, l'administration des appareils ou l'administration des séries chronologiques.
WAN	Réseau s'étendant sur une très vaste surface géographique (Wide Area Network), contrairement à un réseau WLAN, LAN, etc.



Terme	Description / Fonction
WLAN	Le Wireless Local Area Network («réseau local sans fil» – Wi-Fi, Wireless LAN, W-LAN, WLAN) est un réseau radio local le plus souvent basé sur la norme IEEE 801.11. Contrairement aux Wireless Personal Area Networks (WPAN), les WLAN offrent une plus grande puissance émettrice ainsi qu'une plus grande portée et affichent généralement des taux de transmission supérieurs. Le réseau peut se présenter de manière similaire à un réseau radio: un routeur sans fil ou un Access Point assure la coordination de tous les autres nœuds du réseau (clients). Étant donné qu'un WLAN utilise le même concept d'adressage qu'Ethernet, il est possible, via un Wireless Access Point avec raccordement Ethernet, d'établir très facilement une connexion vers les réseaux câblés. Pour les réseaux sans fil, les bandes de fréquence de 2,4 GHz à 2,4835 GHz ainsi que de 5,15 GHz à 5,725 GHz ont été libérées.
WPAN	Wireless Personal Area Network, réseau personnel sans fil fonctionnant généralement sur de courtes distances via Bluetooth entre des appareils, p. ex. téléphones mobiles et PDA, mais aussi entre ordinateurs et appareils périphériques.
ZigBee	ZigBee est un standard ouvert de réseau radio permettant à des appareils domestiques, des capteurs, etc. d'être connectés sur de courtes distances (10 à 100 mètres). ZigBee est en mesure d'utiliser la bande 2,4 GHz ou la bande 868 MHz.

